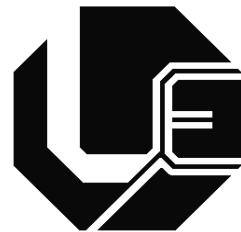


UNIVERSIDADE FEDERAL DE UBERLÂNDIA – UFU
FACULDADE DE ENGENHARIA ELÉTRICA
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA



**UM MODELO DE OTIMIZAÇÃO MULTIOBJETIVO
APLICADO NO DIMENSIONAMENTO DA CAPACIDADE
INSTALADA DE UMA PEQUENA CENTRAL HIDRELÉTRICA**

JACSON HUDSON INÁCIO FERREIRA

Uberlândia, MG
2020

JACSON HUDSON INÁCIO FERREIRA

**UM MODELO DE OTIMIZAÇÃO MULTIOBJETIVO
APLICADO NO DIMENSIONAMENTO DA CAPACIDADE
INSTALADA DE UMA PEQUENA CENTRAL HIDRELÉTRICA**

Tese apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica na Universidade Federal de Uberlândia, como requisito parcial para a obtenção do título de Doutor em Ciência.

Área de concentração: Sistemas de Energia Elétrica.

Orientador: José Roberto Camacho, PhD – UFU

Uberlândia, MG
2020

Ficha Catalográfica Online do Sistema de Bibliotecas da UFU
com dados informados pelo(a) próprio(a) autor(a).

F383 Ferreira, Jacson Hudson Inácio, 1988-
2020 Um modelo de otimização multiobjetivo aplicado no
dimensionamento da capacidade instalada de uma Pequena
Central Hidrelétrica [recurso eletrônico] / Jacson Hudson Inácio
Ferreira. - 2020.

Orientador: José Roberto Camacho.
Tese (Doutorado) - Universidade Federal de Uberlândia, Pós-
graduação em Engenharia Elétrica.
Modo de acesso: Internet.
Disponível em: <http://doi.org/10.14393/ufu.te.2020.70>
Inclui bibliografia.
Inclui ilustrações.

1. Engenharia elétrica. I. Camacho, José Roberto, 1954-
(Orient.). II. Universidade Federal de Uberlândia. Pós-graduação
em Engenharia Elétrica. III. Título.

CDU: 621.3

Bibliotecários responsáveis pela estrutura de acordo com o AACR2:
Gizele Cristine Nunes do Couto - CRB6/2091
Nelson Marcos Ferreira - CRB6/3074

JACSON HUDSON INÁCIO FERREIRA

**UM MODELO DE OTIMIZAÇÃO MULTIOBJETIVO
APLICADO NO DIMENSIONAMENTO DA CAPACIDADE
INSTALADA DE UMA PEQUENA CENTRAL HIDRELÉTRICA**

Tese apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica na Universidade Federal de Uberlândia, como requisito parcial para a obtenção do título de Doutor em Ciência.

Área de concentração: Sistemas de Energia Elétrica.

Comissão examinadora:

Prof. PhD José Roberto Camacho
(Orientador – UFU)

Prof. Dr. Sebastião Camargo Guimarães Júnior
(Examinador – UFU)

Prof. PhD. Igor Santos Peretta
(Examinador – UFU)

Prof. Dr. Sérgio Batista da Silva
(Examinador – IFG)

Prof. PhD Reinaldo Castro Souza
(Examinador – PUC Rio)



UNIVERSIDADE FEDERAL DE UBERLÂNDIA

Coordenação do Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica
 Av. João Naves de Ávila, 2121, Bloco 3N - Bairro Santa Mônica, Uberlândia-MG, CEP 38400-902
 Telefone: (34) 3239-4707 - www.posgrad.feelt.ufu.br - copel@ufu.br



ATA DE DEFESA - PÓS-GRADUAÇÃO

Programa de Pós-Graduação em:	Engenharia Elétrica				
Defesa de:	Tese de Doutorado, 256, PPGEELT.				
Data:	Dezessete de janeiro de dois mil e vinte.	Hora de início:	14:00	Hora de encerramento:	17:25
Matrícula do Discente:	11613EEL005				
Nome do Discente:	Jacson Hudson Inácio Ferreira				
Título do Trabalho:	Um modelo de otimização multiobjetivo aplicado no dimensionamento da capacidade instalada de uma Pequena Central Hidrelétrica				
Área de concentração:	Sistemas de energia elétrica				
Linha de pesquisa:	Eletricidade rural e fontes alternativas de energia				
Projeto de Pesquisa de vinculação:	Programa: ENGENHARIA ELÉTRICA (32006012001P9) Nome: ESTUDOS DINÂMICOS PARA ANÁLISE DE IMPACTO DOS REQUISITOS MÍNIMOS PARA A CONEXÃO DE PRODUTORES INDEPENDENTES DE ENERGIA (PIE) AO SISTEMA ELÉTRICO COMERCIAL. Data de Início: 01/01/2010. Natureza do Projeto: OUTRA. Situação do Projeto: EM ANDAMENTO				

Reuniu-se no Anfiteatro 1E da Faculdade de Engenharia Elétrica, Campus Santa Mônica, da Universidade Federal de Uberlândia, a Banca Examinadora, designada pelo Colegiado do Programa de Pós-graduação em Engenharia Elétrica, assim composta: Professores Doutores: Sebastião Camargo Guimarães Júnior - FEELT/UFU; Igor Santos Peretta - FEELT/UFU; Sérgio Batista da Silva- IFG; Reinaldo Castro Souza - PUC-RIO; José Roberto Camacho - FEELT/UFU ,orientador(a) do(a) candidato(a).

Iniciando os trabalhos o(a) presidente da mesa, Dr(a). José Roberto Camacho, apresentou a Comissão Examinadora e o candidato(a), agradeceu a presença do público, e concedeu ao Discente a palavra para a exposição do seu trabalho. A duração da apresentação do Discente e o tempo de arguição e resposta foram conforme as normas do Programa.

A seguir o senhor(a) presidente concedeu a palavra, pela ordem sucessivamente, aos(as) examinadores(as), que passaram a arguir o(a) candidato(a). Ultimada a arguição, que se desenvolveu dentro dos termos regimentais, a Banca, em sessão secreta, atribuiu o resultado final, considerando o(a) candidato(a):

_____a_____provado(a).

Esta defesa faz parte dos requisitos necessários à obtenção do título de [Doutor](#).

O competente diploma será expedido após cumprimento dos demais requisitos, conforme as normas do Programa, a legislação pertinente e a regulamentação interna da UFU.

Nada mais havendo a tratar foram encerrados os trabalhos. Foi lavrada a presente ata que após lida e achada conforme foi assinada pela Banca Examinadora.



Documento assinado eletronicamente por **José Roberto Camacho, Professor(a) do Magistério Superior**, em 17/01/2020, às 17:26, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no art. 6º, § 1º, do [Decreto nº 8.539, de 8 de outubro de 2015](#).



Documento assinado eletronicamente por **SERGIO BATISTA DA SILVA, Usuário Externo**, em 17/01/2020, às 17:27, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no art. 6º, § 1º, do [Decreto nº 8.539, de 8 de outubro de 2015](#).



Documento assinado eletronicamente por **Reinaldo Castro Souza, Usuário Externo**, em 17/01/2020, às 17:29, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no art. 6º, § 1º, do [Decreto nº 8.539, de 8 de outubro de 2015](#).



Documento assinado eletronicamente por **Igor Santos Peretta, Professor(a) do Magistério Superior**, em 17/01/2020, às 17:36, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no art. 6º, § 1º, do [Decreto nº 8.539, de 8 de outubro de 2015](#).



Documento assinado eletronicamente por **Sebastião Camargo Guimarães Júnior, Usuário Externo**, em 20/01/2020, às 09:21, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no art. 6º, § 1º, do [Decreto nº 8.539, de 8 de outubro de 2015](#).



A autenticidade deste documento pode ser conferida no site https://www.sei.ufu.br/sei/controlador_externo.php?acao=documento_conferir&id_orgao_acesso_externo=0, informando o código verificador **1613675** e o código CRC **B00E0401**.

*Aos meus pais, Cílio Vargas Ferreira e Magda de
Fátima Alves Ferreira, e a Flávio Caldeira Silva*

Agradecimentos

À Deus por guiar meus passos e tornar real os meus sonhos.

Aos meus pais, **Cílio Vargas Ferreira, Magda de Fátima Alves Ferreira** e minha irmã **Jaqueleine Inácio Alves Ferreira** por compreenderem a ausência em diversos momentos durante esta etapa e por sempre terem me amado incondicionalmente.

Ao Professor PhD **José Roberto Camacho** pela orientação, discussões para o desenvolvimento e conclusão da minha tese e, também, pela confiança dada durante todo o trabalho.

Ao **Flávio Caldeira Silva** pelo companheirismo, amizade, atenção e disponibilidade dada durante esses anos de doutorado, o meu muito obrigado e minha gratidão!

Aos amigos de Ituiutaba **Vanessa Alves de Freitas, Flávia Fernandes de Leva, Lindolfo Marra de Castro Neto, Michele Soares, Sabrina Dias Ribeiro, Elisa Melo, Inaê Soares de Vasconcellos, Lilian Oliveira Rosa** e demais amigos pessoais pelos ótimos momentos durante essa trajetória.

À minha assistente residencial **Maria Adriana Silva Viturino e família** por tanto cuidado e carinho.

Aos meus amigos de Uberlândia **Gustavo Ferreira Maximiano, Afrânio Roberto Pinto Filho, Karina Estela Costa e família** pela amizade e apoio durante essa etapa.

Aos colegas e amigos do **NUPEA** (Núcleo de Extensão e Pesquisa em Fontes Alternativas de Energia) e da Universidade Federal de Uberlândia pelas conversas e apoio, ao longo da realização desta tese.

Ao CEPEL (Centro de Pesquisas de Energia Elétrica) pela parceria e fornecimento dos softwares para conclusão desta tese.

À **Faculdade de Engenharia Elétrica** da Universidade Federal de Uberlândia
pela disponibilização de recursos materiais e ao **Instituto Federal do Triângulo
Mineiro** por me conceder liberação total para conclusão dos estudos.

“Por que faço o que faço hoje? Porque eu me construí como um fazedor disso, e quero me manter nessa feitura, de modo que eu possa continuar me fazendo. Deixar de fazê-lo agora seria me desfazer.
(Mário Sérgio Cortella)

Resumo

Para uma Pequena Central Hidrelétrica (PCH), o cuidadoso dimensionamento da capacidade instalada é uma das questões mais importantes para a elaboração do projeto básico, abrangendo análises que estimam o potencial hidrelétrico e planejam a operação da usina. Ou seja, o dimensionamento da capacidade específica a rentabilidade do investimento e o desempenho energético da PCH. Atualmente, os sistemas hidrelétricos estão na fase de otimização da exploração a fim de maximizar a energia elétrica gerada com base na mesma quantidade de potência primária. Neste contexto, a presente tese tem por objetivo desenvolver um modelo de otimização multiobjetivo para o dimensionamento da capacidade instalada em PCHs, considerando a maximização do benefício líquido e a maximização da disponibilidade energética. Para esse propósito são aplicados os algoritmos de otimização multiobjetivo do NSGA II e o Evolução Diferencial Multiobjetivo (MODE) e os resultados obtidos para cada algoritmo são confrontados. Um estudo de caso foi desenvolvido na bacia hidrográfica do rio Tijuco, no município de Ituiutaba-MG, aplicando o modelo desenvolvido. Os resultados indicam que as funções objetivo são conflitantes, o algoritmo Evolução Diferencial apresenta resultados com uma convergência melhor para o estudo de caso e as características técnicas e econômicas da PCH obtiveram dimensões compatíveis com a finalidade do projeto.

Palavras-chave: Pequena Central Hidrelétrica. Capacidade Instalada. Otimização Multiobjetivo.

Abstract

For a Small Hydroelectric Plant (SHP), the careful sizing of the installed capacity is one of the most important issues for the elaboration of the basic project, with analyses to estimate the hydroelectric potential and to plan the operation system of the plant. In other words, capacity sizing specifies the profitability of the investment and the energy performance of the SHP. Currently, hydroelectric systems are in the optimization phase of the exploration in order to increase the power generation based on the same amount of energy coming from the natural resource. In this context, the present thesis aims to develop a multiobjective optimization model for the sizing of installed capacity in SHPs, considering the maximization of net benefit and the maximization of energy availability. For this purpose, the NSGA II and Multiobjective Differential Evolution (MODE) are applied and the results obtained for each optimization algorithm are compared. A case study was developed in the Tijuco River hydrographic basin, in the municipality of Ituiutaba – MG, applying the developed model. The results indicate that the functions are conflicting, the Differential Evolution has the results with a better convergence for the case study and the technical and economic characteristics of the SHP obtained dimensions in accordance with the purpose of the project

Keywords: Small Hydropower Plant. Installed Capacity. Multiobjective Optimization. NSGA II. Differential Evolution.

Lista de ilustrações

Figura 2.1 - Evolução do incremento de potência por fonte geradora.....	50
Figura 2.2 - Expansão contratada até 2026 e expansão de referência do parque gerador.....	51
Figura 2.3 - Potencial de PCHs por região brasileira.	53
Figura 2.4 - Etapas de Implantação de aproveitamentos hidrelétricos.	54
Figura 2.5 - Atividades de estudos e projetos de PCH.....	55
Figura 2.6 - Detalhes da avaliação da viabilidade do local.....	56
Figura 2.7 - Processo e documentos de registro de intenção à outorga de autorização.....	58
Figura 2.8 - Evolução do número de projetos aptos à outorga pela ANEEL.	59
Figura 2.9 - PLD médio mensal do submercado Sudeste/Centro-Oeste e nível de armazenamento dos reservatórios.....	63
Figura 2.10 - Sazonalização da garantia física e a garantia física de contrato.	64
Figura 2.11 - Gráfico das potências habilitadas nos LENs por fonte geradora.....	66
Figura 2.12 - Gráfico das potências habilitadas nos LERs e LFA por fonte geradora.....	66
Figura 2.13 - Evolução dos valores aplicados para a TEO.	69
Figura 3.1 - Procedimento para análise e solução de problemas de otimização.....	73
Figura 3.2 - Fronteira de Pareto.	76
Figura 3.3 - Métricas de desempenho.....	77
Figura 3.4 - Convergência versus divergência na Fronteira de Pareto.	77
Figura 3.5 - Comparação entre dois algoritmos hipotéticos	78
Figura 3.6 - Relação entre objetivos conflitantes.....	80
Figura 3.7 - Fluxograma de etapas de um AG básico.	83
Figura 3.8 - Representação de um AG original.	84
Figura 3.9 - Método da Roleta.....	86
Figura 3.10 - Seleção por torneio	86

Figura 3.11 - Recombinação binária para: (a) um ponto; (b) dois pontos; (c) uniforme.....	88
Figura 3.12 - Exemplo de mutação em um cromossomo.....	89
Figura 3.13 - Processo iterativo NSGA II.....	91
Figura 3.14 - Fundamentação teórica do algoritmo ED	92
Figura 4.1 - Curva de duração de vazão no tempo.....	102
Figura 4.2 - Curvas de rendimento de turbinas conforme variação de vazão fabricante SEMI.	108
Figura 4.3 - Curvas de rendimento de turbinas conforme variação de vazão fabricante Andritz.....	108
Figura 4.4 - Curvas de rendimento de turbinas conforme variação de vazão elaboradas pela CERPCH.	109
Figura 4.5 - Gráfico para a escolha do tipo e tamanho da turbina da fabricante SEMI.....	112
Figura 4.6 - Gráfico para a escolha do tipo e tamanho da turbina da fabricante Andritz.....	112
Figura 6.1 - Localização da bacia hidrográfica do Rio Tijuco, Minas Gerais.....	137
Figura 6.2 - Curva de duração de vazão para a série histórica da estação fluviométrica Ituiutaba.....	140
Figura 6.3 - Perfil Longitudinal do rio Tijuco, município de Ituiutaba-MG.....	142
Figura 6.4 - Suavização do perfil longitudinal do Rio Tijuco	143
Figura 6.5 - TEIF no panorama 1 para: (a) turbinas Francis, (b) turbinas Kaplan... ..	144
Figura 6.6 - GFe no panorama 1 para: (a) turbinas Francis, (b) turbinas Kaplan. ..	144
Figura 6. 7 - BL no panorama 1 para: (a) turbinas Francis, (b) turbinas Kaplan.	146
Figura 6.8 - TEIF no panorama 2 para: (a) turbinas Francis, (b) turbinas Kaplan... ..	147
Figura 6.9 - GFe no panorama 2 para: (a) turbinas Francis, (b) turbinas Kaplan. ..	147
Figura 6. 10 - BL no panorama 2 para: (a) turbinas Francis, (b) turbinas Kaplan... ..	149
Figura 6.11 - Resultados dos algoritmos NSGA II e MODE para turbinas Francis .	151
Figura 6.12 - Resultados dos algoritmos NSGA II e MODE para turbinas Kaplan..	152
Figura 6. 13 - Cenários de desempenho 1 e 2 para configuração Francis-Francis	157
Figura 6. 14 - Cenários de desempenho 3 e 4 para configuração Francis-Francis	158
Figura 6. 15 - Cenários de desempenho 1 e 2 para configuração Kaplan-Kaplan..	158
Figura 6. 16 - Cenários de desempenho 3 e 4 para configuração Kaplan-Kaplan..	158

Lista de tabelas

Tabela 2.1 - Classificação de PCH em alguns países selecionados.....	46
Tabela 2.2 - Classificação de PCHs conforme diretrizes da Eletrobrás.....	47
Tabela 2.3 - Evolução da capacidade instalada na matriz elétrica brasileira.....	48
Tabela 2.4 - Regulamentação do setor elétrico brasileiro para a geração através da PCH.....	49
Tabela 2.5 - PCHs em operação no Brasil.....	52
Tabela 2.6. Diferenças entre o ACR e ACL.....	62
Tabela 3.1 - Problema de otimização em fontes de energia renováveis.....	79
Tabela 3.2 – Estratégias do algoritmo de Evolução Diferencial.....	95
Tabela 4.1 - Parâmetros regulatórios para projetos básicos.....	106
Tabela 4.2 - PCHs em operação no Estado de Minas Gerais.....	113
Tabela 4.3 - Alternativas e proporcionalidades da vazão de projeto e tipo de turbina.....	114
Tabela 4.4 - Exemplo da aplicação da proporcionalidade turbinada.....	117
Tabela 4.5 - Proporcionalidades de projeto e proporcionalidade turbinada.....	118
Tabela 6.1 - Estações fluviométricas com série histórica de vazões para o rio Tijuco.....	138
Tabela 6.2 - Dados estatísticos da série histórica da estação fluviométrica Ituiutaba	139
Tabela 6.3 - Vazões relevantes para o projeto de uma PCH.....	142
Tabela 6.4 - Variáveis, parâmetros e limites para o dimensionamento da capacidade da PCH	151
Tabela 6.5 - Resultados dos parâmetros de dimensionamento da capacidade instalada.....	152
Tabela 6.6 - Parâmetro de dimensionamento combinação Francis-Francis	154
Tabela 6.7 - Parâmetro de dimensionamento Kaplan-Kaplan.....	155
Tabela 6.8 - Dados estatísticos da série histórica e da série sintética	156

Tabela 6.9 - Dados estatísticos para os 5 últimos anos da série histórica e das séries simuladas	157
Tabela 6. 10 - Benefício energético para a configuração Francis-Francis a partir dos cenários de desempenho.....	159
Tabela 6. 11 - Benefício energético para a configuração Kaplan-Kaplan a partir dos cenários de desempenho.....	160

Lista de siglas

ABRAPCH	<i>Associação Brasileira de PCHs</i>
ACL	<i>Ambiente de Contratação Livre</i>
ACR	<i>Ambiente de Contratação Regulado</i>
AE	<i>Algoritmo Evolutivo</i>
AG	<i>Algoritmo Genético</i>
AIP	<i>Alternativa Indicativa de Ponta</i>
ANEEL	<i>Agência Nacional de Energia Elétrica</i>
CCC	<i>Conta de Consumo de Combustível</i>
CCEE	<i>Câmara de Comercialização de Energia Elétrica</i>
CEPEL	<i>Centro de Pesquisa de Energia Elétrica</i>
CERPCH	<i>Centro de Referência em Pequenas Centrais Hidrelétricas</i>
CGH	<i>Central Geradora Hidrelétrica</i>
CMO	<i>Custo Marginal de Operação</i>
DRI	<i>Registro de Intenção à Outorga</i>
DRS	<i>Registro de Adequabilidade do Sumário Executivo</i>
ELETROBRAS	<i>Centrais Elétricas Brasileiras</i>
EOL	<i>Central Geradora Eólica</i>
EPE	<i>Empresa de Pesquisa Energética</i>
IFIM	<i>Instream Flow Incremental Methodology</i>
LEN	<i>Leilão de Energia Nova</i>
LER	<i>Leilão de Energia de Reserva</i>
LFA	<i>Leilão de Fontes Alternativas de Energia</i>
LOLE	<i>Loss of Load Expectation</i>
MBL	<i>Método do Benefício Líquido</i>
MCP	<i>Mercado de Curto Prazo</i>
ME	<i>Método Expedito</i>
MME	<i>Ministério de Minas e Energia</i>

MOGA	<i>Multiobjective Genetic Algorithm</i>
MRE	<i>Mecanismo de Realocação de Energia</i>
MVF	<i>Método da Vazão Firme</i>
NSGA	<i>Non-dominated Sorting Genetic Algorithm</i>
ONS	<i>Operador Nacional do Sistema Elétrico</i>
PCH	<i>Pequena Central Hidrelétrica</i>
PD	<i>Programação Dinâmica</i>
PL	<i>Programação Linear</i>
PLD	<i>Preço de Liquidação de Diferenças</i>
PLI	<i>Programação Linear Inteira</i>
PLIM	<i>Programação Linear Inteira Mista</i>
PNL	<i>Programação Não-Linear</i>
PROINFA	<i>Programa de Incentivo as Fontes Alternativa de Energia</i>
PSO	<i>Particle Swarm Optimization</i>
RN	<i>Resolução Normativa</i>
SEB	<i>Sistema Elétrico Brasileiro</i>
SIN	<i>Sistema Interligado Nacional</i>
SPEA	<i>Strength Pareto Evolutionary Algorithm</i>
SPEC	<i>Sistema para Estudos de Prevenção de Cheias</i>
TEO	<i>Tarifa de Energia Otimizada</i>
TIR	<i>Taxa Interna de Retorno</i>
UFV	<i>Central Geradora Fotovoltaica</i>
UHE	<i>Usina Hidrelétrica</i>
UTE	<i>Usina Termelétrica</i>
UTN	<i>Usina Termonuclear</i>
VEGA	<i>Vector Evaluated Genetic Algorithm</i>
VR	<i>Valor Anual de Referência</i>
VPL	<i>Valor Presente Líquido</i>

Lista de símbolos

Símbolos Alfanuméricos

A	Área de drenagem (km ²)
BA	Benefício anual (R\$)
BE	Benefício energético (R\$)
BL	Benefício líquido (R\$)
c	Número de ocasiões em que a turbina atingiu limite operacional
CA	Custo anual (R\$)
C_{INT}	Consumo interno (MW)
$C_{O\&M}$	Custos de operação e manutenção (R\$)
C_{UN}	Custos unitários (R\$/kW)
CV	Coeficiente de variação das vazões Q_7
$DISP$	Disponibilidade (%)
DP_{Q7}	Desvio padrão das vazões Q_7 (m ³ /s)
E	Energia produzida (MWh)
EAC	Energia anual contratada (MWh)
EFe	Energia firme (MWmédios)
FA	Fatos de aspecto
FC	Fator de capacidade
F_P	Fator de perturbação
FRC	Fator de recuperação de capital
F_U	Distribuição marginal empírica
$F(x), f_j$	Função objetivo
$F(w)$	Vetor de funções objetivos
GFe	Garantia física (MWmédios)
GFe_i	Garantia física sazonalizada no mês i (MWmédios)
g	Número de meses analisados
$g_i(x)$	Restrição de desigualdade
h	Perdas hidráulicas (m)
h_j	Restrição de igualdade
H_b	Queda bruta (m)

H_{liq}	Queda líquida (m)
i	Taxa de desconto de empreendimento (%)
IP	Taxa de indisponibilidade programada (%)
$k_{(t)}$	Fração da vazão anterior
LOP	Limite operacional da turbina
m	Número de funções objetivo
$MEDIA_{Q7}$	Média das vazões Q_7 (m ³ /s)
N	Número de dados da série histórica
n_k	Número de indivíduos da k -ésima curva
$O_{(t)}$	Escoamento básico
P	Potência instalada (MW)
$P(.)$	Distribuição empírica
P_C	Probabilidade de recombinação
$Perdas$	Perdas elétricas (MW)
Q_7	Vazão mínima de 7 dias (m ³ /s)
$Q_{7,10}$	Vazão mínima de 7 dias com um período de retorno de 10 anos
q_i	Vazão relativa
Q', Q_i	Vazão média (m ³ /s)
$Q_{95\%}$	Vazão de permanência de 95% (m ³ /s)
Q_A	Vazão afluente (m ³ /s)
Q_{ECO}	Vazão ecológica (m ³ /s)
Q_{min}	Vazão mínima (m ³ /s)
Q_P	Vazão de projeto (m ³ /s)
q_r	Vazão remanescente (m ³ /s)
Q_{REF}	Vazão de referência (m ³ /s)
Q_T	Vazão turbinada (m ³ /s)
q_u	Vazão de uso consuntivo (m ³ /s)
r	Taxa de redução
R	Número de pseudo-curvas
r_i	Número gerado aleatoriamente
R_T	Relação do tamanho entre as turbinas
t	Intervalo de tempo (segundos ou horas)
$TEIF$	Taxa de indisponibilidade forçada (%)
TEO	Tarifa de energia otimizada (R\$/MWh)
Tr	Tempo de retorno (anos)
TVE	Tarifa de venda de energia (R\$/MWh)
$U_{(t)}$	Escoamento superficial
U^{q+1}	Vetor experimental

$U_{(i)}^{q+1}$	Componente do vetor experimental U^{q+1}
v	Vida útil
V^{q+1}	Vetor doador
$V_{(i)}^{q+1}$	Componente do vetor doador V^{q+1}
x	Vetor decisão
X_A, X_B e X_c	Vetores
X_S^q	Vetor Alvo
$X_{S(i)}^{q+1}$	Componente do vetor alvo X_S^q
$Y_{(t)}$	Censura
y	Número de anos analisados
$Z_{(t)}$	Processo padronizado

Símbolos Gregos

$\alpha, A\alpha, \beta$	Parâmetros da distribuição de <i>Weibull</i>
β_c	Intervalo de censura
$\epsilon_{(t)}$	Ruído normal padrão
η_g	Rendimento do gerador
η_{max}	Rendimento máximo
η_{rel}	Rendimento relativo
η_t	Rendimento da turbina
η_{tg}	Rendimento do conjunto turbina-gerador
η_{ti}	Rendimento da turbina para a vazão Q_i
λ	Taxa de recessão característica da bacia
ρ	Correlação do processo autorregressivo
ϕ	Distribuição normal acumulada
Ω	Espaço de decisões

Sumário

1. Introdução.....	33
1.1. Motivação.....	34
1.2. Objetivos	36
1.2.1. Objetivo Geral	36
1.2.2. Objetivos Específicos.....	36
1.3. Estado da Arte	36
1.3.1. Livros	37
1.3.2. Teses e Dissertações	38
1.3.3. Artigos Técnicos	39
1.4. Contribuições da Tese	41
1.5. Organização desta Tese	42
2. PCH no Contexto Elétrico Brasileiro	45
2.1. Enquadramento das Características de PCH	45
2.2. Evolução e Perspectiva da Capacidade Instalada	48
2.3. Legislações e Instruções para Projetos	53
2.3.1. Manual de Inventário Hidrelétrico - MME.....	53
2.3.2. Diretrizes para Estudos e Projetos de PCH – Eletrobrás.....	55
2.3.3. Resolução Normativa nº 673/2015 – Principais Contribuições	57
2.3.4. Portaria MME nº 463/2009 – Fundamentos	59
2.4. Comercialização e Mercado de Energia Elétrica.....	61
2.4.1. Ambientes de Contratação	62
2.4.2. Penalidade por Insuficiência de Lastro de Energia	64
2.4.3. Leilões de Energia	65
2.4.4. Mecanismo de Realocação de Energia (MRE)	67
2.5. Conclusão	70
3. Otimização Multiobjetivo	71
3.1. Conceitos e Características	71

3.2. Otimização Multiobjetivo.....	74
3.3. Otimização aplicada às Fontes Alternativas de Energia.....	78
3.4. Algoritmos Genéticos	82
3.4.1. Cromossomos e População Inicial	84
3.4.2. Função Objetivo (<i>Fitness</i>)	84
3.4.3. Seleção	85
3.4.4. Recombinação	87
3.4.5. Mutação	88
3.4.6. Critério de Parada	89
3.4.7. Pressão Seletiva	89
3.4.8. Algoritmo Genético Multiobjetivo	90
3.5. Evolução Diferencial.....	91
3.5.1. Operadores da Evolução Diferencial.....	92
3.5.2. Estratégias da Evolução Diferencial.....	94
3.5.3. Evolução Diferencial Multiobjetivo	95
3.6. Conclusão.....	97
 4. Estimativa e Planejamento da Capacidade Instalada de uma PCH	99
4.1. Estimativa e Planejamento	99
4.2. Vazões Relevantes.....	101
4.2.1. Curva de Duração de Vazão	102
4.2.2. Métodos para Determinar a Vazão de Projeto	103
4.3. Queda Bruta	104
4.4. Parâmetros da Garantia Física	105
4.5. Turbinas Operando em Paralelo.....	111
4.6. Alocação da Unidade (Unit Commitment).....	115
4.6.1. Panoramas de Cálculo	116
4.6.2. Algoritmo	118
4.7. Capacidade Instalada	123
4.8. Viabilidade Técnico-Econômica.....	124
4.8.1. Benefícios Anuais (<i>BA</i>)	124
4.8.2. Custos Anuais (<i>CA</i>)	126
4.8.3. Benefício Líquido (<i>BL</i>)	128
4.9. Conclusão.....	128

5. Avaliação de Cenários de Desempenho.....	129
5.1. Série Sintética	129
5.2. Métodos de Geração Sintética de Vazão	130
5.3. Cenários e Mercado de Energia.....	133
5.4. Conclusão	134
6. Estudo de Caso	137
6.1. Área de estudo.....	137
6.2. Série histórica de vazões	138
6.3. Estimativa e Planejamento da Capacidade Instalada	140
6.3.1. Vazões Relevantes	140
6.3.2. Queda Bruta	142
6.3.3. Panoramas de Cálculo.....	143
6.4. Otimização Multiobjetivo da Capacidade Instalada.....	150
6.5. Avaliação de Cenários de Desempenho	156
6.6. Conclusão	160
7. Conclusões	161
7.1. Trabalhos Futuros.....	162
Referências	163
APÊNDICE A – PANORAMAS DE CALCULO NO OCTAVE	177
APÊNDICE B – RESUTALDOS DOS PANORAMAS	185
APÊNDICE C – CENÁRIOS DE DESEMPENHOS	189
APÊNDICE D – PUBLICAÇÕES	191
ANEXO A – SÉRIE HISTÓRICA.....	193

Introdução

A Pequena Central Hidrelétrica (PCH) é uma das primeiras tecnologias de energia renovável conhecidas desde o início do século XX. Na energia hidrelétrica, a eletricidade é gerada quando a pressão da água é convertida em energia mecânica usando a turbina hidráulica e essa energia é usada para acionar o gerador elétrico (KUMAR; SINGA, 2015).

Segundo UNIDO (2016), a tecnologia aplicada às PCHs de forma renovável permite o desenvolvimento de áreas rurais e o acesso à eletricidade por parte da população que vive nessas regiões e contribuem para o desenvolvimento sustentável e à inclusão social. Esses fatores são positivos na avaliação dos governos e suas políticas públicas.

O pequeno potencial hídrico está disponível em rios, cabeceiras e quedas em forma de canal. Representa o recurso de maior frequência na natureza, possuindo uma participação expressiva na geração de eletricidade a partir de fontes renováveis em todo o mundo (DUDHANI, SINHA, INAMDAR, 2006). Segundo Tiago Filho, Santos e Barros (2017), existem quatro tipos principais de arranjos de PCHs nos quais esse processo pode ser aplicado:

- i. Barragens de usinas hidrelétricas: são implantadas em trechos de um rio e têm uma ligação entre a barragem e a casa de força.
- ii. Usinas hidrelétricas a fio d'água: são normalmente implantadas em um trecho de rio relativamente grande e com boa inclinação e corredeiras. Este tipo de planta requer um nível de água semelhante à jusante. A barragem e o canal são movidos por um sistema de baixa pressão, que deve ser dimensionado de acordo com as condições ambientais, econômicas e locais.
- iii. Usinas de energia baseadas em canais: Estas usinas usam a cabeceira e fluem em canais (canais principais ou canais que contornam uma queda d'água a ser preservada) e podem ser integradas a uma rede de irrigação.

- iv. Usinas de energia de derivação: Nessas plantas, a entrada é associada a um rio e a vazão é enviada para outro.

Usualmente, usinas a fio d'água são usadas para PCHs devido ao baixo impacto ambiental. As PCHs também podem ser desenvolvidas de forma descentralizada para reduzir as perdas na linha de transmissão e os riscos de operação do sistema (VERGÍLIO, 2012). O sistema a fio d'água diminui os efeitos negativos que a grande usina hidrelétrica causa na região de instalação da usina, como o alagamento de terras aráveis e perturbações na temperatura e composição do rio (KOSNIK, 2010).

O Brasil, pela sua extensão territorial e pela sua diversidade climática, oferece um amplo campo de estudo e pesquisas no setor energético no que diz respeito ao planejamento da operação de usinas de grande e pequeno porte (MOROMISATO, 2012).

Uma das questões mais importantes no planejamento de PCHs do tipo fio d'água é determinar a capacidade ótima de instalação e estimar seu valor energético anual ótimo, por meio de análises técnicas, econômicas e ambientais, na busca de uma configuração do projeto com continuidade, qualidade e rentabilidade na produção de energia (HOSSEINI; FOROUZBAKHS; RAHIMPOOR, 2005).

O planejamento da operação está presente nas fases iniciais de implantação de um projeto de PCH, em que é importante e necessário realizar estudos com objetivos de estimar e planejar a viabilidade do potencial hidrelétrico. (MOTA JÚNIOR et al., 2016). As características associadas à produção de energia são estimadas no projeto básico, servindo como instrução para a determinação da garantia física da usina, valor este importante para a estrutura física e econômica da planta.

Este capítulo apresenta incialmente as motivações, os objetivos e as contribuições desta tese. Além disso, apresenta o estado da arte nessa área e, finalmente, como foi organizado esta tese.

1.1. Motivação

A definição das garantias físicas de energia e de potência de um empreendimento de geração de energia elétrica depende essencialmente do

estabelecimento dos estudos de planejamento e da operação do sistema elétrico (MALAQUIAS, 2013).

A frequência com que as PCHs apresentam uma geração inferior a estimada em projeto causa preocupação, não só por sobrecarregarem o sistema, como também em relação à segurança energética. Sob esse último aspecto, é temerário o setor contar com uma energia para atender a demanda que na prática não existe. Isso ocorre porque a definição da garantia física parte de um valor de referência otimista previsto no projeto, que não se confirma posteriormente (ANEEL, 2012).

Segundo ANEEL (2012), as variáveis que afetam a geração e que podem explicar a diferença entre a realidade e o valor de projeto são: série histórica não condizente com o local, máquinas que não oferecem o rendimento definido em projeto, consumo interno, perdas hidráulicas e elétricas maiores, indisponibilidade forçada e programada diferente dos valores considerados em projeto.

Portanto, no desenvolvimento dos cálculos da garantia física no projeto básico é preciso demandar do interessado pontos mais criteriosos na implantação do empreendimento e não superestimem os parâmetros empregados na modelagem energética.

Atualmente, os sistemas hidrelétricos estão na fase de otimização da exploração, a fim de alcançar uma maior produção de energia com base na mesma energia da fonte de água. Assim, a necessidade de adaptar os regimes das turbinas às características hidrodinâmicas da vazão afluente, flexibilidade na operação e avaliação de diferentes tipos de configurações das turbinas precisam de uma maior atenção no projeto básico da PCH (GRIGORIU; BICA; POPESCU, 2018).

Todo esse aspecto técnico precisa convergir para a configuração ótima concomitantemente com as regras de comercialização de energia, custos de investimento e operação e outros aspectos econômicos que são importantes na tomada de decisão da capacidade instalada de uma PCH. Como a garantia física é uma variável técnico-econômica, as análises se desenvolveram através do planejamento da operação e despacho ótimo das unidades geradoras utilizando sua função como base de cálculo.

Entre as técnicas existentes para obter soluções eficientes, os algoritmos evolutivos foram escolhidos por constituírem uma técnica interessante para modelagem de problemas de sistemas elétricos de potência como o dimensionamento ótimo da capacidade instalada de uma PCH (KAGAN et al., 2009).

1.2. Objetivos

Pode-se distinguir dois tipos de objetivos nesta tese: o objetivo geral e os objetivos específicos.

1.2.1. Objetivo Geral

O objetivo desta tese é desenvolver um modelo de dimensionamento e avaliação da capacidade instalada em PCHs por meio da combinação de técnicas de otimização multiobjetivo com um algoritmo de simulação da operação da usina.

1.2.2. Objetivos Específicos

Os objetivos específicos podem ser divididos em:

- ❑ Contextualizar as Pequenas Centrais Hidrelétricas no cenário elétrico brasileiro a fim de verificar características importantes na elaboração de projetos;
- ❑ Desenvolver um algoritmo de dimensionamento da capacidade instalada de uma PCH através da determinação de variáveis técnico-econômicas;
- ❑ Estudar as técnicas de otimização multiobjetivo, bem como avaliar o desempenho na otimização da capacidade instalada e compará-las;
- ❑ Aplicar técnicas de geração de séries sintéticas de vazão para estimar cenários de desempenho da PCH com base na configuração dos parâmetros ótimos de projeto;

1.3. Estado da Arte

As metodologias de cálculo relacionadas ao dimensionamento da capacidade instalada de uma PCH, bem como as técnicas de otimização, avaliações das variáveis técnico-econômicas utilizadas no processo de tomada de decisão, algoritmos das rotinas de cálculo, podem ser realizados de diferentes maneiras, empregando-se métodos analíticos e numéricos.

Reconhecendo a dimensão de trabalhos e pesquisas científicas sobre os temas em questão, esta tese toma como foco publicações de caráter internacional, pois acredita-se que estas contribuam para um melhor desenvolvimento e apoio à pesquisa. Dessa forma, a investigação bibliográfica realizada e que expressa o estado da arte do tema em pauta se baseou no seguinte conjunto de publicações anteriores:

- 9 livros;
- 5 teses;
- 21 dissertações;
- 7 trabalhos de conclusão de curso;
- 51 artigos técnicos;
- 14 entidades governamentais;
- 6 legislações.

A seguir são referenciados alguns trabalhos de pesquisa, de diferentes autores e pesquisadores da área de pequenas centrais hidrelétricas, considerados relevantes para fins da pesquisa realizada.

1.3.1. Livros

Souza, Santos e Bortoni (2009) no livro sobre centrais hidrelétricas apresentam um roteiro de cálculos e estudos referentes à implantação dessas usinas, desde a parte de obras civis até a casa de máquinas. O livro apresenta importantes conceitos, cálculos e metodologias que se aplicam no desenvolvimento de projetos de PCHs.

O livro de Kagan et al. (2009) apresenta técnicas e soluções para diversos problemas de otimização normalmente encontrados em Sistemas Elétricos de Potência, através de três grupos: modelos de otimização clássicos, métodos de otimização em conjunto com métodos heurísticos e técnicas da área de Inteligência Artificial. A formulação e solução dos problemas são discutidos através dos métodos de: Programação Linear (PL), Programação Linear Inteira (PLI), Programação Não-Linear (PNL), Programação Dinâmica (PD), Busca Heurística e Algoritmos Evolutivos.

Os autores Carneiro, Coli e Dias (2017) abordam os aspectos jurídicos, técnicos e comerciais para o registro e implantação de projetos de pequenas centrais hidrelétricas no Brasil. O livro procura estruturar um fluxo de atividades e ações, as

quais podem ajudar a compreender a forma de desenvolvimento e implementação de uma usina na modalidade PCH. Apresenta as macroatividades sob a perspectiva da nova metodologia de outorga estabelecida pela Resolução ANEEL nº 673, de 04 de agosto de 2015, de maneira a proporcionar um entendimento holístico que permita a tomada de decisão quanto à viabilidade e à possibilidade de desenvolver um determinado projeto básico.

1.3.2. Teses e Dissertações

Silva Filho (2003) desenvolve e implementa uma metodologia de dimensionamento que permite o processo de busca pelas dimensões ótimas de uma usina hidrelétrica. Para tanto, acoplam-se um modelo de otimização e um modelo de simulação da operação de sistemas hidrelétricos. Os aproveitamentos utilizados como *sob dimensionamento* são as usinas de Emborcação e Porto Primavera. O modelo desenvolvido aborda no dimensionamento como a energia gerada é valorizada, capacidades instaladas de base e de ponta, o conjunto de vazões afluentes e as políticas de operação.

Muller (2010) aborda a programação da operação das usinas hidrelétricas individualizadas, utilizando uma técnica híbrida composta por Algoritmo Genéticos e Programação Não Linear. A função de minimização de perdas no sistema de geração foi utilizada para o planejamento de curto prazo das usinas. O despacho de máquinas e geração, o “*unit commitment*”, é realizado para dois tipos distintos de usinas: composta por conjuntos geradores idênticos (Usina de Itaipu) e por conjuntos geradores com características diferentes (Usina de Cachoeira Dourada).

Araújo (2010) propõe um procedimento para definir a produção da usina que minimiza a vazão de água e maximiza a produção de energia elétrica. Um modelo de produtividade foi apresentado e, com a aplicação de técnicas de inteligência computacional, foi possível obter uma solução factível para o problema de otimização. Os resultados foram alcançados com a aplicação de um algoritmo genético e forneceram, em ambiente de simulação, soluções alternativas aos modos convencionais de operação de uma unidade hidrelétrica de geração.

Uma otimização multiobjetivo baseada em Algoritmos Evolutivos foi realizada por Rampazzo (2012) para planejamento da operação de sistemas hidrelétricos. O

objetivo foi encontrar um conjunto de soluções conforme os critérios de vazão, demanda de energia e volume de água no reservatório para minimizar o custo de produção e maximizar o volume armazenado. O algoritmo NSGA II (*Non-dominated Sorting Genetic Algorithm II*) e o algoritmo de Evolução Diferencial foram os escolhidos para realizar o processo de otimização multiobjetivo de usinas hidrelétricas, com o Evolução Diferencial apresentando os melhores resultados.

O trabalho de Pereira (2015) consiste na elaboração de uma modelagem matemática que permite a análise energética e econômica do uso de um potencial hidráulico utilizando diferentes tipos de turbinas. A modelagem proposta foi criada como uma ferramenta computacional – utilizando a linguagem de programação do software LINGO® - que permitiu a realização da análise energética e econômica da Usina Hidrelétrica (UHE) de Sinop, considerando os dados básicos disponíveis em documentos públicos do Governo Federal. A UHE Sinop possui 3 turbinas tipo Kaplan e na avaliação do trabalho o cenário ótimo combinado indica turbinas 1 e 2 do tipo Kaplan e aplicação do tipo Francis para unidade geradora 3. Cabe a observação que o trabalho utilizou apenas o custo de implantação das turbinas e desconsiderou os demais custos envolvidos na construção da usina, tais como obras civis e demais equipamentos eletromecânicos.

Vasconcellos (2018) analisa o procedimento de cálculo da garantia física de usinas hidrelétricas despachadas de forma não centralizada, por meio de sugestões de novas metodologias de cálculo, aproveitamento da vazão remanescente e complementação híbrida da geração por fonte solar e eólica. Na sua proposta, a autora selecionou e avaliou a garantia física de 24 PCHs existentes que não adequaram a garantia física do projeto básico, seja maior ou menor o seu valor. Na sua proposta de metodologia de cálculo, a pesquisa englobou série diária de vazões, engolimento mínimo da turbina e variação do rendimento e perda de carga em função da variação da vazão turbinada. Das 6 metodologias propostas pela autora, todas que tinham a vazão diária como referência aproximaram mais da geração real das usinas.

1.3.3. Artigos Técnicos

Diversos autores concentraram sua atenção no dimensionamento da capacidade da pequena central hidrelétrica baseada em uma avaliação técnico-econômica e na busca da capacidade ótima.

Voros, Kiranoudis e Maroulis (2000) aborda o problema do projeto de pequenas centrais hidrelétricas em termos de maximização dos benefícios econômicos do investimento. O modelo matemático das turbinas foi desenvolvido levando em consideração seu desempenho em relação à construção e operação. Um modelo empírico foi usado para estimar a eficiência geral da turbina. A função objetivo a ser maximizada foi a eficiência do investimento. O problema de projeto foi formulado como um problema de programação matemática e resolvido usando técnicas de programação apropriadas. A otimização cobriu uma ampla gama de características do local e três tipos de hidro turbinas comercialmente disponíveis.

Hosseini, Forouzbakhsh e Rahimpoor (2005) determinaram a capacidade ideal de instalação de uma PCH com base em um algoritmo onde eram avaliadas três características importantes na tomada de decisão de um empreendimento dessa natureza: técnicas, econômicas e de confiabilidade. As características técnicas foram realizadas através dos cálculos de energia gerada utilizando uma faixa de vazão presente na curva de duração de vazão. A parte econômica foi dividida em duas: custos de investimento e renda e benefícios. E, por fim, a confiabilidade foi calculada através do índice *Loss of Load Expectation* (LOLE) que é utilizado para medir a segurança do fornecimento pelo empreendimento.

Santolin et al. (2011) determinaram o dimensionamento da capacidade de uma pequena central hidrelétrica com base em análises técnico-econômicas da curva de duração do fluxo. Foram considerados sete parâmetros técnicos e econômicos: o tipo de turbina, as dimensões das turbinas, a produção anual de energia, a altura máxima de instalação para evitar o início da cavitação, o custo da máquina, o Valor Presente Líquido (VPL) e a Taxa Interna de Retorno (TIR). O método desenvolvido pelos autores teve como objetivo avaliar a influência das condições operacionais do projeto no desempenho da planta e na rentabilidade do investimento.

Na pesquisa de Hounnou et al. (2019), um procedimento multiobjetivo é proposto para o ótimo dimensionamento de pequenas centrais, através do NSGA II que é um algoritmo multiobjetivo, baseado em Algoritmos Genéticos. A energia gerada anualmente e o custo de investimento são considerados como as funções objetivo, e o número de unidades geradoras (1 até 4) e a vazão nominal da turbina constituem as variáveis de decisão. Conforme os resultados apresentados, maximizar a geração de energia é contraditório com a minimização dos custos de investimento.

O número de soluções ótimas para cada número de unidades geradoras varia, sendo uma unidade com maior número de soluções ótimas e três unidades com o menor número de soluções ótimas.

1.4. Contribuições da Tese

- ❑ Abordar o planejamento da operação nas fases iniciais de projeto de uma Pequena Central Hidrelétrica utilizando um importante aspecto técnico-econômico para o cenário elétrico brasileiro que é a garantia física;
- ❑ Avaliar a influência da sazonalidade das vazões e os diferentes comportamentos e combinações entre as turbinas hidráulicas na ampla variação de vazão;
- ❑ Caracterizar e avaliar as unidades geradoras com diferentes tipos e tamanhos de turbinas no processo para dimensionar a capacidade instalada da PCH na perspectiva da produção e eficiência técnica-econômica;
- ❑ Dividir a potência da usina entre suas unidades geradoras com a finalidade de gerar mais energia em condições não favoráveis devido a diminuição da vazão turbinada;
- ❑ Dimensionar as características técnicas de projeto com um algoritmo que caracteriza o modelo matemático desenvolvido;
- ❑ Aplicar os algoritmos multiobjetivos *Non-dominated Sorting Genetic Algorithm* II e Evolução Diferencial no modelo de dimensionamento desenvolvido para a capacidade instalada de uma PCH;
- ❑ Realizar um estudo de caso a fim de verificar e avaliar o modelo proposto de cálculo;
- ❑ Dar continuidade a estudos sobre técnicas de otimização aplicado ao dimensionamento de projetos de PCHs no Brasil e no mundo.

1.5. Organização desta Tese

A fim de alcançar os objetivos aqui propostos, esta tese de doutorado é construída com a seguinte estrutura:

I. Introdução

Este capítulo tem por objetivo apresentar inicialmente as motivações, os objetivos e as contribuições desta tese. Além disso, apresenta o estado da arte e, finalmente, a organização desta tese.

II. PCH no Contexto Elétrico Brasileiro

As Pequenas Centrais Hidrelétricas se apresentam como uma fonte renovável para produzir energia. Dos pontos de vistas técnico e comercial, a saturação da exploração de grandes usinas e o amplo potencial hidrelétrico disponível na matriz elétrica brasileira ocasiona a busca pela exploração de pequenos aproveitamentos energéticos. Este capítulo apresenta discussões de alguns aspectos sobre as PCHs dentro do contexto elétrico brasileiro, tais como conceitos técnicos, atos institucionais e regulatórios, participação no setor elétrico, agentes institucionais e econômicos, entre outros.

III. Otimização Multiobjetivo

Otimizar é melhorar os resultados já existentes para determinado(s) objetivo(s). Consiste em encontrar uma solução ou um conjunto de soluções ótimas para uma determinada função ou conjunto de funções. Ou seja, é a ciência que determina as melhores soluções para algum problema definido matematicamente, em geral, uma representação de um modelo real, definido através de restrições tecnológicas, físicas ou normativas. Este capítulo apresenta os conceitos e as técnicas de otimização aplicadas nesta tese.

IV. Estimativa de Planejamento da Capacidade Instalada de uma PCH

A implementação de um projeto que visa a utilização do sistema hidrelétrico para geração de energia possui um ciclo de etapas que incluem fases que estimam, planejam e executam o projeto. O dimensionamento da capacidade instalada de uma PCH é um aspecto importante para a rentabilidade do investimento e o desempenho energético da usina. Há uma dificuldade em dimensionar os componentes e a potência instalada devido à não uniformidade e à variação sazonal da vazão afluente do rio. Nessa perspectiva, para determinar a capacidade instalada de uma PCH é necessário que os índices técnicos e econômicos estejam em uma relação de compromisso. Esse capítulo apresenta uma abordagem para o dimensionamento da capacidade instalada de uma PCH através de análises técnico-econômicas, envolvendo a estimativa e o planejamento da operação de uma pequena central. Com a compreensão das etapas de um projeto, a metodologia para o desenvolvimento desta tese consubstanciou-se de três das cinco etapas de projeto: as análises foram através de dados disponíveis de agências e órgãos nacionais para avaliar o potencial de geração de trecho de um rio (Estimativa do Potencial Hidrelétrico), de modo a definir o aproveitamento ótimo (Viabilidade), detalhando as características técnicas do projeto (Projeto Básico).

V. Avaliação de Cenários de Desempenho

A questão da avaliação da operação energética apresenta características probabilísticas, pois não se conhece antecipadamente as vazões referentes às centrais hidrelétricas. Essas vazões interferem significativamente na operação de sistemas hidrotérmicos, visto que as decisões futuras e, consequentemente, a política de operação, dependem dos cenários de vazões. Assim, é de fundamental importância desenvolver uma modelo eficiente para geração de vazões. As séries sintéticas podem ser utilizadas como dados de entrada para modelos computacionais para a geração de cenários e análises de sistemas hídricos e de processos que ocorrem nos mesmos. Logo, a geração de séries sintéticas é uma questão importante no planejamento, gerenciamento e avaliação do comportamento da PCH dentro dos cenários possíveis no mercado de energia.

VI. Estudo de Caso

O objetivo deste capítulo é apresentar e analisar os resultados da aplicação da otimização multiobjetivo aplicada no dimensionamento da capacidade instalada de uma PCH, conforme metodologia e abordagens discutidas nos capítulos anteriores. Após dimensionar as características otimizadas da PCH, um estudo envolvendo a geração sintética de vazão é realizado para avaliar cenários de desempenho do projeto. O estudo de caso realizado e seus resultados são organizados para promover a investigação da influência das abordagens discutidas.

VII. Conclusão

Para finalizar, o Capítulo 7 apresenta os principais resultados de todas as investigações realizadas ao longo desta tese. Também, citam-se algumas propostas de desenvolvimento para trabalhos futuros.

PCH no Contexto Elétrico Brasileiro

As Pequenas Centrais Hidrelétricas se apresentam como uma fonte renovável para produzir energia. Dos pontos de vistas técnico e comercial, a saturação da exploração de grandes usinas e o amplo potencial hidrelétrico disponível na matriz elétrica brasileira ocasiona a busca pela exploração de pequenos aproveitamentos energéticos. Este capítulo apresenta discussões de alguns aspectos sobre as PCHs dentro do contexto elétrico brasileiro, tais como conceitos técnicos, atos institucionais e regulatórios, participação no setor elétrico, agentes institucionais e econômicos, entre outros.

2.1. Enquadramento das Características de PCH

Após a criação da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), instituída pela Lei nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996, três resoluções sobre o enquadramento das características de PCHs foram publicadas. São elas (BRASIL, 1996) (ANEEL, 1998) (ANEEL, 2008) (ANEEL, 2015):

- Resolução n.º 395, de 04 de dezembro de 1998.
- Resolução n.º 343, de 09 de dezembro de 2008.
- Resolução n.º 673, de 04 de agosto de 2015.

Até 1998, uma usina era considerada como PCH quando a potência instalada estivesse compreendida entre 1 MW e 10 MW, a capacidade do conjunto turbina-gerador entre 1 MW e 5 MW, a vazão de dimensionamento igual ou inferior a 20 m³/s, a altura máxima de barramento igual a 10 m e sem a necessidade de obras em túneis. Esse enquadramento era determinado pela primeira edição do Manual de Pequenas Centrais Hidrelétricas da Eletrobrás (Centrais Elétricas Brasileiras) de 1982 (SILVA, 2016).

Contudo, eram necessárias, para a época, atualizações dos atos institucionais para satisfazer a demanda por energia elétrica que o país apresentava, tal como a

eliminação das limitações que os projetos de PCH possuíam. No que diz respeito às características do empreendimento para se enquadrar como PCH, com a Resolução n.º 395/1998 a potência instalada da usina modificou-se para valores entre 1 MW e 30 MW, mantendo esse valor com a Resolução n.º 343/2008.

Segundo a Resolução ANEEL nº 673/2015, considera-se empreendimento com características de PCH, para autoprodução ou produção independente de energia, aquele com potência entre 3 MW e 30 MW e com área de reservatório de até 13 km², excluindo a calha do leito regular do rio (ANEEL, 2015).

Em 2016, houve uma alteração quanto ao intervalo da potência instalada de uma PCH. A Lei nº 13.360, de 17 de dezembro de 2016, oriunda da Medida Provisória nº 735/2016, alterou a classificação da PCH para o empreendimento com potência entre 5 MW e 30 MW. Limites mínimos para licitação de aproveitamento de potenciais hidráulicos, bem como o limite mínimo de dispensa de concessão, permissão ou autorização, passaram de 3 MW para 5 MW.

A Tabela 2.1 apresenta a definição da capacidade no Brasil em comparação com outros países. Observa-se que em alguns países, como China, França e Nova Zelândia, a classificação da capacidade instalada de uma PCH é maior do que no Brasil, com capacidade instalada até de 50 MW. Não existe uma definição acordada internacionalmente e sua classificação é baseada apenas no nível de desenvolvimento hidrelétrico do país (OHUNAKIN; OJOLO; AJAYI, 2011).

Tabela 2.1 - Classificação de PCH em alguns países selecionados.

<i>País/Organização</i>	<i>Pequena Central (kW)</i>
Brasil	5.000 - 30.000
China	2.000 - 50.000
EUA	2.000 - 10.000
Índia	2.000 - 25.000
Japão	<10.000
França	< 50.000
Nova Zelândia	≤ 50.000
Reino Unido	≤15.000
Canadá	1.001-1.500
Noruega	1.000 - 10.000
Alemanha	<12.000

Fonte: (MANZANO-AGUGLIARO et al., 2017) (FERREIRA et al., 2016)

Nota-se acima que o enquadramento de uma PCH está associado diretamente à potência instalada. Contudo, Carneiro, Coli e Dias (2017) apontam que, para

aproveitamentos de pequeno porte, as classificações podem ser distintas, sendo que alguns parâmetros e classificações podem determinar um aproveitamento de pequeno porte em relação à potência instalada e, ainda assim, apresentar uma quantidade de obras civis incompatível com sua capacidade ou um alto custo de implantação e manutenção para caracterizá-la como pequena central.

A Eletrobrás, acompanhando as principais alterações e evoluções ocorridas nos inícios dos anos 2000 para o setor elétrico, elaborou a segunda edição do manual intitulado Diretrizes para Estudos e Projetos de Pequenas Centrais Hidrelétricas. De acordo com as diretrizes, a classificação das PCHs ocorre sob três critérios: quanto à capacidade de regularização; quanto ao sistema de adução; e quanto à potência instalada e queda de projeto (ELETROBRÁS, 2000). A Tabela 2.2 apresenta a classificação das PCHs para as diretrizes da Eletrobrás.

Tabela 2.2 - Classificação de PCHs conforme diretrizes da Eletrobrás.

Critério	Classificação	Aplicação
Capacidade de regularização	Fio d'Água	A vazão do rio é igual ou maior que a descarga necessária para atender ao engolimento máximo das máquinas.
	Regularização	A vazão mínima do rio é menor do que a vazão do engolimento das máquinas, sendo necessário um pequeno reservatório para regularizar e acrescentar a vazão de atendimento.
Sistema de Adução	Baixa pressão com canal aberto/ Tubulação de alta pressão	A escolha de um ou outro tipo dependerá das condições topográficas e geológicas que apresente o local do aproveitamento, bem como de estudo econômico comparativo.
	Baixa pressão com tubulação/ Tubulação de alta pressão	
Potência e altura de queda	$1.000 \text{ kW} < P < 30.000 \text{ kW}$ $H_b < 25\text{m}$	Próximo de centro de carga, centro urbanos, com economia nos respectivos custos dos sistemas de transmissão.
	$1.000 \text{ kW} < P < 30.000 \text{ kW}$ $H_b > 25\text{m}$	Não ocorre com a mesma intensidade que altura menor que 25m por possuir custos de transmissão maiores e complexidade de licenciamento ambiental.

Fonte: (ELETROBRÁS, 2000)

Observa-se que tanto a classificação quanto a potência instalada pelas diretrizes da Eletrobrás não seguem o determinado pela Lei nº 13.360/2016. A presente tese adotou, para efeito de potência instalada, o valor determinado pela Resolução ANEEL nº 673/2015, com a alteração proposta pela Lei nº 13.360/2016.

2.2. Evolução e Perspectiva da Capacidade Instalada

O uso de fontes renováveis é a solução mais valiosa para reduzir os problemas ambientais associados à geração de energia baseada em combustíveis fósseis e alcançar um desenvolvimento energético limpo e sustentável. Hidroelétrica, eólica, biomassa e solar estão entre as mais importantes fontes renováveis de geração de energia. Diversos países estão mudando o foco para extrair energia de fontes renováveis (NAUTIYAL et al., 2011).

O Brasil pertence ao grupo de países que a produção de eletricidade é proveniente expressivamente de recursos renováveis. No cenário atual da matriz elétrica brasileira, as fontes renováveis representam 84,54% da produção de energia elétrica, sendo 60,24% Usinas Hidrelétricas (UHE), 3,15% Pequenas Centrais Hidrelétricas (PCH), 0,45% Centrais Geradoras Hidrelétricas (CGH), 1,2% Usinas Termonucleares (UTN), 9,09% Eólicas (EOL), 9,14% Usinas Termelétricas a Biomassa (UTE-B) e 1,27% Usinas Fotovoltaicas (UFV). Os 15,46% restantes são supridos pelas Usinas Termelétricas a combustível Fóssil (UTE-F) (ANEEL, 2019a). A Tabela 2.3 apresenta a evolução da capacidade instalada no Brasil entre os anos 2007 e 2018.

Tabela 2.3 - Evolução da capacidade instalada na matriz elétrica brasileira.

Ano	Capacidade Instalada (MW)								Total (MW)
	UHE	PCH	CGH	UTN	EOL	UTE - B	UTE - F	UFV	
2007	74.937	1.820	112	2.007	247	4.103	17.126	-	100.352
2008	74.901	2.490	154	2.007	398	5.054	17.945	-	102.949
2009	75.484	2.953	173	2.007	602	5.517	17.833	-	104.569
2010	77.090	3.428	185	2.007	927	7.927	21.762	1	113.327
2011	78.347	3.896	216	2.007	1.426	9.028	22.215	1	117.136
2012	79.956	4.101	236	2.007	1.894	9.923	22.855	2	120.974
2013	81.132	4.620	266	1.990	2.202	11.601	24.927	5	126.743
2014	84.095	4.790	308	1.990	4.888	12.341	25.486	15	133.913
2015	86.366	4.886	398	1.990	7.633	13.257	26.307	21	140.858
2016	91.499	4.941	484	1.990	10.124	14.147	27.128	80	150.393
2017	94.662	5.131	577	1.990	12.283	14.276	27.570	1.097	157.580
2018	98.287	5.234	619	1.990	14.401	14.767	27.991	2.296	163.441

Fonte: (EPE, 2019) (EPE, 2018)

Para o segmento das PCHs, de 2007 a 2008 houve um aumento de 670 MW de capacidade instalada devido às políticas públicas adotadas para o setor nos anos

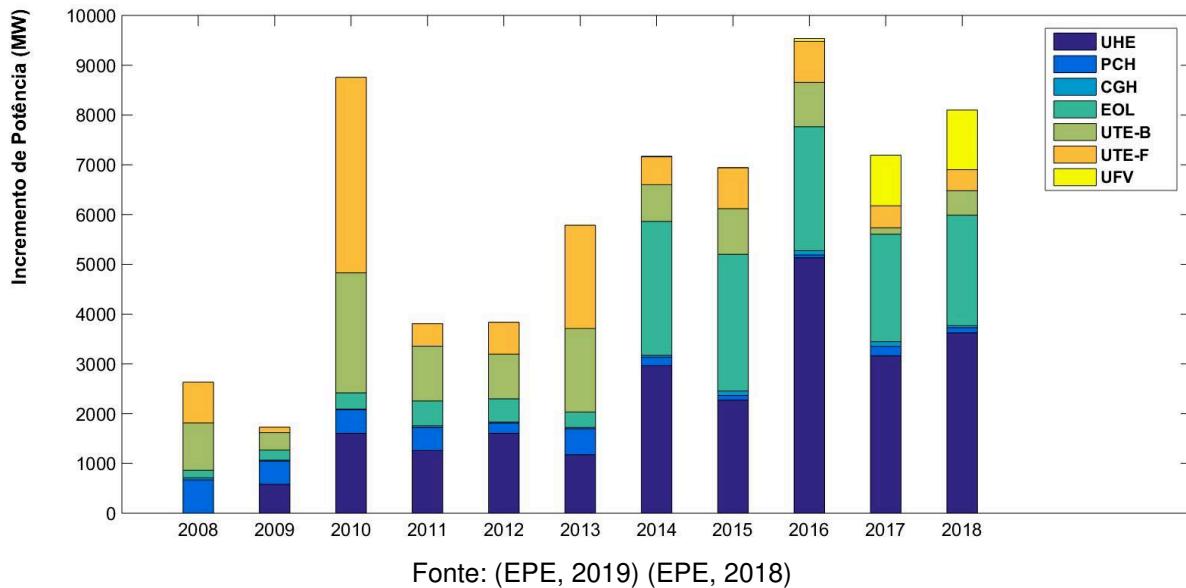
anteriores. A Tabela 2.4 apresenta algumas das regulamentações que contribuíram para a evolução da potência instalada das PCHs no Brasil no final da década passada.

Tabela 2.4 - Regulamentação do setor elétrico brasileiro para a geração através da PCH.

Regulamentações para o setor de PCHs	Base legal
Isenção relativa à compensação financeira pela utilização de recursos hídricos	Lei nº 7.990, de 28 de dezembro de 1989, e Lei nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996
Autorização não onerosa para explorar o potencial hidráulico.	Lei nº 9.074, de 07 de julho de 1995 e Lei nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996
Isenção de aplicação, anualmente, de no mínimo 1% (um por cento) do lucro líquido operacional em pesquisa e desenvolvimento do setor elétrico.	Lei nº 9.991, de 24 de julho de 2000
Revisão dos critérios utilizados no licenciamento ambiental que determinam os procedimentos e prazos a serem aplicados.	Resolução CONAMA nº. 237; de dezembro 1997, e Resolução CONAMA nº. 279, de junho 2001
Livre comercialização de energia com consumidores ou conjunto de consumidores reunidos por comunhão de interesse de fato ou de direito, cuja carga seja igual ou superior a 500 kW.	Lei nº 9.648, de 27 de maio de 1998 e, Lei nº 10.438, de 26 de abril de 2002
Livre comercialização de energia com consumidores ou conjunto de consumidores reunidos por comunhão de interesse de fato ou direito, situados em sistema elétrico isolado, cuja carga seja igual a 50 kW.	Lei nº 10.438, de 26 de abril de 2002.
Participação no rateio de Conta de Consumo de Combustível - CCC ao substituir a geração de óleo térmico, em sistemas isolados	Lei nº 10.438, de 26 de abril de 2002
Comercialização de energia gerada pela PCH com concessionárias públicas	Resolução da ANEEL nº 248, de 06 de maio de 2002
PROINFA - Programa de Incentivo a Fontes Alternativas de Energia estabelecido com o objetivo de aumentar a participação da eletricidade produzida por produtores independentes, projetada com base em PCH, energia eólica e biomassa	Lei nº 10.438, de 26 de abril de 2002, Lei nº 10.762, de 11 de novembro de 2003, e Decreto nº 4.541, de 23 de dezembro de 2002
Descontos não inferiores a 50% nos encargos de uso dos sistemas de transmissão e distribuição.	Lei nº 10.438, de 26 de abril de 2002; Resolução ANEEL nº 281, de 10 de outubro de 1999; e Resolução ANEEL nº 219, de 13 de abril de 2003
MRE - Mecanismos de Realocação de Energia para centrais hidrelétricas conectadas ao sistema interligado e não despachadas centralizadamente pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico - ONS	Decreto nº 2.655, de 02 de janeiro de 1998, com a redação dada pelo Decreto nº 3.653, de 07 de novembro de 2000, e a Resolução da ANEEL nº 169, de 03 de maio de 2001, complementada pelo Decreto nº 5.163, de 30 de julho de 2004

Contudo, esse incremento de potência instalada no setor pelas PCHs vem encontrando dificuldades. Apenas 444 MW foram acrescentados na matriz pelas PCHs entre os anos 2014 e 2018. A Figura 2.1 representa o gráfico com a evolução do aumento de potência instalada das fontes geradoras existentes no país, a partir dos dados da Tabela 2.3.

Figura 2.1 - Evolução do incremento de potência por fonte geradora.



Fonte: (EPE, 2019) (EPE, 2018)

Observa-se que o aumento da capacidade instalada do setor elétrico brasileiro a partir de 2013 se deu pelas hidrelétricas de grande porte e pelos parques eólicos, com destaque também para as centrais fotovoltaicas em 2017. Do ponto de vista renovável, esse aumento é considerado positivo porque os acréscimos procederam a partir das fontes alternativas de energia. Já para o setor das PCHs, sua participação no acréscimo de potência instalada foi mínima nos últimos anos.

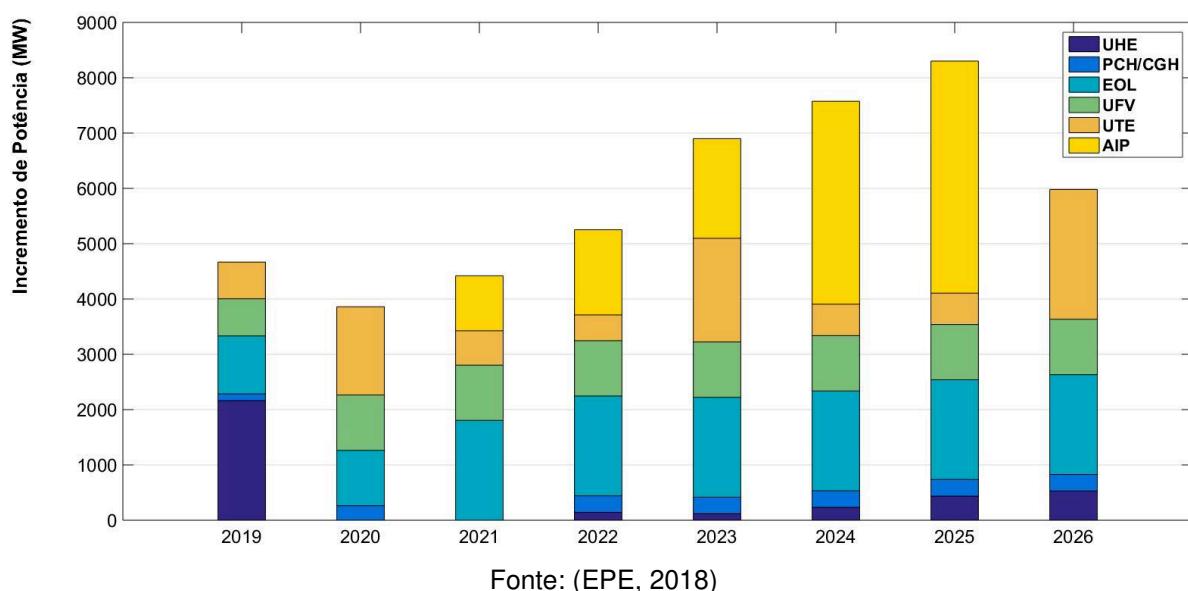
As adversidades encontradas pelas associações que representam as pequenas centrais hidrelétricas justificam que esse baixo aumento na capacidade instalada nos últimos anos se devem ao baixo número de projetos analisados e autorizados a entrar em operação pela ANEEL, à baixa contratação de potência nos leilões de energia e à evolução de outras fontes de energia, principalmente a eólica (FERREIRA et al., 2016).

Mesmo com a alta expectativa dos agentes do setor de PCH, o impacto provocado pelo baixo incremento e os obstáculos refletem na expansão futura. De acordo com o Plano Decenal de Expansão de Energia 2026, elaborado pela Empresa

de Pesquisa Energética (EPE), apenas 605 MW serão inseridos na geração com as PCHs até 2020 (EPE, 2018).

A Figura 2.2 representa o gráfico com a evolução do incremento de capacidade instalada por fonte de geração que entrará em operação comercial no horizonte decenal juntamente com a expansão de referência. Os estudos de planejamento da expansão utilizaram como base a configuração atual do sistema e os valores contratados nos leilões passados (EPE, 2018).

Figura 2.2 - Expansão contratada até 2026 e expansão de referência do parque gerador.



Fonte: (EPE, 2018)

Um destaque para esse processo são as fontes geradoras AIP (Alternativa Indicativa de Ponta) que entrarão em operação em 2021. As AIPs contemplam termelétricas de ciclo aberto, usinas reversíveis, motorização adicional de hidrelétricas, baterias ou gerenciamento de demanda (SILVA, 2018).

Percebe-se que a participação das PCHs no processo de expansão é mínima, comparando-a com a expansão das eólicas e fotovoltaicas. Estima-se que até 2026 sejam acrescentados 56154 MW de potência instalada no parque gerador nacional. As PCHs e CGHs representam 3,75% desse valor, enquanto que as eólicas e as fotovoltaicas representam 27,83% e 15,49%, respectivamente (EPE, 2018), (SILVA, 2018). Assim, a capacidade instalada das PCHs e CGHs chegaria a 8.158 MW.

De acordo com os dados da capacidade de geração, em agosto de 2019 o Brasil possuía 429 PCHs em operação em todas as regiões do país, totalizando

5.232,47 MW de potência instalada (ANEEL, 2019a). A Tabela 2.5 apresenta os dados da potência instalada de PCHs por região.

Tabela 2. 5 - PCHs em operação no Brasil.

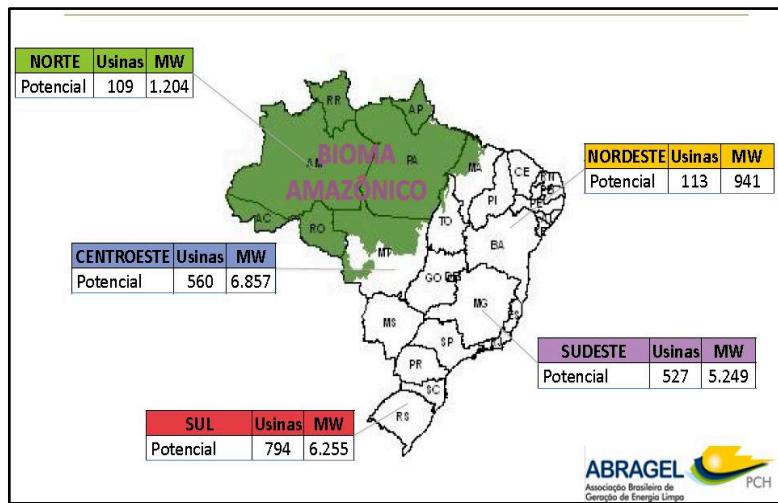
Região	Estado	Usinas	Potência Instalada (MW)	%
Centro-Oeste	MT	62	969,724	32,62
	GO	23	460,182	
	MS	13	247,168	
	DF	1	30	
Sudeste	MG	73	797,980	30,42
	SP	40	323,561	
	RJ	19	263,355	
	ES	14	206,852	
Sul	RS	49	601,598	27,29
	SC	51	520,066	
	PR	34	306,639	
Norte	RO	17	151,421	7,52
	TO	15	176,434	
	PA	4	60	
	RR	1	5	
Nordeste	BA	7	89,75	2,15
	PE	4	17,975	
	PB	1	3,52	
	AL	1	1,25	
Total	Brasil	429	5.232,47	100

Fonte: (ANEEL, 2019a)

A região Sudeste possui o maior número de PCHs em operação (142 usinas), seguida pela região Sul (137 usinas), Centro-Oeste (98 usinas), Norte (36 usinas) e Nordeste (13 usinas). Entretanto, a região Centro-Oeste possui a maior capacidade instalada com 1.677,45 MW, seguida pela região Sudeste com 1.511,99, Sul com 1.420,53, Norte com 391,85 MW e Nordeste com 112,5 MW.

Segundo Koblitz (2017) o potencial disponível no Brasil para instalação de PCHs possui o seguinte cenário: 20.506 MW para implantação, sendo 19.000 MW fora do Bioma Amazônico; 7.021 MW disponível a curto prazo; e 1856 MW aptos a participar de leilão. A Figura 2.3 representa o potencial de usinas por região brasileira, conforme o potencial total de implantação.

Figura 2.3 - Potencial de PCHs por região brasileira.



Fonte: (Koblitz, 2017)

A região Centro-oeste possui o maior potencial de implantação de PCHs no Brasil, mas apenas 24,5% encontra-se operando. As regiões Sudeste e Sul possuem grandes potenciais de geração, mas também possuem baixo aproveitamento de seu potencial, com 28,8% e 22,71% de operação, respectivamente.

Essa análise dos resultados da capacidade instalada de PCHs sugere que o potencial disponível para gerar energia através dessa fonte renovável no Brasil é grande e os estudos de projetos e as políticas públicas devem atuar tornando o processo mais simples e atraente para os investidores, pautando sempre os aspectos técnicos, econômicos, sociais e ambientais nas pesquisas.

2.3. Legislações e Instruções para Projetos

A exploração de um determinado potencial hidrelétrico é uma atividade sujeita de regulamentações de ordem institucional, ambiental e comercial. Diante disso, é importante reunir os principais atos normativos e instrutivos que possam orientar na elaboração de um projeto de pequena central.

2.3.1. Manual de Inventário Hidrelétrico - MME

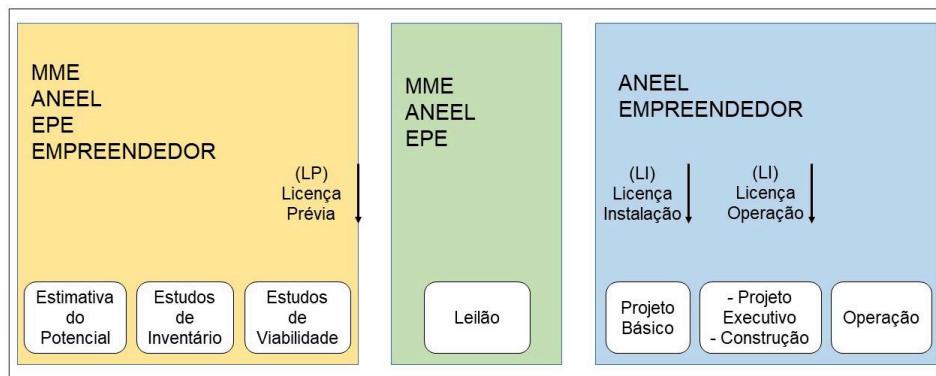
Para a expansão da oferta de hidroeletricidade são necessárias aprovações prévias de estudos e projetos apresentados para a ANEEL. Dentre esses, estão os Estudos de Inventário Hidrelétrico. Eles se caracterizam-se pela concepção e análise

de várias alternativas de divisão de queda para a bacia hidrográfica, formadas por um conjunto de projetos que são comparadas entre si, visando selecionar aquela que apresente melhor equilíbrio entre os custos de implantação, benefício energéticos e impactos socioambientais (MME, 2007).

Os estudos de inventário têm como referência obrigatória o Manual de Inventário Hidrelétrico de Bacias Hidrográficas do Ministério de Minas e Energia (MME), que tem como objetivo apresentar um conjunto de critérios, procedimentos e instruções para a realização do inventário do potencial hidroelétrico de bacias hidrográficas. O manual foi elaborado em 2007 pela CEPEL (Centro de Pesquisas de Energia Elétrica) e teve como base o Manual de Inventário de 1997, da Eletrobrás (MME, 2007).

A implantação de um empreendimento que visa utilizar um aproveitamento hidrelétrico para a geração de energia elétrica possui um ciclo de etapas que incluem fases que estimam, planejam e executam o projeto. Essas etapas, de acordo com o manual, são apresentadas na Figura 2.4.

Figura 2.4 - Etapas de Implantação de aproveitamentos hidrelétricos.



Fonte: (MME, 2007)

Em todas as etapas são analisados e discutidos aspectos técnicos, energéticos, econômicos e socioambientais. Na etapa de Estimativa do Potencial se iniciam os estudos de um aproveitamento para geração de energia com análises preliminares das características da bacia hidrográfica, utilizando informações disponibilizadas por instituições oficiais. No Inventário Hidrelétrico, há a concepção e análise de várias alternativas de divisão de queda para a bacia, formadas por um conjunto de projetos.

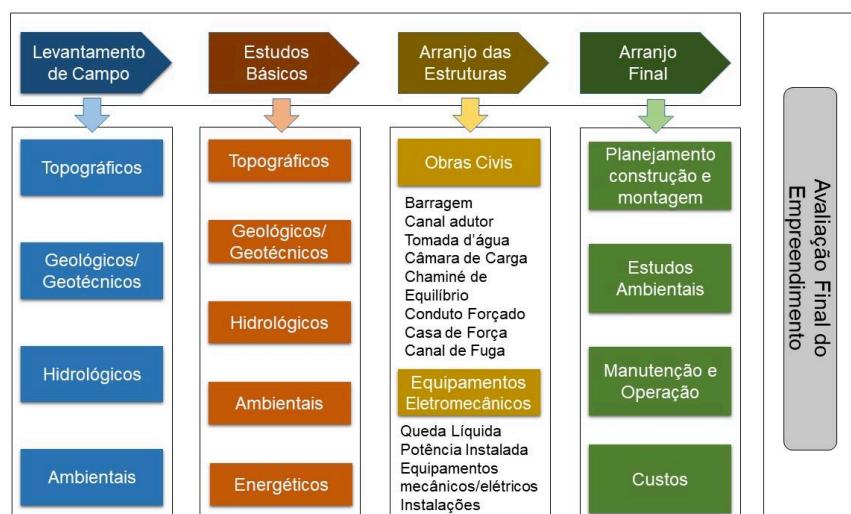
A partir da seleção da alternativa com melhor equilíbrio dentre os aspectos analisados na fase de Inventário, prossegue-se para a etapa de Viabilidade para uma análise mais detalhada para definir o aproveitamento ótimo do local. No Projeto Básico, as características técnicas do aproveitamento concebido nos estudos de viabilidade são definidas com maior precisão. Finalmente, o Projeto Executivo contempla a elaboração dos desenhos das obras civis e equipamentos eletromecânicos, necessários para a construção da usina.

2.3.2. Diretrizes para Estudos e Projetos de PCH – Eletrobrás

As Centrais Elétricas Brasileiras S.A – Eletrobrás foi criada em 1962 e recebeu a atribuição de promover estudos, projetos de construção e operação de usinas geradoras, linhas de transmissão e subestações destinadas ao suprimento de energia elétrica no Brasil e passou a contribuir decisivamente para a expansão da oferta de energia elétrica e o desenvolvimento do país (MME, 2018).

O documento com Diretrizes para Estudos e Projetos de PCH elaborado pela Eletrobrás nos anos 2000 possui, na ótica do desenvolvimento do setor, ainda uma importância atualmente. Durante o processo de implantação do empreendimento, atividades multidisciplinares permeiam entre si, constituindo o arcabouço legal de todo o projeto. O fluxograma da Figura 2.5 apresenta as atividades que são típicas para o desenvolvimento e estudos de PCH.

Figura 2.5 - Atividades de estudos e projetos de PCH.



Fonte: Adaptado (ELETROBRÁS, 2000)

Conforme descrito anteriormente, a pesquisa para seleção do melhor local para a implantação de uma PCH deve ser feita considerando-se os Estudos de Inventário de toda a bacia hidrográfica em foco. Esse estudo, de acordo com a orientação do Setor Elétrico, deve ser realizado, obrigatoriamente, antes de qualquer Estudo de Viabilidade/Projeto Básico, seguindo a metodologia preconizada no Manual de Inventário do MME (ELETROBRÁS, 2000).

Entretanto, em algumas situações, os estudos de inventário desconsideram locais com pequenos e atraentes potenciais para a instalação de PCH. O trecho em análise pode ser um segmento ou cabeceira de uma bacia. As diretrizes da Eletrobrás sugerem uma sequência de estudos preliminares semelhantes aos do Manual de Inventário. A Figura 2.6 representa o processo para analisar locais aproveitáveis.

Figura 2.6 - Detalhes da avaliação da viabilidade do local.



Fonte: Adaptado (ELETROBRÁS, 2000)

Para a avaliação do potencial energético, a Energia Firme (EF_E) e a potência instalada no aproveitamento (P) devem ser calculados através da Eq. (2.1) e Eq. (2.2).

$$EF_E = \frac{\eta_{tg} \cdot 9,81 \cdot Q \cdot H_{LIQ}}{1000} \cdot \Delta t \quad (2.1)$$

$$P = \frac{EF_E}{FC} \quad (2.2)$$

Onde:

η_{tg} é o rendimento do conjunto turbina-gerador, sugerindo-se o valor final de 0,85;
 Δt é o intervalo de tempo igual a 1s;

Q é a vazão mínima medida no local, ou $Q_{95\%}$, ou, ainda, a vazão média (Q') ao longo do período crítico do sistema interligado (m^3/s);

H_{LIQ} é a queda líquida (m);

P é a potência instalada no aproveitamento (MW);

FC é o fator de capacidade;

EF_E é a energia firme estimada em MWmédios, considerando-se Q e H_{LIQ} constantes durante o funcionamento da usina (1MWmédio = 8760 MWh por ano, durante a vida útil da usina).

Sob a ótica das diretrizes da Eletrobrás, Energia Firme poderá ser aquela garantida por 95% do tempo em simulação da operação da usina com o histórico de vazões definido para o local. Desse modo, a adoção da vazão $Q_{95\%}$ é mais apropriada para o cálculo da energia firme.

A queda líquida (H_{LIQ}) é igual a queda bruta (H_B) menos a perda de carga total no sistema de adução. A definição de H_B é feita a partir da concepção do arranjo para determinado local que mostre ser atrativo energeticamente, conforme a topografia da bacia e região. Para esta etapa, os arranjos são simbólicos, apenas ajudando a representação e a verificação da atratividade do local. Sendo assim, supõem-se que não há regularizações de vazões, ou seja, que não há flutuações nos níveis de água tanto a montante quanto a jusante (ELETROBRÁS, 2000).

2.3.3. Resolução Normativa nº 673/2015 – Principais Contribuições

Fundamentada pela Audiência Pública nº 57/2014 da ANEEL, a Resolução Normativa (RN) nº 673/2015 contribuiu com a busca dos anseios do setor para recuperar o mercado das PCHs, essencialmente o que se associava à diminuição dos prazos de análise dos projetos básicos, mediante simplificação nos trâmites de avaliação e concentrando-se nos aspectos que definem o aproveitamento ótimo (CARNEIRO; COLI; DIAS, 2017).

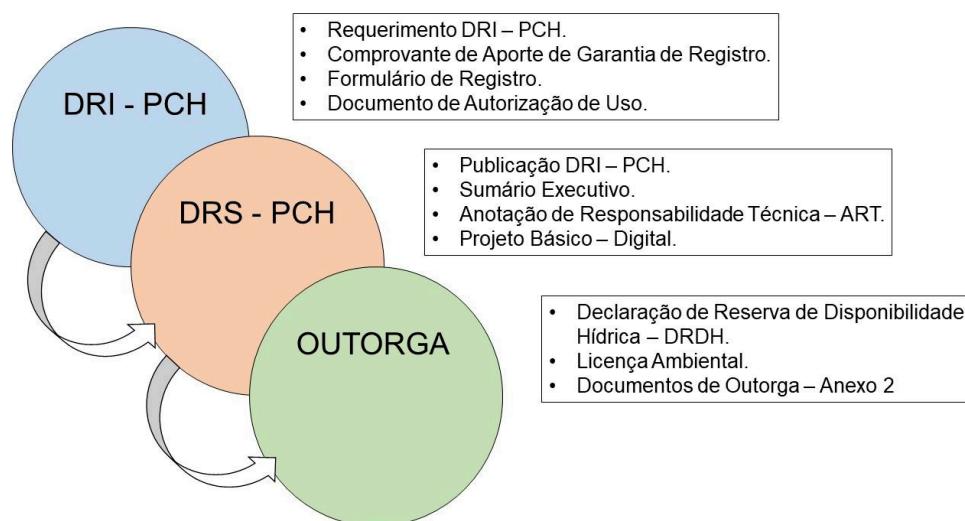
A RN nº 673/2015 partiu do princípio dos avanços alcançados com a RN da ANEEL nº 343/2008 e da necessidade de revisar os critérios de enquadramento de PCH, cujo processo de formação envolveu intensas discussões de diversos agentes do Sistema Elétrico Brasileiro (SEB) (ANEEL, 2015).

Além da alteração do intervalo da capacidade instalada de uma PCH, outra importante modificação entre a RN nº 343/2008 para a RN nº 673/2015 está relacionada ao processo de implementação de empreendimentos nas características de PCH (CARNEIRO; COLI; DIAS, 2017). A nova metodologia propõe as seguintes etapas:

- Registro de Intenção à Outorga de PCH (DRI – PCH): fase em que será registrado o interesse do agente para o desenvolvimento do Projeto Básico, sendo obrigatória a apresentação de aporte de garantia de registro em favor do órgão regulador;
- Registro de Adequabilidade do Sumário Executivo (DRS – PCH): fase em que se atesta a compatibilidade do Sumário Executivo com os estudos de inventário e com uso do potencial hidráulico;
- Outorga de Autorização: fase posterior à publicação da DRS – PCH, na qual o interessado deverá protocolar os documentos de regularidade jurídica, fiscal, econômica, financeira e de adimplemento setorial para a efetiva outorga da Resolução de Autorização.

A Figura 2.7 representa o processo apresentando pela RN nº 673/2015 com as etapas e documentos necessários para que o empreendedor obtenha autorização para construção de uma PCH, desde a fase de intenção até à outorga.

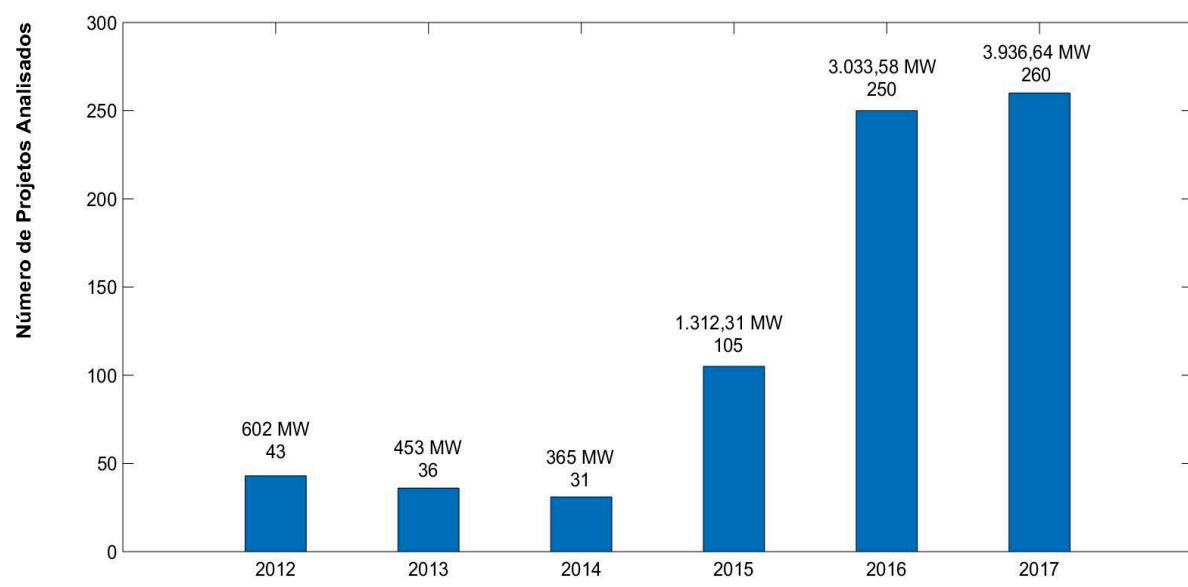
Figura 2.7 - Processo e documentos de registro de intenção à outorga de autorização.



Fonte: (ANEEL, 2015)

Esse roteiro de outorga definido pela RN nº 673/2015 permitiu uma considerável redução da complexidade no processo que apresentava na RN nº 343/2008 que contava com as seguintes etapas: Registro para elaboração do projeto básico; aceite e seleção do projeto básico; análise e aprovação do projeto básico; e outorga de autorização. A Figura 2.8 apresenta a evolução de projetos analisados e aptos à outorga nos últimos anos antes e depois da nova resolução.

Figura 2.8 - Evolução do número de projetos aptos à outorga pela ANEEL.



Fonte: (ANEEL, 2019b)

Em 2015, ano de revisão do ato normativo, 105 projetos foram aptos à outorga, sendo que 63 através da DRS – PCH (RN nº 673/2015) e 42 através da Autorização de Projeto Básico (RN nº 343/2008). Isso demonstra o fator positivo nos novos trâmites para empreendimentos com característica de PCH a partir de 2015 e que aumentou com o passar dos anos, chegando a 259 projetos em 2017.

A nova regulamentação, com o objetivo de incentivar a construção de novas usinas e, ao mesmo tempo, evitar contratos especulativos que poderiam diminuir a confiabilidade de atendimento, exige que a energia (MWh) e a potência (MW) contratadas por um agente gerador tenham o respaldo de uma geração física capaz de assegurar os respectivos suprimentos (SILVA, 2016).

2.3.4. Portaria MME nº 463/2009 – Fundamentos

Um dos requisitos a ser apresentado pelo interessado para a ANEEL é o valor da garantia física da usina, bem como os parâmetros utilizados para seu cálculo, conforme o artigo 10, parágrafo 4 da RN nº 673/2015.

Primeiramente, é necessário estabelecer alguns conceitos para compreensão da importância da garantia física para a PCH e para o SEB. O primeiro conceito a ser visto é o de Energia Firme que corresponde à máxima produção contínua de energia que pode ser obtida, supondo a ocorrência da sequência mais seca registrada no histórico de vazões do rio onde ela está instalada (CARNEIRO; COLI; DIAS, 2017).

Antes da reforma do setor elétrico, o conceito de energia firme de uma usina hidrelétrica era usado em estudos econômicos de dimensionamento e na assinatura de contratos de suprimento entre concessionárias (KELMAN; KELMAN; PEREIRA, 2004).

Contudo, com base em toda série histórica disponível de vazões e utilizando recursos estatísticos, podem ser simuladas muitas outras possibilidades de sequências de vazões para uma usina. Através dessas simulações é possível determinar a energia assegurada ou garantia física.

De acordo com Vasconcellos (2018) o conceito de garantia física é característico do SEB e baseia-se na incerteza da geração proveniente de usinas hidrelétricas, desde fatores naturais até dos componentes da central. Corresponde a máxima carga que pode ser suprida a um risco pré-fixado de não atendimento a mesma, 5% pela regulamentação atual, obtida por meio de simulações da operação, utilizando séries sintéticas de energias afluentes.

A Portaria nº 463, de 3 de dezembro de 2009 do Ministério de Minas e Energia, estabelece o cálculo e revisão dos montantes de garantia física de energia para usinas não despachadas centralizadamente pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS). Dentro do contexto brasileiro, as PCHs se classificam como não despachadas centralizadamente pois não demandam de coordenação do ONS. De acordo com a Portaria, as variáveis para o cálculo são (MME, 2009):

- Histórico das vazões médias mensais referentes aos últimos trinta anos;
- Valor da vazão remanescente (menor vazão a ser mantida no curso d'água em seção de controle), em m^3/s ;

- Valor da vazão de uso consuntivo (vazão que se destina a atender outras atividades produtivas), em m³/s;
- Valor do rendimento do conjunto turbina-gerador, queda bruta e perdas hidráulicas;
- Consumo interno e perdas elétricas;
- Valor das taxas de indisponibilidade forçada e de indisponibilidade programada.

Para o setor elétrico brasileiro, a garantia física é utilizada como limite de contratos de energia, como no Mecanismo de Realocação de Energia (MRE), que realoca os benefícios da operação integrada entre as usinas participantes e define o fluxo de receitas da usina no mercado de energia. Assim, é de grande importância comercial a variável garantia física de uma PCH.

2.4. Comercialização e Mercado de Energia Elétrica

A segurança no suprimento de energia elétrica foi e ainda é um dos principais objetivos do SEB. Com o Decreto nº 5.163 de 30 de julho de 2004, a comercialização de energia elétrica no Brasil passou a ser mais regulada e organizada, sendo que os agentes geradores devem apresentar lastro para a venda de energia e garantir que o valor desta, estabelecida nos contratos, seja cumprido. Essa atividade é coordenada pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE) e regulada pela ANEEL (SIERRA, 2013).

O lastro para a venda de energia será constituído pela garantia física proporcionada pelo empreendimento de geração, mediante contratos de compra de energia. A garantia física de energia de um empreendimento de geração corresponde à quantidade máxima de energia elétrica associada ao empreendimento que pode ser utilizada para comprovação de atendimento a carga ou comercialização por meio de contratos. O valor da garantia física é definido pelo MME e deve constar no contrato de concessão ou do ato de autorização do empreendimento (BRASIL, 2004).

Para os órgãos reguladores e fiscalizadores, o valor da garantia física de uma usina representa o montante de energia que ela pode suprir ao sistema interligado nacional com dado nível de confiabilidade. Para o agente gerador, a garantia física é

o lastro de venda da usina, ou seja, o quanto ela pode comercializar em contratos de venda de energia.

2.4.1. Ambientes de Contratação

Como mencionado anteriormente, os agentes geradores estabelecem contratos com a CCEE com o lastro de energia para vender. As relações comerciais no atual modelo do SEB entre os agentes de mercado se estabelecem em dois ambientes: o Ambiente de Contratação Regulada (ACR), com agentes de geração, distribuição e comercialização de energia; e o Ambiente de Contratação Livre (ACL), com geradores, distribuidores, comercializadores, importadores e exportadores, além dos consumidores livres e especiais (CCEE, 2018a). As diferenças entre cada ambiente são apresentadas na Tabela 2.6.

Tabela 2.6. Diferenças entre o ACR e ACL.

	Ambiente Livre	Ambiente Regulado
Participantes	Geradoras, distribuidoras e comercializadoras. As comercializadoras participam somente dos leilões de energia existente (Ajuste e A-1)	Geradoras, distribuidoras, comercializadoras, importadores e exportadores, consumidores livres e especiais
Contratação	Livre negociação entre os compradores e vendedores	Realizada por meio de leilões de energia promovidos pela CCEE, sob delegação da ANEEL
Tipo de Contrato	Acordo livremente estabelecido entre as partes e denominado CCEAL - Contratos de Comercialização de Energia no Ambiente Livre	Regulado pela ANEEL e denominado CCEAR - Contratos de Comercialização de Energia no Ambiente Regulado
Preço	Acordado entre comprador e vendedor	Estabelecido no leilão

Fonte: (CCEE, 2018a)

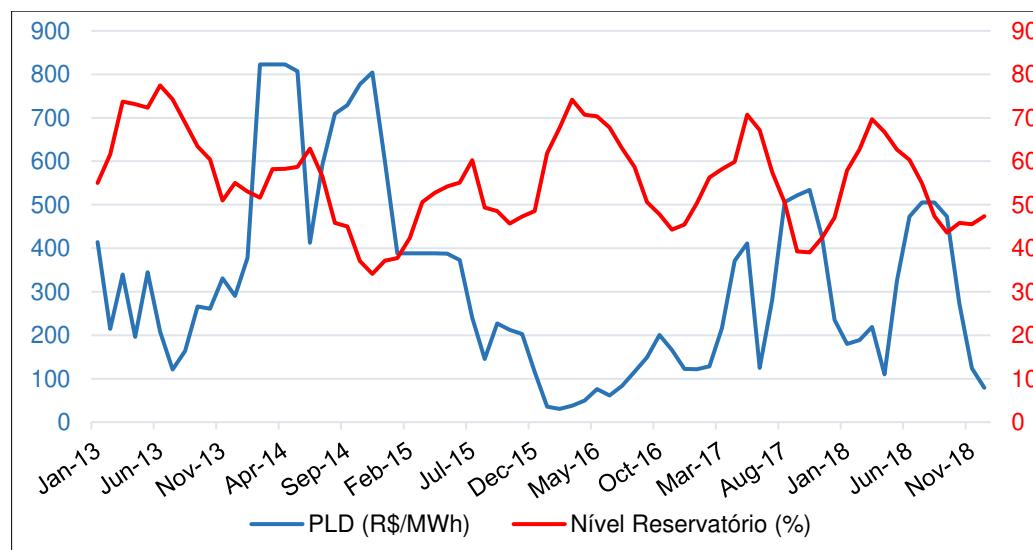
Há ainda o Mercado de Curto Prazo (MCP), também conhecido como Mercado de Liquidação de Diferenças, no qual se promove o ajuste entre os volumes contratados e os volumes medidos de energia. Todos os contratos de compra e venda de energia celebrados no mercado, tanto no ACR como no ACL, devem ser registrados na CCEE, que realiza a medição dos montantes efetivamente

produzidos/consumidos por cada agente. As diferenças apuradas, positivas ou negativas, são contabilizadas para posterior liquidação financeira no MCP e valoradas ao Preço de Liquidação das Diferenças (PLD). O PLD tem como base o Custo Marginal de Operação (CMO) limitado a valores mínimos e máximos definidos pela ANEEL (CCEE, 2018a).

O Sistema Interligado Nacional (SIN) é dividido em quatro submercados: Sul, Sudeste/Centro-Oeste, Nordeste e Norte. O PLD assume o mesmo valor para todo o submercado e é definido semanalmente. Ele depende do patamar de carga (pesada, média e leve), considerando-se os valores de disponibilidade declaradas de geração e consumo previsto de cada submercado.

Em um sistema predominantemente hidrelétrico, os preços dependem muito das condições de armazenamento dos reservatórios. A Figura 2.9 apresenta o PLD médio mensal do submercado Sudeste/Centro-Oeste de janeiro de 2013 a dezembro de 2018 e a média dos níveis dos reservatórios do SIN para o mesmo período.

Figura 2.9 - PLD médio mensal do submercado Sudeste/Centro-Oeste e nível de armazenamento dos reservatórios.



Fonte: (CCEE, 2019a) (ONS, 2019)

Nota-se que o valor do PLD é alto nos períodos em que o nível dos reservatórios está baixo. Em 2014 a situação foi crítica e o PLD permaneceu em seu valor máximo na maior parte das semanas operativas (R\$ 822,23/MWh), com o nível médio dos reservatórios sempre abaixo de 65%, chegando a 34% em novembro. Nos

anos seguintes, os níveis dos reservatórios obtiveram resultados melhores e os valores médios dos PLD para o submercado SE/CO reduziram.

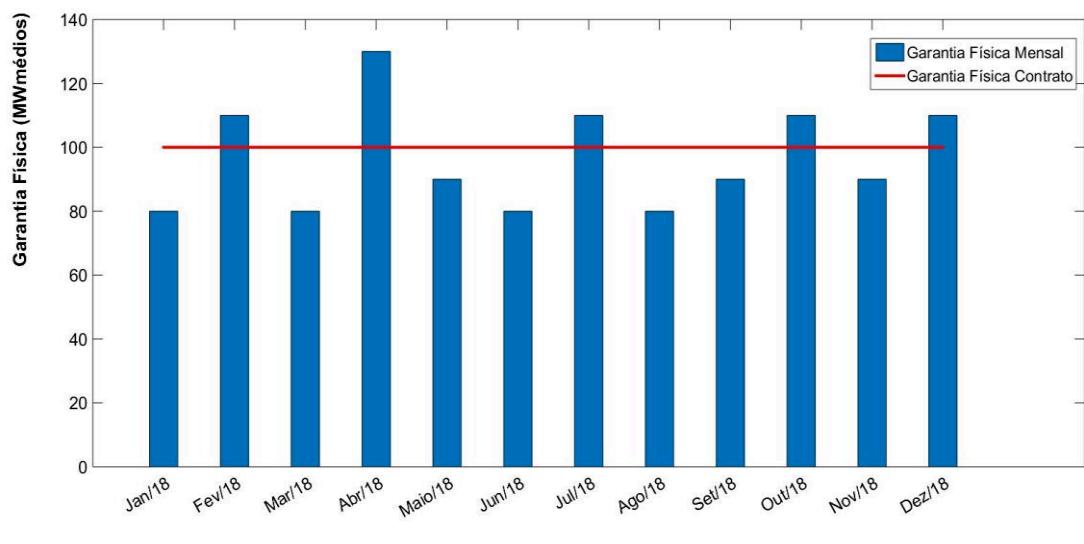
2.4.2. Penalidade por Insuficiência de Lastro de Energia

Nas situações em que o agente gerador não for capaz de atender seu contrato de venda de energia, a CCEE notificará o agente por insuficiência do lastro de energia e as penalidades técnicas às quais está sujeito. A aplicação de penalidades técnicas está prevista no inciso III do § 6º A do art. 1º da Lei nº 10.848/2004.

O cálculo da penalidade por insuficiência de lastro de energia é feito pela CCEE mensalmente, sendo apurado com base nas exposições dos 12 meses precedentes ao mês de referência (CCEE, 2018b). Um exemplo sobre a apuração feita pela CCEE é mostrado a seguir.

Suponha que seja necessário calcular a penalidade para um agente gerador no mês de janeiro de 2019 e seu contrato de venda seja de 100 MWh/mês e que pertence ao submercado SE/CO. O cálculo da penalidade é feito por meio do balanço energético mês a mês do período em interesse (jan/2018 – dez/2018). O balanço é a apuração entre os recursos (quantidade produzida no mês) e os requisitos (quantidade dos contratos de venda). A Figura 2.10 apresenta o comportamento do agente para os últimos 12 meses.

Figura 2.10 - Sazonalização da garantia física e a garantia física de contrato.



Fonte: do Autor

Observa-se no exemplo da Figura 2.10 que o saldo de lastro de energia é de 40 MWh negativos, o que implica em insuficiência de lastro de energia. Conforme as regras de comercialização de energia da CCEE, o preço ao qual será pago a penalidade pelo agente é o maior valor entre o Valor Anual de Referência (VR) e a média dos PLDs do submercado que o agente pertence (CCEE, 2018b). O VR para o ano de 2019 publicado pela ANEEL é de R\$ 194,34 MWh e a média dos PLDs para o exemplo no mês de janeiro de 2019 é de R\$ 192,10, valor publicado pela CCEE.

Sendo assim, o maior valor escolhido é o do VR (R\$194,34). Calculando a penalidade do agente no mês de referência temos:

$$\text{Penalidade} = \frac{1}{12} \cdot 40 \text{ MWh} \cdot 194,34/\text{MWh}$$

$$\text{Penalidade} = \text{R\$ 647,80}$$

Observa-se que o agente gerador possui um valor a ser pago e que impacta sua receita. Esse valor é calculado com base em uma média anual, justificando a divisão da penalidade por 12.

2.4.3. Leilões de Energia

Os leilões são a principal forma de contratação de energia no Brasil. Por meio desse mecanismo, concessionárias, permissionárias e autorizadas de serviço público de distribuição de energia elétrica do SIN garantem o atendimento à totalidade de seu mercado no ACR. Quem realiza os leilões de energia elétrica é a CCEE por delegação da ANEEL. O critério de menor tarifa é utilizado para definir os vencedores do certame, visando a eficiência na contratação de energia (CCEE, 2019b).

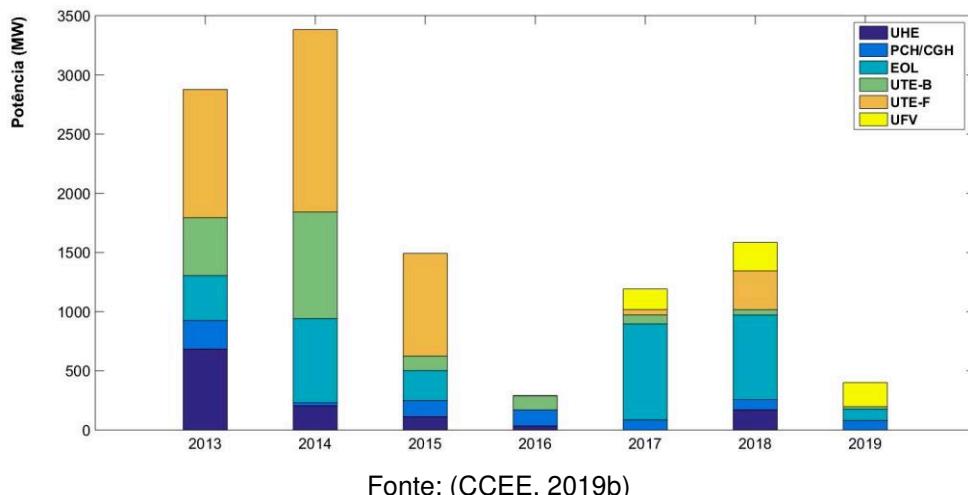
Conforme a CCEE, existem os seguintes leilões de energia praticados no Brasil:

- a) Leilão de Energia Nova
- b) Leilão de Energia Existente
- c) Leilão de Fontes Alternativas de Energia;
- d) Leilão Estruturante;
- e) Leilão de Energia de Reserva;
- f) Leilão de Venda;
- g) Leilão de Excedentes;
- h) Leilão de Compra;
- i) Leilão de Ajuste.

De acordo com Moreira (2016), o Leilão de Energia Nova e o Leilão de Energia Existente são os principais tipos de leilões do SEB. O primeiro é vendido e contratado a energia de usinas que ainda serão construídas, a fim de contratar a capacidade instalada adicional, e o segundo para repor contratos vencidos das distribuidoras a partir da capacidade de geração instalada.

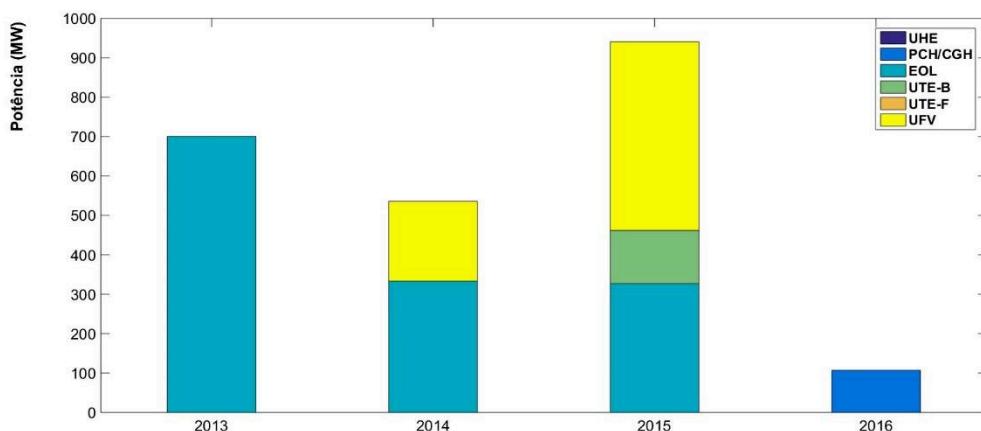
Paras as PCHs, objeto de estudo desta tese, destacam-se, além do Leilão de Energia Nova (LEN), o Leilão de Fontes Alternativas de Energia (LFA) e o Leilão de Energia de Reserva (LER). O LER foi criado para aumentar a participação de energia renováveis (PCH, eólica e biomassa) e elevar a segurança no fornecimento de energia elétrica do SIN. As Figuras 2.11 e 2.12 representam os gráficos das garantias físicas habilitadas nos últimos LENs e LERs/LFA, respectivamente. Os dados foram compostos pelos resultados de 2013 a 2018.

Figura 2.11 - Gráfico das potências habilitadas nos LENs por fonte geradora.



Fonte: (CCEE, 2019b)

Figura 2.12 - Gráfico das potências habilitadas nos LERs e LFA por fonte geradora.



Fonte: (CCEE, 2019b)

Entre 2013 e 2015 foram contratados 13.102,81 MWmédios de garantia física nos leilões de energia nova, reserva e fontes alternativas. Aproximadamente 70,5% foram contratados de empreendimentos que utilizam recursos renováveis, o que representa a continuação de uma matriz elétrica limpa no SEB.

A energia eólica é o destaque nos leilões para o período entre 2013 e 2019 em que foram contratados 4.281,7 MWmédios de garantia física. A energia solar ganha relevância a partir de 2014 nos leilões de energia de reserva e a partir de 2017 nos leilões de energia nova, sendo 1.156,4 MWmédios de garantia física para o mesmo período analisado.

Já para o setor de PCHs nesse período apenas 835,72 MWmédios de garantia física foram contratados nos leilões. Para a Associação Brasileira de PCHs e CGHs (ABRAPCH), o Brasil não aproveita os benefícios locais e sistêmicos que o setor elétrico pode oferecer para o desenvolvimento do país com uma maior contratação de energia provenientes das pequenas hidrelétricas (ABRAPCH, 2018).

2.4.4. Mecanismo de Realocação de Energia (MRE)

O MRE é um mecanismo financeiro que tem como objetivo compartilhar os riscos hidrológicos que afetam os agentes geradores, na busca de garantir a otimização dos recursos hidrelétricos do SIN (CARNEIRO; COLI; DIAS, 2017). O MRE foi concebido para compartilhar entre seus integrantes os riscos financeiros associados à comercialização de energia pelas usinas hidráulicas despachadas de modo centralizado (CCEE, 2018c).

A participação no MRE é compulsória para todas as usinas hidrelétricas que possuem despacho centralizado pelo ONS, ou seja, que possuem sua geração determinada pelo Operador. As PCHs não fazem parte desta modalidade de despacho, pois são de pequeno porte e, por isso, não possuem reservatórios de regulação e sua operação não afeta de forma significativa a operação das usinas localizadas no mesmo rio que elas. Dessa forma, sua participação no MRE é opcional, cabendo ao proprietário da PCH determinar se a melhor estratégia comercial para ele será a de se integrar ou não ao bloco de usinas participantes (SANTOS, 2017).

A participação das PCHs no MRE é regulamentada pela Resolução Normativa ANEEL nº 409, de 10 de agosto de 2010, e estabelece critérios e procedimentos para participação de empreendimento hidrelétrico não despachado centralizadamente no

MRE. Na RN nº 409/2010 eram estabelecidas regras e metas para que o agente do setor de PCH pudesse participar do mecanismo e, caso não atingisse suas metas, o empreendimento poderia ser retirado do MRE. Contudo, a Lei nº13.360/2015 também alterou as alíneas que determinavam a exclusão da PCH do mecanismo e determinou que ela só poderá sair por opção própria ou por conta de perda de outorga.

O MRE aloca energia para as usinas que não conseguiram produzir suas respectivas garantias físicas, para que todas as usinas participantes do sistema (isto é, do MRE) comercializem suas garantias físicas. Isto só é possível desde que o sistema do submercado produza valor igual ou maior que sua respectiva garantia física.

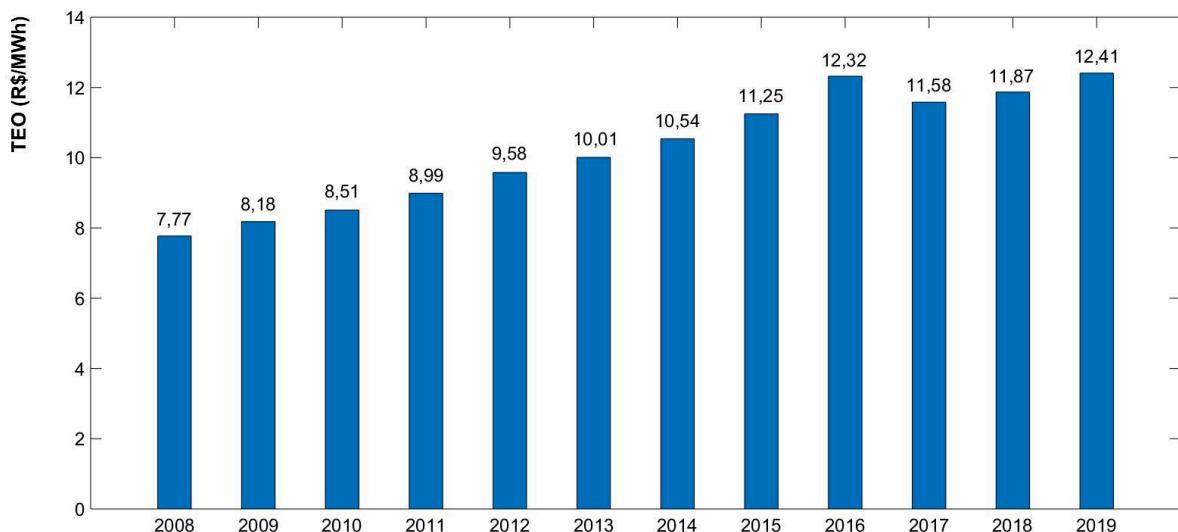
De acordo com Ribeiro (2012) quanto a aplicação do MRE, três situações podem ocorrer:

- i. Energia gerada pelas usinas é igual à garantia física total do sistema: cada usina que gerou abaixo de sua garantia física completa seu valor pela transferência de energia daquelas que geraram acima de suas respectivas garantias físicas.
- ii. Energia gerada pelas usinas é maior que a garantia física total do sistema: o sistema produz Energia Secundária. Assim, cada usina que gerou abaixo de sua garantia física completa seu valor pela transferência de energia daquelas que geraram acima de suas respectivas garantias físicas. Em seguida, a parcela referente à Energia Secundária é dividida proporcionalmente à sua garantia física entre todas as usinas do sistema.
- iii. Energia gerada pelas usinas é menor que a garantia física total do sistema: primeiro, a garantia física de cada usina é reduzida por um Fator de Ajuste de Garantia Física (energia gerada pelo sistema dividida pela garantia total do sistema). Em seguida, cada usina que gerou abaixo de sua garantia física recebe energia até completar sua respectiva garantia física ajustada.

Essas transferências de energia existentes dentro do MRE estão sujeitas à aplicação de um encargo denominado Tarifa de Energia de Otimização (TEO). A TEO é destinada à cobertura dos custos incrementais de operação e manutenção das usinas hidrelétricas e ao pagamento da compensação financeira referente à energia

trocada no MRE da CCEE (CCEE, 2018c). O valor da TEO é fixado todo ano pela ANEEL e possui um único valor para todos os submercados. Para o ano de 2019, o valor foi de R\$ 12,41/MWh. A Figura 2.13 apresenta a evolução dos valores da TEO nos últimos 12 anos.

Figura 2.13 - Evolução dos valores aplicados para a TEO.



Fonte: (ANEEL, 2018c)

Nota-se que os valores adotados pela TEO (Figura 2.13) são menores que os valores aplicados no PLD (Figura 2.9). Assim, a participação no MRE precisa de uma avaliação sobre a viabilidade técnica-econômica do comportamento da garantia física da PCH nos períodos seco e úmido. No período úmido, a PCH pode produzir além do ajuste do MRE e sua participação não é economicamente relevante no mecanismo, pois estaria transferindo energia ao bloco a um preço menor do que no MCP. Já para o período seco onde as vazões afluentes diminuem, a complementação da garantia física se torna mais barata no MRE do que no MCP.

Desta forma, para as usinas que precisam complementar sua geração, o MRE se apresenta como uma forma econômica de adquiri-la. Em compensação, para aquelas usinas que costumam gerar além de sua garantia física de forma recorrente, suas responsabilidades ante o mecanismo representam uma perda financeira (SANTOS, 2017).

Contudo, no estudo realizado por Santos (2017), que avaliou a participação das PCHs no MRE, os resultados apontam que o mecanismo permite um melhor equilíbrio econômico nos últimos anos (2012 a 2017) devido à baixa das vazões observadas no

regime hidrológico brasileiro e a diversificação da matriz elétrica brasileira, trazendo consigo a inserção de diversas fontes não controláveis, que operam na base do sistema e são de difícil previsão.

A contabilização do MRE é uma importante aplicação dos valores da garantia física e é feita por semana e por patamar de carga. Ao fim do mês, é computado o resultado final do agente. A garantia física, como definida anteriormente, é um valor dado em MW médios. Para fins do MRE, essa garantia física é sazonalizada e modulada pela CCEE. A sazonalização da garantia física converte os valores anuais médios da usina (MWmédios) em valores mensais em MWh (SANTOS, 2017).

A garantia física sazonalizada considerada para fins do MRE não é a mesma utilizada pela CCEE para apuração das penalidades por insuficiência de lastro (SANTOS, 2017). Cada agente do mercado deve manifestar no mês de dezembro para a CCEE a sua alocação da energia mês a mês a ser comercializada no seguinte ano, isto é, a sazonalização da garantia física feita pelo agente. Se isto não é feito a CCEE considerará uniforme (*flat*) a sazonalização do agente, valor determinado no contrato de venda de energia (CCEE, 2018c).

2.5. Conclusão

Neste Capítulo 2 apresentou-se a concepção, referências e dados do desenvolvimento de PCH no Brasil, a partir de informações e materiais fornecidos por agências e órgãos responsáveis pela discussão do setor no país. Observa-se que desde a fase de projeto, a avaliação do potencial hidrelétrico necessita de uma análise de viabilidade técnico-econômica e dos impactos no processo de geração.

No Capítulo 3, serão apresentados os conceitos de otimização multiobjetivo, com aplicação em fontes alternativas de energia. Além disso, também serão apresentados algoritmos evolucionários para a resolução de problemas dessa natureza.

Otimização Multiobjetivo

Otimizar é melhorar os resultados já existentes para determinado(s) objetivo(s). Consiste em encontrar uma solução ou um conjunto de soluções ótimas para uma determinada função ou conjunto de funções. Ou seja, é a ciência que determina as melhores soluções para algum problema definido matematicamente, em geral, uma representação de um modelo real, definido através de restrições tecnológicas, físicas ou normativas. Este capítulo apresenta os conceitos e as técnicas de otimização aplicadas nesta tese.

3.1. Conceitos e Características

Em matemática, o termo otimização refere-se ao estudo de problemas em que se busca minimizar ou maximizar uma função por meio da escolha sistemática dos valores de variáveis reais ou inteiros dentro de um conjunto viável. Os mecanismos de otimização respondem à questão de determinar a “melhor solução” de problemas abstratos para os quais é possível quantificar o grau de adequação à necessidade em causa (ARAÚJO, 2010).

Otimização computacional pode ser definida como o processo de projetar, implementar e testar algoritmos para resolver uma grande variedade de problemas de otimização. Inclui disciplinas de matemática para formular o modelo, a pesquisa de operações para modelar o sistema, a ciência da computação para projeto e análise do algoritmo (BÂNOS et al. 2011).

O problema de otimização apresenta as seguintes características (LOBATO, 2008) (KAGAN et al. 2009):

- Função Objetivo: é representada por uma equação matemática dependente (explicitamente ou não) das variáveis de projeto. Ela caracteriza o sistema que se pretende melhorar. Os problemas podem ser tratados considerando-se a otimização de uma única função objetivo, ou então duas ou mais funções. Ou

seja, é possível modelar um problema com um único objetivo ou com múltiplos objetivos;

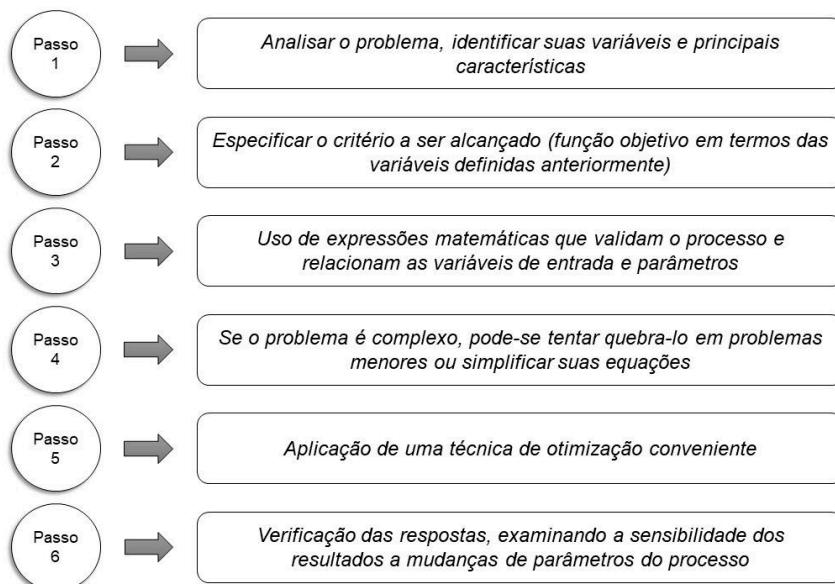
- ❑ Variáveis de Projeto: conjunto de parâmetros que podem influenciar os valores da função objetivo. Também denominadas como variáveis de decisão ou de busca, elas promovem modificações no sentido de aumentar ou diminuir os valores da função objetivo;
- ❑ Restrições: são características que dependem matematicamente das variáveis de projeto e limitam os valores da função objetivo a certas regiões do espaço de projeto. Os problemas podem ser modelados considerando-se restrições técnicas, econômicas ou de outra natureza. Estas podem ser classificadas como:
 - Restrições de desigualdade: estabelecem uma região do espaço de projeto dentro da qual deve ser maior ou igual/menor ou igual a um valor pré-estabelecido;
 - Restrições de igualdade: definem uma região onde as variáveis de projeto conferem à restrição um valor pré-determinado;
 - Restrições laterais: delimitam uma faixa de variação para cada variável de projeto, ou seja, definem os valores máximos e mínimos que podem ser adotados para tais variáveis.
- ❑ Incertezas: com relação a este aspecto, os problemas podem ser modelados com três enfoques:
 - Determinístico: quando não se consideram aspectos de incertezas, ou se consideram simplesmente através da simulação do modelo determinístico com análise de sensibilidade sobre alguns parâmetros de interesse;
 - Estocástico: quando alguns parâmetros do problema são considerados como variáveis aleatórias;
 - Possibilístico: quando as incertezas são tratadas através da teoria dos conjuntos difusos.

Dependendo de como um problema é modelado, uma técnica de otimização para o seu tratamento pode se mostrar mais ou menos adequada que as demais, e os resultados obtidos também podem diferir significativamente. O método escolhido

depende da função objetivo, do número de variáveis dependentes e independentes, e das restrições (KAGAN et al., 2009).

Dessa forma, Lobato (2008) apresenta os passos gerais para a análise e solução de problemas de otimização. A Figura 3.1 mostra os passos para a realização do procedimento.

Figura 3.1 - Procedimento para análise e solução de problemas de otimização.



Fonte: (LOBATO, 2008)

Na formulação de um projeto com um problema de otimização é preciso estabelecer primeiramente as propriedades do sistema, isto é, quais os parâmetros que se deseja obter e como eles poderão ser medidos. Outros aspectos são as variáveis que serão manipuladas no projeto e como decidir qual o melhor projeto (LOBATO, 2008).

Os algoritmos de otimização, métodos iterativos e heurísticos são citados entre as técnicas de otimização computacional. O uso de diferentes algoritmos de otimização depende do tipo de problema de otimização. Ao mesmo tempo, existem muitas classificações diferentes de problemas de otimização, dependendo do tipo de variáveis de decisão, funções de objetivo e restrições. Podem ser definidos através das seguintes categorias como (GAMARRA; GUERRERO, 2015):

- Otimização contínua e discreta;
- Otimização restrita e irrestrita;

- Otimização global e local;
- Otimização estocástica e determinística;
- Otimização mono-objetivo e multiobjetivo e;
- Otimização heurística e metaheurística.

3.2. Otimização Multiobjetivo

Muitos problemas do mundo real apresentam um conjunto de objetivos a serem otimizados. Na maioria das vezes estes objetivos são conflitantes, ou seja, a melhoria em um objetivo causa deterioração em outro. Atualmente, o enfoque Multiobjetivo encontra aplicações em qualquer área: problemas de planejamento de produção, transporte, alocação, gerenciamento de recursos (elétricos, hídricos, etc.), dentre outros (RAMPAZZO, 2012).

No tratamento de múltiplos objetivos, podem surgir problemas devido (RAMPAZZO, 2012):

- ao conflito entre as funções objetivo, já que não existe uma solução que otimize simultaneamente todas as funções.
- à incomensurabilidade entre as funções objetivo, que não podem ser reduzidas a uma unidade de medida comum.
- à incerteza resultante de conhecimentos imprecisos ou insuficientes e da informação de preferências de tomadas de decisão em uma realidade multidimensional.

Problema com apenas uma função objetivo a ser otimizada é chamado de otimização Mono-objetivo. Esse tipo de otimização possui um objetivo como apresentado a seguir (FERNANDES, 2011):

$$\text{Min } F(x) \quad (3.1)$$

$$g_i(x) \leq 0 \quad (3.2)$$

$$h_j(x) = 0 \quad (3.3)$$

$$x \in \Omega \quad (3.4)$$

Onde:

x é o vetor decisão;

$F(x)$ é a função objetivo;

$g_i(x)$ é uma restrição de desigualdade;

$h_j(x)$ é uma restrição de igualdade;

Ω é o espaço de decisões.

Esse problema minimiza a função objetivo (Equação 3.1) em que x é vetor n -dimensional de variáveis de decisão pertencentes ao universo Ω . Este problema terá uma solução factível se as restrições 3.2 e 3.3 forem atendidas.

A otimização multiobjetivo consiste em maximizar ou minimizar, concomitantemente, um número de funções objetivo que venha a satisfazer todas as restrições impostas ao problema. A minimização ou maximização de um problema multiobjetivo com k objetivos é definido a seguir (FERNANDES, 2011).

$$\text{Max } F(w) = (f_1(x), f_2(x), \dots, f_k(x)) \quad (3.5)$$

$$g_i(x) \leq 0 \quad (3.6)$$

$$h_j(x) = 0 \quad (3.7)$$

$$x \in \Omega \quad (3.8)$$

Onde:

x é o vetor decisão;

$F(w)$ é o vetor de funções objetivos $f_i(x)$;

$g_i(x)$ é uma restrição de desigualdade;

$h_j(x)$ é uma restrição de igualdade;

Ω é o espaço de decisões.

Percebe-se que x é um vetor n -dimensional de variáveis de decisão pertencentes a um único universo Ω . O mesmo só será possível de ser realizado se as restrições 3.7 e 3.8 forem satisfeitas e pertencentes ao espaço Ω .

Otimizar significa encontrar valores aceitáveis para as funções-objetivo para uma tomada de decisão; por $F(w)$ ser um vetor, se quaisquer componentes de $F(w)$ competirem, não existirá uma solução única para o problema e sim um conjunto de soluções de compromisso (*trade-offs*). Desta maneira, o conceito Pareto-otimalidade

deve ser utilizado para a caracterização e obtenção das soluções (RAMPAZZO, 2012).

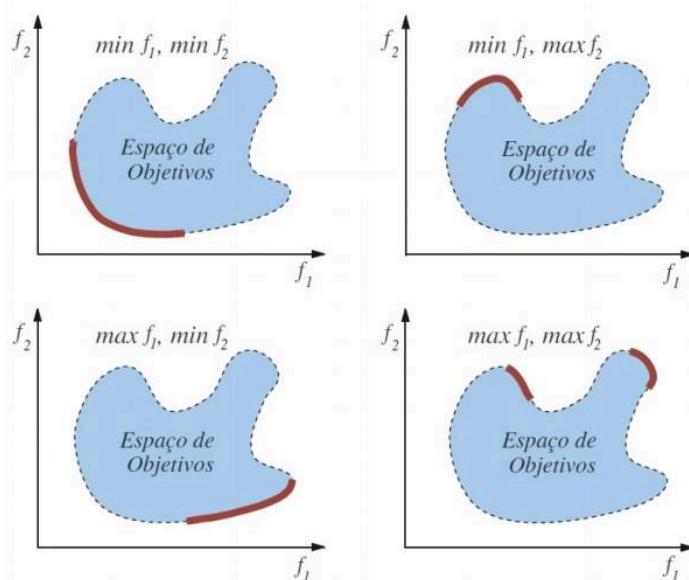
De acordo com Edgeworth-Pareto, o conceito de ótimo é baseado na convicção intuitiva de que um ponto x^* é colocado como ótimo se “*nenhum critério utilizado pode melhorar a solução, sem piorar pelo menos um outro critério*”. O Ótimo de Pareto fornece um conjunto de soluções não-dominadas (LOBATO, 2008).

Sejam dadas duas soluções quaisquer, x_1 e x_2 , onde a solução x_1 domina a solução x_2 (matematicamente $x_1 \leq x_2$) se as seguintes condições forem verdadeiras (DEB, 2001):

- A solução x_1 não é pior que a solução x_2 , isto é, para todo $j = 1, \dots, n$ a função objetivo $f_j(x_1)$ não é pior que $f_j(x_2)$;
- A solução x_1 é estritamente melhor que x_2 pelo menos em um objetivo, ou seja, $f_j(x_1)$ é melhor que $f_j(x_2)$ em um objetivo particular para todo $j = 1, \dots, n$.

Assim, se ambas as condições são satisfeitas, pode-se dizer que x_2 é dominada por x_1 , x_1 é não dominada por x_2 e x_1 é não dominada com relação a x_2 . O conjunto de todas as soluções não dominadas definem a Fronteira de Pareto (LOBATO, 2008). As curvas da Fronteira de Pareto para quatro cenários possíveis estão representadas na Figura 3.2.

Figura 3.2 - Fronteira de Pareto.

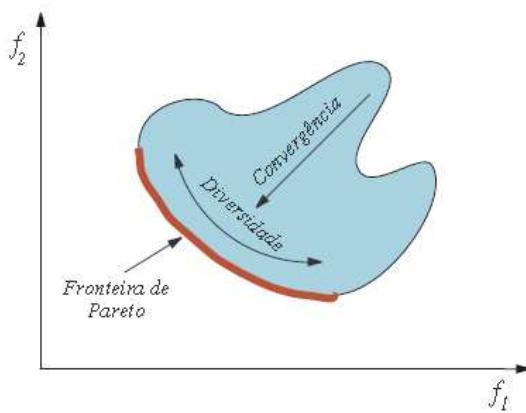


Fonte: Reproduzido (LOBATO, 2008)

O procedimento natural para a construção dessa fronteira é computar um número suficiente de soluções factíveis dentro do espaço Ω e seus correspondentes $f(\Omega)$ e, com isso, determinar os pontos não dominados (FERNANDES, 2011).

Deb (2001) apresenta duas metas para um processo de otimização multiobjetivo: encontrar um conjunto de soluções o mais próximo possível da Fronteira de Pareto e encontrar um conjunto de soluções com a maior diversidade possível. A Figura 3.3 ilustra ambas as metas. A convergência e a divergência são métricas conflitantes e, portanto, não devem ser avaliadas separadamente para o desempenho de um algoritmo (LOBATO, 2008).

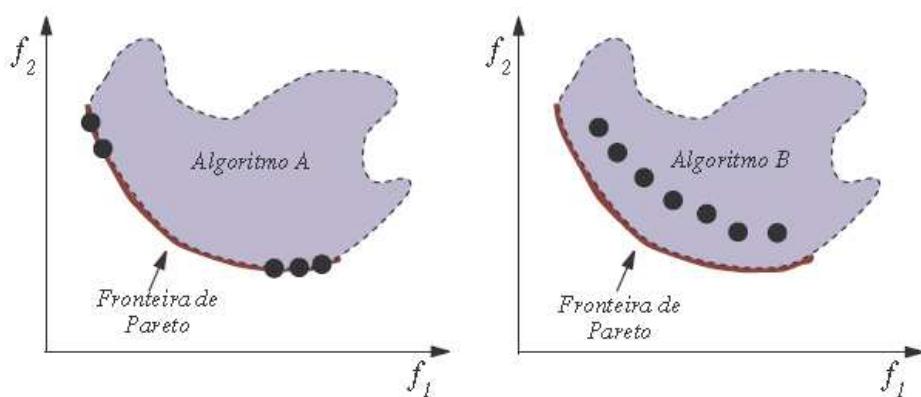
Figura 3.3 – Métricas de desempenho.



Fonte: Reproduzido (DEB, 2001)

A Figura 3.4 ilustra uma situação hipotética entre dois algoritmos de otimização multiobjetivo aplicados para resolver o mesmo problema. O algoritmo A apresenta uma boa convergência e pouca diversidade, enquanto que o algoritmo B apresenta boa divergência e pouca convergência (LOBATO, 2008).

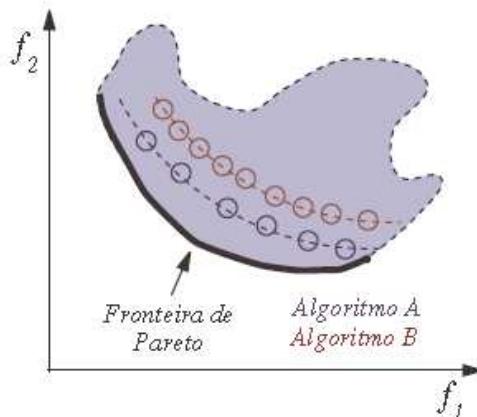
Figura 3.4 – Convergência versus divergência na Fronteira de Pareto.



Fonte: Reproduzido (DEB, 2001)

Para uma outra situação hipotética entre dois algoritmos, a Figura 3.5 ilustra que ambos algoritmos apresentam boa divergência, contudo o algoritmo A é melhor que o algoritmo B pois apresenta uma melhor convergência para o problema abordado (LOBATO, 2008).

Figura 3.5 – Comparação entre dois algoritmos hipotéticos



Fonte: Reproduzido (DEB, 2001)

3.3. Otimização aplicada às Fontes Alternativas de Energia

A melhoria das tecnologias de energia renovável ajuda no desenvolvimento sustentável e fornece uma solução para vários problemas ambientais relacionados à energia. Nesse sentido, os algoritmos de otimização constituem uma ferramenta adequada para resolver problemas complexos no campo de sistemas de energia renovável (BANÓS et al. 2011).

Em sua pesquisa, Baños et al. (2011) apresentam uma revisão do estado da arte para métodos de otimização computacional aplicados à energia renovável e sustentável. Segundo os autores, houve um aumento de pesquisas entre os anos 2001-2009 que utilizaram métodos de otimização para resolver problemas de energia renovável, especialmente para sistemas de energia eólica e solar. Alguns desses métodos de otimização foram baseados em abordagens tradicionais, como programação linear inteira e mista, relaxamento lagrangeano, programação quadrática, enquanto um grande número de trabalhos abordou problemas usando métodos de otimização heurística, especialmente algoritmos genéticos e otimização com o algoritmo *Particle Swarm Optimization* (PSO).

Segundo Iqbal et al. (2014), outra pesquisa que descreve uma revisão dos métodos de otimização usados para resolver diferentes problemas relacionados à implantação e operação de unidades geradoras de eletricidade baseadas em fontes renováveis, os problemas relacionados à energia renovável podem ser categorizados como otimização do planejamento, otimização da produção, otimização da operação e otimização de emissões. Segundo os autores, as principais partes de um problema de otimização (entradas, saídas, objetivos e restrições) aplicados às fontes renováveis e as diferentes possibilidades encontradas na literatura estão dispostas na Tabela 3.1.

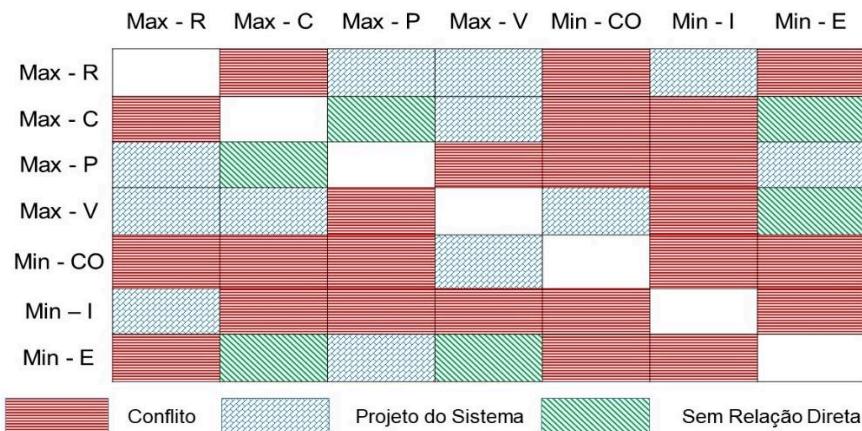
Tabela 3.1 - Problema de otimização em fontes de energia renováveis.

Parte do Problema	Diferentes possibilidades
Entradas	Número e tipo de unidades geradoras, condições meteorológicas, modo de operação, rendimento, custos operacionais, vida operacional e tecnologia da fonte renovável.
Saídas	Energia gerada, número e capacidade de unidades geradoras, investimento total, confiabilidade da fonte renovável, lucro, combinação das unidades geradoras e tempo de vida
Objetivos	Minimizar: custo total do sistema, custo por unidade geradora, investimento, custo de manutenção, emissão de poluição, ruídos, perda de probabilidade de fornecimento de energia; Maximizar: eficiência térmica, geração total de energia, confiabilidade do sistema, lucro, vida útil, rendimento total;
Restrições	Ambiental, demanda de carga, econômica/orçamentária, social, probabilidade de fornecimento de energia, vida útil, potência nominal da unidade geradora, limites de fluxo de potência nas linhas de distribuição, unidades geradoras e custos de energia.

Fonte: (IQBAL et al., 2014)

Historicamente, o planejamento energético foi direcionado exclusivamente para a minimização de custos, mas com a evolução das condições socioeconômicas, há muitos outros objetivos que são considerados ao tomar a decisão. Quando mais de um objetivo é considerado simultaneamente, eles podem entrar em conflito uns com os outros (IQBAL et al., 2014). Na Figura 3.6, diferentes objetivos conflitantes em fontes renováveis são apresentados onde, Max-R representa a maximização de receita, Max-C representa maximização de confiabilidade, Max-P representa maximização de produção, Max-V representa a maximização da vida útil, Min-CO representa minimização de custo operacional, Min-I representa a minimização do custo de investimento e Min-E representa minimização de emissão.

Figura 3.6 - Relação entre objetivos conflitantes.



Fonte: (IQBAL et al., 2014)

Para a otimização de projetos hidrelétricos, diversas técnicas têm sido usadas dentro do âmbito da pesquisa operacional. Desde o dimensionamento de um único reservatório, até a otimização da operação de um sistema elétrico inteiro ao longo de horizontes que podem alcançar semanas, meses ou anos. Conforme a capacidade computacional avança, mais abrangentes têm sido os estudos, e mais combinações entre as técnicas vêm surgindo, de modo a mesclar suas potencialidades e contornar suas limitações. Além disso, o progresso tecnológico nos computadores permite também um incremento no grau de detalhamento na representação das características reais das máquinas e equipamentos (LOCATELLI, 2016).

As pesquisas relacionadas às técnicas de otimização aplicadas em projetos de PCHs envolvem, basicamente, otimização da produção e otimização da operação, com a maximização da receita como objetivo principal do processo.

Voros, Kiranoudis e Maroulis (2000) aplicaram a técnica de programação quadrática para maximizar os benefícios econômicos do investimento na elaboração de projetos de PCHs. O foco no dimensionamento ótimo considerou suas características de construção e desempenho operacional. Anagnostopoulos e Papantonis (2007) determinaram o dimensionamento ótimo de uma PCH a fio d'água através de um algoritmo evolucionário (algoritmo genético) para o processo de otimização. As variáveis envolvidas no processo foram fator de capacidade, energia produzida, variação da vazão e investimento. A maximização da produção e a minimização do investimento não coincidem no dimensionamento ótimo.

Karamarkovic et al. (2018) focaram em determinar a configuração ótima de operação de duas PCHs existentes com o objetivo maximizar o Valor Presente Líquido

durante vazões menores que a de projeto. A otimização técnico-econômica baseou-se no algoritmo *Active-Set* (Método de Restrições Ativa). Hounnou et al. (2019) utilizaram o algoritmo NSGA II para determinar o dimensionamento ótimo de uma PCH. O algoritmo NSGA II é incorporável em técnica de computação evolucionária, apresentado em conjunção com os algoritmos genéticos. A energia gerada anualmente e os custos de investimento são considerados como funções objetivo. Os autores evidenciaram, também, que maximizar a geração de energia é contraditório com a minimização do custo do investimento.

No Brasil, algumas pesquisas também foram direcionadas para a otimização de PCHs. Moreno e Kaviski (2012) empregaram o algoritmo PSO no planejamento da operação diária de geração de duas PCHs existente em cascata. A maximização da potência gerada pelas usinas se deu pela utilização eficiente da vazão e do volume de água disponível no reservatório. Ávila (2013) aplica o Método dos Pontos Interiores como técnica de otimização para maximizar a receita da PCH Chaminé, decorrente da produção de energia elétrica e os impactos econômicos na contabilização e liquidação no Mecanismo de Realocação de Energia e no Mercado de Curto Prazo.

Para minimizar os custos na contratação do suprimento de energia para as concessionárias de distribuição, Malaquias (2013) propôs a aplicação de Algoritmos Genéticos (AG) para solucionar o problema do despacho ótimo referentes às PCHs alocadas no seu sistema de distribuição. As PCHs, que apresentam preços inferiores aos praticados no mercado regulado, conectadas ao sistema de distribuição que produzem mais energia apresentam-se como uma forma de minimizar a compra de energia das distribuidoras.

Na pesquisa de Ferreira e Finardi (2018), o problema do despacho ótimo de uma PCH foi abordado pela técnica de Programação Linear Inteira Mista (PLIM). Segundo os autores e o estudo de caso realizado, a empresa deixa de gerar até 5,7% de energia por não possuir uma ferramenta de otimização e que é possível planejar o despacho de mais energia com a mesma quantidade de água.

A otimização da operação de pequenas centrais hidrelétricas representa um desafio na exploração de fontes renováveis de energia e em sua aplicação precisa-se considerar sistemas eficientes e de baixo custo, distribuição ideal e confiável da vazão afluente entre os grupos geradores (GRIGORIU; BICA; POPESCU, 2018).

De forma a tornar o investimento em PCHs atrativo para o mercado e para o setor elétrico, a otimização de PCHs precisa buscar técnicas de otimização multiobjetivo para determinar a capacidade ótima de instalação e estimar seu valor energético anual ótimo, na busca de uma configuração do projeto com continuidade, qualidade e rentabilidade na produção de energia. Ou seja, é preciso avaliar diferentes objetivos na tomada de decisão para o dimensionamento ótimo dos parâmetros de projeto de uma PCH.

Embora o processo de dimensionamento da capacidade instalada seja complexo, o princípio básico que norteia a execução é bastante simples: desejam-se encontrar os parâmetros de projeto de forma que a diferença entre os benefícios e os custos da usina hidroelétrica seja máxima. É justamente no cálculo dos custos e dos benefícios que surgem as grandes dificuldades encontradas no dimensionamento de um novo aproveitamento. Além disso e não menos importante, a segurança energética que o novo empreendimento trará para o sistema ao qual ele estará conectado é de suma relevância durante o projeto.

Com o desenvolvimento da tecnologia de computação, numerosos algoritmos de otimização foram usados para resolver problemas operacionais ótimos, e esses algoritmos podem ser classificados como métodos clássicos ou evolutivos. Os métodos clássicos de otimização podem ter baixo desempenho em muitos problemas complexos, enquanto os Algoritmos Evolutivos (AEs) podem lidar com qualquer tipo de função objetivo, quer seja uma ou mais de uma função. Para operação de hidrelétricas, os AEs são reconhecidos como bons instrumentos de tomada de decisão devido à sua flexibilidade e superioridade. Portanto, os AEs, como o Algoritmo Genético, estão sendo aplicados mais frequentemente na operação ótima da estação hidrelétrica (MENG et al., 2019).

3.4. Algoritmos Genéticos

Os Algoritmos Evolutivos são técnicas heurísticas e operam de forma estocástica. Portanto, não garantem a solução ótima para o problema, mas usualmente tendem a encontrá-la ou ficar muito próxima desta solução. Os Algoritmos Genéticos, um ramo dos AEs, são muito utilizados para solução de problemas reais, que apresentam descontinuidade nos dados de entrada (MALAQUIAS, 2013).

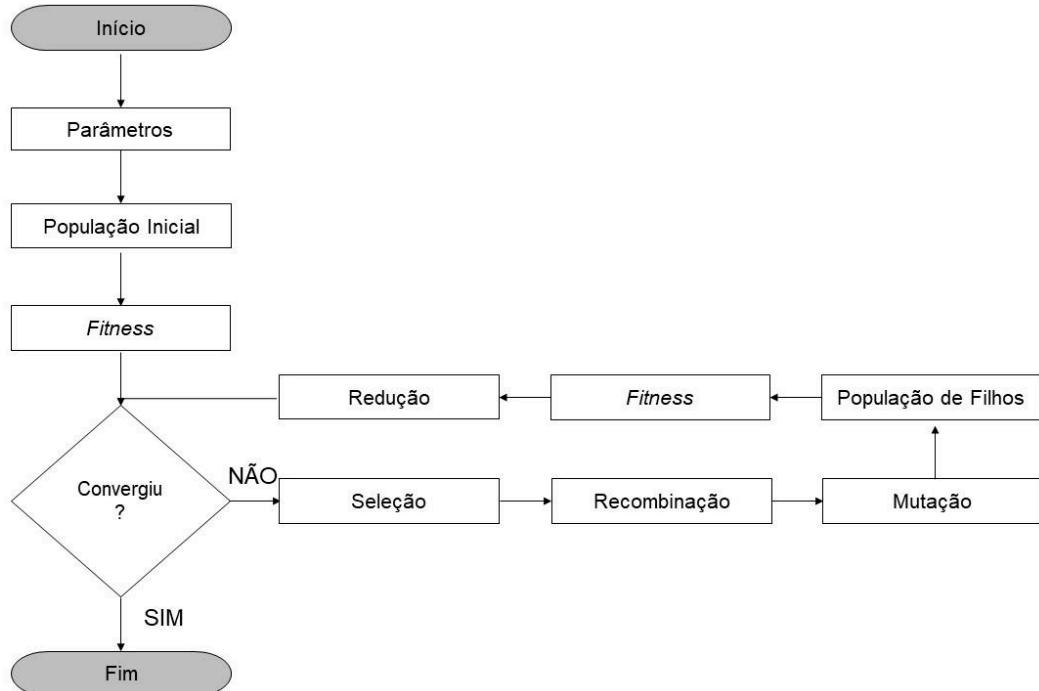
De acordo com Linden (2012), os algoritmos genéticos são algoritmos de busca baseados no mecanismo de seleção natural e genética. Eles combinam a sobrevivência entre os melhores indivíduos com uma forma estruturada de troca de informação genética entre dois indivíduos para formar uma estrutura heurística de busca.

Pode-se citar algumas características dos AGs (GOLDBERG, 1989):

- ❑ São algoritmos estocásticos (não são determinísticos);
- ❑ Operam em conjunto de pontos;
- ❑ Operam em um espaço de soluções codificadas e;
- ❑ Necessitam somente de informações da função objetivo para cada membro da população e não requerem derivadas ou qualquer outro tipo de conhecimento.

A Figura 3.7 apresenta a estrutura de etapas de um AG básico. Estas etapas são refeitas diversas vezes até que o resultado do problema tenha sido alcançado ou até atingir um critério de parada (tempo de execução, gerações ou convergência).

Figura 3.7 - Fluxograma de etapas de um AG básico.



Fonte: do Autor

3.4.1. Cromossomos e População Inicial

Os AGs, diferentemente das técnicas convencionais de otimização que utilizam uma única solução do problema e tentam melhorá-la o máximo possível, trabalham simultaneamente com um conjunto de soluções chamado de população. Cada indivíduo da população, geralmente chamado de cromossomo, representa uma solução do problema que está sendo resolvido. Um cromossomo é um vetor de símbolos, classicamente um vetor de número binários (SILVA FILHO, 2003).

Os cromossomos podem ser representados em qualquer uma das bases numéricas, contudo a base binária é a mais utilizada devido a facilidade de execução, pois a aplicação de outra base pode se tornar complexa e necessária uma adequação das demais funções do algoritmo (GOLDBERG, 1989). A Figura 3.8 representa um tipo binário, onde o cromossomo possui 8 genes. Cada gene possui somente um dígito e esse dígito é 0 ou 1.

Figura 3.8 - Representação de um AG original.

1	0	1	1	0	1	1	1
---	---	---	---	---	---	---	---

Fonte: Adaptado (LINDEN, 2012)

Com relação à população, duas características devem ser consideradas: seu número e sua geração. O número de indivíduos de uma população, em cada ciclo, deve ser fixado *a priori* e sua geração, normalmente, é estabelecida de maneira aleatória (KAGAN et al., 2009). Entretanto, dependendo da aplicação do problema, podem existir formas heurísticas de selecionar indivíduos mais favoráveis para formar a população (FERNANDES, 2011).

3.4.2. Função Objetivo (*Fitness*)

Os AGs promovem uma forma de mapear a representação do indivíduo em um valor numérico associado ao seu nível de adaptação. Esse valor é obtido pela função de adaptação ou função *fitness*. Tal função possui como responsabilidade avaliar e qualificar os indivíduos (cromossomos) indicando quais são os níveis de habilidade que eles possuem para sobreviver em relação ao ambiente (FERNANDES, 2011).

A função *fitness* é vinculada à minimização ou maximização de uma função objetivo e é utilizada para obter o melhor resultado. Para cada problema de otimização deve-se escolher as variáveis a serem otimizadas (GOLDBERG, 1989). Portanto, é fundamental que a função seja definida de forma a conter o máximo possível de informações pertinentes ao problema, abrangendo inclusive as restrições, objetivos de qualidade e excluindo as soluções inadequadas (MALAQUIAS, 2013).

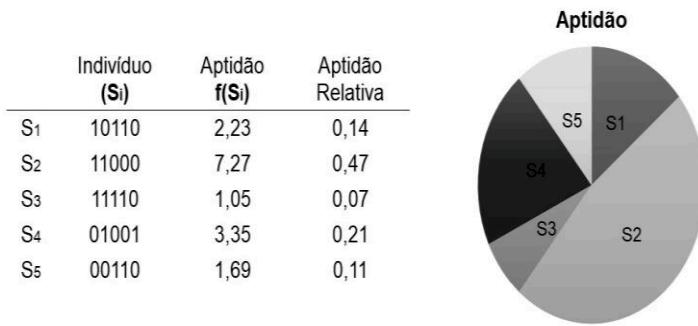
3.4.3. Seleção

O método de seleção (reprodução) de indivíduos para os AGs, por buscar analogia com processo biológico de evolução natural, simula o mecanismo de seleção natural que atua sobre as espécies biológicas, onde os indivíduos com maior performance geram maior quantidade de descendentes, ou seja, os AGs devem privilegiar os indivíduos com função de avaliação de alta performance (MALAQUIAS, 2013). O objetivo principal do operador é copiar as melhores soluções, eliminando as de baixa aptidão, enquanto o tamanho da população é constante (LOBATO, 2008).

Existem vários métodos de seleção utilizados nas aplicações de Algoritmos Genéticos: seleção por roleta, torneio, amostragem estocástica, local, *ranking*, truncada, entre outros. A escolha de um dos métodos se baseia na adaptação do mesmo à estrutura do algoritmo (LINDEN, 2012). Destacar-se-á os métodos de seleção Roleta, Torneio e Elitismo.

O método da Roleta atribui a cada indivíduo uma probabilidade que está diretamente proporcional ao valor de *fitness* em relação ao somatório do *fitness* de todos os elementos da população. Essa técnica permite a indivíduos que possuem maior valor da função, mais aptos de cada geração, terem uma maior probabilidade de serem selecionados (FERNANDES, 2011). A Figura 3.9 representa a probabilidade de cada indivíduo de ser selecionado. Os melhores indivíduos ganham maiores espaços na roleta e piores indivíduos ganham espaços menores na roleta.

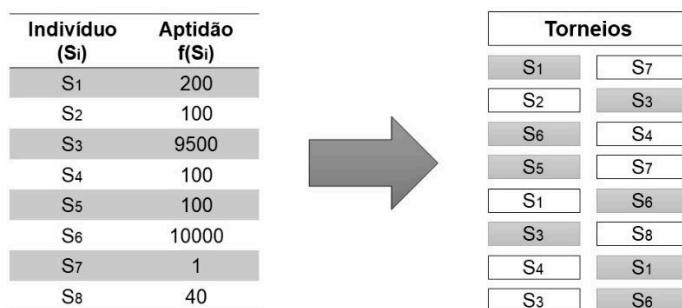
Figura 3.9 - Método da Roleta



Fonte: Adaptado (LINDEN, 2012)

No caso da seleção por torneio, são escolhidos alguns indivíduos aleatoriamente dentro daquela população inicial para compor um pequeno conjunto de elementos para participar de um torneio. São realizadas várias competições entre dois indivíduos e aquele com melhor solução (*valor do fitness*) é escolhido para compor a próxima geração (FERNANDES, 2011). Essa característica do torneio possibilita uma diversificação dos elementos e ao analisar a natureza, sabe-se que a diversidade genética é interessante para a evolução das espécies. A Figura 3.10 ilustra o processo de seleção por torneio.

Figura 3.10 - Seleção por torneio



Fonte: Adaptado (LINDEN, 2012).

Em algoritmos genéticos, há também a aplicação de um fenômeno denominado Elitismo. É possível que o melhor indivíduo ou os melhores indivíduos de uma geração seja(m) mantido(s) para a geração posterior. Essa possibilidade permite que esse indivíduo continue contribuindo para a criação de novas gerações. Seu descarte, pode fazer com que as gerações posteriores não consigam determinar indivíduos melhores (LINDEN, 2012).

3.4.4. Recombinação

O operador de recombinação (*crossover*) serve, basicamente, para simular a reprodução ou recombinação entre dois indivíduos selecionador a partir do método de seleção (MALAQUIAS, 2013).

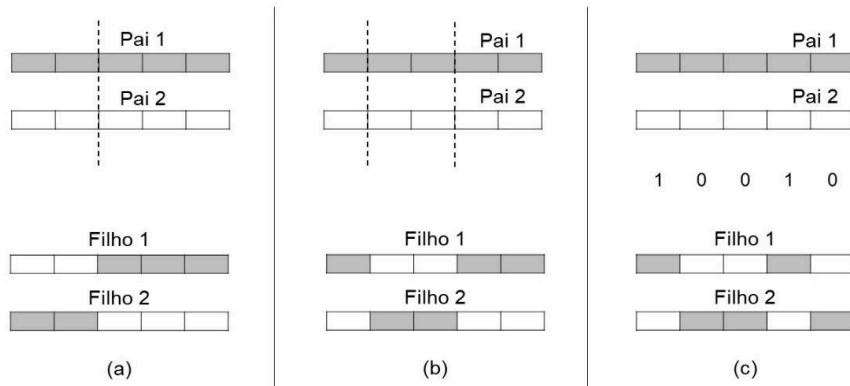
Consiste em misturar materiais genéticos dos dois indivíduos selecionados (conhecidos como pais), produzindo dois novos indivíduos (conhecidos como filhos) que herdam as características genéticas de seus progenitores. Este método possibilita propagar as características positivas dos indivíduos mais aptos, através da troca de informações entre diferentes soluções candidatas, para originar outras novas possíveis soluções (FERNANDES, 2011).

Há diversas formas de realizar a recombinação, destacando-se para a representação binária (LINDEN, 2012):

- ❑ Ponto de recombinação único: essa recombinação escolhe um ponto, em que do começo do cromossomo até o ponto de recombinação é copiada do primeiro pai e o resto copiado do segundo pai;
- ❑ Dois pontos de recombinação: são definidos dois pontos de recombinação, em que o início do cromossomo até o primeiro ponto de recombinação é copiado do primeiro pai, a parte do primeiro ponto de recombinação até o segundo ponto é copiada do outro pai e o resto do cromossomo é copiado do primeiro pai novamente;
- ❑ Uniforme: para cada gene é sorteado um número zero ou um. Se o valor sorteado for igual a um, o filho 1 recebe o gene da posição corrente do primeiro pai e o filho 2 o gene corrente do segundo pai. Por outro lado, se o valor sorteado for zero, as atribuições serão invertidas: o filho 1 recebe o gene da posição corrente do segundo pai e o filho 2 recebe o gene corrente do primeiro pai;

A Figura 3.11 apresenta os três modelos de recombinação mencionados anteriormente.

Figura 3.11 – Recombinação binária para: (a) um ponto; (b) dois pontos; (c) uniforme.



Fonte: Adaptado LINDEN (2012)

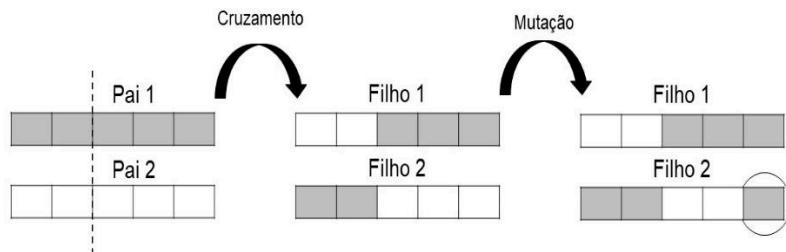
A quantidade de cromossomos que serão submetidos ao processo de recombinação é determinada pelo parâmetro chamado probabilidade de recombinação (P_c). Ou seja, nem todos os indivíduos passam pela operação de recombinação (KAGAN et al., 2009). O intervalo da probabilidade de recombinação está entre 0 e 1, sendo seu valor definido pelo usuário.

3.4.5. Mutação

Dependendo da escolha da população inicial, esta pode ou não ter uma variedade de indivíduos suficientemente para garantir que o AG verifique todo o espaço de busca do problema. Sendo assim, ele pode vir a convergir para soluções que não são próximas da ótima. A introdução da mutação nos indivíduos pode minimizar o problema promovendo alterações no código genético dos cromossomos (FERNANDES, 2011).

Depois de compostos os filhos, entra em ação o operador de mutação. Ele tem associada uma probabilidade extremamente baixa e a aplicação de seu valor apenas a experiência poderá determinar (LINDEN, 2012). A Figura 3.12 apresenta um exemplo de mutação em um cromossomo.

Figura 3.12 - Exemplo de mutação em um cromossomo.



Fonte: Adaptado LINDEN (2012)

3.4.6. Critério de Parada

Critério de parada é entendido como o comando que faz com que o AG deixe de executar iterações. Após o algoritmo concluir o processo de geração de uma nova população, é realizada uma análise dos resultados para verificar se a qualidade da solução satisfaz o critério de parada (MALAQUIAS, 2013). Os critérios mais simples e mais comumente aplicados são estipular um número máximo de gerações ou um tempo máximo de processamento (FERNANDES, 2011).

3.4.7. Pressão Seletiva

O método utilizado para a seleção de pais pode influenciar bastante o resultado final, pois dependendo do método de seleção a convergência genética pode ocorrer de forma acelerada ou retardada. O método escolhido afetará o equilíbrio entre *exploration* e *exploitation* do AG. *Exploration* é a parte que investiga áreas novas e ainda desconhecidas no espaço de busca e a *Exploitation* é a que aproveita informações de pontos do espaço de busca visitados anteriormente (LINDEN, 2012).

A definição de pressão seletiva corresponde à variação na aptidão média da população induzida pelo método de seleção ou a razão entre o indivíduo de maior aptidão e a aptidão média da população (PINTO, 2012).

Quando as características do método impõem uma pressão seletiva baixa, o algoritmo leva muito tempo para convergir para a região do máximo/mínimo global. Quando as mesmas características impõem uma pressão seletiva alta, os indivíduos mais aptos dominam as probabilidades de seleção e predominantemente suas características genéticas são impostas à população e há um aumento da velocidade de convergência para um máximo/mínimo, local ou global (CAMARGO, 2006).

3.4.8. Algoritmo Genético Multiobjetivo

Desde a apresentação do primeiro algoritmo, em meados nos anos 80, várias abordagens evolutivas, principalmente de Algoritmos Genéticos, têm sido propostas para a resolução de Otimização Multiobjetivo (RAMPAZZO, 2012).

O primeiro AG multiobjetivo foi proposto por Davi Schaffer, em 1984. O algoritmo, denominado *Vector Evaluated Genetic Algorithm* (VEGA), era uma modificação do AG para avaliar cada função objetivo separadamente. Com os anos, vários algoritmos foram discutidos e apresentados junto com vários outros AE para problemas multiobjetivo. Destacam-se: MOGA - *Multiobjective Genetic Algorithm*; NSGA - *Non-dominated Sorting Genetic Algorithm*; NPGA - *Niched-Pareto Genetic Algorithm*; NSGA II - *Non-dominated Sorting Genetic Algorithm*; SPEA II - Strength Pareto Evolutionary Algorithm (RAMPAZZO, 2012) (LOBATO, 2008).

3.4.8.1. NSGA II

Proposto por Deb et al. (2000), o NSGA II introduziu o elitismo e começou a utilizar a técnica do *crowding*, um operador de comparação de aglomeração que prioriza as fronteiras ou pontos que estão menos aglomerados, eliminando a subjetividade na atribuição do parâmetro de compartilhamento (RAMPAZZO, 2012) (MALAGOLI, 2016).

A estrutura do algoritmo NSGA II é apresentada a seguir (LOBATO, 2008):

Parâmetros de entrada: *População pai (P), população filha (Q), tamanho fixo para P e Q, conjunto de soluções na fronteira j (F_j), número máximo de gerações (nMax) e número de geração atual (n).*

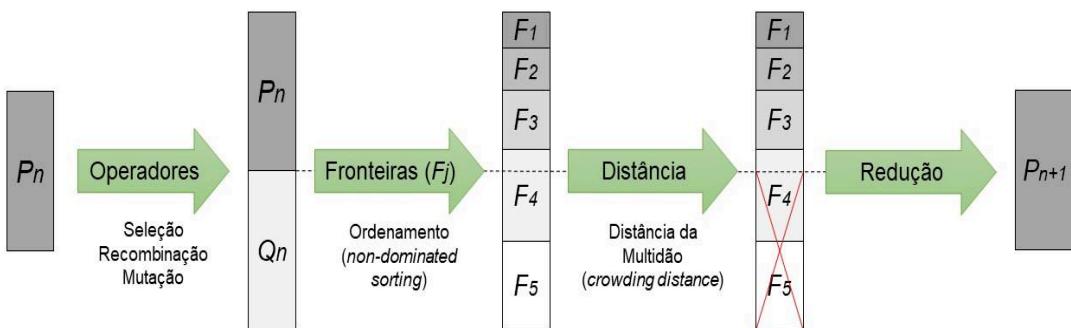
1. Gerar população inicial P_0 e $Q_0 = ()$. Fazer $n = 0$;
2. Realizar a seleção, recombinação e mutação para gerar a filha Q_n . Fazer $R_n = P_n \cup Q_n$;
3. Realizar a ordenação por não dominância (*non-dominated sorting*) em R_n ;
4. Criar $P_{n+1} = ()$;
5. Enquanto $|P_{n+1} + F_j| \leq N$, copiar as soluções de F_j em P_{n+1} ;

6. Calcular as distâncias da multidão (*crowding distance*) em F_j , ordenando F_j conforme as distâncias d_j e copiando as primeiras $N - |P_{n+1}|$ soluções de F_j para P_{n+1} ;
7. Aplicar seleção, recombinação e mutação para gerar a nova população Q_{n+1} ;
8. Se $n > n_{Max}$ então pare, caso contrário atribuir $n = n + 1$ e voltar ao segundo passo.

Saída: Soluções Não-dominadas.

A Figura 3.13 apresenta uma ilustração do processo para obter uma nova população de uma iteração (geração). A cada iteração o algoritmo realiza o procedimento até atingir o critério de parada escolhido.

Figura 3.13 – Processo iterativo NSGA II



Fonte: Adaptado (DIAS, 2016)

3.5. Evolução Diferencial

A ED, proposta originalmente por Storn e Price (1995) para problemas mono-objetivo, é sem dúvida um dos mais eficientes AE que utiliza codificação real. Ele se destaca pela sua simplicidade de implementação, incluindo o pequeno número de parâmetros de controle, e pelo seu notável desempenho em comparação com vários outros Algoritmos Evolutivos em uma ampla variedade de problemas, inclusive mantendo esse bom desempenho em problemas de grande porte, diferentemente de outros AE que utilizam codificação real (VARGAS et al., 2016).

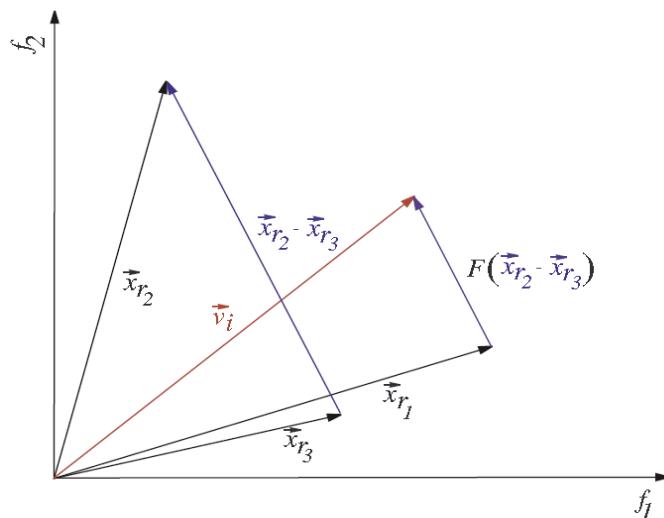
O funcionamento do algoritmo é baseado principalmente no operador de mutação diferencial. Ele é capaz de realizar mutações baseadas na distribuição das soluções de uma população atual. Desta forma, as direções de busca e os possíveis

tamanhos dos passos dependem da localização dos indivíduos selecionados para calcular os valores da mutação (NUNES, 2013).

O algoritmo ED executa suas funções por meio da busca da solução ótima global, manipulando uma população de soluções, onde seus parâmetros de entrada e saída são manipulados como números ordinários reais sem processamento extra. Apresenta uma concepção puramente matemática, baseada em operações vetoriais, considerada uma abordagem estrutural por essa razão (MALAGOLI, 2016).

A Figura 3.14 exemplifica a fundamentação teórica do ED (LOBATO, 2008).

Figura 3.14 – Fundamentação teórica do algoritmo ED



Fonte: Reproduzido (LOBATO, 2008)

Conforme se apresenta na Figura 3.14, com base em três vetores (\vec{x}_{r_1} , \vec{x}_{r_2} e \vec{x}_{r_3}), realiza-se uma subtração de dois deles escolhidos aleatoriamente (nesse caso, \vec{x}_{r_2} e \vec{x}_{r_3}). O resultado da subtração é multiplicado por um escalar F para gerar um vetor com módulo diferente da subtração original. Esse novo vetor é somado ao vetor que sobrou (\vec{x}_{r_1}), fornecendo assim um novo vetor (\vec{v}_i). Em termos de algoritmo ED, esse novo vetor indicará uma nova posição do espaço, ou seja, um novo indivíduo (LOBATO, 2008).

3.5.1. Operadores da Evolução Diferencial

Os operadores da evolução diferencial se baseiam no princípio da evolução natural cujos objetivos são manter a diversidade da população e evitar convergências prematuras. São eles (OLIVEIRA; SARAMAGO, 2005):

- ❑ Mutação: sejam os vetores X_A , X_B e X_C , escolhidos aleatoriamente em uma população N_P indivíduos e distintos entre si. Na geração q um par de vetores (X_B e X_C) define uma diferença $X_B - X_C$. Esta diferença é multiplicada por um fator de perturbação F_P , pertencente ao intervalo $[0,1]$, sendo denotada por diferença vetorial ponderada, e será usada para perturbar o terceiro vetor X_A ou o melhor vetor X_{BEST} da população. Esse processo resulta em um vetor doador V^{q+1} e pode ser escrito matematicamente como:

$$V^{q+1} = X_A^q + F_P(X_B^q - X_C^q) \text{ ou } V^{q+1} = X_{BEST}^q + F_P(X_B^q - X_C^q) \quad (3.9)$$

- ❑ Recombinação: é introduzida a recombinação para aumentar a diversidade dos indivíduos que sofreram a mutação. Gera-se um vetor doador, considerando um vetor alvo X_s^q , $s \in \{1, \dots, N_P\}$ e diferente dos índices A, B e C. Assim, as componentes do vetor experimental U^{q+1} são formadas por:

$$u(i)^{q+1} = \begin{cases} v(i)^{q+1}, & \text{se } r_i \leq P_C \\ x_s(i)^{q+1}, & \text{se } r_i > P_C, i = 1, \dots, n \end{cases} \quad (3.10)$$

Onde:

r_i é um número gerado aleatoriamente no intervalo $[0,1]$;

P_C é a probabilidade de recombinação, pertencente ao intervalo $[0,1]$, do vetor experimental herdar valores das variáveis do vetor doador;

$v(i)^{q+1}$ é uma componente do vetor doador V^{q+1}

$x_s(i)^{q+1}$ é uma componente do vetor alvo X_s^q

$u(i)^{q+1}$ é uma componente do vetor experimental U^{q+1}

- ❑ Seleção: esse processo acontece para produzir filhos melhores. O custo do vetor experimental U^{q+1} é calculado e comparado com o custo do vetor alvo X_s^q . Se o custo do vetor experimental for menor que o custo do vetor alvo, o vetor alvo da próxima geração será o vetor experimental. Caso contrário, o

vetor alvo da próxima geração será o vetor alvo da geração atual. Matematicamente,

$$\begin{cases} \text{Se } f(U^{(q+1)}) \leq f(X_s^q), \text{ então } X_s^{q+1} = U^{(q+1)} \\ \text{Se } f(U^{(q+1)}) > f(X_s^q), \text{ então } X_s^{q+1} = X_s^q \end{cases} \quad (3.11)$$

O procedimento acima é finalizado através de algum critério de parada, sendo que um número máximo de gerações deve ser estabelecido. O desempenho do ED depende principalmente da população N_P , da região de busca, da taxa de cruzamento e também do fator de perturbação F_P .

3.5.2. Estratégias da Evolução Diferencial

As estratégias do algoritmo de ED variam conforme a forma de obtenção dos operadores mutação e cruzamento, ou seja, tipo de indivíduo a ser modificado na forma do vetor doador, o número de indivíduos considerados para a perturbação e o tipo de cruzamento a ser utilizado (OLIVEIRA; SARAMAGO, 2005).

A denominação da estratégia escolhida segue a seguinte notação: Estratégia ED/ $a/b/c$, sendo (STORN; PRICE, 1995) (MALAGOLI, 2016):

- a designa o vetor X_a a ser perturbado. Se o vetor for escolhido aleatoriamente entre os indivíduos da população, este parâmetro da estratégia é representado como $a = rand$. Caso o vetor seja adotado como vetor de menor custo da população X_{BEST} , o parâmetro é representado por $a = best$;
- b determina o número de vetores diferença usados para a perturbação de X_a na obtenção do vetor doador.
- c representa o tipo de cruzamento adotado. Se for exponencial $c = exp$, se for binomial $c = bin$.

Malagoli (2016) ressalta que a abordagem de uma estratégia para um determinado problema pode não funcionar quando aplicado a outro problema, sendo recomendável testar várias estratégias para o mesmo caso. A Tabela 3.2 apresenta dez estratégias possíveis de serem abordadas através do algoritmo ED.

Tabela 3.2 – Estratégias do algoritmo de Evolução Diferencial.

Estratégia	Representação	Notação
1	$V^{q+1} = X_A^q + F_P(X_B^q - X_C^q)$	ED/rand/1/bin
2	$V^{q+1} = X_{BEST}^q + F_P(X_B^q - X_C^q)$	ED/best/1/bin
3	$V^{q+1} = X_A^q + F_P(X_B^q - X_C^q) + F_P(X_D^q - X_E^q)$	ED/rand/2/bin
4	$V^{q+1} = X_{BEST}^q + F_P(X_B^q - X_C^q) + F_P(X_D^q - X_E^q)$	ED/best/2/bin
5	$V^{q+1} = X_{OLD}^q + F_P(X_{BEST}^q - X_{OLD}^q) + F_P(X_D^q - X_E^q)$	ED/rand-to-best/2/bin
6	$V^{q+1} = X_A^q + F_P(X_B^q - X_C^q)$	ED/rand/1/exp
7	$V^{q+1} = X_{BEST}^q + F_P(X_B^q - X_C^q)$	ED/best/1/exp
8	$V^{q+1} = X_A^q + F_P(X_B^q - X_C^q) + F_P(X_D^q - X_E^q)$	ED/rand/2/exp
9	$V^{q+1} = X_{BEST}^q + F_P(X_B^q - X_C^q) + F_P(X_D^q - X_E^q)$	ED/best/2/exp
10	$V^{q+1} = X_{OLD}^q + F_P(X_{BEST}^q - X_{OLD}^q) + F_P(X_D^q - X_E^q)$	ED/rand-to-best/2/exp

Fonte: (MALAGOLI, 2016)

3.5.3. Evolução Diferencial Multiobjetivo

O algoritmo da Evolução Diferencial Multiobjetivo (*Multiobjective Optimization Differential Evolution – MODE*) apresenta os seguintes parâmetros (MALAGOLI, 2016): Número de Gerações (N_{GEN}), número de variáveis de projeto (V) e seus respectivos domínios ($L \leq x \leq U$), número de objetivos (N_{OBJ}), tamanho da população (N), probabilidade de cruzamento (p_c), taxa de perturbação (F_P), número de pseudo-curvas (R) e taxa de redução (r).

Em sua concepção são empregados os seguintes operadores e sequência de procedimentos (LOBATO, 2008) (MALAGOLI, 2016):

- Inicialização: o processo de inicialização consiste na geração de uma população inicial, obtida de forma randômica. Para isso, é preciso apenas os limites de cada variável de projeto para obter um vetor de indivíduos da população.
- Operador de ordenamento por *rank*: é realizado uma classificação das soluções por ordenamento para favorecer a evolução das curvas ao

invés de pontos individuais, de forma a permitir uma melhor distribuição das soluções no espaço de busca.

- Operador de truncamento das soluções: para manter a diversidade o MODE aplica, como descrito no algoritmo genético multiobjetivo NSGA II, a Distância Métrica Aglomerada, também conhecida como Distância da Multidão. Matematicamente, a distância da multidão pode ser calculada por meio da Equação (3.12).

$$dist_{xi} = \sum_{j=0}^{m-1} \frac{f_{j,i+1} - f_{j,i-1}}{|f_{j,max} - f_{j,min}|} \quad (3.12)$$

Onde:

f_j corresponde à função objetivo;
 m é igual ao número de funções objetivo.

- Operador de seleção: pais e filhos pertencem à mesma população, independentemente do *rank* ou da distância métrica aglomerada para que possam competir entre si.
- Operador de reprodução: consiste na geração de candidatos em potencial para substituir, seguindo o critério de dominância, indivíduos da população atual.
- Operador de exploração das vizinhanças: consiste no ordenamento por meio do *rank* das soluções não dominadas. O número pré-definido de indivíduos em cada uma das pseudo-curvas é dado por:

$$n_k = r n_{k-1}, k = 2, \dots, R \quad (3.13)$$

Onde:

n_k é o número de indivíduos da k -ésima curva;
 R é o número de pseudo-curvas;
 r é a taxa de redução.

Para uma dada população com N indivíduos, n_k é dado por:

$$n_k = N \frac{1-r}{1-r^R} r^{k-1} \quad (3.14)$$

- ❑ Operador para o tratamento das restrições: em sua concepção, os métodos de otimização não foram idealizados para o tratamento de restrições. O manuseio de restrições requer a incorporação de algum mecanismo que penalize qualquer violação das restrições (Seção 3.1).
- ❑ Critério de parada: processo é interrompido se o número máximo de gerações pré-definido pelo usuário é alcançado.

3.6. Conclusão

O planejamento energético buscou direcionar exclusivamente para a minimização de custos no desenvolvimento dos projetos de geração de energia. Contudo, há muitos outros objetivos que devem ser considerados ao tomar a decisão e que podem ser conflitantes. No Capítulo 3, buscou-se apresentar os conceitos da otimização multiobjetivo, destacando a otimização aplicada às fontes alternativas de energia. Os algoritmos evolucionários, em especial os algoritmos genéticos e de evolução diferencial, foram apresentados para aplicação na resolução de problemas reais multiobjetivos.

No Capítulo 4 será apresentada um modelo de dimensionamento da capacidade instalada de uma PCH baseando-se no conceito da garantia física de projeto. Além disso, o modelo analisará a sazonalidade presente nos rios brasileiros na busca de uma melhor performance de geração de energia, a aplicação de duas turbinas com tamanhos diferentes e um estudo técnico-econômico necessários para a implantação de uma central hidrelétrica de pequeno porte.

Estimativa e Planejamento da Capacidade Instalada de uma PCH

A implementação de um projeto que visa a utilização do sistema hidrelétrico para geração de energia possui um ciclo de etapas que incluem fases que estimam, planejam e executam o projeto. O dimensionamento da capacidade instalada de uma PCH é um aspecto importante para a rentabilidade do investimento e o desempenho energético da usina. Há uma dificuldade em dimensionar os componentes e a potência instalada devido à não uniformidade e à variação sazonal da vazão afluente do rio. Nessa perspectiva, para determinar a capacidade instalada de uma PCH é necessário que os índices técnicos e econômicos estejam em uma relação de compromisso. Este capítulo apresenta uma abordagem para o dimensionamento da capacidade instalada de uma PCH através de análises técnico-econômicas, envolvendo a estimativa e o planejamento da operação de uma pequena central. Com a compreensão das etapas de um projeto, a metodologia para o desenvolvimento desta tese consubstanciou-se de três das cinco etapas de projeto: as análises foram através de dados disponíveis de agências e órgãos nacionais para avaliar o potencial de geração de trecho de um rio (Estimativa do Potencial Hidrelétrico), de modo a definir o aproveitamento ótimo (Viabilidade), detalhando as características técnicas do projeto (Projeto Básico).

4.1. Estimativa e Planejamento

Nas fases iniciais de implantação de um projeto de PCH é importante e necessário realizar estudos com objetivos de estimar e planejar a viabilidade do potencial hidrelétrico, a fim de identificar o aproveitamento ótimo da PCH, tanto em aspectos técnicos quanto econômicos (MOTA JÚNIOR et al., 2016).

A estimativa do potencial hidrelétrico verifica a capacidade de gerar energia elétrica e avalia o dimensionamento da capacidade instalada da PCH dentro dos eixos técnicos e econômicos. O planejamento da operação busca atender os requisitos do

mercado e de uma produção de energia eficiente nos diversos e aleatórios valores de vazões afluentes de um rio. Estes dois blocos de um projeto são de fundamental importância, pois devem assegurar o fornecimento de energia elétrica de forma contínua, com qualidade e visando sempre uma maior rentabilidade (MOROMISATO, 2012).

De acordo com Santolin et al. (2011) a capacidade instalada de uma PCH está estritamente relacionada com a disponibilidade de vazão. A estimativa da capacidade instalada em um local selecionado deve se basear na variação da vazão ao longo dos anos e como direcioná-la para obter eficiência financeira e ambiental. Necessita-se também, mostrar a quantidade de energia que pode ser obtida a partir da vazão, bem como os limites mínimo e máximo da energia rentável (PEÑA et al., 2009).

A partir do planejamento, pretende-se estabelecer uma estratégia de operação que estime, a cada estágio e em condições incertas de afluências futuras, o total de energia hidrelétrica a ser gerado, de modo a minimizar os impactos da falta ou da diminuição da produção de energia. Como as vazões são variáveis aleatórias, aspecto mais difícil de se tratar no planejamento da operação, o problema é estocástico e a decisão ótima, em cada estágio, é determinada com base nas vazões afluentes do rio (ENCINA, 2006). A dificuldade do problema aumenta com as restrições operativas do sistema, das diferentes características e parâmetros dos conjuntos turbina-gerador, entre outros aspectos.

De acordo com Muller (2010), o desenvolvimento de estudos para o planejamento da operação de uma usina hidrelétrica possui diferentes horizontes, em que os objetivos e graus de detalhamento do sistema dependem se ele é de curto, médio ou longo prazo. Em planejamentos de longo prazo a discretização dos dados é mensal, nos de médio prazo é mensal ou semanal e em curto prazo é diário ou semanal. No planejamento a curto prazo, é importante para hidrelétricas representar corretamente o funcionamento dos grupos de geração de energia para assim obter políticas de programação o mais próximo possível do real.

Destaca-se então, no processo para determinar a capacidade instalada de uma PCH, o impacto da definição de como serão utilizados os conjuntos geradores da usina. Ou seja, determinar quais unidades geradoras estarão em funcionamento, os respectivos níveis de geração e a indisponibilidade em função das condições operacionais ou hidrológicas. Esse processo é denominado despacho de máquinas,

que se baseia na tomada de decisão, no qual os aspectos mencionados anteriormente devem ser levados em consideração. Esses estudos são feitos por meio de análises de desempenho que utilizam simulações, avaliando o impacto de uma decisão, em um determinado estágio, visando o uso otimizado da água e a operação mais eficiente do sistema.

Essas características associadas à produção de energia são estimadas no projeto básico, servindo como instrução para a determinação da garantia física da usina. Como apresentado no Capítulo 2, dentro do Sistema Elétrico Brasileiro existe o conceito de garantia física (*GFe*) para as usinas hidrelétricas. Esse conceito baseia-se na incerteza da geração por essas centrais geradoras, provenientes de fatores hidrológicos e de interrupções do conjunto turbina-gerador, programadas ou involuntárias. Dessa forma, determinar a garantia física de uma usina reflete a sua parcela de geração no sistema ao qual ela pertence e se caracteriza como uma variável importante para a estimativa da capacidade instalada e no planejamento da operação da PCH.

4.2. Vazões Relevantes

Para o desenvolvimento de projetos hidrelétricos, é preciso estabelecer o conceito de algumas vazões que são importantes durante os cálculos (SOUZA; SANTOS; BORTONI, 2009). Cita-se, dentre elas:

- Vazão Afluente (Q_A): é a vazão natural proveniente das condições hidrológicas da bacia ou dos aproveitamentos a montante, que chega até um determinado ponto e é determinante na avaliação da energia disponível;
- Vazão de Projeto (Q_P): é a vazão para o dimensionamento dos componentes eletromecânicos da central e determinação da potência instalada. Também conhecida como vazão nominal;
- Vazão Ecológica (Q_{ECO}): é a vazão que possibilita ao ambiente hídrico manter a integridade dos processos naturais que se dão entre o meio físico e a biota, com grande importância especialmente nas inter-relações vinculadas às variações do regime hidrológico natural. Para a determinação da vazão ecológica destacam-se os métodos hidrológicos ($Q_{7,10}$, curva de permanência

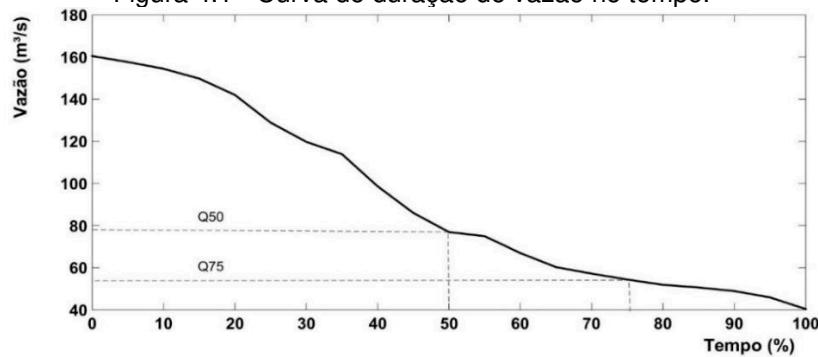
de vazões, vazões mínimas médias mensais), os métodos hidráulicos (perímetro molhado), os métodos de classificação de habitats (*Instream Flow Incremental Methodology – IFIM*), entre outros (REIS, 2007);

- Vazão Turbinada (Q_T): é a vazão que passa através das turbinas e que depende das limitações ou disponibilidade de outras vazões;
- Vazão Mínima (Q_{MIN}): é a vazão de engolimento mínimo da turbina de forma a não atingir o limite mínimo operacional da máquina hidráulica;
- Vazão de Referência (Q_{REF}): é a vazão mínima verificada em determinada frequência de permanência no rio. O seu valor pode ser utilizado como parte da outorga de um projeto. Destacam-se nessa categoria as vazões $Q_{50\%}$ e $Q_{95\%}$.
- Vazão de Uso Consuntivo (q_u): é a vazão destinada a atender atividades fora do rio, como irrigação, abastecimento urbano, rural e industrial, criação de animais, entre outras (VASCONCELLOS, 2018).
- Vazão Remanescente (q_R): é a vazão mínima a ser mantida no curso do rio em seção de controle, considerando vazão de referência, uso múltiplos da água e diretrizes estabelecida pelo órgão ambiental durante o processo de licenciamento.

4.2.1. Curva de Duração de Vazão

O dimensionamento da capacidade instalada de uma PCH está estreitamente conectado à disponibilidade de vazão e está baseado na análise da curva de duração de vazão (ou curva de permanência de vazão), construída a partir de registros históricos de vazão. A Figura 4.1 representa uma curva de duração obtida por meio da relação entre a vazão, em m^3/s , e o tempo, em %.

Figura 4.1 - Curva de duração de vazão no tempo.



Fonte: do Autor

A curva de duração do fluxo é uma distribuição cumulativa da vazão de um rio e mostra a porcentagem de tempo em que a vazão é igual ou superior a um valor específico (SANTOLIN et al., 2011).

4.2.2. Métodos para Determinar a Vazão de Projeto

A vazão de projeto de uma central hidrelétrica precisa ser obtida utilizando a série histórica de vazões médias diárias ou mensais, para um período o mais longo possível (RICARDO, 2006). Dentre os métodos conhecidos para determinar a vazão de projeto em pesquisas sobre PCHs no Brasil destacam-se: o Método da Vazão Firme (MVF), o Método Expedito (ME) e o Método do Benefício Líquido (MBL).

O MVF é o método aplicado por Eletrobrás (2000) para bacias isoladas, considerando que a vazão $Q_{95\%}$ gera a energia firme e qualquer valor superior a este gera a energia secundária. Para Saliba, Martinez e Versiani (2002) e Mensah e Santos (2017), o uso da vazão $Q_{95\%}$ para a energia firme limita o risco do empreendimento antes mesmo da análise de sua viabilidade, justamente o oposto que se espera do mercado competitivo em que o investimento é viável quando o retorno financeiro é tão maior quanto o risco associado.

O ME é um método que leva em consideração somente as variáveis hidrológicas para determinar a vazão ótima para a PCH, relacionando através de um gráfico a energia média gerada com a potência disponível para cada valor de vazão presente na curva de duração de vazão. Após a plotagem do gráfico, traça-se duas retas assíntotas nas extremidades superior e inferior da curva E x P e o ponto de intersecção dessas retas é o ponto de vazão ótima designada para o projeto. Contudo, a ausência de variáveis econômicas nesse método compromete também a análise de viabilidade do empreendimento (CARDOSO; ALMEIDA; NOGUEIRA, 2007), (MENSAH; SANTOS, 2017).

O MBL é o método considerado como mais adequado para estimar o potencial hidrelétrico ótimo, pois em seus cálculos envolvem tanto as variáveis hidrológicas quanto econômicas. O benefício líquido é estimado para cada valor de potência plausível de ser instalada no local e a vazão que gerar um maior retorno financeiro é escolhida como a vazão de projeto (MENSAH; SANTOS, 2017). Entretanto, a escolha da vazão de projeto aplicando esse método pode resultar em valores de vazão com uma porcentagem de tempo presente no rio muito baixa e implicam, no período seco,

em várias paradas forçadas das máquinas em virtude do limite operacional das turbinas e seu engolimento mínimo.

Dessa forma, esta tese utilizou-se das seguintes considerações entre os métodos acima para os cálculos da capacidade instalada: vazões de projeto entre 50% e 95% presente no tempo do rio, considerando o benefício líquido associado aos impactos da sazonalidade das vazões. Os cálculos energéticos e econômicos para determinar o benefício líquido serão apresentados em seções posteriores.

4.3. Queda Bruta

As PCHs têm como característica não necessitarem de grandes reservatórios para armazenamento de volumes de água, pois permitem a passagem contínua de água com capacidade nominal mais estável. Assim, elas buscam aproveitar melhor as características existentes no local tanto para com a vazão quanto para as quedas naturais.

A definição da queda bruta (H_b) é feita a partir da concepção do arranjo para determinado local que mostre ser atrativo energeticamente, conforme a topografia da bacia e região. Durante a avaliação e planejamento da estimativa do potencial, os arranjos são simbólicos, apenas ajudando a representação e verificação da atratividade do local. Sendo assim, supõem que não há regularizações de vazões, não há flutuações nos níveis de água tanto a montante quanto a jusante (ELETROBRÁS, 2000).

O perfil longitudinal de um rio está intimamente ligado ao relevo, pois comprehende à diferença de altitude entre a nascente e a foz ou confluência com outro rio. Por isso, ao analisar o perfil longitudinal, é possível constatar sua declividade ou gradiente altimétrico, pois se trata de uma relação visual entre a altitude e o comprimento de um determinado curso d'água. Com o perfil longitudinal de um rio, a identificação de quedas naturais fica mais fácil, ou seja, a determinação da queda bruta (MELO; GOLDFARB, 2012).

4.4. Parâmetros da Garantia Física

Como forma de avaliar e dimensionar a garantia física de empreendimentos que não tenham entrado em operação comercial até a data de solicitação da definição desse montante com classificação de PCH, a Portaria nº 463/2009 do MME determina que para o cálculo desse montante seja aplicado a Equação (4.1) abaixo:

$$GFe = \left[\sum_{i=1}^N (Q_i - q_r - q_u) \cdot 9,81 \cdot (H_B - h) \cdot \eta_{tg} \right] * (1 - Perdas) \cdot (1 - TEIF) \cdot (1 - IP) \cdot \frac{1}{N \cdot 1000} - C_{INT} \quad (4.1)$$

Onde:

N é o nº de meses da série histórica;

Q_i é a vazão média do mês (m^3/s);

q_r é a vazão remanescente (m^3/s);

q_u é a vazão consuntiva (m^3/s);

H_B é a queda bruta (m);

h é a perdas hidráulicas (m);

η_{tg} é o rendimento turbina-gerador;

$Perdas$ é a perdas elétricas (MW);

$TEIF$ é a indisponibilidade forçada (%);

IP é a indisponibilidade programada (%);

C_{INT} é o Consumo interno (MW);

GFe é a Garantia Física (MWmédios).

Em 2011, alguns aproveitamentos com características de PCH participantes do MRE não conseguiram atender aos requisitos mínimos de geração exigidos para a participação, sendo que 25 foram excluídos do MRE e outros 15 notificados por não terem atingido a faixa de operação esperada (ANEEL, 2012). Por essas razões, foram criadas audiências públicas para discussão dos parâmetros da garantia física.

Segundo a Nota Técnica nº 63/2012 da ANEEL, as variáveis que afetam a geração e que podem explicar a diferença entre o valor real e o valor de projeto são: série histórica não condizente com o local, máquinas que não oferecem o rendimento definido em projeto, o consumo interno, perdas hidráulicas e elétricas maiores que o

estimado, indisponibilidade forçada e programada acima dos valores considerados em projeto.

Dentre os problemas causados pela diferença entre projeto e operação das PCHs estão uma energia não suficiente para atender a demanda, falta de segurança energética, sobrecarga do MRE e remuneração de agentes por uma energia não efetivamente entregue. Essas causas e consequências apontadas pela nota técnica fortalece a ideia de um eficiente planejamento da operação durante a fase de projetos de uma PCH.

Algumas informações técnicas da fórmula do MME foram discutidas e regulamentadas durante as Audiências Públicas nº 63/2012 e 68/2013 da ANEEL, no sentido de trazer a geração a valores mais próximos dos reais. A medida em que a geração demonstra que os valores implantados são mais elevados do que os considerados em projeto, o interessado pode solicitar revisão da garantia física.

A Tabela 4.1 resume os valores propostos durante as audiências para serem utilizados como referência nos projetos básicos de uma PCH.

Tabela 4.1 - Parâmetros regulatórios para projetos básicos.

Parâmetro	Audiência 63/2012	Audiência 68/2013
Rendimento Nominal por Turbina	87,5%	91,0%
Rendimento Nominal por Gerador		97,0%
Taxa Indisponibilidade Forçada	1,26%	1,26%
Taxa Indisponibilidade Programada	4,45%	3,73%
Perdas Hidráulicas (arranjo compacto)	2,00%	2,00%
Perdas Hidráulicas (arranjo com derivação)	3,00%	3,00%
Perdas elétricas	1,55%	Equação
Consumo interno	1,00%	0,30%

Fonte: (ANEEL, 2012) (ANEEL, 2013)

Conforme observações na Tabela 4.1, o rendimento do conjunto turbina-gerador sofreu uma modificação de 87,5% para 88,27% (91,0% x 97,0%), os valores do IP e C_{INT} diminuíram e as *Perdas* passaram a ser calculadas a partir da característica da linha (tensão e comprimento da linha e resistência do condutor). O C_{INT} é incidido na potência instalada em MWmed. A Audiência nº 68/2013 foi a que definiu os parâmetros regulatórios associados à aprovação de projetos básicos de usinas não despachadas centralizadamente.

De acordo com a metodologia proposta pelo MME, o cálculo da garantia física é desenvolvido através dos dados da série histórica de vazões mensais (Q_i). Contudo, a utilização de vazões mensais pode superestimar a garantia física dos empreendimentos e, com isso, apresentar diferenças entre projeto e operação de PCHs (SEGUNDO et al., 2016), (VASCONCELLOS, 2018).

Como a avaliação da garantia física deve estar associada à sazonalidade de vazões e engolimento mínimo da turbina, a utilização de dados mensais raramente apresentará uma vazão média mensal inferior à vazão de engolimento mínimo. Com os dados diários, o engolimento mínimo é condicionado na contabilização diária da garantia física (VASCONCELLOS, 2018). Assim, os dados de vazões diárias apresentam um cálculo mais realista e na fase de estimativa e planejamento de uma PCH o problema da superestimação pode ser mitigado (SEGUNDO et al., 2016).

No cálculo da garantia física é preciso estabelecer a vazão Q_i que efetivamente produzirá a energia. A vazão turbinada (Q_T) está relacionada com o valor da vazão que realmente passa pelas turbinas. Ela depende da relação entre a vazão afluente (Q_A) e a vazão de projeto (Q_P) (Equação (4.2)).

$$Q_T = \begin{cases} Q_P & \rightarrow Q_A \geq Q_P \\ Q_A & \rightarrow Q_A < Q_P \end{cases} \quad (4.2)$$

Onde:

Q_P é a vazão de projeto (m^3/s);

Q_A é a vazão afluente (m^3/s);

Q_T é a vazão turbinada (m^3/s);

Outro destaque para a GFe está no rendimento do conjunto turbina-gerador (η_{tg}). O valor do rendimento η_{tg} é determinado conforme Equação (4.3).

$$\eta_{tg} = \eta_t \cdot \eta_g \quad (4.3)$$

Onde:

η_t é o rendimento da turbina;

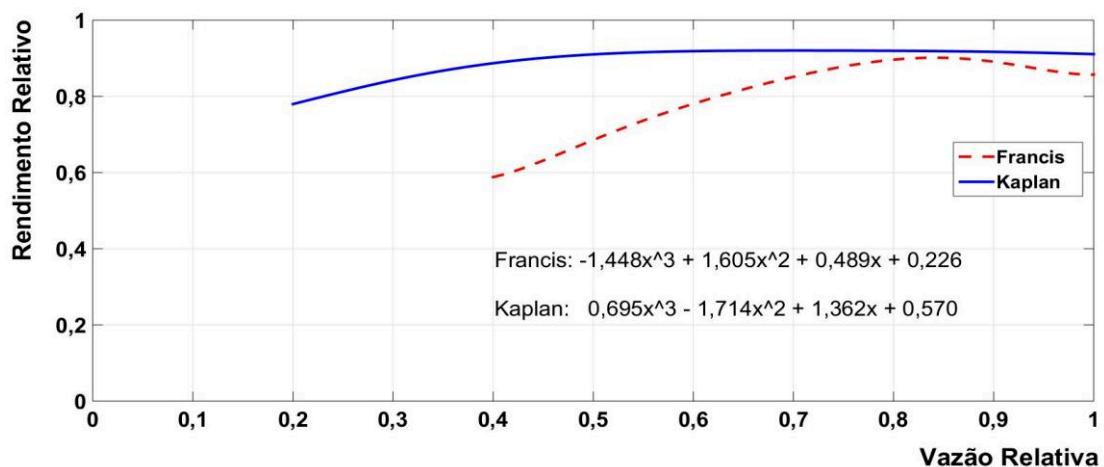
η_g é o rendimento do gerador;

η_{tg} é o rendimento do conjunto turbina-gerador.

Observa-se na Tabela 4.1 que o valor do rendimento do conjunto é 88,27%, conforme a Audiência nº 68/2013. Ou seja, ele é considerado constante para efeito de cálculo da *GFe*. Contudo, esses valores baseiam-se em condições nominais de operação. Para situações divergentes à nominal, o rendimento da turbina varia conforme variação da vazão.

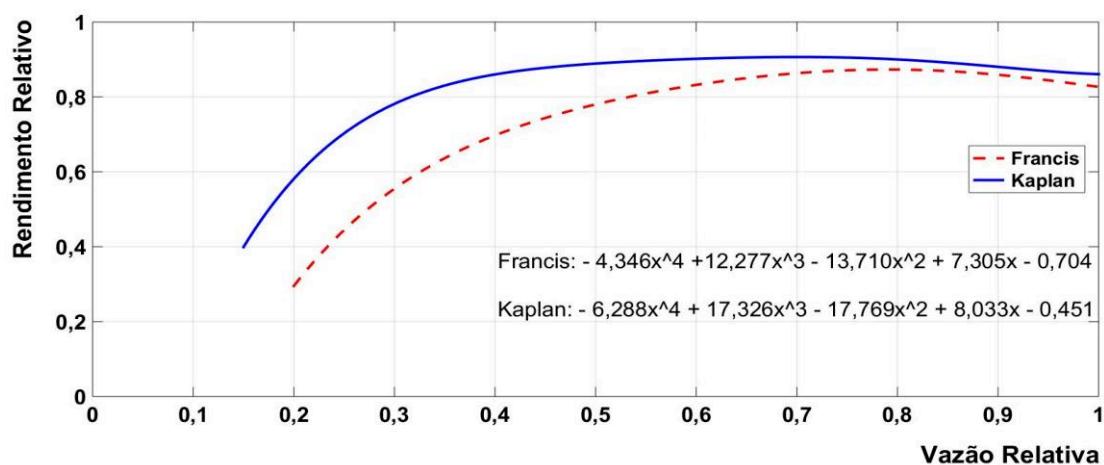
As Figuras 4.2 e 4.3 apresentam as curvas de rendimento das turbinas tipo Francis e Kaplan de dois fabricantes de turbinas e a Figura 4.4 apresenta as curvas de rendimentos das turbinas Francis e Kaplan elaboradas pelo Centro Nacional de Referência em Pequenas Centrais Hidrelétricas (CERPCH) com base nos comportamentos típicos dos dois tipos de turbinas de diversas usinas.

Figura 4.2 - Curvas de rendimento de turbinas conforme variação de vazão fabricante SEMI.



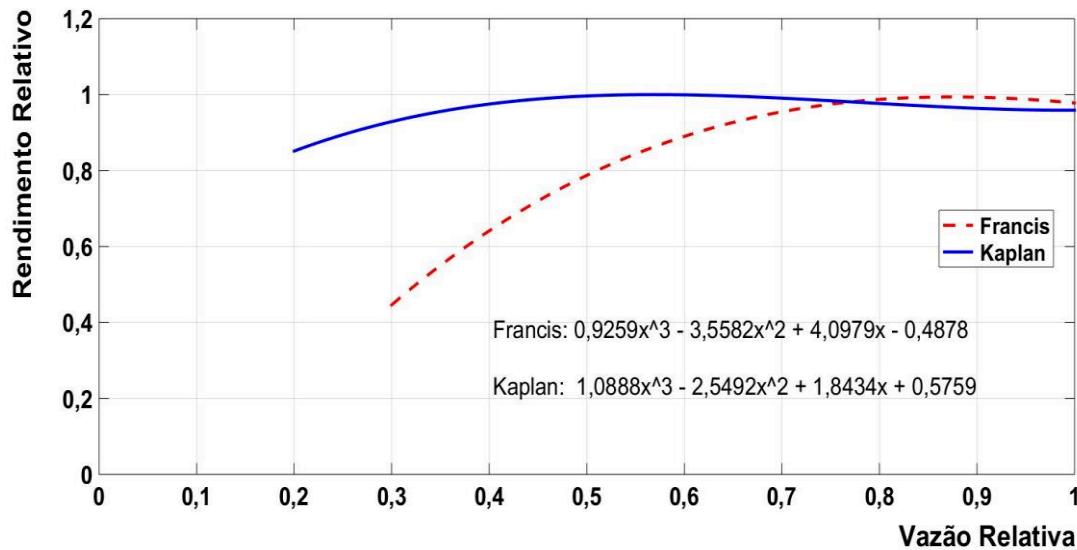
Fonte: Adaptado (SEMI, 2018)

Figura 4.3 - Curvas de rendimento de turbinas conforme variação de vazão fabricante Andritz.



Fonte: Adaptado (ANDRITZ, 2018).

Figura 4.4 - Curvas de rendimento de turbinas conforme variação de vazão elaboradas pela CERPCH.



Fonte: Adaptado (VASCONCELLOS, 2018)

De acordo com as Figuras 4.2, 4.3 e 4.4, a vazão relativa e o rendimento relativo são definidos pelas Equações (4.4) e (4.5), respectivamente (VASCONCELLOS, 2018).

$$q_i = \frac{Q_i}{Q_P} \quad (4.4)$$

$$\eta_{rel} = \frac{\eta t_i}{\eta_{max}} \quad (4.5)$$

Onde:

q_i é a vazão relativa;

Q_i é a vazão média diária (m^3/s);

Q_P é a vazão de projeto da turbina (m^3/s);

ηt_i é o rendimento da turbina para a vazão Q_i ;

η_{max} é o rendimento máximo da turbina.

η_{rel} é o rendimento relativo;

Além da curva de rendimento, cada turbina possui um limite de operação (LOP) distinto. Esses limites são estipulados pelos fabricantes para evitar problemas de

cavitação e/ou outras perturbações hidráulicas que podem afetar a vida útil da turbina (SEMI, 2018).

Assim, a turbina pode operar quando a vazão está entre um valor mínimo e máximo de vazão. Os limites inferiores aplicados são 50% da vazão nominal para o tipo Francis e 35% da vazão nominal para a turbina tipo Kaplan. Ou seja, a vazão relativa q_i precisa ser maior ou igual a 0,5 para a turbina Francis e maior ou igual a 0,35 para a turbina Kaplan (ANAGNOSTOPOULOS; PAPANTONIS, 2007), (PEREIRA, 2015), (SEMI, 2018).

A taxa de indisponibilidade forçada ($TEIF$) provém do período que a turbina não opera devido às condições adversas como condições hidrológicas extremas ou qualquer outro fator que impossibilite a geração (VASCONCELLOS, 2018).

Uma dessas condições deriva-se do alcance do limite inferior operacional mencionado anteriormente. Dessa forma, para o cálculo da $TEIF$ será considerado o número de vezes em que as turbinas atingiram seu limite operacional dividido pelo número de dados da série histórica de vazões diárias. Assim, a $TEIF$ será calculada pela Equação (4.6).

$$TEIF = \frac{c}{N} \cdot 100\% \quad (4.6)$$

Onde:

c é o número de ocasiões em que a turbina atingiu o limite operacional;

N é o número de dias da série histórica;

$TEIF$ é a taxa de indisponibilidade forçada (%).

Para efeito de cálculo e como os demais parâmetros do equacionamento da GFe não dependem da vazão, foram adotados os valores constantes existentes na Tabela 4.1. Assim, substituindo os valores de η_g , $Perdas$, IP e C_{INT} na Equação (4.1) tem-se a Equação (4.7).

$$GFe = [\sum_{i=1}^N (Q_i - q_r - q_u) \cdot 9,81 \cdot (Hb - h) \cdot \eta_{ti}] \cdot 0,922 \cdot (1 - TEIF) \cdot \frac{1}{N \cdot 1000} \quad (4.7)$$

4.5. Turbinas Operando em Paralelo

Um dos principais componentes eletromecânicos de uma PCH é a turbina hidráulica. Por essa razão, o dimensionamento e a escolha do tipo de turbina a ser aplicada em uma central hidrelétrica possui uma relevância enorme para o projeto, pois poderá influenciar na eficiência, no custo e na capacidade instalada da usina.

As turbinas hidráulicas se caracterizam pelo seu modo de operação e são classificadas em turbinas de ação (impulso) e turbinas de reação. A diferença está relacionada com o modo como a energia é produzida a partir da vazão (OKOT, 2013).

Nas turbinas de ação a energia hidráulica disponível na água é transformada em energia cinética para, depois de incidir com as pás do rotor, transforma-se em energia mecânica. Cita-se como exemplos para essa categoria as turbinas tipo Pelton, Fluxo Cruzado e Turgo (OKOT, 2013), (JOHNSON; GEORGE; PANTER, 2015).

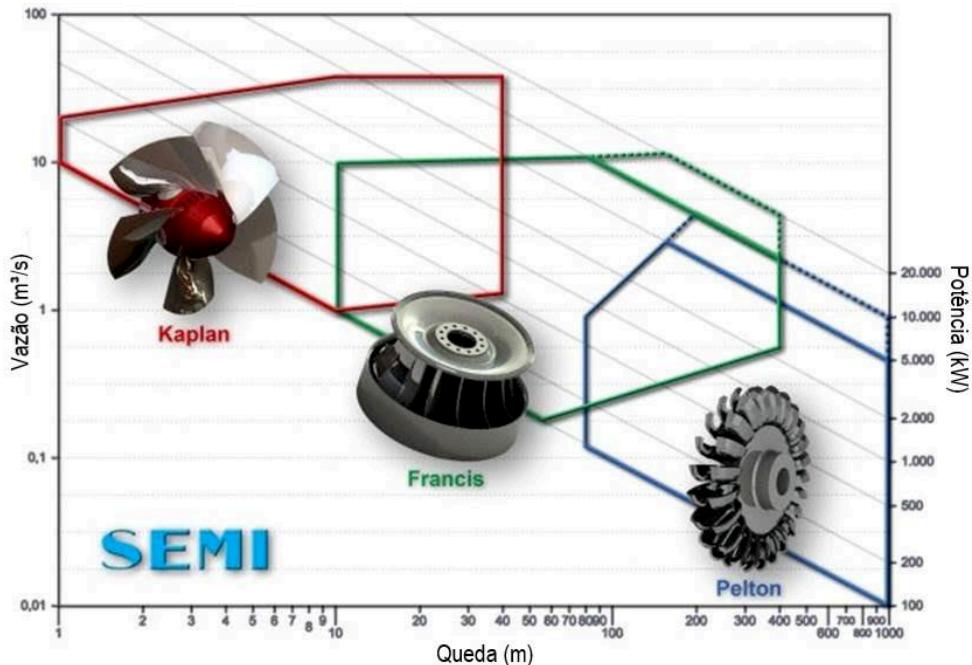
Nas turbinas de reação, a energia hidráulica é transformada diretamente em energia mecânica. Para essa categoria destacam-se as turbinas tipo Francis e Kaplan (JOHNSON; GEORGE; PANTER, 2015).

Diversos autores que realizaram estudos envolvendo o processo de seleção do tipo e tamanho da turbina para PCHs afirmam que devem ser considerados os fatores queda, vazão e velocidade de rotação para o modelo mais adequado em cada instalação. Nesse processo é preciso também avaliar a facilidade de operação e manutenção, capacidade de atendimento, disponibilidade de fabricante, custos de instalação, topografia, entre outros (JUSTINO, 2006), (SOARES JÚNIOR, 2013), (MERIGUE; SILVA, 2013), (WOLSKI; MATSUI JÚNIOR; MORAIS, 2013).

Como processo de escolha preliminar do tipo e tamanho da turbina, as Diretrizes e Estudos de projetos de PCH da Eletrobrás considera apenas a queda líquida e a vazão de projeto por turbina. A dinâmica para a escolha baseia-se em um gráfico que relaciona valores de vazão com dados de queda para cada tipo de turbina e, ainda, faz uma estimativa da potência na saída.

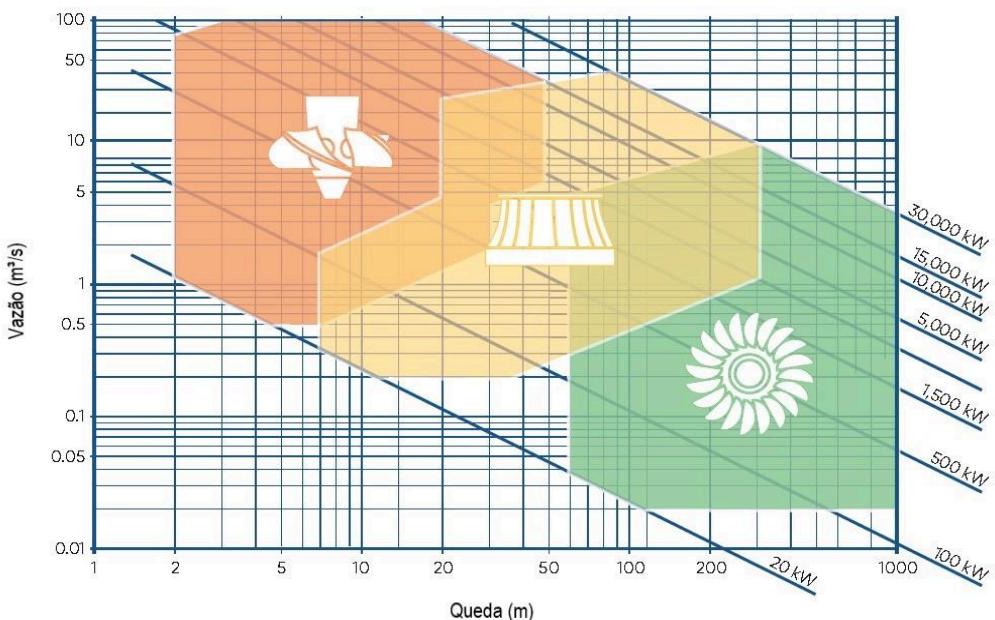
Cada fabricante de turbina apresenta um gráfico para esse processo. As Figuras 4.5 e 4.6 apresentam um modelo de seleção do tipo e tamanho da turbina de uma PCH para as turbinas Francis, Kaplan e Pelton de dois fabricantes de turbinas.

Figura 4.5 - Gráfico para a escolha do tipo e tamanho da turbina da fabricante SEMI.



Fonte: (SEMI, 2018)

Figura 4.6 - Gráfico para a escolha do tipo e tamanho da turbina da fabricante Andritz.



Fonte: (ANDRITZ, 2018)

Embora haja uma sobreposição dos tipos de turbina para certas quedas e vazões nas Figuras 4.5 e 4.6, a escolha de um ou de outro tipo dependerá de estudos envolvendo a variação de vazão ao longo do ano e a configuração que gerará a maior

energia possível, bem como o custo de implantação da PCH para uma e para a outra solução, consulta a fabricantes especializados e outros fatores relevantes apresentados anteriormente.

É importante ressaltar que os gráficos são provenientes de catálogo de fabricantes e possuem diferenças importantes entre si. Portanto, esses gráficos são para uma análise inicial e não possuem importância para a classificação ou eliminação de um modelo de turbina a ser adotado em um determinado projeto (MERIGUE; SILVA, 2013).

A Tabela 4.2 apresenta alguns dados de projetos de PCHs operando no estado de Minas Gerais para que possa ser feita uma análise prévia de algumas características de projetos existentes.

Tabela 4.2 - PCHs em operação no Estado de Minas Gerais.

Usina	Potência Instalada (MW)	Energia Assegurada (MWmédios)	Nº de Unidade	Tipo de Turbina	Potência Unitária (MW)	Vazão (m ³ /s)	Queda (m)
Pai Joaquim	23,0	13,91	1	Kaplan	23,0	87,5	26,5
Caquende	4,00	1,98	2	Francis	2,00	10,2	48,2
Américo Teixeira	5,60	2,22	2	Pelton	2,80	2,40	364
Cristina	3,80	2,02	2	Francis	1,90	6,28	72,0
Juliões	3,40	1,61	2	Francis	1,70	10,6	39,3
Luiz Dias	1,62	0,61	2	Francis	0,81	7,50	29,7
Mello	9,54	4,42	2	Francis	4,77	9,10	132
Túlio Cordeiro	15,8	7,66	2	Francis	7,90	28,8	60,8
Várzea Alegre	7,50	4,88	2	Francis	3,75	18,7	43,7
Xicão	1,81	0,61	2	Francis	0,91	2,20	115
Anna Maria	1,59	1,18	3	Francis	0,53	7,35	32,0
Paraúna	4,28	1,9	3	Francis	2,08 - 1,20 (2)	9,20	71,2
Poço Fundo	9,16	5,79	3	Pelton	5,00 - 2,08 (2)	4,00	323
Rio de Pedras	9,28	2,15	3	Francis	4,64 - 2,32 (2)	14,0	80,7

Fonte: (CACHAPUZ, 2006) (SEMAD, 2018)

A determinação da potência unitária dos grupos geradores, consequentemente o número de unidades, é um procedimento difícil de estabelecer e deve levar em consideração a flexibilidade operativa, custos de construção, reserva de geração e, principalmente, a sua capacidade de engolimento mínimo (ELETROBRÁS, 2000). Percebe-se, através dos exemplos da Tabela 4.2, que o empreendedor de PCH recorre a duas unidades geradoras com a mesma potência unitária.

Para uma análise do número de unidades e suas potências unitárias na etapa de estimativa e planejamento da capacidade instalada, deve-se considerar a forte sazonalidade hidrológica existente nos rios, pois podem influenciar na perda de geração da garantia física da PCH. Considera-se também importante a avaliação do tipo de turbina associado ao engolimento mínimo das unidades, pois a compatibilização do engolimento mínimo com as vazões do período seco do setor elétrico brasileiro permite aproveitar as vazões baixas para a geração de energia desse período em que a energia é tão valorizada (ELETROBRÁS, 2000).

Com o objetivo de avaliar a estimativa do potencial a ser instalado que envolve utilizar máquinas com características diferentes, esta tese propôs uma estimativa da garantia física de uma PCH utilizando duas turbinas de mesmo tipo e tamanhos diferentes. O tamanho das turbinas foi baseado na proporcionalidade da vazão de projeto. Exemplo: $Q_{P1} = 0,9.Q_P$ e $Q_{P2} = 0,1.Q_P$. A Tabela 4.3 apresenta as alternativas propostas para avaliação nesta tese.

Tabela 4.3 - Alternativas e proporcionalidades da vazão de projeto e tipo de turbina.

	Turbina 1	Turbina 2		Turbina 1	Turbina 2
PCH 1	0,9 Francis	0,1 Francis	PCH 6	0,9 Kaplan	0,1 Kaplan
PCH 2	0,8 Francis	0,2 Francis	PCH 7	0,8 Kaplan	0,2 Kaplan
PCH 3	0,7 Francis	0,3 Francis	PCH 8	0,7 Kaplan	0,3 Kaplan
PCH 4	0,6 Francis	0,4 Francis	PCH 9	0,6 Kaplan	0,4 Kaplan
PCH 5	0,5 Francis	0,5 Francis	PCH 10	0,5 Kaplan	0,5 Kaplan

Fonte: do Autor

De acordo com a Tabela 4.3 acima, existe uma relação entre o tamanho da turbina 1 e turbina 2, denominada R_T . Para as alternativas acima, R_T pode variar entre 1 e 9, sendo:

- $R_T = 0,5/0,5 = 1;$
- $R_T = 0,6/0,4 = 1,5;$
- $R_T = 0,7/0,3 = 2,333;$
- $R_T = 0,8/0,2 = 4;$
- $R_T = 0,9/0,1 = 9;$

4.6. Alocação da Unidade (*Unit Commitment*)

O termo *Unit Commitment* se refere ao planejamento da operação de centrais geradoras de energia e atua de forma a maximizar a geração. O *Unit Commitment* busca o planejamento da operação de maneira otimizada. Portanto, a otimização do rendimento global de uma central hidrelétrica é uma variável que deve ser considerada na elaboração de um projeto com essas características (BASTOS, 2004).

No Brasil, o *Unit Commitment* é uma função chave no planejamento de operações de curto prazo do sistema de energia, que visa determinar quais unidades geradoras são a melhor relação custo-benefício para ser despachada, a fim de suprir a demanda prevista em horizontes de tempo que variam de um dia a uma semana (SANTO; COSTA, 2016).

Para usinas hidrelétricas (UHEs) com potência superior a 30 MW, o agente de geração deve informar ao ONS a programação do despacho, com intervalo de 30 minutos, no dia anterior à operação em tempo real. Usualmente, a sugestão do agente é aceita pelo ONS e, portanto, faz sentido que as empresas disponham de ferramentas de otimização que auxiliem na elaboração da programação, tanto para um aproveitamento melhor do recurso natural, quanto para o aumento do faturamento da empresa (FERREIRA; FINARDI, 2018).

Para as PCHs, a motivação para verificar o despacho das máquinas deve existir de forma a aumentar a produção de energia conforme as condições operativas dos grupos geradores mesmo possuindo uma flexibilidade operacional maior, seja pelo relacionamento com o ONS, seja por ser optante em participar ou não do MRE (FERREIRA; FINARDI, 2018).

Como esta tese se desenvolve na fase de implantação de uma PCH através da análise da garantia física, o conceito de *unit commitment* se apresenta por meio da melhor distribuição da vazão afluente entre as turbinas hidráulicas de forma a propiciar a otimização do pré-despacho das máquinas para maximizar a viabilidade técnica-econômica do empreendimento. As análises basearam-se utilizando as alternativas e proporcionalidades das turbinas operando em paralelo discutidas na seção 4.5.

4.6.1. Panoramas de Cálculo

A metodologia desenvolvida utilizou dois panoramas para o planejamento da operação de uma PCH calculando a garantia física sob a perspectiva do pré-despacho de máquinas. Ambos panoramas estão relacionados a divisão da vazão afluente do rio, ou seja, a aplicação do pré-despacho dentro dos cálculos da garantia física de projeto.

Conforme visto anteriormente, as características de produção das turbinas diferenciam-se na divisão da vazão de projeto. Por exemplo, se a vazão de projeto é $30 \text{ m}^3/\text{s}$ e as turbinas 1 e 2 possuem 60% e 40% da vazão de projeto, respectivamente, então as vazões de projeto Q_{P1} e Q_{P2} são $18 \text{ m}^3/\text{s}$ e $12 \text{ m}^3/\text{s}$, respectivamente.

Assim, os dois panoramas para os cálculos foram:

A) Cálculo GFe de projeto com um pré-despacho com mesma proporção de projeto

- Condição nominal de operação (vazão afluente do rio é maior ou igual a vazão de projeto): nessas situações, as vazões turbinadas são iguais as vazões de projeto. Se a vazão afluente é maior ou igual a $30 \text{ m}^3/\text{s}$ e as turbinas 1 e 2 possuem 60% e 40% da vazão de projeto, respectivamente, então as vazões turbinadas Q_{T1} e Q_{T2} são $18 \text{ m}^3/\text{s}$ e $12 \text{ m}^3/\text{s}$, respectivamente.
- Condições diferentes das nominais (vazão afluente do rio é menor que a vazão de projeto): nessas situações, a vazão afluente é dividida conforme a proporcionalidade de projeto. Por exemplo, se as turbinas 1 e 2 possuem 60% e 40% da vazão de projeto, respectivamente, e a vazão afluente do rio é $25 \text{ m}^3/\text{s}$, então as vazões turbinadas Q_{T1} e Q_{T2} são $15 \text{ m}^3/\text{s}$ e $10 \text{ m}^3/\text{s}$, respectivamente.

B) Cálculo GFe de projeto otimizada com um pré-despacho com diferente proporção de projeto

- Condição nominal de operação (vazão afluente do rio é maior ou igual a vazão de projeto): nessas situações, as vazões turbinadas são iguais as vazões de

projeto. Se a vazão afluente é maior ou igual a 30 m³/s e as turbinas 1 e 2 possuem 60% e 40% da vazão de projeto, respectivamente, então as vazões turbinadas Q_{T1} e Q_{T2} são 18 m³/s e 12 m³/s, respectivamente.

- Condições diferentes das nominais (vazão afluente do rio é menor que a vazão de projeto): nessas situações, a vazão afluente era dividida por diferentes proporcionalidades. Por exemplo, se as turbinas 1 e 2 possuem 60% e 40% da vazão de projeto, respectivamente, e a vazão afluente do rio é 25 m³/s, então as vazões turbinadas Q_{T1} e Q_{T2} poderiam ser, respectivamente: 15 m³/s e 10 m³/s (0,6 e 0,4); 17,5 m³/s e 7,5 m³/s (0,7 e 0,3); 20 m³/s e 5 m³/s (0,8 e 0,2); 22,5 m³/s e 2,5 m³/s (0,9 e 0,1).

O segundo panorama surge da perspectiva de não seguir as características de projeto para as condições não nominais de operação e verificar a possibilidade de otimizar os resultados, maximizando as garantias físicas apenas com a mudança na proporcionalidade das vazões turbinadas. A Tabela 4.4 apresenta um exemplo de aplicação de proporcionalidade diferente de projeto para a vazão afluente do rio.

Tabela 4.4 - Exemplo da aplicação da proporcionalidade turbinada.

PCH 4 – 0,6 Francis e 0,4 Francis		
$Q_{P1} = 18 \text{ m}^3/\text{s}$ e $Q_{P2} = 12 \text{ m}^3/\text{s}$		
$Q_A = 16,93 \text{ m}^3/\text{s}$		
Proporcionalidade Turbinada	Vazão Turbinada (m ³ /s)	Potência (kW)
0,9 e 0,1	$Q_{T1} = 15,24$ e $Q_{T2} = 1,69$	$P_T = 1,33$
0,8 e 0,2	$Q_{T1} = 13,54$ e $Q_{T2} = 3,39$	$P_T = 1,40$
0,7 e 0,3	$Q_{T1} = 11,85$ e $Q_{T2} = 5,08$	$P_T = 1,37$
0,6 e 0,4	$Q_{T1} = 10,16$ e $Q_{T2} = 6,77$	$P_T = 1,32$

Fonte: do Autor

Com o exemplo apresentado na Tabela 4.4, é possível verificar para a alternativa PCH 4 (0,6 Francis e 0,4 Francis) que uma proporcionalidade diferente da aplicada para a vazão de projeto indicou uma maximização da potência gerada para a vazão turbinada igual a 16,93 m³/s. Isso significa que para cada estágio de vazão afluente não nominal é preciso avaliar qual proporcionalidade produz mais energia e o impacto nos limites operacionais mínimos dos grupos geradores.

A Tabela 4.5 apresenta as proporcionalidades aplicadas em cada panorama descrito acima. As proporcionalidades otimizadas foram criadas de forma a utilizar a vazão afluente da melhor forma possível, sem o desperdício em casos em que as

turbinas pudessem ultrapassar o seu valor nominal (considerado para esta tese como o valor máximo da turbina).

Tabela 4.5 - Proporcionalidades de projeto e proporcionalidade turbinada.

Panorama 1		Panorama 2	
Proporcionalidade Projeto	Proporcionalidade Turbinada	Proporcionalidade Projeto	Proporcionalidade Turbinada
0,9 e 0,1	0,9 e 0,1	0,9 e 0,1	0,9 e 0,1
0,8 e 0,2	0,8 e 0,2	0,8 e 0,2	0,9 e 0,1 0,8 e 0,2
0,7 e 0,3	0,7 e 0,3	0,7 e 0,3	0,9 e 0,1 0,8 e 0,2 0,7 e 0,3
0,6 e 0,4	0,6 e 0,4	0,6 e 0,4	0,9 e 0,1 0,8 e 0,2 0,7 e 0,3 0,6 e 0,4
0,5 e 0,5	0,5 e 0,5	0,5 e 0,5	0,9 e 0,1 0,8 e 0,2 0,7 e 0,3 0,6 e 0,4 0,5 e 0,5

Fonte: do Autor

Portanto, foram priorizadas as condições normais de operação (dados de projeto) nas situações em que a vazão afluente permite trabalhar em condições nominais. Contudo, devido à sazonalidade ou aos períodos de estiagem de chuvas, a metodologia buscou avaliar a operação das PCHs em condições não nominais e extrair da vazão afluente o máximo de produção de energia através de diferentes proporcionalidades aplicada às turbinas.

4.6.2. Algoritmo

Para cada um dos panoramas, foi desenvolvido um algoritmo para o cálculo da garantia física.

A) Panorama 1

Etapa 1: Fornecer os N dados da série histórica de vazão afluente no rio (Q_A).

Etapa 2: Designar os parâmetros básicos de cálculo:

- Vazão de projeto (Q_P);
- Vazão remanescente (q_R);
- Queda de projeto (H_b);
- Perdas hidráulicas (h);
- Curva de rendimento das turbinas;
- Limite operacional das turbinas (L_{OP1}) e (L_{OP2});

Etapa 3: Escolher do tipo e tamanho das turbinas para o projeto.

- Tipo: Francis ou Kaplan
- Tamanho:

- 1) $t_1 = 0,9$ e $t_2 = 0,1$
- 2) $t_1 = 0,8$ e $t_2 = 0,2$
- 3) $t_1 = 0,7$ e $t_2 = 0,3$
- 4) $t_1 = 0,6$ e $t_2 = 0,4$
- 5) $t_1 = 0,5$ e $t_2 = 0,5$

Etapa 4: Determinar vazão de projeto

$$Q_{P1} = Q_P \cdot t_1$$

$$Q_{P2} = Q_P \cdot t_2$$

Para $i = 1: N$

Etapa 5: Determinar a vazão turbinada (Q_T)

$$Q_T(i) = \begin{cases} Q_A(i) - q_R & Q_A(i) > q_R \\ 0 & \text{senão} \end{cases}$$

$$Q_{T1}(i) = \begin{cases} Q_P \cdot t_1 & Q_T(i) \geq Q_P \\ Q_T(i) \cdot t_1 & \text{senão} \end{cases}$$

$$Q_{T2}(i) = \begin{cases} Q_P \cdot t_2 & Q_T(i) \geq Q_P \\ Q_T(i) \cdot t_2 & \text{senão} \end{cases}$$

Etapa 6: Avaliação da variação entre a vazão turbinada (Q_T) e a vazão de projeto (Q_P)

$$\eta_{T1}(i) = \begin{cases} \text{Curva de Rendimento} & Q_{T1}(i)/Q_{P1} \geq L_{OP1} \\ 0 & \text{senão} \end{cases}$$

$$\eta_{T2}(i) = \begin{cases} \text{Curva de Rendimento} & Q_{T2}(i)/Q_{P2} \geq L_{OP2} \\ 0 & \text{senão} \end{cases}$$

Etapa 7: Calcular a potência gerada por cada turbina

$$P_1(i) = 9,81 \cdot Q_{T1}(i) \cdot \eta_{T1}(i) \cdot (H_b - h) \cdot 0,97$$

$$P_2(i) = 9,81 \cdot Q_{T2}(i) \cdot \eta_{T2}(i) \cdot (H_b - h) \cdot 0,97$$

Etapa 8: Calcular a taxa de indisponibilidade forçada (TEIF)

$$c_1(i) = \begin{cases} c_1(i) + 1 & P_1(i) = 0 \\ c_1(i) & \text{else} \end{cases}$$

$$c_2(i) = \begin{cases} c_2(i) + 1 & P_2(i) = 0 \\ c_2(i) & \text{else} \end{cases}$$

$$TEIF = \frac{c_1 + c_2}{N}$$

Fim Para

Etapa 9: Calcular a garantia física de cada turbina

$$GFe_1 = \frac{[(\sum_{i=1}^N P_{i1}) \cdot 0,945 \cdot (1 - TEIF)]}{N \cdot 1000}$$

$$GFe_2 = \frac{[(\sum_{i=1}^N P_{i2}) \cdot 0,945 \cdot (1 - TEIF)]}{N \cdot 1000}$$

B) Panorama 2

Etapa 1: Fornecer os N dados da série histórica de vazão afluente no rio (Q_A);

Etapa 2: Designar os parâmetros básicos de cálculo:

- Vazão de projeto (Q_P);
- Vazão remanescente (q_R);
- Queda de projeto (H_b);
- Perdas hidráulicas (h);
- Curva de rendimento das turbinas;
- Limite operacional das turbinas (L_{OP1}) e (L_{OP2});

Etapa 3: Escolha do tipo, tamanho e limite operacional das turbinas para o projeto:

- Tipo: Francis ou Kaplan

- Tamanho:

- 1) $t_1 = 0,9$ e $t_2 = 0,1$
- 2) $t_1 = 0,8$ e $t_2 = 0,2$
- 3) $t_1 = 0,7$ e $t_2 = 0,3$
- 4) $t_1 = 0,6$ e $t_2 = 0,4$
- 5) $t_1 = 0,5$ e $t_2 = 0,5$

Etapa 4: Determinar vazão de projeto

$$Q_{P1} = Q_P \cdot t_1$$

$$Q_{P2} = Q_P \cdot t_2$$

Etapa 5: Analisar a vazão turbinada (Q_T)

$$Q_T(i) = \begin{cases} Q_A(i) - q_R & Q_A(i) > q_R \\ 0 & \text{senão} \end{cases}$$

$$X = \begin{cases} d_1 + 1 & Q_T \geq Q_P \\ d_1 & \text{senão} \end{cases}$$

$$M = \begin{cases} d_2 + 1 & Q_T < Q_P \\ d_2 & \text{senão} \end{cases}$$

Se $Q_T \geq Q_P$

Para $i = 1: X$

Etapa 6: Determinar as vazões turbináveis (Q_{T1} e Q_{T2})

$$Q_{T1}(i) = Q_P \cdot t_1$$

$$Q_{T2}(i) = Q_P \cdot t_2$$

Etapa 7: Avaliação da variação entre a vazão turbinada (Q_T) e a vazão de projeto (Q_P)

$$\eta_{T1}(i) = \begin{cases} \text{Curva de Rendimento} & Q_{T1}(i)/Q_{P1} \geq L_{OP1} \\ 0 & \text{senão} \end{cases}$$

$$\eta_{T2}(i) = \begin{cases} \text{Curva de Rendimento} & Q_{T2}(i)/Q_{P2} \geq L_{OP2} \\ 0 & \text{senão} \end{cases}$$

Etapa 8: Calcular a potência gerada por cada turbina

$$P_1(i) = 9,81 \cdot Q_{T1}(i) \cdot \eta_{T1}(i) \cdot (H_B - h) \cdot 0,97$$

$$P_2(i) = 9,81 \cdot Q_{T2}(i) \cdot \eta_{T2}(i) \cdot (H_B - h) \cdot 0,97$$

Fim Para

Fim Se

Se $Q_T < Q_P$

Para $i = 1: M$

Etapa 9: Criar vetor de proporcionalidade

$$v_1 = \begin{cases} [0,9] & t_1 = 0,9 \\ [0,9 0,8] & t_1 = 0,8 \\ [0,9 0,8 0,7] & t_1 = 0,7 \\ [0,9 0,8 0,7 0,6] & t_1 = 0,6 \\ [0,9 0,8 0,7 0,6 0,5] & t_1 = 0,5 \end{cases}$$

$$v_2 = \begin{cases} [0,1] & t_2 = 0,1 \\ [0,1 0,2] & t_2 = 0,2 \\ [0,1 0,2 0,3] & t_2 = 0,3 \\ [0,1 0,2 0,3 0,4] & t_2 = 0,4 \\ [0,1 0,2 0,3 0,4 0,5] & t_2 = 0,5 \end{cases}$$

$$B = \begin{cases} 1, \text{ se } t_1 = 0,9 \text{ e } t_2 = 0,1 \\ 2, \text{ se } t_1 = 0,8 \text{ e } t_2 = 0,2 \\ 3, \text{ se } t_1 = 0,7 \text{ e } t_2 = 0,3 \\ 4, \text{ se } t_1 = 0,6 \text{ e } t_2 = 0,4 \\ 5, \text{ se } t_1 = 0,5 \text{ e } t_2 = 0,5 \end{cases}$$

Para $j = 1: B$

Etapa 10: Determinar a vazão turbinada (Q_T)

$$Q_{T1}(j, i) = Q_T(i) \cdot v_1(j)$$

$$Q_{T2}(j, i) = Q_T(i) \cdot v_2(j)$$

Etapa 11: Avaliação da variação entre a vazão turbinada (Q_T) e a vazão de projeto (Q_P)

$$\eta_{T1}(j, i) = \begin{cases} \text{Curva de Rendimento} & Q_{T1}(j, i)/Q_{P1} \geq L_{OP1} \\ 0 & \text{else} \end{cases}$$

$$\eta_{T2}(j, i) = \begin{cases} \text{Curva de Rendimento} & Q_{T2}(j, i)/Q_{P2} \geq L_{OP2} \\ 0 & \text{else} \end{cases}$$

Etapa 12: Calcular a potência gerada por cada turbina

$$P_1(j, i) = 9,81 \cdot Q_{T1}(j, i) \cdot \eta_{T1}(j, i) \cdot (H_b - h) \cdot 0,97$$

$$P_2(j, i) = 9,81 \cdot Q_{T2}(j, i) \cdot \eta_{T2}(j, i) \cdot (H_b - h) \cdot 0,97$$

Etapa 13: Escolher a máxima soma das potências

$$P_{MAX}(i) = \max(P_1(j, i) + P_2(j, i))$$

$$P_{1MAX}(i) = P_1(:, i)$$

$$P_{2MAX}(i) = P_2(:, i)$$

Etapa 14: Calcular a taxa de indisponibilidade forçada (TEIF)

$$c_{1MAX}(i) = \begin{cases} c_{1MAX}(i) + 1 & P_{1MAX}(i) = 0 \\ c_{1MAX}(i) & \text{else} \end{cases}$$

$$c_{2MAX}(i) = \begin{cases} c_{2MAX}(i) + 1 & P_{2MAX}(i) = 0 \\ c_{2MAX}(i) & \text{else} \end{cases}$$

$$TEIF = \frac{c_{1max} + c_{2max}}{N}$$

Fim Para

Fim Para

Fim Se

Etapa 15: Calcular a garantia física de cada turbina

$$GFe_{1MAX} = \frac{\left[\left(\sum_{i=1}^X P_{i1} \right) + \left(\sum_{i=1}^M P_{i1MAX} \right) \right] \cdot 0,947 \cdot (1 - TEIF)}{N \cdot 1000}$$

$$GFe_{2MAX} = \frac{\left[\left(\sum_{i=1}^X P_{i2} \right) + \left(\sum_{i=1}^M P_{i2MAX} \right) \right] \cdot 0,947 \cdot (1 - TEIF)}{N \cdot 1000}$$

4.7. Capacidade Instalada

A partir da garantia física, já apresentado e que seu valor retrata a capacidade de geração da usina, a potência instalada foi determinada. Segundo o Manual de Projetos Básicos de PCH no Brasil da Eletrobrás, a potência instalada de uma PCH é calculada pela Equação (4.8).

$$P = \frac{E}{FC \cdot \Delta t} \quad (4.8)$$

Onde:

E é a energia produzida (MWh);

FC é o fator de capacidade;

Δt é o intervalo de horas em um ano (h);

P é a potência Instalada (MW).

Conforme o montante de garantia física e uma avaliação anual da geração, é possível determinar a energia produzida anualmente pela Equação (4.9).

$$E = GFe \cdot \Delta t \quad (4.9)$$

Onde:

GFe é a garantia física da usina (MWmédios).

Substituindo a Equação (4.9) na Equação (4.8), calculou-se a capacidade instalada da PCH pela Equação (4.10).

$$P = \frac{GFe}{FC} \quad (4.10)$$

4.8. Viabilidade Técnico-Econômica

A disponibilidade de potencial hidráulico e a construção de novos empreendimentos dependem de estudo de viabilidade técnico-econômico-ambiental. Uma das preocupações dos empreendedores de PCHs ao analisar a viabilidade técnica e econômica de um determinado empreendimento é conhecer o investimento necessário à sua implantação e a receita obtida pela sua operação, a despeito da manutenção. Desta forma, o custo real do investimento a ser feito só pode ser calculado após o dimensionamento de todos os seus componentes.

Em outras palavras, o empreendedor só vai conhecer o valor real do investimento após as suas instalações já estiverem sido projetadas. Então, uma saída para se analisar a atratividade e definição do interesse sobre o empreendimento é normal estimar o custo do investimento com base em índices, tais como o custo unitário médio de empreendimentos equivalentes (TIAGO FILHO et al., 2013).

O princípio básico norteador para o dimensionamento de uma central hidrelétrica é a busca por parâmetros de projeto que maximizam a diferença entre os benefícios e os custos do empreendimento. O cálculo dos benefícios normalmente requer simulações computacionais da operação da usina. Utilizando os resultados das simulações, os benefícios econômicos são determinados através da valorização dos benefícios energéticos que a usina proporciona (SILVA FILHO, 2003).

O cálculo dos custos pode ser feito utilizando os orçamentos, ainda que aproximados, para cada conjunto de parâmetros de dimensionamento que caracterizam a usina. Opcionalmente, podem ser utilizadas funções aproximadas que definam estimativas do custo do empreendimento para cada configuração (SILVA FILHO, 2003).

4.8.1. Benefícios Anuais (BA)

Para o Brasil, são considerados benefícios energéticos a energia garantida e a energia secundária. A energia garantida é a energia comercializável com garantia de atendimento a um determinado mercado. A energia secundária representa o excesso, positivo ou negativo, de geração de energia em relação à energia comercializável.

Como discutido no Capítulo 2 (seção 2.4), as PCHs possuem para a comercialização da energia garantida dois ambientes (ACR ou ACL) e para a comercialização da energia secundária também dois ambientes (MCP ou MRE).

Para a energia garantida, os valores estabelecidos em contratos para a venda de energia no ACR são estabelecidos de forma livre entre os compradores e vendedores. No ACL, os valores contratados para a comercialização da energia se dão por meio de leilões de energia.

Caso a PCH escolha participar do MRE, a tarifação da energia secundária se dará pela TEO, que possui um valor constante ao longo do ano. Do contrário, a energia secundária será tarifada pelo PLD, valor que oscila conforme a sazonalização do setor hidrelétrico.

Para esta etapa, será considerado para fins de cálculo dos benefícios anuais somente a energia garantida dentro do ACL. A energia secundária, bem como uma avaliação da PCH no MRE, será discutida no próximo capítulo.

Assim, as Equações 4.11 e 4.12 representam o cálculo para o benefício energético anual.

$$EAC = GFe \cdot \Delta t \quad (4.11)$$

$$BA = EAC \cdot TVE \quad (4.12)$$

Onde:

GFe é a garantia física de projeto (MWmédios),

Δt é o intervalo de horas em um ano (h);

EAC é a energia anual contratada (MWh);

TVE é a tarifa de venda de energia (R\$/MWh);

BA é o benefício energético anual (R\$).

De acordo com a agência responsável pela comercialização de energia elétrica no Brasil, o custo da TVE pelas PCHs, com base nos leilões de energia realizados em 2017 e 2019, varia entre R\$182,00 a 219,00/MWh (CCEE, 2019a).

4.8.2. Custos Anuais (CA)

O custo de uma PCH deve ser estimado para realizar análises econômicas preliminares e avaliar a viabilidade antes de iniciar a construção. Isso proporciona aos investidores algum grau de segurança sobre o empreendimento, mesmo que o investimento real necessário só possa ser determinado após a conclusão da implantação.

A maioria das equações usadas para estimar os custos por empreendimento é desenvolvida por meio de regressões usando dados de projetos de usinas hidrelétricas em regiões específicas. Isto significa que as estimativas se limitam às características dos vários mercados regionais (TIAGO FILHO et al., 2013). A estimativa do custo da eletricidade de uma pequena central hidrelétrica envolve uma avaliação preliminar dos custos unitários (C_{UN}) e dos custos de operação e manutenção ($Co\&M$).

Tiago Filho, Santos e Barros (2017) desenvolveram uma metodologia em que o custo unitário (C_{UN}) consiste no cálculo do Fator de Aspecto (FA). O FA foi desenvolvido a partir de uma equação usada para determinar a velocidade específica (n_{qA}) de uma turbina adequada para uma hidrelétrica e é um parâmetro que relaciona a potência e altura da PCH (Equação (4.13)).

$$FA = 1821,43 \cdot \frac{P^{0,5}}{H_b^{1,25}} \quad (4.13)$$

Onde:

P é a potência instalada (MW);

H_B é altura bruta (m);

FA é o fator de aspecto.

Como a metodologia descrita para calcular o FA está relacionada à velocidade da turbina, a potência e a altura, esses fatores estão intimamente relacionados ao layout físico da PCH e determinam predominantemente os custos de obras civis e os tipos de equipamentos eletromecânicos. Dessa forma, pode-se relacionar o FA ao

custo total de projetos de usinas hidrelétricas (TIAGO FILHO; SANTOS; BARROS, 2017). A associação entre o C_{UN} e FA é descrita na Equação 4.14.

$$C_{UN} = 1654 \cdot (FA)^{0,085} \quad (4.14)$$

Onde:

C_{UN} = custo unitário (R\$/kW).

A partir de dados históricos sobre custos unitários para projetos de PCHs do mercado brasileiro, a metodologia determinou o custo unitário através do método dos mínimos quadrados foi aplicado para obter os coeficientes k (1654) e m (0,085) (COSTA et al., 2018).

Os custos de operação e manutenção ($C_{O\&M}$) são os montantes gastos com profissionais em um projeto de PCH, como salário, seguro, impostos e consumíveis, e são anexados aos custos anuais. Essas despesas são corrigidas com a inflação anual local. Geralmente, os custos de operação e manutenção sem grandes substituições são estimados entre 2,5% a 5% do custo de capital (OKOT, 2013) (COSTA et al., 2018).

Portanto, os Custos Anuais (CA) podem ser definidos através da Equação (4.15) e (4.16) (SIMEONS, 1980).

$$FRC = \frac{(1 + i)^v \cdot i}{(1 + i)^v - 1} \quad (4.15)$$

$$CA = (P \cdot C_{UN} \cdot FRC) + C_{O\&M} \quad (4.16)$$

Onde:

i corresponde à taxa de desconto do empreendimento (adota-se 12%);

v é a vida útil da obra (adota-se 30 anos);

FRC é o fator de recuperação de capital;

P é a potência instalada (kW);

C_{UN} é o custo unitário (R\$/kW);

$C_{O\&M}$ é o custo de operação e manutenção (R\$);

CA é o custo anual (R\$).

4.8.3. Benefício Líquido (*BL*)

A partir dos dados de *BA* e *CA*, o *BL* é então estimado para cada valor de potência plausível de ser instalada na central. A potência que gerar um maior retorno financeiro é escolhido como a potência a ser implantada. O *BL* é determinado pela Equação (4.17) (SANTOS; TIAGO FILHO; BARROS, 2017).

$$BL = BA - CA \quad (4.17)$$

Onde:

BA é o benefício energético anual (R\$);

CA é o custo anual (R\$);

BL é o benefício líquido anual (R\$).

4.9. Conclusão

Neste Capítulo 4, foram apresentadas todas as características e variáveis técnica-econômicas necessárias para estimar e planejar a operação da PCH e, assim, determinar a capacidade instalada da planta. A metodologia descrita apresentou a garantia física como responsável pelo dimensionamento da potência da PCH, através da relação da sazonalidade existente no SEB, do dimensionamento e operação das turbinas em paralelo, a proporcionalidade na distribuição da vazão no despacho das máquinas e a viabilidade técnica-econômica das alternativas relacionadas.

No Capítulo 5 será apresentada uma forma de avaliar o desempenho da PCH dentro do mercado de energia específico às geradoras hidrelétricas. Para isso, a geração sintética de vazões será apresentada como forma de geração de cenários alternativos àqueles apresentados na série histórica disponível em um determinado local ou rio.

Avaliação de Cenários de Desempenho

A questão da avaliação da operação energética apresenta características probabilísticas, pois não se conhece antecipadamente as vazões referentes às centrais hidrelétricas. Essas vazões interferem significativamente na operação de sistemas hidrelétricos, visto que as decisões futuras e, consequentemente, a política de operação, dependem dos cenários de vazões. Assim, é de fundamental importância desenvolver uma modelo eficiente para geração de vazões. As séries sintéticas podem ser utilizadas como dados de entrada para modelos computacionais para a geração de cenários e análises de sistemas hídricos e de processos que ocorrem nos mesmos. Logo, a geração de séries sintéticas é uma questão importante no planejamento, gerenciamento e avaliação do comportamento da PCH dentro dos cenários possíveis no mercado de energia.

5.1. Série Sintética

Uma série histórica é o registro de determinado evento em uma região de interesse em um intervalo de tempo (MARTINI FILHO et al., 2017). Kelman (1983) considera que uma série histórica hidrológica de um local é apenas uma das possíveis realizações de um processo estocástico. A série histórica foi, de acordo com algum conjunto de leis probabilísticas, “sorteada” pela natureza e que um novo sorteio resultaria em outra série, possivelmente diferente da histórica.

Uma série sintética é a geração de uma sequência de número aleatórios que se assemelham aos dados reais da série histórica (OLIVEIRA, 2014). Ou seja, uma série sintética representa um conjunto de cenários alternativos ao da série registrada.

As séries sintéticas hidrológicas possuem aplicabilidade para estudos de modelagem hidrodinâmica de reservatórios, gerenciamento e planejamento de recursos hídricos e simulação de operação e planejamento energético (GARCIA, 2005) (DETZEL et al., 2011) (MIRANDA et al., 2013) (MARTINI FILHO et al., 2017).

5.2. Método Diana de Geração Sintética de Vazão

Desenvolvido por Kelman, Damázio e Costa (1983), o Diana é um método de geração multivariada de séries de vazões diárias. O modelo é adotado pelo SIN para fins de planejamento da operação hidrotérmica e faz parte de uma cadeia de modelos desenvolvidos pelo CEPEL.

O Diana integra o sistema SPEC (Sistema para Estudos de Controle de Cheias) e atualmente é utilizado nos Estudos de Prevenção de Cheias do SIN. As características do Diana são: modelo estocástico multivariado de geração de cenários de vazões diárias, modelagem das características das vazões diárias (assimetrias, descendentes hidrógrafas diárias, etc) e geração de cenários condicionados ou não à tendência macroclimáticas (CEPEL, 2017).

A formulação do modelo Diana é baseada no princípio de que a vazão observada no tempo t em um dado posto ($Q_{(t)}$) pode ser decomposta em duas parcelas de naturezas distintas: i) $O_{(t)}$ representando o escoamento básico e que depende apenas da vazão no tempo (dia) anterior ($Q_{(t-1)}$) e de uma taxa de recessão característica da bacia (λ); ii) $U_{(t)}$ representando o escoamento superficial de caráter estocástico e função da ação de agentes externos à bacia (precipitação) (KELMAN; DAMÁZIO; COSTA, 1983). Portanto,

$$Q_{(t)} = U_{(t)} + O_{(t)}, \quad t = 1, 2, \dots, T \quad (5.1)$$

$$O_{(t)} = \lambda Q_{(t-1)} \quad (5.2)$$

Sempre que houver incremento de vazões, considera-se que há uma ocorrência de $U_{(t)}$ positivo. Considerando a natureza intermitente do processo $U_{(t)}$, é esperado que esse represente pulsos irregularmente espaçados no tempo na série diária de vazões. Nos dias que não atuarem fatores externos causadores de escoamento superficial ($U_{(t)} = 0$), a vazão total é dada simplesmente por $O_{(t)}$ (COLONE, 2016). Portanto, para qualquer valor agregado a taxa de recessão entre o intervalo $[0,1]$,

$$\begin{cases} U_{(t)} = 0, & \text{se } Q_{(t)} \leq \lambda Q_{(t-1)} \\ U_{(t)} = Q_{(t)} - \lambda Q_{(t-1)}, & \text{se } Q_{(t)} > \lambda Q_{(t-1)} \end{cases} \quad (5.3)$$

Nos períodos em que há recessão, a vazão é calculada a partir de defluências de um reservatório linear hipotético com constante de recessão λ , considerando que esse reservatório hipotético tenha um comportamento estocástico. Para tal, quando $U_{(t)} = 0$, a vazão $Q_{(t)}$ é uma fração ($k_{(t)} \leq \lambda$) da vazão anterior (COLONESE, 2016). Ou seja,

$$Q_{(t)} = k_{(t)} Q_{(t-1)}, \quad k_{(t)} \leq \lambda \quad (5.4)$$

A distribuição marginal de $k_{(t)}$ é determinada pelo histórico de recessões e valores amostrais obtidos por (COLONESE, 2016)

$$\hat{k}_{(t)} = \frac{Q_{(t)}}{Q_{(t-1)}}, \text{ se } Q_{(t)} < Q_{(t-1)} \quad (5.5)$$

Existem dois aspectos a serem considerados na modelagem do processo $U_{(t)}$: i) a definição de sua distribuição de probabilidade marginal, levando em conta que existe uma probabilidade finita de $U_{(t)}$ seja exatamente igual a zero; ii) preservar a dependência entre valores sucessivos de $U_{(t)}$ (COSTA; DAMÁZIO; SOUZA, 2005).

Nessa estrutura, o processo intermitente é representado por uma variável padronizada $Z_{(t)}$ como um processo estocástico do tipo autorregressivo normal de ordem 1. Esta abordagem é importante para preservar a dependência entre valores sucessivos de $U_{(t)}$. Assim, a variável $Z_{(t)}$ é dada pela expressão (COLONESE, 2016)

$$Z_{(t)} = \rho Z_{(t-1)} + \epsilon_{(t)} \sqrt{1 - \rho^2} \quad (5.6)$$

Onde:

ρ é a correlação *lag 1* do processo;

$\epsilon_{(t)}$ é um ruído normal padrão;

O caráter intermitente do processo modelado, que leva a uma massa de probabilidade concentrada para valores de $U_{(t)} = 0$, é inserido através de censura introduzida pela variável $Y_{(t)}$ definida por (KELMAN; DAMÁZIO; COSTA, 1983)

$$Y_{(t)} = \max(\beta, Z_{(t)}) \quad (5.7)$$

$$\beta = \phi^{-1}(p) \quad (5.8)$$

$$p = P(U_{(t)} = 0) \quad (5.9)$$

Onde:

β é intervalo de censura $(-\infty, \beta)$;

$\Phi(\cdot)$ é a distribuição normal acumulada;

$P(\cdot)$ é distribuição empírica dos valores de $U_{(t)}$ da série histórica;

Para ser mapeada em $U_{(t)}$, a variável $Y_{(t)}$ sofre uma transformação não paramétrica que preserva a distribuição marginal empírica $F_U(\cdot)$ de $U_{(t)}$. Assim, obtém-se $U_{(t)}$ resolvendo a expressão (KELMAN; DAMÁZIO; COSTA, 1983)

$$F_U(U_{(t)}) = \phi(Y_{(t)}) \quad (5.10)$$

Percebe-se que, caso $Y_{(t)} = \beta$, $\phi(Y_{(t)})$ será tal que $U_{(t)} = 0$. Por outro lado, se $Y_{(t)} = Z_{(t)} > \beta$, $U_{(t)}$ assumirá um valor real entre os valores já observados em seu próprio histórico e descritos por sua distribuição de probabilidade. Esse valor será definido a partir de uma probabilidade de ocorrência do processo padronizado $Z_{(t)}$ (COLONESE, 2016). Assim,

$$U_{(t)} = F_U^{-1}(\phi(Z_{(t)})) \quad (5.11)$$

Para a modelagem da série de $k_{(t)}$'s assume que seja suficiente usar para a geração de valores sintéticos a distribuição empírica de $k_{(t)}$ menor que λ , $F_K(\cdot)$, sempre que $U_{(t)} = 0$. O algoritmo de geração de série sintéticas pode ser descrito da seguinte forma (KELMAN; DAMÁZIO; COSTA, 1983):

1. Sortear uma vazão inicial $Q_{(0)}$ de um distribuição empírica $F_{Q0}(\cdot)$.
2. Calcular o valor de $Z_{(0)}$ a partir de $Q_{(-1)}$ e $Q_{(0)}$ de $Q(t0)$ e da classe de precipitação no dia t_0 ;
3. Fazer $t = 1$;
4. Identificar a classe de precipitação média para o dia t ;
5. Sortear um ruído $\epsilon_{(t)}$ da distribuição normal padrão $\Phi(\cdot)$;

6. Calcular $Z_{(t)}$ (Equação 5.6) e determinar $Y_{(t)}$ (Equação 5.7);
7. Obter $U_{(t)}$ (Equação 5.11) considerando a classe de chuva para t ;
8. Se $U_{(t)} > 0$, obter $Q_{(t)} = U_{(t)} + \lambda Q_{(t-1)}$; Se $U_{(t)} = 0$, sortear $k_{(t)} \leq \lambda$ de $F_K(\cdot)$ e obter $Q_{(t)} = k_{(t)} Q_{(t-1)}$;
9. Fazer $t = t + 1$ e retornar a 4;

No caso de não utilização de informação sobre precipitação, o algoritmo de geração de séries sintéticas de vazões diárias torna-se mais simples, eliminando-se, do procedimento acima descrito, os passos (passo 4) e os condicionantes (passo 7) relacionados às classes de precipitação (COLONESE, 2016).

5.3. Cenários e Mercado de Energia

A expectativa de geração da PCH quando a mesma entrar em operação comercial é de uma produção de energia mais próxima dos valores estabelecidos em projeto. Ou seja, espera-se que as condições que contribuíram para a elaboração do projeto sejam as mesmas ou semelhantes durante a operação. Dentro dessa perspectiva, é importante também avaliar durante a fase de projeto de uma PCH dois pontos: a sazonalização da garantia física e a participação no MRE.

O propósito do cálculo da garantia física sazonalizada é avaliar o comportamento da garantia física de projeto ao longo dos meses e a influência no processo de comercialização de energia elétrica, com os riscos de exposição negativa ou ampliação de suas receitas no mercado. Essa avaliação favorece uma análise mais ampla do processo de operação da PCH, visto que o Brasil possui um período de seca, que corresponde a sete meses do ano (maio a novembro), e que pode diminuir a geração de energia.

Para uma avaliação técnico-econômica, a tese baseou-se na participação do futuro empreendimento no MRE, em que são considerados a comercialização da garantia física de projeto através da sazonalização da garantia física, em que pode haver energia secundária ou insuficiência de lastro de venda de energia.

Assim, a partir da geração sintética de séries de vazões e dos dados técnicos calculados durante o dimensionamento da capacidade instalada da PCH, buscou-se avaliar o comportamento da usina no MRE através de diferentes cenários hidrológicos

propostos pelas vazões afluentes diferentes daquelas existentes na série histórica, mas com dados probabilísticos semelhantes aos observados ao longo dos anos.

O Decreto nº 2.655, de 2 de julho de 1998, que regulamenta o mercado atacadista de energia elétrica, apresenta em seu art. 21, §4, que o valor da garantia física das usinas participantes do MRE será revisto a cada cinco anos, ou na ocorrência de fatos relevantes.

Dessa forma, por meio da geração dos cenários de vazões afluentes das séries sintéticas foi calculada a garantia física sazonalizada da PCH para um período de cinco anos utilizando o mesmo procedimento descrito nos panoramas de cálculo apresentados anteriormente (Seção 4.6.1).

Segundo, foi determinado para cada cenário criado se a PCH produziu excedente de energia (energia secundária) ou se houve uma produção abaixo do esperado para aquele período (insuficiência de lastro de venda de energia). Para realizar o cálculo econômico da participação no MRE, a Equação 5.12 foi utilizada.

$$BE = \sum_{j=1}^y \sum_{i=1}^g (GFe_{i,j} - GFe) * t_i * TEO_j \quad (5.12)$$

Onde:

BE é o benefício energético (R\$);

y é o número de anos analisados;

g é o número de meses analisados;

GFe_i é a garantia física sazonalizada no mês i (MWmédios);

GFe é a garantia física de projeto (MWmédios);

t_i é a quantidade de horas no mês i ;

TEO é a tarifa de energia otimizada no ano j (R\$/MWh).

5.4. Conclusão

A avaliação de cenários de desempenho na fase de desenvolvimento de um projeto se apresenta como uma verificação de estudos posteriores à implantação quanto a revisão dos valores estabelecidos nos contratos de venda de energia. No Capítulo 5 foi apresentado a geração de séries sintética de vazões para avaliar o desempenho dos valores técnicos determinados em projeto em cenários alternativos

àqueles estabelecidos pela série histórica de vazão disponível no rio. Além disso, foi proposta uma avaliação econômica em referência à participação no MRE.

No Capítulo 6, serão apresentados os resultados da aplicação do modelo de dimensionamento da capacidade instalada de uma PCH por meio de um estudo de caso, bem como a otimização multiobjetivo do modelo implementado. Também serão apresentados os resultados dos cenários de desempenho dos dados técnicos dimensionados para a PCH no MRE.

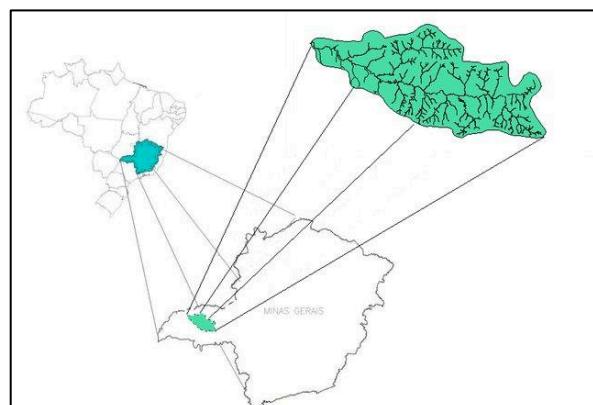
Estudo de Caso

O objetivo deste capítulo é apresentar e analisar os resultados da aplicação da otimização multiobjetivo aplicada no dimensionamento da capacidade instalada de uma PCH, conforme metodologia e abordagens discutidas nos capítulos anteriores. Após dimensionar as características otimizadas da PCH, um estudo envolvendo a geração sintética de vazão é realizado para avaliar cenários de desempenho do projeto. O estudo de caso realizado e seus resultados são organizados para promover a investigação da influência das abordagens discutidas.

6.1. Área de estudo

A bacia hidrográfica do Rio Tijuco, município de Ituiutaba - MG, com área aproximada de 1.335,1 (km²), região de grande significado econômico para o Estado de Minas Gerais, localiza-se no Triângulo Mineiro, entre as coordenadas geográficas 18°40' e 19°47' S e 47°53' a 50°13' W (Figura 6.1), foi a escolhida para a realização do estudo.

Figura 6.1 - Localização da bacia hidrográfica do Rio Tijuco, Minas Gerais.



Fonte: (VALLE JÚNIOR et al., 2010)

O rio Tijuco nasce a 950 m de altitude, nas coordenadas 19° 31'39.88" S; 47°54'41.40"W, no município de Uberaba-MG, e tem sua foz na cota de 526 m, sendo

afluente da margem esquerda do Rio Paranaíba, tendo como principais afluentes os rios Prata, Babilônia, Cabaçal, Douradinho, Panga, dentre outros (VALLE JÚNIOR et al., 2010).

6.2. Série histórica de vazões

De acordo com o inventário de estações fluviométricas da Agência Nacional de Águas (ANA) e do Sistema Nacional de Informações sobre os Recursos Hídricos (SNIRH), coordenado também pela ANA, para o rio Tijuco existem 4 estações fluviométricas contendo séries históricas disponíveis. A Tabela 6.1 apresenta alguns dados importantes sobre as estações (ANA, 2009) (SNIRH, 2019).

Tabela 6.1 - Estações fluviométricas com série histórica de vazões para o rio Tijuco

Estação	Código	Área (km²)	Ínicio	Fim
Ituiutaba	60845000	6.154,00	01/01/1942	-
Fazenda Paraíso	60835000	1.469,00	01/10/1941	-
Cachoeira do Gamba	60845500	7.049,00	01/11/1963	01/02/1980
Ponte BR 153	60842000	3.780,00	01/08/1995	-

Fonte: (SNIRH, 2019)

Para esta tese foi escolhida a estação Ituiutaba. Conforme a Tabela 6.1, a estação apresenta um série histórica de vazão dos últimos 76 anos, 1942 a 2018. Porém, como há muitas falhas nas observações ou sem informações na série histórica desde seu início (problema causado por falha no aparelho de registro e/ou com o operador do posto), foi utilizado a série histórica de 1975 a 2018 (44 anos) que é o período com menor número de falhas nos registros da estação fluviométrica e, ainda, corresponde a um número maior que aquele estabelecido na Portaria nº 463/2009 do MME (30 anos).

Para o período compreendido entre 1975 a 2018, a série histórica deveria possuir um total de 16.071 dados diários de vazão. Contudo, devido às falhas nas observações, a série possui 14.962 dados (93,10%). Como o objetivo é obter uma série ininterrupta de vazões, os dados levantados foram submetidos a um tratamento antes de serem utilizados. Para suprir a ausência desses dados, foi utilizado a técnica de transposição de vazões.

O método mais comum de transposição de vazões para projetos de pequenas centrais hidrelétricas baseia-se na condição de que em regiões de bacias homogêneas, com um regime pluviométrico e características geológicas e topográficas semelhantes, as vazões específicas são iguais. A equação de correlação é definida pela Equação (6.1).

$$Q_1 = \frac{A_1}{A_2} * Q_2 \quad (6.1)$$

Onde:

Q_1 é a vazão do local do aproveitamento (m^3/s);

A_1 é a área de drenagem do aproveitamento (km^2);

A_2 é a área de drenagem do posto existente (km^2);

Q_2 é a vazão do local do posto existente (m^3/s).

Foram utilizadas para completar as falhas nas observações da estação fluviométrica Ituiutaba as estações fluviométricas Fazenda Paraíso (60835000) e Cachoeira do Gamba (60845500). As duas estações estão localizadas no rio Tijuco, sendo a primeira a montante e a segunda a jusante da estação Ituiutaba.

Após complementar os 6,90% de falhas existentes na estação Ituiutaba, foram realizados os cálculos estatísticos de vazão máxima, vazão mínima, vazão média, desvio padrão e coeficiente de assimetria. A Tabela 6.2 apresenta os resultados dos cálculos estatísticos.

Tabela 6.2 - Dados estatísticos da série histórica da estação fluviométrica Ituiutaba

	Vazão Máxima (m^3/s)	Vazão Mínima (m^3/s)	Vazão Média (m^3/s)	Desvio Padrão (m^3/s)	Coeficiente de Assimetria
Janeiro	928	23	168,86	95,97	1,45
Fevereiro	634	31	161,84	81,77	1,41
Março	638	47	151,05	79,55	2,00
Abril	442	46	117,16	55,18	1,92
Maio	365	35	81,52	30,07	1,89
Junho	225	20	68,35	22,46	1,78
Julho	193	23	55,70	17,11	1,59
Agosto	116	16	47,08	15,32	1,16
Setembro	171	13	45,34	20,49	1,70
Outubro	354	4	57,23	37,78	2,63
Novembro	540	20	84,65	53,75	2,64
Dezembro	809	27	130,31	82,66	2,74
Global	928	4	97,14	71,89	2,38

Fonte: do Autor

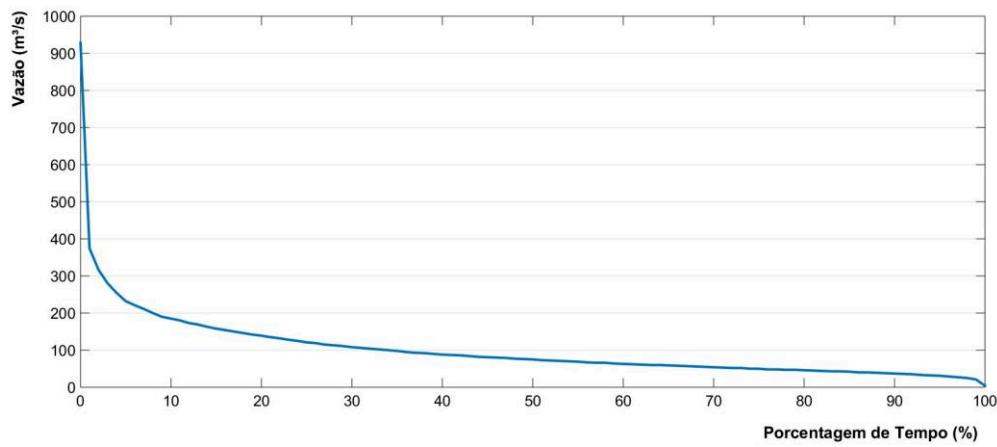
O SEB é dividido em dois períodos: úmido e seco. O período seco compreende 7 meses do ano (maio a novembro) e o período úmido os 5 meses restantes (dezembro a abril). Observa-se através dos dados da Tabela 6.2 que as maiores médias de vazões são dos meses do período úmido, enquanto que nos meses do período seco as médias são menores. Isso pode refletir na geração de energia elétrica e é preciso estar atento a esse fator durante o planejamento da operação de uma PCH.

6.3. Estimativa e Planejamento da Capacidade Instalada

6.3.1. Vazões Relevantes

Para iniciar o dimensionamento da capacidade instalada de uma PCH, as vazões relevantes de um projeto foram determinadas. Para determinar algumas vazões, foi necessário construir a curva de duração de vazões (Figura 6.2). Para o local estudado, a curva foi construída utilizando os dados de vazões diárias da série histórica.

Figura 6.2 - Curva de duração de vazão para a série histórica da estação fluviométrica Ituiutaba



Fonte: do Autor

No Estado de Minas Gerais, a vazão de referência a ser utilizada para o cálculo da disponibilidade hídrica em cada local de interesse será a vazão $Q_{7,10}$. A $Q_{7,10}$ é vazão mínima de 7 dias (Q_7) com um período de retorno de 10 anos. É necessário garantir a jusante de cada derivação a ser outorgada um fluxo residual mínimo de 70%

da $Q_{7,10}$ (IGAM, 2010). Para esta tese, a função de distribuição de *Weibull* foi aplicada para ser considerada como um dos parâmetros de distribuição mais comuns usados no cálculo da vazão mínima de um rio (REIS, 2007).

Os parâmetros da distribuição de *Weibull* (α , $A\alpha$ e β) foram calculados pelas Equações 6.2, 6.3, 6.4 e 6.5 (SANTOS; SOBRINHO; ALMEIDA, 2011).

$$CV = \frac{DP_{Q7}}{MÉDIA_{Q7}} \quad (6.2)$$

$$\alpha = 1,0122 * CV^{-1,077} \quad (6.3)$$

$$A\alpha = 0,9982 - 0,4419 * CV + 0,4360 * CV^2 \quad (6.4)$$

$$\beta = \frac{media\ Q_7}{A\alpha} \quad (6.5)$$

Onde:

DP_{Q7} é o desvio padrão das vazões Q_7 (m^3/s);

$MÉDIA_{Q7}$ é a média das vazões Q_7 (m^3/s);

CV é o coeficiente de variação das vazões Q_7 ;

α , $A\alpha$, β são os parâmetros da distribuição de *Weibull*.

A vazão $Q_{7,10}$ foi calculada por meio da Equação 6.6.

$$Q_{7,10} = \beta * \left[-\ln \left(1 - \frac{1}{Tr} \right) \right]^{\frac{1}{\alpha}} \quad (6.6)$$

Onde:

Tr é o tempo de retorno (anos);

$Q_{7,10}$ é vazão mínima de 7 dias com um período de retorno de 10 anos (m^3/s).

Após realizar os cálculos, foi determinado que, para o local de estudo, a vazão $Q_{7,10}$ possui um valor igual a 19,87 m^3/s . Assim, a vazão remanescente (q_R) estabelecida para local é igual a 13,91 m^3/s , cujo valor é a soma entre a vazão ecológica (Q_{ECO}) e a vazão de usos consuntivos (q_U).

Como discutido na seção 4.2, a vazão de projeto assumiu os valores das vazões de referência entre 50% e 95%. A Tabela 6.3 apresenta os valores das vazões relevantes.

Tabela 6.3 - Vazões relevantes para o projeto de uma PCH.

Variável	Valor (m ³ /s)	Variável	Valor (m ³ /s)
Vazão 50% ($Q_{80\%}$)	75,00	Vazão 80% ($Q_{80\%}$)	46,00
Vazão 55% ($Q_{85\%}$)	69,00	Vazão 85% ($Q_{85\%}$)	42,00
Vazão 60% ($Q_{90\%}$)	63,00	Vazão 90% ($Q_{90\%}$)	37,00
Vazão 65% ($Q_{95\%}$)	59,00	Vazão 95% ($Q_{95\%}$)	31,00
Vazão 70% ($Q_{90\%}$)	54,00	Vazão mínima de 7 dias ($Q_{7,10}$)	19,87
Vazão 75% ($Q_{95\%}$)	50,00	Vazão remanescente	13,91

Fonte: do Autor

6.3.2. Queda Bruta

Foi utilizado o software Google Earth®, desenvolvido pela empresa Google para a criação do gráfico do perfil longitudinal. O Google Earth baseia-se na técnica do perfil de elevação do terreno com o objetivo de auxiliar as análises morfométricas (medida das formas físicas e dos fenômenos terrestres) do relevo e sua interpretação. Nele, o relevo é representado através de dados de topografia oriundos de imagens SRTM (*Shuttle Radar Topography Mission*) (LIMA, 2012).

O curso foi traçado obedecendo todas as curvas do leito do rio, para isso foi necessário aproximar a visualização para um ponto de visão entre 1000 e 2500 metros de altitude do solo e está na escala de 1:100.000. Pode-se observar que ao longo do trecho do rio ele apresenta declividades, não muito grandes, mas que podem ser tornar pontos de quedas naturais. Como pode ser visto na Figura. 6.3, existem deformações ao longo do trecho. Essas deformações são geradas em função da variação dos dados de altitude retirados das imagens do Google Earth (KOMINECKI; LIMA, 2012).

Figura 6.3 – Perfil Longitudinal do rio Tijuco, município de Ituiutaba-MG.



Fonte: do Autor

Os dados de altitude e distância gerados pelo Google Earth foram exportados para o *OpenOffice Calc* para desenvolver a suavização. A suavização foi concebida através da opção "adicionar linha de tendência", do tipo "média móvel", período 5 e ajustada para os 140 pontos. Com isso, obteve-se a curva do perfil ajustada com os dados de comprimento e altitude para cada trecho. Figura 6.4 representa o perfil longitudinal após processar os dados da suavização.

Figura 6.4 – Suavização do perfil longitudinal do Rio Tijuco



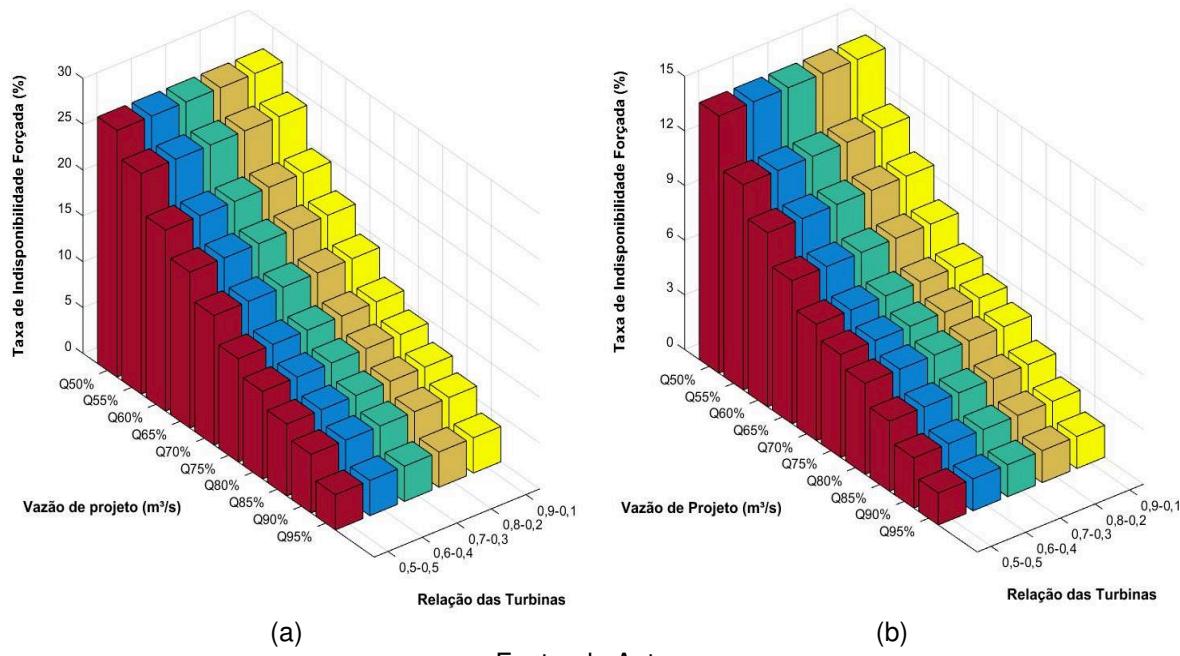
Fonte: do Autor

A obtenção de dados para levantamento de perfis longitudinais de rios é geralmente feita em cartas topográficas. Porém, a utilização do Google Earth para a criação do perfil longitudinal retrata a mesma morfologia dos perfis gerados pelas cartas topográficas (KOMINECKI; LIMA, 2012). O local de estudo se encontra entre os quilômetros 15 e 20, iniciando em uma cota de 497m e terminando na cota 487m (1,31 Km). Assim, do ponto de vista hidroenergético, há um desnível de 10 metros, assumindo esse valor para a queda bruta.

6.3.3. Panoramas de Cálculo

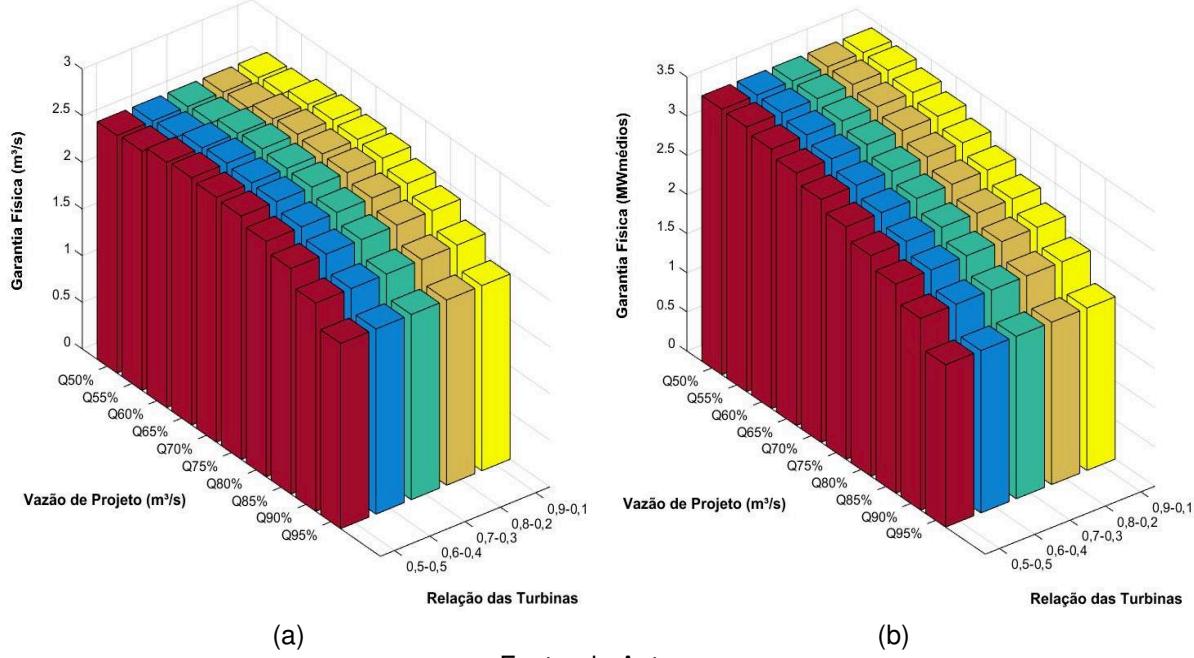
Os algoritmos dos panoramas da seção 4.6.2 foram desenvolvidos e implementados no Octave®, *software* científico e gratuito. Inicialmente, foram calculadas as taxas de indisponibilidade forçada (*TEIF*) e as garantias físicas de projeto (*GFe*) para todas as 10 alternativas criadas para o panorama 1 (Apêndice B). Os resultados são apresentados nas Figuras 6.5 e 6.6.

Figura 6.5 – TEIF no panorama 1 para: (a) turbinas Francis, (b) turbinas Kaplan.



Fonte: do Autor

Figura 6.6 - GFe no panorama 1 para: (a) turbinas Francis, (b) turbinas Kaplan.



Fonte: do Autor

Conforme os resultados apresentados nas Figuras 6.5 e 6.6, é possível considerar os seguintes argumentos:

- avaliando a aplicação de diferentes tamanhos entre as turbinas para uma mesma vazão de projeto, observa-se que não há alterações nos valores das variáveis

técnicas analisadas (TEIF e GFe), independentemente do tipo de turbina aplicado na análise.

b) para a vazão de projeto $Q_{50\%}$, a $TEIF$ é igual a 26,92% para as alternativas com turbina Francis e 14,12% para as alternativas com turbina Kaplan. Já para a vazão $Q_{95\%}$, a $TEIF$ é igual a 4,21% para as alternativas com turbina Francis e 1,76% para as alternativas com turbina Kaplan. Observa-se que há um aumento na indisponibilidade forçada quando se aplica uma vazão de projeto maior. Isso acontece devido ao valor da vazão mínima determinada pelos limites operativos das turbinas que, com o aumento da vazão de projeto, aumenta o número de situações em que as turbinas atingem esses limites e, consequentemente, a usina deixa de operar;

c) como mencionado anteriormente, a turbina Kaplan apresenta um limite operacional maior que a turbina Francis. Por consequência, a $TEIF$ é menor quando a alternativa possui turbinas Kaplan. Entretanto, em todas as alternativas e vazões de projeto o valor da $TEIF$ ficou acima de 1,26%, valor estabelecido na Audiência Pública nº 68/2013 (Tabela 4.1);

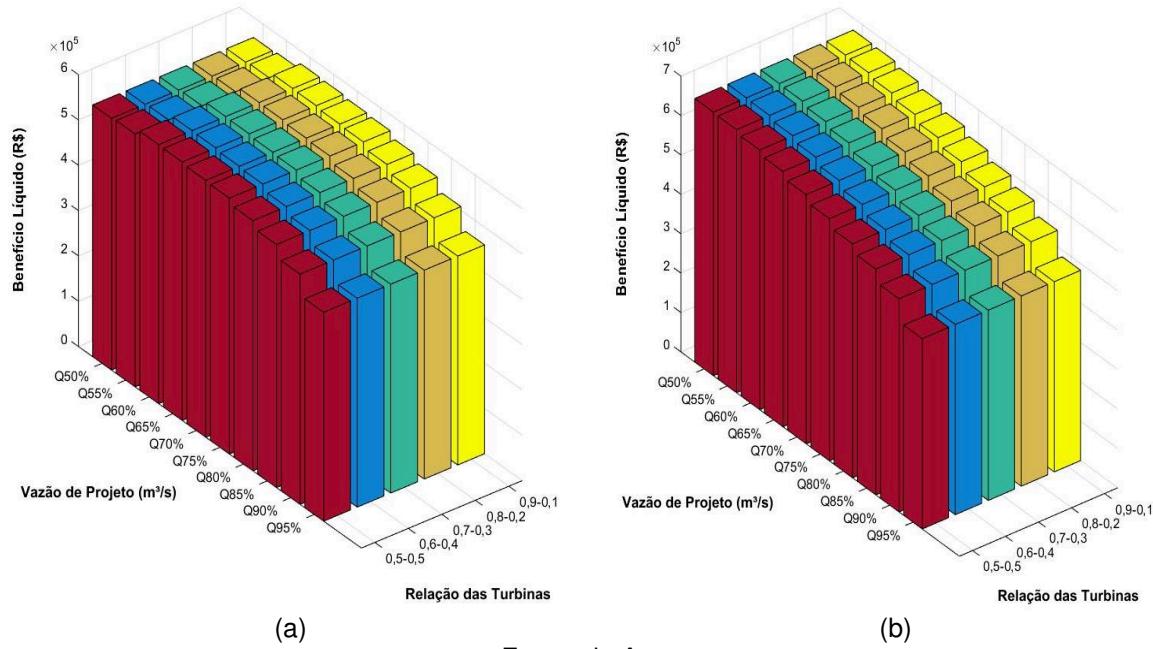
d) para as alternativas que utilizam turbinas Kaplan, o valor da garantia física é maior quando comparado ao valor da garantia física para as alternativas com turbinas Francis. O maior valor da GFe para as turbinas Francis foi de 2,65 MWmédios ($Q_{60\%}$). Para as alternativas com turbina Kaplan esse valor foi de 3,39 MWmédios ($Q_{50\%}$). Isso ocorre devido às curvas de rendimento e limites operacionais abordados nesta tese para a turbina Kaplan.

e) ainda sobre a garantia física das alternativas, observa-se, pela Figura 6.6, que o valor aumenta na medida que a vazão de projeto também aumenta. Contudo, a partir da vazão $Q_{60\%}$ para as alternativas com turbinas Francis ocorre uma diminuição da garantia física. Esse fato não é observado nas alternativas com turbinas Kaplan para o intervalo de vazões estudado nesta tese.

De forma a seguir na avaliação de cada alternativa e compará-las entre si, foram realizadas análises da viabilidade técnico-econômicas para o panorama 1. Primeiramente, foram efetuados os cálculos para determinar os Benefícios Anuais (BA). Os valores das garantias físicas foram adotados para os contratos de venda de energia e, a partir deles, calculado a Energia Anual Contratada (EAC) pela PCH, admitido o valor de 219,00 R\$/MWh para a TVE , média da tarifa dos contratos de venda para as PCHs nos últimos leilões de energia.

Em seguida, foram definidos os Custos Anuais (*CA*). Para os cálculos dos *CA* foram necessários a determinação do Custo Unitário (*C_{UN}*) e os Custos de Operação e Manutenção (*C_{O&M}*). Para finalizar as análises técnico-econômicas, foi calculado o Benefício Líquido (*BL*) de cada alternativa (Apêndice B). O *BL* representa a relação efetiva entre a parte técnica e a parte econômica. A Figura 6.7 apresenta o gráfico dos resultados de *BL* para as 10 alternativas.

Figura 6.7 – *BL* no panorama 1 para: (a) turbinas Francis, (b) turbinas Kaplan.



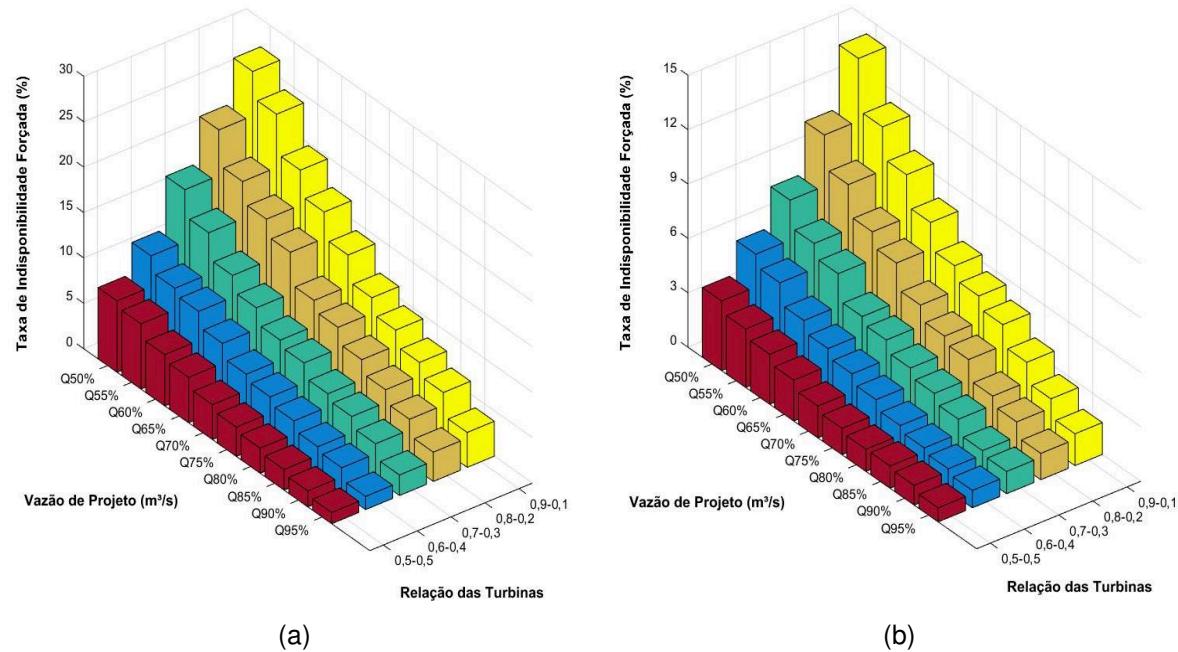
Fonte: do Autor

De acordo com os resultados apresentados das análises técnico-econômicas para o intervalo de vazões de projeto aplicado e das alternativas criadas, a relação entre o *BL* e a vazão de projeto para as alternativas com turbinas Kaplan é de um aumento dos ganhos com aumento da garantia física. Para as turbinas tipo Francis, essa relação deixa de acontecer a partir da vazão Q_{65%} dentro do estudo de caso desenvolvido nesta tese.

Observa-se no panorama 1 o fundamento do modelo de dimensionamento da capacidade baseado na divisão igualitária da potência instalada entre os grupos geradores apresentado na Tabela 4.2 (seção 4.5). A divisão da vazão afluente do rio conforme a proporcionalidade de projeto para as condições não nominais de operação (vazão afluente menor que vazão de projeto) e diferentes tamanhos das turbinas não apresentam alterações no projeto.

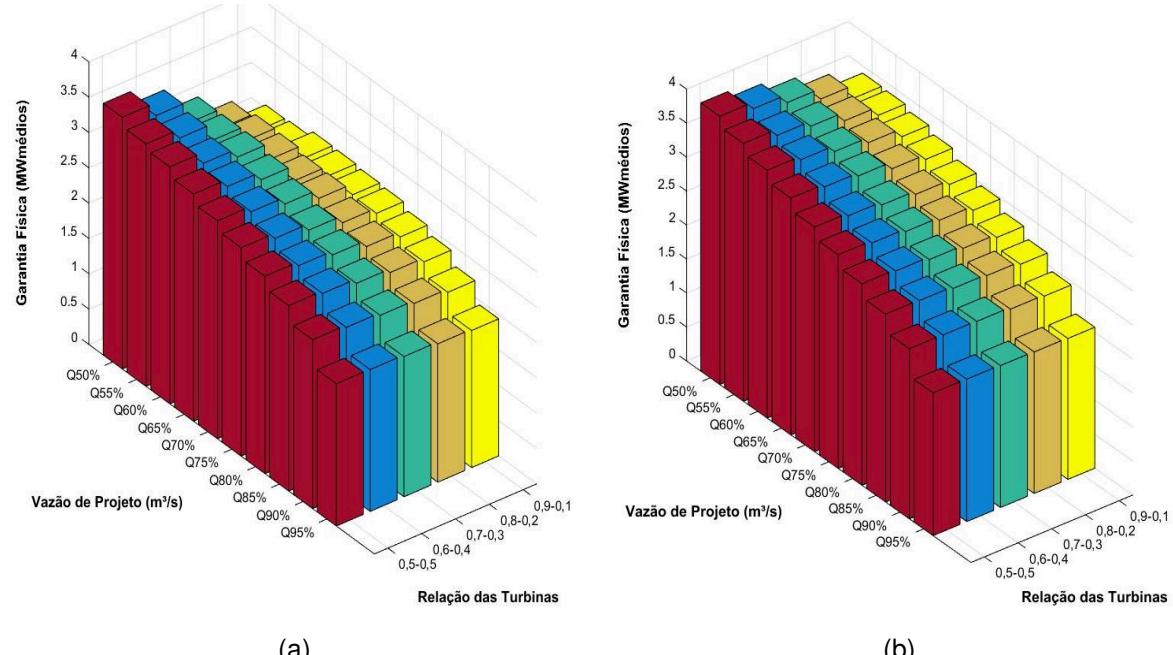
Dessa forma, para avaliar diferentes divisões da vazão afluente e o impacto na geração de energia e, portanto, no dimensionamento da potência instalada da PCH, foi desenvolvido o panorama 2. Os resultados das variáveis TEIF e GFe para o panorama 2 são apresentados nas Figuras 6.8 e 6.9 (Apêndice B).

Figura 6.8 – TEIF no panorama 2 para: (a) turbinas Francis, (b) turbinas Kaplan.



Fonte: do Autor

Figura 6.9 - GFe no panorama 2 para: (a) turbinas Francis, (b) turbinas Kaplan.



Fonte: do Autor

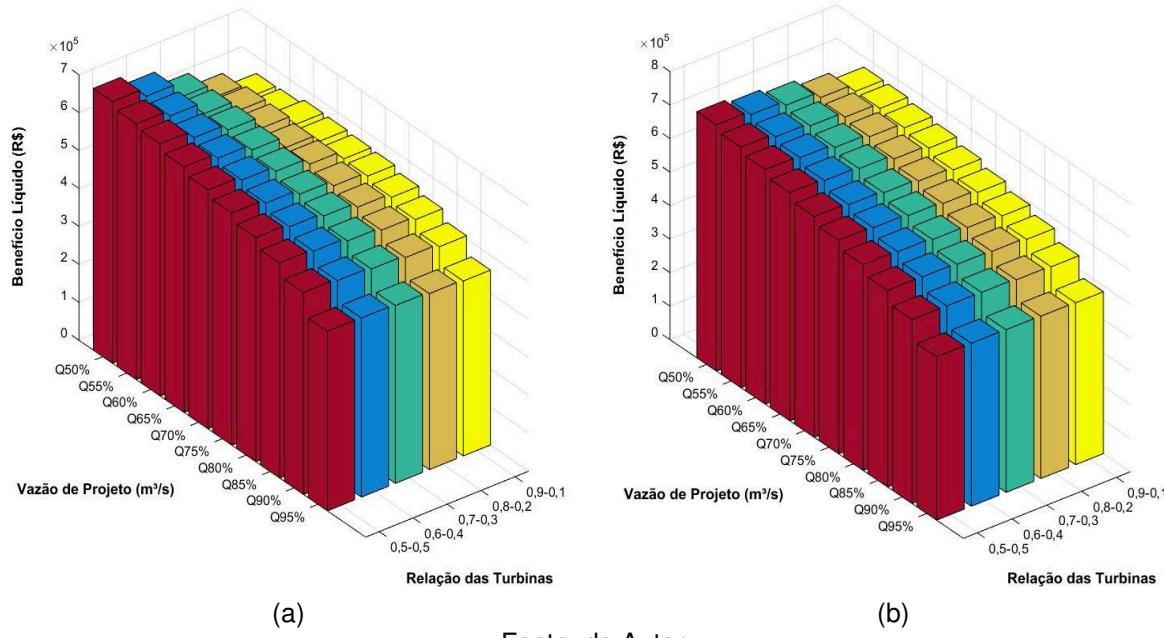
Os resultados das Figuras 6.8 e 6.9 sugerem que:

- a) não houve alterações para nenhuma das duas alternativas em que a proporcionalidade é 0,9 – 0,1 em comparação com os resultados dessas mesmas alternativas no panorama 1 (PCH 1 e 6). Como não há opções possíveis para variar a vazão afluente nessa configuração (Tabela 4.5 – seção 4.6.1), os valores se mantiveram constantes;
- b) para as demais alternativas, houve um aumento da garantia física. Como a proposta é buscar uma maior produção de energia de acordo as proporcionalidades possíveis para cada alternativa, para cada vazão afluente do rio em condições não nominais de operação foi possível distribuir a vazão de forma inteligente de forma a aumentar a geração de energia da usina;
- c) a disponibilidade de geração da usina aumenta com o panorama 2. A distribuição da vazão nesse panorama busca a maior produção e, dessa forma, para os valores de vazão afluente que na divisão proporcional de projeto nenhuma das turbinas poderia funcionar (energia produzida igual a zero), há uma realocação da vazão para somente uma turbina. Assim, além de buscar uma maneira de gerar energia, diminui a indisponibilidade forçada. Em função disso, observa-se que as *TEIF* das alternativas diminuíram;
- d) entre o intervalo das vazões $Q_{80\%}$ e $Q_{95\%}$ para turbinas Kaplan e para a vazão $Q_{95\%}$ para turbinas Francis, foi possível obter alternativas que o valor da *TEIF* é menor que o valor de 1,26% da Audiência Pública nº 68/2013. Isso demonstra que a distribuição de vazão permite enquadrar as alternativas nos valores estabelecidos pelos órgãos regulamentadores;
- e) mesmo com a atenuação da *TEIF* para as vazões superiores, ainda se mantém o conceito de não ser possível ampliar a disponibilidade aumentando a vazão de projeto;
- f) o fato observado no panorama 1 para as alternativas com turbinas Francis a partir da vazão $Q_{60\%}$ não aconteceu para essas mesmas alternativas no panorama 2. Para o intervalo de vazões analisados, observou que o aumento da garantia física está diretamente relacionado ao aumento da vazão de projeto no panorama 2.
- g) a configuração que melhor se adapta a distribuição inteligente da vazão, possui menor *TEIF* e produz mais energia é a proporcionalidade 0,5-0,5 ($R_T=1$). No

panorama 2 é compressível a aplicação nos projetos de PCH a divisão igualitária da capacidade instalada da usina entre os grupos geradores.

Para o panorama 2, as análises técnico-econômicas também foram realizadas. A Figura 6.10 apresenta um gráfico dos resultados de *BL* para as 10 alternativas para o panorama 2.

Figura 6. 10 – BL no panorama 2 para: (a) turbinas Francis, (b) turbinas Kaplan.



Fonte: do Autor

A metodologia proposta no panorama 2 possibilita o aumento do *BL* para as alternativas. Isso corrobora com a perspectiva de que a estimativa e o planejamento da operação de uma PCH nas fases iniciais de projeto são de grande importância para determinar a capacidade instalada da PCH.

Contudo, o planejamento energético não pode ser direcionado exclusivamente para a maximização dos lucros. Há outros objetivos que precisam ser considerados ao tomar a decisão. Nesta tese, a segurança e disponibilidade energética expressa através da variável *TEIF* também se configura como um importante fator para o processo de dimensionamento da capacidade instalada de uma PCH.

Os resultados das Figuras 6.8 e 6.10 demonstram um conflito em maximizar o *BL* e minimizar a *TEIF*, como apresentado na seção 3.3. Portanto, torna-se necessário para o dimensionamento ótimo da capacidade instalada da PCH a aplicação de técnica de otimização multiobjetivo que forneça a configuração ótima considerando as duas variáveis para o dimensionamento da PCH.

6.4. Otimização Multiobjetivo da Capacidade Instalada

O princípio básico que norteou o dimensionamento de uma hidrelétrica foi a busca por parâmetros que maximizem a diferença entre os benefícios e os custos do empreendimento, denominado benefício líquido. Contudo, conforme apresentado anteriormente, nos estudos de planejamento e estimativa de uma PCH torna-se importante o acréscimo de uma variável, no processo de tomada de decisão, que aponte sobre a segurança do fornecimento de energia para o Sistema Elétrico Brasileiro.

Este estudo de caso consiste na maximização do benefício líquido e na maximização da disponibilidade energética no dimensionamento da capacidade instalada de uma PCH via aplicação de dois algoritmos otimização multiobjetivo, NSGA II e MODE.

Para melhor compreensão da metodologia adotada nesta tese, alguns aspectos devem ser destacados:

- Os objetivos considerados são: maximizar o benefício líquido (R\$) e maximizar a disponibilidade energética (%);
- As variáveis de projeto são: vazão de projeto (Q_P) e relação entre as turbinas (R_T);
- Parâmetros NSGA II: 75 indivíduos na população inicial, 100 gerações, taxa de recombinação e taxa de mutação igual a 0,9 e 0,05, respectivamente;
- Parâmetros MODE: 75 indivíduos na população inicial, 100 gerações, taxa de perturbação e taxa de recombinação igual a 0,9, estratégia DE/rand/1/bin, taxa de redução e número de pseudo-curvas igual a 0,9 e 10, respectivamente.
- Critério de parada: número de gerações;
- Os resultados obtidos por meio dos algoritmos NSGA II e MODE são comparados entre si.

As funções objetivo são:

$$BL = BA - CA \quad (6.7)$$

$$DISP = 100 - TEIF \quad (6.8)$$

Onde:

BA é o benefício anual (R\$);

CA é o custo anual (R\$);

$TEIF$ é a taxa de indisponibilidade forçada.

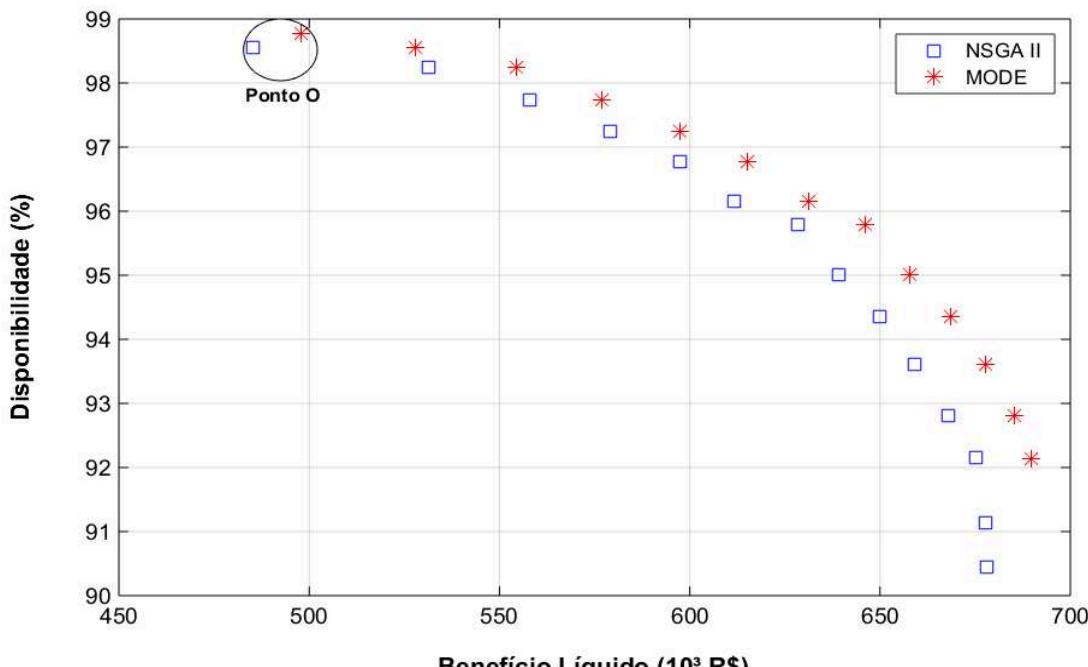
Para a estrutura da tese, não há restrições entre as variáveis de projeto. As restrições para os cálculos envolvidos dimensionamento da capacidade instalada, tais como vazão mínima operativa, vazão remanescente e limites operacionais, estão adaptados nos algoritmos desenvolvidos dentro de cada panorama (Seção 4.6.2). A Tabela 6.4 apresenta as variáveis de projeto, os parâmetros e os limites máximo e mínimo para maximizar o benefício líquido e maximizar a disponibilidade energética.

Tabela 6.4 – Variáveis, parâmetros e limites para o dimensionamento da capacidade da PCH

Variável	Parâmetro	Mínimo	Máximo
$X_{(1)}$	Q_P	30	75
$X_{(2)}$	R_T	1	9

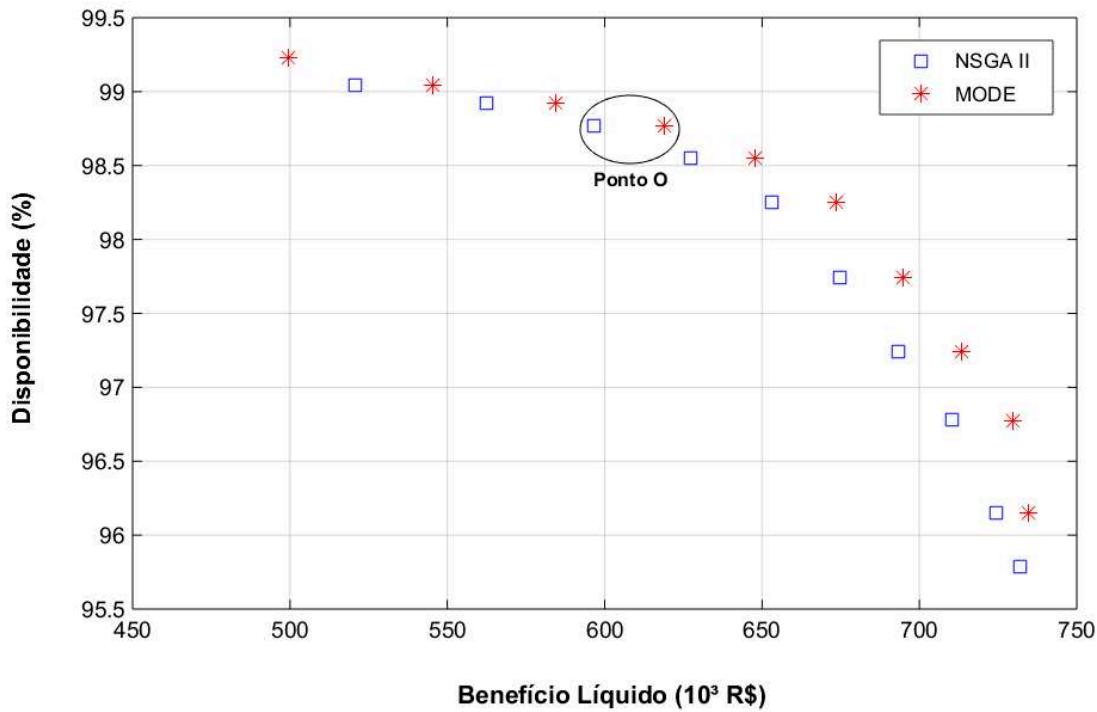
Após a execução dos algoritmos NSGA II e MODE, as curvas de Pareto com os melhores pontos ótimos são apresentadas nas Figuras 6.11 e 6.12.

Figura 6.11 – Resultados dos algoritmos NSGA II e MODE para turbinas Francis



Fonte: do Autor

Figura 6.12 – Resultados dos algoritmos NSGA II e MODE para turbinas Kaplan



Fonte: do Autor

Com relação às métricas de desempenho para a otimização multiobjetivo (Seção 3.2), os algoritmos NSGA II e MODE apresentaram boa divergência para o estudo de caso. Contudo, o algoritmo MODE apresentou melhor convergência que o algoritmo NSGA II.

Nas curvas de Pareto das Figuras 6.11 e 6.12, destacou-se o Ponto “O” para analisar os parâmetros ótimos do dimensionamento da capacidade instalada nos dois algoritmos. A escolha dos pontos nas curvas foi baseada nos seguintes critérios: atendimento ao valor da disponibilidade a partir de 98,74% (TEIF = 1,26%). A Tabela 6.5 apresenta os resultados dos Ponto ‘O’ para ambas alternativas. O tempo de execução do NSGA II e MODE foram de 13.621 s e 11.745 s, respectivamente.

Tabela 6.5 – Resultados dos parâmetros de dimensionamento da capacidade instalada

Parâmetros	Francis – Francis		Kaplan – Kaplan	
	NSGA II	MODE	NSGA II	MODE
Q_P (m³/s)	31,39	32,64	43,43	46,74
R_T	1,144	1	1,076	1
BL (R\$)	485,29	497,76	596,67	618,78
$DISP$ (%)	98,55	98,77	98,77	98,77

Fonte: do Autor

De acordo com os resultados apresentados pelas Figura 6.11 e 6.12 e pela Tabela 6.5 é possível considerar que:

- a) para a combinação de turbinas Francis-Francis, o algoritmo NSGA II não determinou uma solução ótima para uma disponibilidade maior que 98,74%. O maior valor encontrado foi de 98,55% (TEIF = 1,45%), valor acima estabelecido pela Audiência Pública nº 68/2013 (Seção 4.4).
- b) para a combinação de turbinas Kaplan-Kaplan, os dois algoritmos determinaram soluções ótimas para disponibilidade acima de 98,74%. Em ambos, o valor do ponto O é igual a 98,77%.
- c) o algoritmo NSGA II determinou que as turbinas devem ter tamanhos diferentes. Para Francis-Francis, a relação entre as turbinas foi de 1,144, sendo 0,534 e 0,466 para as turbinas 1 e 2 respectivamente. Para a combinação Kaplan-Kaplan, a relação entre as turbinas foi de 1,076, sendo 0,518 e 0,482 para as turbinas 1 e 2 respectivamente.
- d) o algoritmo MODE determinou que, em ambas combinações, a relação de tamanho entre as turbinas deve ser igual a 1. Ou seja, as turbinas devem possuir a mesma potência instalada.
- e) como já apresentado anteriormente, o algoritmo MODE possui melhor convergência para o estudo de caso. Assim, ele obteve melhores resultados para as funções objetivas analisadas.
- f) os resultados do MODE corroboram com as análises e argumentos apresentados na seção 6.3 em que a divisão da potência do local de forma igualitária entre as turbinas se apresenta como uma opção melhor aos projetos de PCH, garantindo um maior benefício líquido e uma maior disponibilidade energética.

Diante deste cenário e dos resultados apresentados, o algoritmo MODE foi escolhido para dimensionar a capacidade instalada da PCH para o local de estudo e aplicação da metodologia. As Tabelas 6.6 e 6.7 apresentam os parâmetros de dimensionamento para as combinações Francis-Francis e Kaplan-Kaplan, respectivamente.

Tabela 6.6 – Parâmetro de dimensionamento combinação Francis-Francis

FICHA RESUMO – ESTUDO DA CAPACIDADE INSTALADA											
LOCALIZAÇÃO											
Município	Ituiutaba			Bacia			Paraná				
Estado	Minas Gerais			Sub-bacia			Paranaíba				
Rio	Tijuco										
HIDROMETEOROLOGIA											
Estação Fluviométrica	Ituiutaba			Área (km ²)			6.154,00				
Código	60845000			Série Histórica			1975-2018				
Vazões Médias Mensais (m³/s)											
Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez
168,86	161,84	151,05	117,16	81,52	68,35	55,70	47,08	45,34	57,23	84,65	130,31
Permanência de Vazões Diárias (m³/s)											
5%	10%	15%	20%	25%	30%	35%	40%	45%	50%		
232	185	158	139	121	108	98	88	81	75		
55%	60%	65%	70%	75%	80%	85%	90%	95%	100%		
69	63	59	54	50	46	42	37	31	4		
DIMENSIONAMENTO ÓTIMO											
Garantia Física (MWmédios)	2,166			Potência Instalada (MW)			3,610				
Vazão de Projeto (m ³ /s)	32,64			Tipo de Turbina			Francis				
Queda de Projeto (m)	10			Quantidade			2				
Perdas Hidráulicas (m)	0,3			Potência Nominal Unitária (MW)			1,805				
Indisponibilidade Programada (%)	3,73			Vazão Nominal Unitária (m ³ /s)			16,32				
Indisponibilidade Forçada (%)	1,23			Limite Mínimo Operativo (%)			50				
Perdas Elétricas (%)	1,55			Vazão Mínima Operativa (m ³ /s)			8,16				
Consumo Interno (%)	0,30			Rendimento Máximo Turbina (%)			87,2				
Rendimento Gerador (%)	97			Rendimento Mínimo Turbina (%)			78,4				
Fator de Capacidade	0,6										
Benefício Anual (R\$)	4.155.840,21										
Energia Anual Contratada (GWh)	18,976						Benefício Líquido (R\$)				
Custo Anual (R\$)	3.658.075,33										
Custo Unitário (R\$/kW)	8.284,51						497.764,88				
Co&M	747.766,83										

Fonte: do Autor

Tabela 6.7 - Parâmetro de dimensionamento Kaplan-Kaplan

FICHA RESUMO – ESTUDO DA CAPACIDADE INSTALADA											
LOCALIZAÇÃO											
Município	Ituiutaba			Bacia			Paraná				
Estado	Minas Gerais			Sub-bacia			Paranaíba				
Rio	Tijuco										
HIDROMETEOROLOGIA											
Estação Fluviométrica	Ituiutaba			Área (km ²)			6.154,00				
Código	60845000			Série Histórica			1975-2018				
Vazões Médias Mensais (m³/s)											
Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez
168,86	161,84	151,05	117,16	81,52	68,35	55,70	47,08	45,34	57,23	84,65	130,31
Permanência de Vazões Diárias (m³/s)											
5%	10%	15%	20%	25%	30%	35%	40%	45%	50%		
232	185	158	139	121	108	98	88	81	75		
55%	60%	65%	70%	75%	80%	85%	90%	95%	100%		
69	63	59	54	50	46	42	37	31	4		
DIMENSIONAMENTO ÓTIMO											
Garantia Física (MWmédios)	3,00			Potência Instalada (MW)			5,00				
Vazão de Projeto (m ³ /s)	46,74			Tipo de Turbina			Kaplan				
Queda de Projeto (m)	10			Quantidade			2				
Perdas Hidráulicas (m)	0,3			Potência Nominal Unitária (MW)			2,50				
Indisponibilidade Programada (%)	3,73			Vazão Nominal Unitária (m ³ /s)			23,37				
Indisponibilidade Forçada (%)	1,23			Limite Mínimo Operativo (%)			35				
Perdas Elétricas (%)	1,55			Vazão Mínima Operativa (m ³ /s)			8,18				
Consumo Interno (%)	0,30			Rendimento Máximo Turbina (%)			90,0				
Rendimento Gerador (%)	97			Rendimento Mínimo Turbina (%)			83,2				
Fator de Capacidade	0,6										
Benefício Anual (R\$)	5.755.873,28										
Energia Anual Contratada (GWh)	26,282			Benefício Líquido (R\$)							
Custo Anual (R\$)	5.137.085,25										
Custo Unitário (R\$/kW)	8.399,98			618.788,25							
Co&M	1.050.099,14										

Fonte: do Autor

6.5. Avaliação de Cenários de Desempenho

O CEPEL desenvolve modelos computacionais visando o planejamento e a operação eletro-energética. Um desses modelos é o SPEC (Sistema para Estudos de Prevenção de Cheias). Este sistema possui cinco módulos, sendo um deles para a geração de séries sintéticas de vazões diárias por meio do método Diana. O CEPEL disponibiliza versões acadêmicas dos seus modelos computacionais através de contratos com instituições de ensino (CEPEL, 2019).

Foi aplicado o método Diana por meio do *software* Cheias, de propriedade do CEPEL, para a geração de série sintética de vazões diárias para a estação fluviométrica Ituiutaba, escolhida para a realização desse estudo de caso.

Para o modelo de simulação diária, foram simuladas 4 séries de 44 anos (o tamanho da série histórica), ou seja, 176 anos de valores de vazões diárias, num total de 64.240 valores de vazão. A Tabela 6.8 apresenta os resultados do modelo Diana gerados para a vazão máxima, mínima, média, desvio-padrão e os coeficientes de assimetria e curtose para as vazões diárias, comparados com os resultados do histórico.

Tabela 6.8 - Dados estatísticos da série histórica e da série sintética

	Série Histórica (44 anos)	Série Sintética (176 anos)
Vazão máxima (m ³ /s)	928,00	941,30
Vazão mínima (m ³ /s)	4,00	3,53
Vazão média (m ³ /s)	97,09	97,14
Desvio Padrão (m ³ /s)	71,89	66,82
Coeficiente de assimetria	2,38	2,01
Coeficiente de curtose	9,34	6,54

De acordo com os resultados apresentados na Tabela 6.8, os dados estatísticos máxima, mínima e média da série sintética possui similaridade com a série histórica; desvio padrão e os coeficientes de assimetria e curtose um pouco menor que o esperado. Assim, os resultados são satisfatórios e corresponde ao propósito do estudo que é de avaliar cenários de desempenho baseados ao modelo estocástico da série histórica.

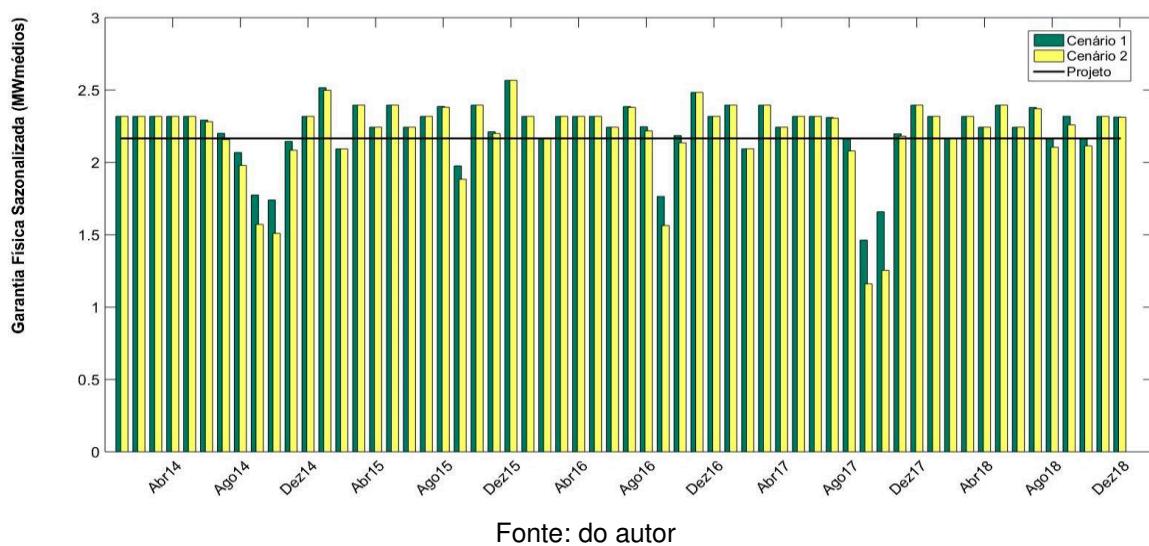
Para realizar a avaliação descrita na seção 5.3, os últimos 5 anos de cada série simulada foram utilizados para avaliar o desempenho da PCH e, assim, criados 4 cenários de desempenho. Os dados estatísticos para os 5 últimos anos de cada série simulada e os 5 últimos anos da série histórica (2014-2018) são apresentados na Tabela 6.9.

Tabela 6.9 – Dados estatísticos para os 5 últimos anos da série histórica e das séries simuladas

	Série Histórica	Cenário 1	Cenário 2	Cenário 3	Cenário 4
Vazão máxima (m ³ /s)	928,00	750,07	626,46	643,09	645,24
Vazão mínima (m ³ /s)	4,00	13,55	3,53	14,52	5,27
Vazão média (m ³ /s)	65,80	66,69	66,31	66,67	66,15
Desvio Padrão (m ³ /s)	59,08	54,07	53,80	52,63	53,40
Coeficiente de assimetria	4,85	3,84	3,39	3,41	3,42
Coeficiente de curtose	42,93	27,46	19,75	21,01	20,69

Os resultados dos cálculos das garantias físicas sazonais para cada cenário e para cada combinação de vazão são apresentados entre as Figuras 6.13 e 6.16.

Figura 6.13 – Cenários de desempenho 1 e 2 para configuração Francis-Francis



Fonte: do autor

Figura 6. 14 – Cenários de desempenho 3 e 4 para configuração Francis-Francis

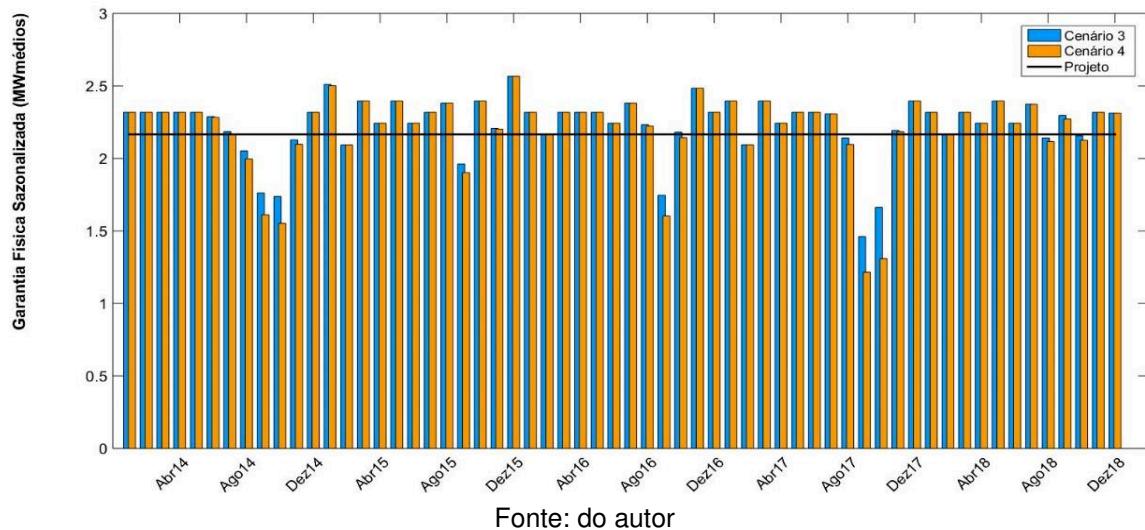


Figura 6. 15 – Cenários de desempenho 1 e 2 para configuração Kaplan-Kaplan

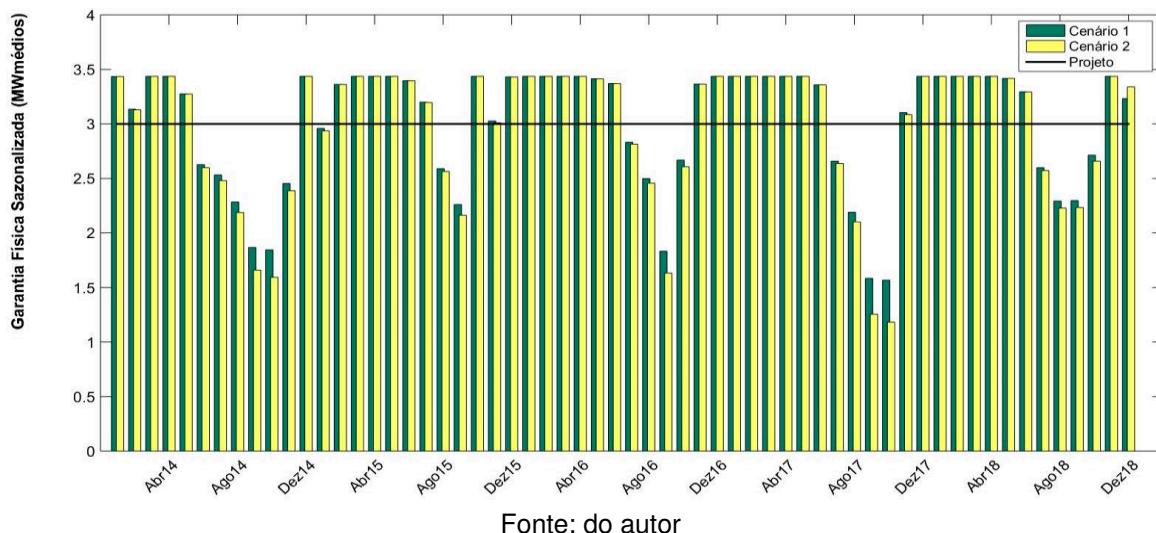
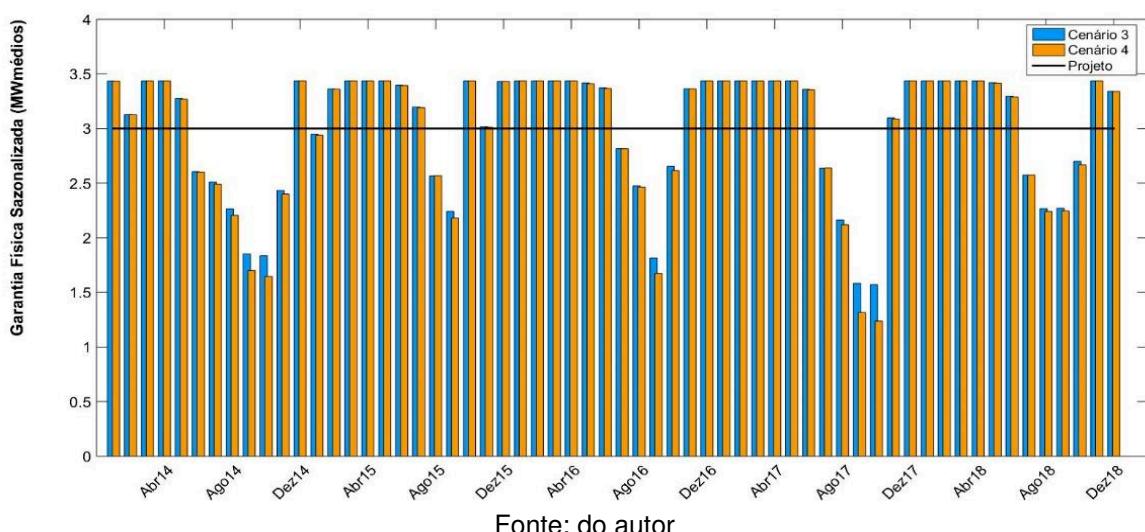


Figura 6. 16 – Cenários de desempenho 3 e 4 para configuração Kaplan-Kaplan



De acordo com os resultados apresentados nas figuras acima, é possível considerar os seguintes argumentos:

- a) os cenários criados a partir do período de análise demonstram que há uma baixa da vazão afluente e, consequentemente, uma queda na geração. Observa-se esse fato tanto para a combinação Francis-Francis quanto Kaplan-Kaplan. Para a combinação Francis-Francis é menos perceptível devido ao fato de o valor da garantia física ser menor que da combinação Kaplan-Kaplan (2,166 e 3,000, respectivamente).
- b) comparando a sazonalização da garantia física com o valor estabelecido em projeto, observa-se que a configuração das variáveis técnicas para a PCH com turbinas Francis tornou a usina menos sensível ao período seco do sistema elétrico (maio a novembro). Com isso, a central necessitaria que em apenas alguns meses o MRE complementasse sua geração para garantir o valor estabelecido em contrato (projeto).
- c) para a combinação Kaplan-Kaplan, a sazonalidade acarretou uma queda maior na geração para o período seco e, assim, necessitando de uma maior complementação de sua geração por parte do MRE para esses meses. Isso porque, como já apresentado, no estudo com toda a série histórica, a garantia física estabelecida no projeto da PCH com turbinas Kaplan foi maior, tornando-a mais vulnerável para cenários como esse do período analisado.
- d) essa avaliação de desempenho não substitui a análise realizada com toda a série histórica, nem tampouco está com o propósito de tomada de decisão. O intuito é destacar a importância do MRE para os empreendimentos de sua natureza e, também, verificar o comportamento da PCH para os últimos anos que antecedem uma possível entrada em operação da central.
- e) a análise dos cenários de desempenho da PCH em ambas combinações de turbinas representa um fator de importância para a participação da usina no MRE e o quanto esse mecanismo ajuda a equilibrar a geração das hidrelétricas em períodos de baixa afluência.

As Tabelas 6.10 e 6.11 apresentam o Benefício Energético, tanto em MWh quanto em R\$. Para calcular o benefício na forma econômica foi utilizado os valores da tarifa TEO para os anos entre 2014 e 2018 (Figura 2.13, seção 2.4.4). Os

resultados apresentados demonstram em números a importância da participação no MRE.

Tabela 6. 10 – Benefício energético para a configuração Francis-Francis a partir dos cenários de desempenho

Ano	Benefício Energético				R\$			
	MWh				R\$			
	Cenário 1	Cenário 2	Cenário 3	Cenário 4	Cenário 1	Cenário 2	Cenário 3	Cenário 4
2014	97,10	-372,11	45,97	-281,02	1.023,40	-3.922,07	483,86	-2961,94
2015	1.308,28	1.214,06	1.286,12	1.233,06	14.718,21	13.658,12	14.468,86	13.871,88
2016	795,41	587,23	765,76	626,91	9.799,39	7.234,68	9.434,14	7.723,54
2017	-13,50	-609,17	-33,64	-513,63	-156,36	-7.054,21	-389,54	-5.947,80
2018	994,06	862,51	949,55	889,69	11.799,43	10.238,01	11.271,15	10.560,63
Total	3.181,34	1.682,51	3.013,70	1.955,01	37.184,09	20.154,53	35.268,46	23.246,31

Tabela 6. 11 – Benefício energético para a configuração Kaplan-Kaplan a partir dos cenários de desempenho

Ano	Benefício Energético				R\$			
	MWh				R\$			
	Cenário 1	Cenário 2	Cenário 3	Cenário 4	Cenário 1	Cenário 2	Cenário 3	Cenário 4
2014	-1.631,83	-2.152,56	-1.715,26	-2.056,81	-17.199,5	-22.688,0	-18.078,8	-21.678,8
2015	1.439,99	1.317,52	1.390,92	1.329,19	16.199,88	14.822,12	15.647,81	14.953,41
2016	838,15	602,51	787,819	637,48	10.325,98	7.422,97	9.705,931	7.853,74
2017	-700,04	-1.318,59	-739,55	-1.219,67	-8.106,42	-15.269,2	-8.563,99	-14.123,7
2018	726,38	649,67	740,73	673,27	8.622,13	7.711,62	8.792,52	7.991,72
Total	672,65	-901,44	464,67	-636,53	9.842,05	-8.000,51	7.503,49	-5.003,66

6.6. Conclusão

Neste Capítulo 6, foram apresentados os resultados finais deste projeto. Alguns resultados como a análise de panoramas de cálculo para a estimativa e planejamento da capacidade instalada de uma PCH juntamente com os algoritmos de otimização multiobjetivo, NSGA II e MODE, para dimensionar as características técnicas e econômicas da central foram satisfatórios com o propósito da tese. Os resultados sugerem uma abordagem interessante para o dimensionamento de uma PCH. O próximo capítulo apresenta as principais investigações ao longo da tese e sugere alguns trabalhos futuros.

Conclusões

As Pequenas Centrais Hidrelétricas se apresentam como uma alternativa à matriz elétrica brasileira tanto pelo seu potencial a ser explorado no país quanto por ser uma fonte geradora de energia renovável, distribuída e não intermitente. A pesquisa para determinar a capacidade ótima de instalação de uma pequena central pode colaborar com o desenvolvimento de novos projetos que sejam lucrativos, contínuos e confiáveis e configurou o tema desta tese.

Nesta tese, o cálculo da capacidade instalada de uma PCH está dividido em três partes. O modelo apresentado foi aplicado por meio de um estudo de caso para a bacia hidrográfica do Rio Tijuco, localizado na cidade de Ituiutaba, Minas Gerais.

A primeira estabelece panoramas de cálculo para estimar e planejar a garantia física através da relação da sazonalidade existente no sistema elétrico brasileiro, operação de turbinas operando em paralelo, proporcionalidade na distribuição da vazão de projeto e vazão afluente. A metodologia proposta no panorama 2 possibilitou o aumento do benefício líquido para as alternativas criadas, demonstrou a razão da divisão igualitária da capacidade instalada da usina entre os grupos geradores e ampliou a estimativa e o planejamento da operação de uma PCH nas fases iniciais de projeto.

Na segunda parte, é acrescentado ao panorama com melhor desempenho na primeira parte a técnica de otimização multiobjetivo para dimensionar a configuração ótima da PCH. Para tal, foram utilizados algoritmos de otimização multiobjetivo NSGA II e Evolução Diferencial para avaliar a relação técnica-econômica da maximização do benefício líquido e da maximização da disponibilidade energética. Os resultados apontam que ambas as funções são conflitantes e o algoritmo de Evolução Diferencial apresenta uma melhor convergência para a abordagem estudada.

Na última parte, foi proposto avaliar as configurações ótimas através de cenários de desempenho gerados a partir de séries sintética de vazões e o comportamento dos parâmetros técnicos no Mecanismo de Realocação de Energia.

Os resultados descrevem cenários favoráveis, com a venda da energia secundária dentro do mecanismo, e, em outros casos, a importância de participar do MRE para cenários onde há uma baixa acentuada das vazões afluentes para o período seco do SEB.

A aplicação das abordagens estabelecidas para o dimensionamento da capacidade instalada de uma PCH nessa tese demonstra que, durante a fase de projeto, o planejamento e desempenho energético da central precisa da conformidade entre o benefício econômico e a disponibilidade de geração.

7.1. Trabalhos Futuros

São citados alguns trabalhos para desenvolvimento futuro:

- Verificar e comparar os resultados com a aplicação de diferentes anos (15, 30, 45, 60 anos) para a série histórica de vazão, mediante disponibilidade de dados;
- Evolução do modelo proposto para aplicação no dimensionamento integrado da capacidade instalada de mais de uma PCH para o mesmo rio (em cascata);
- Considerar diferentes tipos e tamanhos de turbinas no dimensionamento da PCH por meio de análises hidroenergéticas e da viabilidade civil para a instalação das mesmas;
- Modificar os panoramas de cálculo a fim de introduzir já na fase de dimensionamento as paradas programadas de forma a reduzir a indisponibilidade, tanto forçada quanto programada;
- Acrescentar ao modelo multiobjetivo uma função objetivo direcionada ao aspecto ambiental, tal como emissão e crédito de carbono;

Referências

ANA - AGÊNCIA NACIONAL DE ÁGUAS. **Inventário das estações fluviométricas.** 2^a ed. Brasília: ANA. 2009.

ANEEL - AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. Resolução nº 395, de 04 de dezembro de 1998. Estabelece procedimentos para registro, elaboração, aceite, análise, seleção e aprovação de projeto básico e para autorização de aproveitamento de potencial de energia hidráulica com características de Pequena Central Hidrelétrica – PCH. **Diário Oficial da União**, Brasília, DF, 1998, n.234, Seção 1, p. 45.

ANEEL - AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. Resolução nº 343, de 09 de dezembro de 2008. Estabelece procedimentos para registro, elaboração, aceite, análise, seleção e aprovação de projeto básico e para autorização de aproveitamento de potencial de energia hidráulica com características de Pequena Central Hidrelétrica – PCH. **Diário Oficial da União**, Brasília, DF, 2008, n.248, Seção 1, p. 307.

ANEEL - AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Nota Técnica nº 63, de 29 de agosto de 2012.** Audiência Pública para definição de parâmetros regulatórios associados à aprovação de projetos básicos de usinas hidrelétricas não despachadas centralizadamente. Disponível em: <http://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/audiencia>. Acesso em: 05 ago. 2018.

ANEEL - AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Nota Técnica nº 68, de 6 de setembro de 2013.** Análise das contribuições da AP 068/2012, referente à definição de parâmetros regulatórios associados à aprovação de projetos básicos de usinas hidrelétricas não despachadas centralizadamente. Disponível em: <http://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/audiencia>. Acesso em: 05 ago. 2018.

ANEEL - AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. Resolução nº 673, de 04 de agosto de 2015. Estabelece os requisitos e procedimentos para a obtenção de outorga de autorização para exploração de aproveitamento de potencial hidráulico com características de Pequena Central Hidrelétrica – PCH. **Diário Oficial da União**, Brasília, DF, 2015, n.166, Seção 1, p. 118.

ANEEL - AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Banco de Informação da Geração: BIG.** Disponível em: <www.aneel.gov.br>. Acesso em: 08 ago. 2019a.

ANEEL - AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Indicadores**. Disponível em: <www.aneel.gov.br>. Acesso em: 08 ago. 2019b.

ANEEL - AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Audiências Públicas**. Disponível em: <www.aneel.gov.br>. Acesso em: 08 ago. 2019c.

ANAGNOSTOPOULOS, John S.; PAPANTONIS, Dimitris E. Optimal sizing of a run-of river small hydropower plant. **Energy Conversion & Management**, 2007, v.48, p. 2663-2670. ISSN 0196-8904. Disponível em: <https://doi.org/10.1016/j.enconman.2007.04.016>. Acesso em: 03 set. 2019

ANDRITZ. **Turbines**. Disponível em: <<http://www.andritz.com>>. Acesso em: 18 out. 2018.

ARAÚJO, Rafael José Teixeira. **Modelagem e otimização na geração hidrelétrica de energia**: uma abordagem com emprego de sistemas inteligentes. 2010. Dissertação (Mestrado em Modelagem Matemática e Computacional) – Centro Federal de Educação Tecnológica de Minas Gerais, Belo Horizonte, 2010.

ABRAPCH - ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE PCH'S E CGH'S. **Associações estão insatisfeitas com leilão A-6**. Disponível em: <http://www.abrapch.org.br/Noticias/3527/associacoes-estao-insatisfeitas-com-o-leilao-a-6>. Acesso em: 25 out. 2018.

ÁVILA, Rodrigo Morais Rosas. **Otimização da operação voltada ao negócio de usinas eólicas e PCH**. 2013. Dissertação (Mestrado em Engenharia de Recursos Hídricos e Ambiental) – Universidade Federal do Paraná, Curitiba, 2013.

BAÑOS, R.; AGUGLIARO, F. M.; MONTOYA, F.G.; GIL, C.; ALCAYDE, A.; GÓMEZ, J. Optimization methods applied to renewable and sustainable energy: a review. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, 2011, v.15, p. 1753-1766. ISSN 1364-0321. Disponível em: <https://doi.org/10.1016/j.rser.2010.12.008>. Acesso em: 03 set. 2019.

BASTOS, Guilherme Sousa. **Otimização da operação de centrais hidrelétricas pela distribuição inteligente de carga entre máquinas**. 2004. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) – Universidade Federal de Itajubá, Itajubá, 2004.

BRASIL. Lei nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996. Institui a Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL, disciplina o regime das concessões de serviços públicos de energia elétrica e dá outras providências. **Diário Oficial da União**, Brasília, DF, 27 dez. 1996. Seção 1, p. 28653.

BRASIL. Decreto nº 5.163 de 30 de julho de 2004. Regulamenta a comercialização de energia elétrica, o processo de outorga de concessões e de autorizações de geração de energia elétrica, e dá outras providências. **Diário Oficial da União**, Brasília, DF, 30 jul. 2004. Seção 1, p. 1.

CACHAPUZ, Paulo Brandi de Barros. **Usinas da Cemig: 1952-2005**. Rio de Janeiro: Centro de Memória da Eletricidade do Brasil, 2006.

CAMARGO, Gilberto de Menezes. **Controle da pressão seletiva em algoritmo genético aplicado a otimização de demanda em infraestrutura aeronáutica**. 2006. Dissertação (Mestrado em Engenharia de Computação e Sistemas Digitais) – Universidade de São Paulo, São Paulo, 2006.

CARDOSO, Rafael Balbino; ALMEIDA, Ronaldo Pereira; NOGUEIRA, Luiz Augusto Horta. Uma avaliação do método expedito para determinação da vazão de projeto em pequenas centrais hidrelétricas. **PCH Notícias & SHP News**, 2007, v.33, p.10-14. ISSN 2359-6147.

CARNEIRO, Daniel; COLI, Adriana; DIAS, Fábio. **Pequenas Centrais Hidrelétricas: aspectos jurídicos, técnicos e comerciais**. 2 ed. Rio de Janeiro: Synergia, 2017.

CCEE - CÂMARA DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA. **Regras de Comercialização - Contratos**. Disponível em: <<https://www.ccee.org.br>>. Acesso em: 22 out. 2018a.

CCEE - CÂMARA DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA. **Regras de Comercialização - Penalidades de Energia**. Disponível em: <<https://www.ccee.org.br>>. Acesso em: 22 out. 2018b.

CCEE - CÂMARA DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA. **Regras de Comercialização - Mecanismo de Realocação de Energia**. Disponível em: <<https://www.ccee.org.br>>. Acesso em: 22 out. 2018c.

CCEE - CÂMARA DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA. **Preços - Histórico de Preços**. Disponível em: <<https://www.ccee.org.br>>. Acesso em: 06 ago. 2019a.

CCEE - CÂMARA DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA. **Leilões de Energia**. Disponível em: <<https://www.ccee.org.br>>. Acesso em: 08 ago. 2019b.

CEPEL – CENTRO DE PESQUISA DE ENERGIA ELÉTRICA. Manual de Metodologia do sistema SPEC – versão acadêmica. 2019.

CEPEL – CENTRO DE PESQUISA DE ENERGIA ELÉTRICA. Modelagem estocástica de vazões naturais – representação de variáveis de tempo e clima. Disponível em: <http://www.epe.gov.br/sites-pt/sala-de-imprensa/noticias/Documents/Noticias-2017-11-17/2dia05%20-%20CEPEL.pdf>. Acesso em: 03 out. 2019.

COLONE, Juan Pereira. **Uso de dados de precipitação em modelos de previsão de vazões diárias utilizados no planejamento da operação do Sistema Interligado Nacional.** 2016. Dissertação (Mestrado em Engenharia Civil) – Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2016.

COSTA, Fernanda da Serra; DAMÁZIO, Jorge Machado; SOUZA, Márcio Denício da Silva de. Previsão de vazões diárias na programação eletro-energética do Sistema Interligado Brasileiro. In: Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica, 18., 2005, Curitiba. **Anais** [...]. Curitiba: SNPTEE, 2005.

COSTA, Thais Faria; SANTOS, Ivan Felipe Silva dos; MENSAH, Johnson Herlich Roslee. Algoritmo para o cálculo da potência ótima e do máximo benefício líquido de Pequenas Centrais Hidrelétricas: Desenvolvimento e aplicação usando o software Scilab. In: Seminário de Meio Ambiente e Energias Renováveis, 13., 2018, Itajubá. **Anais** [...]. Itajubá: SEMEAR, 2018.

DEB, Kalyanmoy. **Multi-Objective Optimization using Evolutionary Algorithms.** [S.I.]: John Wiley & Sons, Inc, 2001.

DEB, Kalyanmoy; AGRAWAL, Samir; PRATAP, Amrit; MEYARIVAN, T. A fast elitist non-dominated sorting genetic algorithm for multi-objective optimization: NSGA-II. **Springer Berlin Heidelberg**, 2000, v.1917, p.849-858. Disponível em: https://doi.org/10.1007/3-540-45356-3_83. Acesso em: 03 set. 2019.

DETZEL, Daniel Henrique Marco; MINE, Miriam Rita Moro; BESSA, Marcelo Rodrigues; VALLEJOS, Claudio Andres Villegas; KAVISKI, Eloy; BLOOT, Márcio Luís; CARNEIRO, Carlos Fernando Bley. Geração de séries sintéticas de afluência mensais de interesse energético. In: Simpósio Brasileiro de Recurso Hídricos, 19., 2011, Maceió. **Anais** [...]. Maceió: SBRH, 2011.

DIAS, Tiago Fouchy. **Otimização multiobjetivo de uma máquina pentafásica utilizando NSGA II.** 2016. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) – Universidade Federal do Rio Grande do Sul, Porto Alegre, 2016.

DUDHANI, Surekha; SINHA, A. K.; INAMDAR, S. S. Assessment of small hydropower potential using remote sensing data for sustainable development in India. **Energy Policy**, 2006, v.34, p.3195–205. ISSN 0301-4215. Disponível em: <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2005.06.011>. Acesso em: 03 set. 2019.

ELETROBRÁS - CENTRAIS ELÉTRICAS BRASILEIRAS. Diretrizes de estudos e projetos de pequenas centrais hidrelétricas. Rio de Janeiro, RJ, 2000. 458p.

EPE - EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. Balanço Energético Nacional (BEN) 2019: Ano base 2018. Disponível em: <https://ben.epe.gov.br/downloads/Relatorio_Final_BEN_2017.pdf>. Acesso em: 02 ago. 2019.

EPE - EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. Plano Decenal de Energia 2026. Disponível em: <<http://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/Plano-Decenal-de-Expansao-de-Energia-2026>>. Acesso em: 12 out. 2018.

ENCINA, Anastacio Sebastián Arce. **Despacho ótimo de unidades geradoras em sistemas hidrelétricos via heurística baseada na relaxação lagrangeana e programação dinâmica.** 2006. Tese (Doutorado em Engenharia Elétrica) – Universidade Estadual de Campinas, Campinas, 2006.

FERNANDES, Jéssica Pillon Torralba. **Pré-despacho de usinas hidrelétricas:** implementação com algoritmos genéticos. 2011. Dissertação (Mestrado em Engenharia Mecânica) – Universidade Estadual de Campinas, Campinas, 2011.

FERREIRA, Jacson Hudson Inácio; CAMACHO, José Roberto; MLAGOLI, Juliana. Almansa; GUIMARÃES JÚNIOR, Sebastião Camargo. Assessment of the potential of small hydropower development in Brazil. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, 2016, v.56, p. 380-387. ISSN 1364-0321. Disponível em: <https://doi.org/10.1016/j.rser.2015.11.035>. Acesso em: 03 set. 2019.

FERREIRA, Rafael Freitas; FINARDI, Erlon Cristian. Programação da geração de usinas hidrelétricas com representação individual das unidades geradoras via programação linear inteira mista. In: **Symposium of Specialists in Electric Operational and Expansion Planning.** 14., 2018, Recife. **Anais...[...].** Recife: SEPOPE, 2018.

GAMARRA, Carlos; GUERRERO, Josep M. Computational optimization techniques applied to microgrids planning: a review. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, 2015, v.48, p. 413-424. ISSN 1364-0321. Disponível em: <http://dx.doi.org/10.1016/j.rser.2015.04.025>. Acesso em: 03 set. 2019.

GARCIA, André Gustavo Nogueira. **Representação do processo estocástico de energia afluentes por modelos auto-regressivos periódicos no planejamento de sistemas hidrotérmicos.** 2005. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) – Universidade Federal de Santa Catarina, Florianópolis, 2005.

GOLDBERG, David. E. **Genetic Algorithms in Search, Optimization and Machine Learning.** 1 ed. USA: Adison-Wesley Professional, 1989.

GRIGORIU, Mircea; BICA, Romeo Dorin; POPESCU, Marius Constantin. Small hydropower plants optimization for equipping and exploitation software application. **Procedia Manufacturing**, 2018, v.22, p. 796-802. ISSN 2351-9789. Disponível em: <https://doi.org/10.1016/j.promfg.2018.03.113>. Acesso em: 03 set. 2019.

HOSSEINI, S. M. H.; FOROUZBAKHSH, F.; RAHIMPOOR, M. Determination of the optimal installation capacity of small hydropower plants through the use of technical, economic and reliability indices. **Energy Policy**, 2005, v.33, p. 1948-1956. ISSN 0301-4215. Disponível em: <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2004.03.007>. Acesso em: 03 set. 2019.

HOUNNOU, A. H. J.; DUBAS, F.; FIFATIN, F. X.; CHAMAGNE, D.; VIANOU, A. Multi-objective optimization of run-of-river small-hydropower plants considering both investment cost and annual energy generation. **Energy and Power Engineering**, 2019, v. 13, p. 17-21. ISSN 1947-3818.

IGAM - INSTITUTO MINEIRO DE GESTÃO AS ÁGUAS. Portaria nº 49, de 01 de julho de 2010. Estabelece os procedimentos para a regularização do uso de recursos hídricos do domínio do Estado de Minas Gerais. **Diário do Executivo**, Belo Horizonte, MG, 06 jul. 2010.

IQBAL, M.; AZAM, M.; NAEEM, M.; KHALWAJA, A. S.; ANPALAGAN, A. Optimization classification, algorithms and tools for renewable energy: a review. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, 2014, v.39, p. 640-654. ISSN 1364-0321. Disponível em: <http://dx.doi.org/10.1016/j.rser.2014.07.120>. Acesso em: 03 set. 2019.

JOHNSON, Kurt; GEORGE, Lindsay. **Small Hydropower Handbook**. Denver: Colorado Energy Office, 2015.

JUSTINO, Lucimary Aparecida. **Estudos de procedimento de ensaios de campo em turbinas hidráulicas para PCH**. 2006. Dissertação (Mestrado em Engenharia de Energia) – Universidade Federal de Itajubá, Itajubá, 2006.

KAGAN, Nelson; KAGAN, Henrique; SCHMIDT, Hernán Prieto; OLIVEIRA, Carlos César Barioni de. **Métodos de otimização aplicados a sistemas elétricos de potência**. 1 ed. São Paulo: Blucher, 2009.

KARAMARKOVIC, Vladan M.; NIKOLIC, Milos V.; KARAMARKOVIC, Rade M.; KARAMARKOVIC, Miodrag V.; MARASEVIC, Miljan. R. Techno-economic optimization for two SHPPs that form a combined system. **Renewable Energy**, 2018, v.122, p. 265-274. ISSN 0960-1481. Disponível em: <https://doi.org/10.1016/j.renene.2018.01.081>. Acesso em: 03 set. 2019.

KELMAN, Jerson. **Geração de Séries Sintéticas de Vazões**. Curso de Engenharia Hidrológica. EPUSP, DAEE, ABRH, 1983, São Paulo, pp. 1 – 32.

KELMAN, Jerson; DAMÁZIO, Jorge Machado; COSTA, Joari Paulo da. Geração de séries sintéticas de vazões diárias – modelo Diana. **Revista Brasileira de Engenharia Caderno de Recursos Hídricos**, v.1, n.2; p. 5-22, 1983. Disponível em: <http://www.kelman.com.br/index.php/producao-tecnico-cientifica/artigos>. Acesso em: 02 out. 2019.

KELMAN, Jerson; KELMAN, Rafael; PEREIRA, Mario Veiga Ferraz. Energia firme de sistemas hidrelétricos e uso múltiplos dos recursos hídricos. **Revista Brasileira de Recursos Hídricos**, v.9, p. 189-19, 2004. Disponível em: <https://doi.org/10.21168/rbrh.v9n1.p189-198>. Acesso em: 03 set. 2019.

KOBLITZ, Luiz Otávio. Desafios para expansão da geração em PCHs. In: Seminário Desafios da Geração de Energia Elétrica no Brasil. 1., 2017, Brasília. **Anais...[...]**. Brasília: SDGEEB, 2017.

KOMINECKI, Alessandro; LIMA, Adalto Gonçalves de. Uso do programa Google Earth na obtenção de perfis longitudinais de rios. In: Semana de Iniciação Científica da UNICENTRO, 17., 2012, Santa Cruz. **Anais...[...]**. Santa Cruz: SIC, 2012.

KOSNIK, Lea. The potential for small scale hydropower development in the US. **Energy Policy**, 2010, v.38, p. 5512-5519. ISSN 0301-4215. Disponível em: <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2010.04.049>. Acesso em: 03 set. 2019.

KUMAR, Ravi; SINGAL, S. K. Penstock material selection in small hydropower plants using MADM methods. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, 2015, v.52, p.240-245. ISSN 1364-0321. Disponível em: <http://dx.doi.org/10.1016/j.rser.2015.07.018>. Acesso em: 03 set. 2019.

LIMA, Raphael Nunes de Souza. Google earth aplicado a pesquisa e ensino de geomorfologia. **Revista de Ensino de Geografia**, 2012, v.3, n.5, p. 17-30. ISSN: 2179-4510. Disponível em: <http://www.revistaensinogeografia.ig.ufu.br/N.5/Art2v3n5final.pdf>. Acesso em: 03 set. 2019.

LINDEN, Ricardo. **Algoritmos Genético**. 3 ed. Rio de Janeiro: Editora Ciência Moderna, 2012.

LOBATO, Fran Sérgio. **Otimização multi-objetivo para o projeto de sistemas de engenharia**. 2008. Tese (Doutorado em Engenharia Mecânica) – Universidade Federal de Uberlândia, Uberlândia, 2008.

LOCATELLI, Fabiano Ari. **Otimização da operação de usinas hidrelétricas com aplicação de programação dinâmica estocástica em linguagem vetorial**. 2016. Dissertação (Mestrado em Engenharia de Recursos Hídricos e Ambiental) – Universidade Federal do Paraná, Curitiba, 2016.

MALAGOLI, Juliana Almansa. **Otimização multiobjetivo aplicada aos motores de indução validada via elementos finitos.** 2016. Tese (Doutorado em Engenharia Elétrica) – Universidade Federal de Uberlândia, Uberlândia, 2016.

MALQUIAS, Luciano. **Despacho ótimo de pequenas centrais hidrelétricas para minimização da contratação do suprimento.** 2013. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) – Universidade Federal de Santa Maria, Santa Maria, 2013.

MANZANO-AGUGLIARO, Francisco; TAHER, Myriam; ZAPATA-SIERRA, Antonio; JUAIDI, Adel; MONTOYA, Francisco G. An overview of research and energy evolution for small hydropower in Europe. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, 2017, v.75, p. 476-489. ISSN 1364-0321. Disponível em: <https://doi.org/10.1016/j.rser.2016.11.013>. Acesso em: 03 set. 2019.

MARTINI FILHO, Luiz Renato; DETZEL, Daniel Henrique Marco; BESSA, Marcelo Rodrigues; GEUS, Klaus de. Geração de séries sintéticas de vazão através de modelos paramétricos. In: Simpósio Brasileiro de Recurso Hídricos, 22., 2017, Florianópolis. **Anais**...[...]. Florianópolis: SBRH, 2017.

MELO, A. G.; GOLDFARB, M.C. Contribuição para modelagem do perfil longitudinal: bacia do rio Una (PE). In: Congresso Nacional de Matemática Aplicada e Computacional, 34., 2012, Natal. **Anais**...[...]. Natal: CMAC, 2012.

MENG, Xuejiao; CHANG, Jianxia; WANG, Xuebin; WANG, Yimin. Multi-objective hydropower stations operation using an improved cuckoo search algorithm. **Energy**, 2019, v.168, p. 425-439. ISSN 0360-5442. Disponível em: <https://doi.org/10.1016/j.energy.2018.11.096>. Acesso em: 03 set. 2019.

MENSAH, Johnson Herlich Roslee; SANTOS, Ivan Felipe. Estudo comparativo dos métodos de seleção de potência em pequenas centrais hidrelétricas. In: Conferência de Pequenas Centrais Hidrelétricas, 11., 2017, São Paulo. **Anais**...[...]. São Paulo: CPCH, 2017.

MERIGUE, Rafael; SILVA, Ricardo Salomé. **Estudo de turbinas para hidrelétrica de Roncador – Bocaiúva do Sul.** 2013. Trabalho de Conclusão (Bacharelado em Engenharia Elétrica) – Universidade Tecnológica Federal do Paraná, Curitiba, 2013.

MIRANDA, Renato B.; ESTIGONI, Marcus V.; VERONEZ, Odemberg; BOTELHO, Daniel A.; MAUAD, F. F. Geração de séries sintéticas de vazão para modelagem hidrodinâmica de reservatórios. In: Simpósio Brasileiro de Recurso Hídricos, 20., 2013, Bento Gonçalves. **Anais**...[...]. Bento Gonçalves: SBRH, 2013.

MME - MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA. **Eletrobrás.** Disponível em: <<http://www.mme.gov.br/web/guest/entidades-vinculadas-e-afins/eletrobras>>. Acesso em: 17 out. 2018.

MME - MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA. **Manual de inventário hidrelétrico de bacias hidrográficas**. Rio de Janeiro, RJ, 2007. 684p.

MME - MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA. Portaria nº 463, de 3 de dezembro de 2009. Estabelecer a metodologia para o cálculo e revisão dos montantes de garantia física de energia de Usinas Hidrelétricas não despachadas centralizadamente pelo ONS – OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO. In: **Diário Oficial da União**. Brasília, 2009, n.232, Seção I, p. 74.

MOREIRA, Leandro Caixeta. **Um novo mercado de Energia Elétrica para o Brasil**. 2016. Dissertação (Mestrado em Economia do Setor Público) – Universidade de Brasília, Brasília, 2016.

MORENO, Sinvaldo Rodrigues; KAVISKI, Eloy. Otimização do planejamento hidroelétrico de pequenas centrais hidrelétricas através de enxames de partículas. In: Congresso Brasileiro de Planejamento Energético, 8., 2012, Curitiba. **Anais**...[...]. Curitiba: CBPE, 2012.

MOROMISATO, German David Yagi. **Programação dinâmica aplicada ao cálculo da energia firme de usinas hidrelétricas**. 2012. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) – Universidade Federal de Juiz de Fora, Juiz de Fora, 2012.

MOTA JÚNIOR, Cláudio Siervi; NASSER, Ivana Costa; MOROZOWSKI FILHO, Marciano; TORTELLI, Odilon Luís. Estimativa da garantia física de usinas hidrelétricas com despacho não centralizado. **Revista Brasileira de Energia**, 2016, v.12, n.2, p. 44-53. ISSN 0104-303X.

MULLER, Glaysson de Mello. **Despacho de máquinas e geração de usina hidrelétrica individualizada utilizando algoritmo genéticos**. 2010. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) – Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2010.

NAUTIYAL, Himanshu; SINGAL, S. K.; VARUN, G.; SHARMA, Aashish. Small hydropower for sustainable energy development in India. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, 2011, v.15, p. 20201-2027. ISSN 1364-0321 <https://doi.org/10.1016/j.rser.2011.01.006>. Acesso em: 03 set. 2019.

NUNES, Leonardo José Corrêa. **Evolução diferencial aplicada ao problema de exploração de arquiteturas de memória cache visando desempenho e redução de energia**. 2013. Dissertação (Mestrado em Ciência da Computação) – Universidade Federal de Pernambuco, Recife, 2013.

OHUNAKIN, Olayinka S.; OJOLO, Sunday J.; AJAYI, Oluseyi O. Small hydropower (SHP) development in Nigeria: an assessment. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, 2011, v.15, p. 2006-2013. ISSN 1364-0321. Disponível em: <https://doi.org/10.1016/j.rser.2011.01.003>. Acesso em: 03 set. 2019.

OKOT, David Kilama. Review of small hydropower technology. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, 2013, v.26, p. 515-520. ISSN 1364-0321. Disponível em: <https://doi.org/10.1016/j.rser.2013.05.006>. Acesso em: 03 set. 2019.

OLIVEIRA, Giovana Trindade da Silva; SARAMAGO, Sezimária Fátima Pereira. Estratégias de evolução diferencial aplicadas a problema de otimização restritos. In: Simpósio do Programa de Pós-Graduação em Engenharia Mecânica, 15., 2005, Uberlândia. **Anais**...[...]. Uberlândia: POSMEC, 2005.

OLIVEIRA, João Paulo Bestete de. **Séries sintéticas de precipitação para estimar a erosividade das chuvas**. 2014. Tese (Doutorado em Engenharia Agrícola) – Universidade Federal de Viçosa, Viçosa, 2014.

ONS - OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO. **Reservatórios**. Disponível em: <<http://ons.org.br>>. Acesso em: 06 ago. 2019.

PEÑA, Rafael; MEDINA, Aurelio; LARA, Olimpo Anaya.; MCDONALD, James R. Capacity estimation of a minihydro plant based on time series forecasting. **Renewable Energy**, 2009, v.34, p. 1204-1209. ISSN 0960-1481. Disponível em: <https://doi.org/10.1016/j.renene.2008.10.01>. Acesso em: 03 set. 2019.

PEREIRA, Bruno Santos Alves. **Modelagem matemática para otimização de um potencial hidráulico utilizando turbinas Francis e Kaplan**. 2015. Dissertação (Mestrado em Engenharia Mecânica) – Universidade Estadual Paulista, Guaratinguetá, 2015.

PINTO, Anderson Rogério Faia. **Algoritmo genético aplicado ao sequenciamento de picking e faturamento**. 2012. Dissertação (Mestrado em Engenharia de Produção) – Universidade Estadual Paulista, Bauru, 2012.

RAMPAZZO, Priscila Cristina Berbert. **Planejamento hidrelétrico**: otimização multiobjetivo e abordagens evolutivas. 2012. Tese (Doutorado em Engenharia Elétrica e de Computação) – Universidade Estadual de Campinas, Campinas, 2012.

REIS, Alberto Assis dos. **Estudo comparativo, aplicação e definição de metodologias apropriadas para a determinação da vazão ecológica na bacia do rio Pará, em Minas Gerais**. 2007. Dissertação (Mestrado em Saneamento, Meio Ambiente e Recursos Hídricos) – Universidade Federal de Minas Gerais, Belo Horizonte, 2007.

RIBEIRO, Rafael Costa. **Avaliação dos riscos de liquidação de energia associados à sazonalização de garantia física de pequenas centrais hidrelétricas**. 2012. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) – Universidade de Brasília, Brasília, 2012.

RICARDO, Mateus. Transposição de dados hidrológicos para a determinação da vazão de projeto de micro e minicentrais hidrelétricas: estudo de caso. **PCH Notícias & SHP News**, 2006, v.28, p.14-18. ISSN 2359-6147.

SALIBA, Aloysio Portugal Maia; MARTINEZ, Carlos Barreira; VERSIANI, Bruno Rabelo. A análise de viabilidade das pequenas centrais hidrelétricas e o conceito de envoltórias de vazão: uma abordagem estocástica dos recursos hídricos. **Revista Brasileira de Recursos Hídricos**, v.7, n.2, p. 35-55. ISSN 2318-0331. Disponível em: 10.21168/rbrh.v7n2.p35-55. Acesso em: 03 set. 2019.

SANTO, Talita Dal'; COSTA, Antonio Simões. Hydroelectric unit commitment for power plants composed of distinct groups of generating units. **Electric Power Systems Research**, 2016, v.137, p. 16-25. ISSN 0378-7796. Disponível em: <https://doi.org/10.1016/j.epsr.2016.03.037>. Acesso em: 03 set. 2019.

SANTOLIN, A.; CAVAZZINI, G.; ARDIZZON, G.; ROSSETTI, A. Techno-economical method for the capacity sizing of a small hydropower plant. **Energy Conversion and Management**, 2011, v.52, p. 2533-2541. ISSN 0196-8904. Disponível em: <https://doi.org/10.1016/j.enconman.2011.01.001>. Acesso em: 03 set. 2019.

SANTOS, Andressa Soares dos. **Análise da participação de Pequenas Centrais Hidrelétricas no Mecanismo de Realocação de Energia**. 2017. Trabalho de Conclusão (Bacharelado em Engenharia Elétrica) – Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2017.

SANTOS, Bruno Bernardo dos; SOBRINHO, Teodorico Alves; ALMEIDA, Isabel; FARIA, Bruno Pereira; MACHADO, Daniel Okamoto. Avaliação da disponibilidade hídrica para concessão de outorgas baseada em vazões mínimas de referência. In: Simpósio Brasileiro de Recursos Hídricos, 19., 2011, Maceió. **Anais...[...]**. Maceió: SBRH, 2011.

SANTOS, Ivan Felipe Silva dos; TIAGO FILHO, Geraldo Lúcio; BARROS, Regina Mambeli. Optimization and financial risk analysis of Small Hydropower Plant dimensioning, considering the CDM benefits. **American Journal of Hydropower, Water and Environment Systems**, 2017, v.4, p.38-43. ISSN 2317-126X.

SEGUNDO, Miguel M.; CASTRO, Eduardo H. de; BRITO, José Roberto S.; GOMES, Júlio. Análise comparativa das estimativas de garantia física de energia de pequenas centrais hidrelétricas com o uso de séries históricas de vazões médias mensais e vazões médias diárias. In: Conferência Internacional de energias Inteligentes, 3., 2016, Curitiba. **Anais...[...]**. Curitiba: CIEI, 2016.

SEMAD - SECRETÁRIA DE ESTADO DE MEIO AMBIENTE E DESENVOLVIMENTO SUSTENTÁVEL. **Consulta de Decisões de Processos de Licenciamento Ambiental**. Disponível em: <<http://www.meioambiente.mg.gov.br/>>. Acesso em: 11 dez. 2018.

SEMI - SOLUÇÕES INTEGRADAS PARA CENTRAIS HIDRELÉTRICAS. **PCH – Pequena Central Hidrelétrica.** Disponível em: <<http://www.semi.com.br>>. Acesso em: 18 out. 2018.

SIERRA, Mauro Antonio Gonzalez. **Um modelo de otimização estocástica para o apoio à decisão na comercialização de energia de pequenas centrais hidrelétricas.** 2013. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) – Universidade Federal de Santa Catarina, Florianópolis, 2013.

SILVA FILHO, Donato da. **Dimensionamento de usinas hidroelétricas através de técnicas de otimização evolutiva.** 2003. Tese (Doutorado em Engenharia Elétrica) – Universidade de São Paulo, São Carlos, 2003.

SILVA, Christiano Vieira da. Questões regulatórias necessárias e perspectivas para viabilização das centrais elétricas pequenas, médias e reversíveis. In: Simpósio sobre Pequenas e Médias Centrais Hidrelétricas, 11., 2018, São Paulo. **Anais...[...].** São Paulo: SPMCH, 2018.

SILVA, Marina Luiza Bortoli da. **Análise da metodologia do MME/ANEEL para o cálculo dos montantes de energia assegurada e garantia física de energia de PCHs: Estudo de caso de uma PCH.** 2016. Trabalho de Conclusão (Bacharelado em Engenharia Sanitária e Ambiental) – Universidade Federal de Santa Catarina, Florianópolis, 2016.

SIMEONS, Charles. **Hidro-power - The use water as an alternative source of energy.** 1st edition. Oxford: Pergamon Press, 1980.

SNIRH - SISTEMA DE INFORMAÇÕES HIDROLÓGICAS. **Hidroweb.** Disponível em: <<http://www.snirh.gov.br/hidroweb/>>. Acesso em: 02 ago. 2019.

SOARES JÚNIOR, Ricardo Luiz. **Projeto conceitual de uma turbina hidráulica a ser utilizada na usina hidrelétrica externa de Henry Borden.** 2013. Trabalho de Conclusão (Bacharelado em Engenharia Mecânica) – Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2013.

SOUZA, Zulcy; SANTOS, Afonso Henrique M; BORTONI, Edson da Costa. **Centrais Hidrelétricas: Implantação e Comissionamento.** 2 ed. Rio de Janeiro: Interciênciia, 2009.

STORN, R.; PRICE, K. Differential evolution: a simple and efficient adaptive scheme for global optimization over continuous spaces. **International Computer Science Institute**, 1995, v.12, p.1-16.

TIAGO FILHO, Geraldo Lúcio; BARROS, Regina Mambeli; LEMOS, Helmo; SILVA, Fernando das Graças Braga da. Uma abordagem para a prospecção do custo unitário de PCH baseada no seu fator de aspecto. **PCH Notícias & SHP News**, 2013, v.56, p.50-55. ISSN 2359-6147.

TIAGO FILHO, Geraldo Lúcio; SANTOS, Ivan Felipe; BARROS, Regina Mambeli. Cost estimate of small hydroelectric power plants based on the aspect factor. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, 2017, v.77, p. 229-238. ISSN 1364-0321. Disponível em: <https://doi.org/10.1016/j.rser.2017.03.134>. Acesso em: 03 set. 2019.

UNIDO - UNITED NATIONS INDUSTRIAL DEVELOPMENT ORGANIZATION. **World Small Hydropower Development Report 2016**. Vienna, Austria, 2016, 44p. Disponível em: <https://www.unido.org>. Acesso em: 05 abr. 2018.

VALLE JÚNIOR, Renato F., PISSARA, Teresa C. T., PASSOS, Andrea de O. RAMOS, Tiago G., ABDALA, Vera. L. Diagnóstico das áreas de preservação permanente na bacia hidrográfica do rio tijuco, Ituiutaba – MG, utilizando tecnologia SIG. **Revista Egenharia Agrícola**, Jaboticabal, v.30, n.3, p.495-503. mai/jun. 2010.

VARGAS, D. E. C.; LEMONGE, A. C. C.; BARBOSA, H. J. C.; BERNADINO, H. S. Um algoritmo baseado em evolução diferencial para problemas de otimização estrutural multiobjetivo com restrições. **Revista Internacional de Métodos Numéricos para Cálculo y Diseño em Ingeniería**, 2016, v.32, p. 91-99. Disponível em: <http://dx.doi.org/10.1016/j.rimni.2015.02.003>. Acesso em: 10 set. 2019.

VASCONCELLOS, Bruna Tayla Cabral de. **Análise da Garantia Física das usinas hidrelétricas de pequeno porte, despachadas não centralizadamente, e do potencial de complementação híbrido**. 2018. Dissertação (Mestrado em Engenharia de Energia) – Universidade Federal de Itajubá, Itajubá, 2018.

VERGÍLIO, Karen Evelline Perusso. **Geração distribuída e pequenas centrais hidrelétricas: alternativas para a geração de energia elétrica no Brasil**. 2012. Trabalho de Conclusão (Bacharelado em Engenharia Elétrica) – Universidade de São Paulo, São Carlos, 2012.

VOROS, N.G.; KIRANOUDIS, C.T.; MAROULIS, Z. B. Short-cut design of small hydropower plants. **Renewable Energy**, 2000, v.19, p. 545-563. ISSN 0960-1481. Disponível em: [https://doi.org/10.1016/S0960-1481\(99\)00083-X](https://doi.org/10.1016/S0960-1481(99)00083-X). Acesso em: 03 set. 2019.

WOLSKI, Celso; MATSUI JÚNIOR, Hélio; MORAIS, Rodrigo Rossi de. **Desenvolvimento de um software para o cálculo de dimensionamento de turbinas em pequenas centrais hidrelétricas**. 2013. Trabalho de Conclusão (Bacharelado em Engenharia Industrial Elétrica) – Universidade Tecnológica Federal do Paraná, Curitiba, 2013.

APÊNDICE A - PANORAMAS DE CALCULO NO OCTAVE

A.1. Panorama 1

```
Vzproj = input('Vazão de Projeto:');
Rt = input('Relação entre Turbinas');

%%% SÉRIE HISTÓRICA RIO TIJUCO 1975-2018
% DADOS PARA CÁLCULO DA GARANTIA FÍSICA/BENEFÍCIO LÍQUIDO/DISPONIBILIDADE
[~, ~, raw] =
xlsread('C:\Users\Cliente\Desktop\Otimização','Vazões','A2:A9687');
% Create output variable
data = reshape([raw{:}],size(raw));
vzdisp = data(:,1); %Vazão média diária disponível no rio
[aa,bb]= size(vzdisp);
v50 = 6385; %Número de dados maiores que o limite máximo de vazão Q50%

%%% PARÂMETROS PARA O CÁLCULO DA GARANTIA FÍSICA
H = 10;
nger = 0.97; %rendimento gerador
IP = 0.0373; %indisponibilidade forçada
pdele = 0.0155; %perdas elétricas
TVE = 219;
TEO = 12.41;
PLD = 287.82;
FRC = 0.0973;
dolar= 3.20;
FC = 0.6;
porcentagem = 0.025;

%%% TURBINAS OPERANDO EM PARALELO
%limite1 = 0.5; %Francis
%limite1 = 0.35; %Kaplan
%limite2 = 0.5; %Francis
%limite2 = 0.35; %Kaplan
contQap1 = 0;
contQap2 = 0;

%%% DIVISÃO DA VAZÃO DE PROJETO E PROPORCINALIDADE ENTRE AS TURBINAS
Q2p= Vzproj/(1+Rt);
Q1p= Vzproj- Q2p;
PT1 = Q1p/Vzproj;
PT2 = Q2p/Vzproj;
propdif1 = [PT1:0.05:0.9];
propdif2 = 1-propdif1;
[ab ba]= size(propdif1);
prop1 = PT1*ones(1,ba);
prop2 = PT2*ones(1,ba);

%ANDRITZ
% ntp1 = -4.346*(1^4)+12.277*(1^3) -13.710*(1^2) +7.305*1 - 0.704;
%FrancisANDRITZ
ntp1 = -6.288*(1^4)+17.326*(1^3) -17.769*(1^2) +8.033*1 - 0.451;
%KaplanANDRITZ
% ntp2 = -4.346*(1^4)+12.277*(1^3) -13.710*(1^2) +7.305*1 - 0.704;
%FrancisANDRITZ
```

```

ntp2 = -6.288*(1^4)+17.326*(1^3) -17.769*(1^2) +8.033*1 - 0.451;
%KaplanANDRITZ

%SEMI
%ntp1= -1.448*(1^3) +1.605*(1^2) + 0.489*1 + 0.226; %FrancisSEMI
%ntp1= 0.695*(1^3) - 1.714*(1^2) + 1.362*1 + 0.570; %KaplanSEMI
%ntp2= -1.448*(1^3) +1.605*(1^2) + 0.489*1 + 0.226; %FrancisSEMI
%ntp2= 0.695*(1^3) - 1.714*(1^2) + 1.362*1 + 0.570; %KaplanSEMI

%%% CÁLCULO DA POTENCIA PANORAMA 2 - CONDIÇÕES NOMINAIS DE OPERAÇÃO
turbinap1 = 9.81*ntp1*Q1p*(H*0.97)*nger;
turbinap2 = 9.81*ntp2*Q2p*(H*0.97)*nger;
turbinas12= (turbinap1 + turbinap2)*v50;

%%% CÁLCULO DA POTENCIA PARANORAMA 2 - CONDIÇÕES NÃO NOMINAIS DE OPERAÇÃO
for t = 1:aa
    if (vzdisp(t)>=Vzproj)
        pot11 = 9.81*ntp1*Q1p*(H*0.97)*nger;
        pot12 = 9.81*ntp2*Q2p*(H*0.97)*nger;
        pottotal1 = pot11 + pot12;
        potenciaturbinas(t) = pottotal1;
        contQap1 = contQap1 + 1;
    else
        Q1=PT1*vzdisp(t);
        Q2=PT2*vzdisp(t);

        rt1 = Q1/Q1p;
        rt2 = Q2/Q2p;

        if rt1>=limite1
            %nt1 = -4.346*(rt1^4)+12.277*(rt1^3) -13.710.* (rt1^2)
            +7.305*rt1 - 0.704; %FrancisANDRITZ
            %nt1 = -6.288*(rt1^4)+17.326*(rt1^3) -17.769*(rt1^2)
            +8.033*rt1 - 0.451; %KaplanANDRITZ
            %nt1(1,ws) = -1.448.* (rt1(1,ws).^3) +1.605.* (rt1(1,ws).^2)
            + 0.489.*rt1(1,ws) + 0.226; %FrancisSEMI
            %nt1(1,ws) = 0.695.* (rt1(1,ws).^3) - 1.714.* (rt1(1,ws).^2)
            + 1.362.*rt1(1,ws) + 0.570; %KaplanSEMI
        else
            nt1 = 0;
        end
        if rt2>=limite2
            %nt2 = -4.346*(rt2^4)+12.277*(rt2^3) -13.710*(rt2^2)
            +7.305*rt2 - 0.704; %FrancisANDRITZ
            %nt2 = -6.288*(rt2^4)+17.326*(rt2^3) -17.769*(rt2^2)
            +8.033*rt2 - 0.451; %KaplanANDRITZ
            %nt2(1,ws) = -1.448.* (rt2(1,ws).^3) +1.605.* (rt2(1,ws).^2)
            + 0.489.*rt2(1,ws) + 0.226; %FrancisSEMI
            %nt2(1,ws) = 0.695.* (rt2(1,ws).^3) - 1.714.* (rt2(1,ws).^2)
            + 1.362.*rt2(1,ws) + 0.570; %KaplanSEMI
        else
            nt2= 0;
        end

        pot21 = 9.81.*nt1.*Q1.* (H*0.97)*nger;
        pot22 = 9.81.*nt2.*Q2.* (H*0.97)*nger;
        pottotal2 = pot21 + pot22;
        turbinas21 = max(pottotal2(:));
        potenciaturbinas(t)= turbinas21;
    end
end

```

```

    end
end
potenciatotal = (sum(potenciaturbinas)) + turbinas12;

%%%CÁLCULO DA INDISPONIBILIDADE
TEIF = nnz(~potenciaturbinas) / (aa+v50);
TEIFjan = nnz(~potenciaturbinas(1:250)) / (1364);
TEIFFev = nnz(~potenciaturbinas(251:443)) / (1244);
TEIFmar = nnz(~potenciaturbinas(444:703)) / (1364);
TEIFabr = nnz(~potenciaturbinas(704:1189)) / (1320);
TEIFmai = nnz(~potenciaturbinas(1190:2097)) / (1364);
TEIFjun = nnz(~potenciaturbinas(2098:3242)) / (1320);
TEIFjul = nnz(~potenciaturbinas(3243:4452)) / (1364);
TEIFago = nnz(~potenciaturbinas(4453:5882)) / (1364);
TEIFset = nnz(~potenciaturbinas(5883:7152)) / (1320);
TEIFfout = nnz(~potenciaturbinas(7153:8348)) / (1364);
TEIFnov = nnz(~potenciaturbinas(8349:9202)) / (1320);
TEIFdez = nnz(~potenciaturbinas(9203:9686)) / (1364);

%%%CÁLCULO GARANTIA FÍSICA E GARANTIA FÍSICA SAZONALIZADA
GFe = ((potenciatotal) * ((1-TEIF) * (1-IP) * (1-pdele))) / ((aa+v50) * 1000);
GFejan = (((sum(potenciaturbinas(1:250)) + (turbinap1+turbinap2) * 1114)) * ((1-TEIFjan) * (1-IP) * (1-pdele))) / (1364 * 1000);
GFeffev = (((sum(potenciaturbinas(251:443)) + (turbinap1+turbinap2) * 1051)) * ((1-TEIFFev) * (1-IP) * (1-pdele))) / (1244 * 1000);
GFemar = (((sum(potenciaturbinas(444:703)) + (turbinap1+turbinap2) * 1104)) * ((1-TEIFmar) * (1-IP) * (1-pdele))) / (1364 * 1000);
GFeabr = (((sum(potenciaturbinas(704:1189)) + (turbinap1+turbinap2) * 834)) * ((1-TEIFabr) * (1-IP) * (1-pdele))) / (1320 * 1000);
GFemai = (((sum(potenciaturbinas(1190:2097)) + (turbinap1+turbinap2) * 456)) * ((1-TEIFmai) * (1-IP) * (1-pdele))) / (1364 * 1000);
GFejun = (((sum(potenciaturbinas(2098:3242)) + (turbinap1+turbinap2) * 175)) * ((1-TEIFjun) * (1-IP) * (1-pdele))) / (1320 * 1000);
GFejul = (((sum(potenciaturbinas(3243:4452)) + (turbinap1+turbinap2) * 54)) * ((1-TEIFjul) * (1-IP) * (1-pdele))) / (1364 * 1000);
GFeago = (((sum(potenciaturbinas(4453:5882)) + (turbinap1+turbinap2) * 34)) * ((1-TEIFago) * (1-IP) * (1-pdele))) / (1364 * 1000);
GFeiset = (((sum(potenciaturbinas(5883:7152)) + (turbinap1+turbinap2) * 50)) * ((1-TEIFset) * (1-IP) * (1-pdele))) / (1320 * 1000);
GFeout = (((sum(potenciaturbinas(7153:8348)) + (turbinap1+turbinap2) * 168)) * ((1-TEIFfout) * (1-IP) * (1-pdele))) / (1364 * 1000);
GFenov = (((sum(potenciaturbinas(8349:9202)) + (turbinap1+turbinap2) * 466)) * ((1-TEIFnov) * (1-IP) * (1-pdele))) / (1320 * 1000);
GFedeze = (((sum(potenciaturbinas(9203:9686)) + (turbinap1+turbinap2) * 880)) * ((1-TEIFdez) * (1-IP) * (1-pdele))) / (1364 * 1000);

%%%BENEFÍCIO ANUAL
EnergiaContratada = GFe * 8760; %MWh
EnergiaProduzida = ((GFejan+GFemar+GFemai+GFejul+GFeago+GFeout+GFedeze) * 744) + ((GFeabr+GFejun+GFeiset+GFenov) * 720) + (GFeffev * 672);
deltaE = EnergiaProduzida - EnergiaContratada;
PotTotal = GFe/FC;
BA = (EnergiaContratada*TVE);

%%%CUSTO ANUAL
FA = 1821.43 * ((PotTotal^0.5) / (H^1.25));
Cun = 1654 * (FA^0.085) * dolar;
COM = Cun * PotTotal * 1000 * porcentagem;
CA = (PotTotal * 1000 * Cun * FRC) + COM;

```

```
%%% FUNÇÕES OBJETIVOS
BL = (BA-CA)/10^3;
Disp = (1-TEIF)*100;
```

A.2. Panorama 2

```
Vzproj = input('Vazão de Projeto:');
Rt = input('Relação entre Turbinas:');

%%% SÉRIE HISTÓRICA RIO TIJUCO 1975-2018
% DADOS PARA CÁLCULO DA GARANTIA FÍSICA/BENEFÍCIO LÍQUIDO/DISPONIBILIDADE
[~, ~, raw] =
xlsread('C:\Users\Cliente\Desktop\Otimização', 'Vazões', 'A2:A9687');
% Create output variable
data = reshape([raw{:}], size(raw));
vzdisp = data(:,1); %Vazão média diária disponível no rio
[aa,bb]= size(vzdisp);
v50 = 6385; %Número de dados maiores que o limite máximo de vazão Q50%

%%% PARÂMETROS PARA O CÁLCULO DA GARANTIA FÍSICA
H = 10;
nger = 0.97; %rendimento gerador
IP = 0.0373; %indisponibilidade forçada
pdele = 0.0155; %perdas elétricas
TVE = 219;
TEO = 12.41;
PLD = 287.82;
FRC = 0.0973;
dolar= 3.20;
FC = 0.6;
porcentagem = 0.025;

%%% TURBINAS OPERANDO EM PARALELO
%limite1 = 0.5; %Francis
%limite1 = 0.35; %Kaplan
%limite2 = 0.5; %Francis
%limite2 = 0.35; %Kaplan
contQap1 = 0;
contQap2 = 0;

%%% DIVISÃO DA VAZÃO DE PROJETO E PROPORCINALIDADE ENTRE AS TURBINAS
Q2p= Vzproj/(1+Rt);
Q1p= Vzproj- Q2p;
PT1 = Q1p/Vzproj;
PT2 = Q2p/Vzproj;
propdif1 = [PT1:0.05:0.9];
propdif2 = 1-propdif1;
[ab ba]= size(propdif1);
prop1 = PT1*ones(1,ba);
prop2 = PT2*ones(1,ba);

%ANDRITZ
% ntp1 = -4.346*(1^4)+12.277*(1^3) -13.710*(1^2) +7.305*1 - 0.704;
%FrancisANDRITZ
ntp1 = -6.288*(1^4)+17.326*(1^3) -17.769*(1^2) +8.033*1 - 0.451;
%KaplanANDRITZ
% ntp2 = -4.346*(1^4)+12.277*(1^3) -13.710*(1^2) +7.305*1 - 0.704;
%FrancisANDRITZ
```

```

ntp2 = -6.288*(1^4)+17.326*(1^3) -17.769*(1^2) +8.033*1 - 0.451;
%KaplanANDRITZ

%SEMI
%ntp1= -1.448*(1^3) +1.605*(1^2) + 0.489*1 + 0.226; %FrancisSEMI
%ntp1= 0.695*(1^3) - 1.714*(1^2) + 1.362*1 + 0.570; %KaplanSEMI
%ntp2= -1.448*(1^3) +1.605*(1^2) + 0.489*1 + 0.226; %FrancisSEMI
%ntp2= 0.695*(1^3) - 1.714*(1^2) + 1.362*1 + 0.570; %KaplanSEMI

%%% CÁLCULO DA POTENCIA PANORAMA 2 - CONDIÇÕES NOMINAIS DE OPERAÇÃO
turbinap1 = 9.81*ntp1*Q1p*(H*0.97)*nger;
turbinap2 = 9.81*ntp2*Q2p*(H*0.97)*nger;
turbinas12= (turbinap1 + turbinap2)*v50;

%%% CÁLCULO DA POTENCIA PARANORAMA 2 - CONDIÇÕES NÃO NOMINAIS DE OPERAÇÃO
for t = 1:aa
    if (vzdisp(t)>=Vzproj)
        pot11 = 9.81*ntp1*Q1p*(H*0.97)*nger;
        pot12 = 9.81*ntp2*Q2p*(H*0.97)*nger;
        pottotal1 = pot11 + pot12;
        potenciaturbinas(t) = pottotal1;
        contQap1 = contQap1 + 1;
    else
        contQap2 = contQap2 + 1;
        if vzdisp(t)>=Q1p
            Q1 = prop1*vzdisp(t);
            Q2 = prop2*vzdisp(t);
        else
            Q1 = propdif1*vzdisp(t);
            Q2 = propdif2*vzdisp(t);
        end

        rt1 = Q1/Q1p;
        rt2 = Q2/Q2p;

        for ws = 1:ba
            if rt1(1,ws)>=limite1
                %nt1(1,ws) = -4.346.* (rt1(1,ws).^4)+12.277.* (rt1(1,ws).^3)
                % -13.710.* (rt1(1,ws).^2) +7.305.*rt1(1,ws) - 0.704;
                %FrancisANDRITZ
                nt1(1,ws) = -6.288.* (rt1(1,ws).^4)+17.326.* (rt1(1,ws).^3)
                -17.769.* (rt1(1,ws).^2) +8.033.*rt1(1,ws) - 0.451;
                %KaplanANDRITZ
                %nt1(1,ws) = -1.448.* (rt1(1,ws).^3) +1.605.* (rt1(1,ws).^2)
                % + 0.489.*rt1(1,ws) + 0.226; %FrancisSEMI
                %nt1(1,ws) = 0.695.* (rt1(1,ws).^3) - 1.714.* (rt1(1,ws).^2)
                % + 1.362.*rt1(1,ws) + 0.570; %KaplanSEMI
            else
                nt1(1,ws) = 0;
            end
            if rt2(1,ws)>=limite2
                %nt2(1,ws) = -4.346.* (rt2(1,ws).^4)+12.277.* (rt2(1,ws).^3)
                % -13.710.* (rt2(1,ws).^2) +7.305.*rt2(1,ws) - 0.704;
                %FrancisANDRITZ
                %nt2(1,ws) = -6.288.* (rt2(1,ws).^4)+17.326.* (rt2(1,ws).^3)
                -17.769.* (rt2(1,ws).^2) +8.033.*rt2(1,ws) - 0.451;
                %KaplanANDRITZ
                %nt2(1,ws) = -1.448.* (rt2(1,ws).^3) +1.605.* (rt2(1,ws).^2)
                % + 0.489.*rt2(1,ws) + 0.226; %FrancisSEMI
                %nt2(1,ws) = 0.695.* (rt2(1,ws).^3) - 1.714.* (rt2(1,ws).^2)
            end
        end
    end
end

```

```

        + 1.362.*rt2(1,ws) + 0.570; %KaplanSEMI
    else
        nt2(1,ws)= 0;
    end
end

pot21 = 9.81.*nt1.*Q1.* (H*0.97)*nger;
pot22 = 9.81.*nt2.*Q2.* (H*0.97)*nger;
pottotal2 = pot21 + pot22;
turbinas21 = max(pottotal2(:));
potenciaturbinas(t)= turbinas21;

end
end
potenciatotal = (sum(potenciaturbinas)) + turbinas12;

%%% CÁLCULO DA INDISPONIBILIDADE
TEIF = nnz(~potenciaturbinas)/(aa+v50);
TEIFjan = nnz(~potenciaturbinas(1:250))/(1364);
TEIFFfev = nnz(~potenciaturbinas(251:443))/(1244);
TEIFmar = nnz(~potenciaturbinas(444:703))/(1364);
TEIFabr = nnz(~potenciaturbinas(704:1189))/(1320);
TEIFmai = nnz(~potenciaturbinas(1190:2097))/(1364);
TEIFjun = nnz(~potenciaturbinas(2098:3242))/(1320);
TEIFjul = nnz(~potenciaturbinas(3243:4452))/(1364);
TEIFago = nnz(~potenciaturbinas(4453:5882))/(1364);
TEIFset = nnz(~potenciaturbinas(5883:7152))/(1320);
TEIFout = nnz(~potenciaturbinas(7153:8348))/(1364);
TEIFnov = nnz(~potenciaturbinas(8349:9202))/(1320);
TEIFdez = nnz(~potenciaturbinas(9203:9686))/(1364);

%%% CÁLCULO GARANTIA FÍSICA E GARANTIA FÍSICA SAZONALIZADA
GFe = ((potenciatotal)*((1-TEIF)*(1-IP)*(1-pdele)))/((aa+v50)*1000);
GFejan = (((sum(potenciaturbinas(1:250))+(turbinap1+turbinap2)*1114))*((1-TEIFjan)*(1-IP)*(1-pdele)))/(1364*1000);
GFeffev = (((sum(potenciaturbinas(251:443))+(turbinap1+turbinap2)*1051))*((1-TEIFFfev)*(1-IP)*(1-pdele)))/(1244*1000);
GFemar = (((sum(potenciaturbinas(444:703))+(turbinap1+turbinap2)*1104))*((1-TEIFmar)*(1-IP)*(1-pdele)))/(1364*1000);
GFeabr = (((sum(potenciaturbinas(704:1189))+(turbinap1+turbinap2)*834))*((1-TEIFabr)*(1-IP)*(1-pdele)))/(1320*1000);
GFemai = (((sum(potenciaturbinas(1190:2097))+(turbinap1+turbinap2)*456))*((1-TEIFmai)*(1-IP)*(1-pdele)))/(1364*1000);
GFejun = (((sum(potenciaturbinas(2098:3242))+(turbinap1+turbinap2)*175))*((1-TEIFjun)*(1-IP)*(1-pdele)))/(1320*1000);
GFejul = (((sum(potenciaturbinas(3243:4452))+(turbinap1+turbinap2)*54))*((1-TEIFjul)*(1-IP)*(1-pdele)))/(1364*1000);
GFeago = (((sum(potenciaturbinas(4453:5882))+(turbinap1+turbinap2)*34))*((1-TEIFago)*(1-IP)*(1-pdele)))/(1364*1000);
GFeset = (((sum(potenciaturbinas(5883:7152))+(turbinap1+turbinap2)*50))*((1-TEIFset)*(1-IP)*(1-pdele)))/(1320*1000);
GFeout = (((sum(potenciaturbinas(7153:8348))+(turbinap1+turbinap2)*168))*((1-TEIFout)*(1-IP)*(1-pdele)))/(1364*1000);
GFenov = (((sum(potenciaturbinas(8349:9202))+(turbinap1+turbinap2)*466))*((1-TEIFnov)*(1-IP)*(1-pdele)))/(1320*1000);
GFedez = (((sum(potenciaturbinas(9203:9686))+(turbinap1+turbinap2)*880))*((1-TEIFdez)*(1-IP)*(1-pdele)))/(1364*1000);

%%% BENEFÍCIO ANUAL
EnergiaContratada = GFe*8760;%MWh

```

```
EnergiaProduzida =
((GFejan+GFemar+GFemai+GFejul+GFeago+GFeout+GFedez)*744)+((GFeabril+GFejun+GF
eset+GFenov)*720)+(GFefer*672);
deltaE = EnergiaProduzida-EnergiaContratada;
PotTotal = GFe/FC;
BA = (EnergiaContratada*TVE);

%%% CUSTO ANUAL
FA = 1821.43*((PotTotal^0.5)/(H^1.25));
Cun = 1654*(FA^0.085)*dolar;
COM = Cun*PotTotal*1000*porcentagem;
CA = (PotTotal*1000*Cun*FRC)+ COM;

%%% FUNÇÕES OBJETIVOS
BL = (BA-CA)/10^3;
Disp = (1-TEIF)*100;
```


APÊNDICE B – RESUTALDOS DOS PANORAMAS

Tabela B.1 - Garantia Física, em MWmédios, das alternativas para o Panorama 1

	<i>Francis-Francis</i>					<i>Kaplan-Kaplan</i>				
	0,5-0,5	0,6-0,4	0,7-0,3	0,8-0,2	0,9-0,1	0,5-0,5	0,6-0,4	0,7-0,3	0,8-0,2	0,9-0,1
Q_{50%}	2,5472	2,5472	2,5472	2,5472	2,5472	3,3918	3,3918	3,3918	3,3918	3,3918
Q_{55%}	2,5645	2,5645	2,5645	2,5645	2,5645	3,3807	3,3807	3,3807	3,3807	3,3807
Q_{60%}	2,6306	2,6306	2,6306	2,6306	2,6306	3,3158	3,3158	3,3158	3,3158	3,3158
Q_{65%}	2,6506	2,6506	2,6506	2,6506	2,6506	3,2256	3,2256	3,2256	3,2256	3,2256
Q_{70%}	2,6258	2,6258	2,6258	2,6258	2,6258	3,1038	3,1038	3,1038	3,1038	3,1038
Q_{75%}	2,6097	2,6097	2,6097	2,6097	2,6097	2,9703	2,9703	2,9703	2,9703	2,9703
Q_{80%}	2,5232	2,5232	2,5232	2,5232	2,5232	2,8183	2,8183	2,8183	2,8183	2,8183
Q_{85%}	2,4173	2,4173	2,4173	2,4173	2,4173	2,6706	2,6706	2,6706	2,6706	2,6706
Q_{90%}	2,2330	2,2330	2,2330	2,2330	2,2330	2,4483	2,4483	2,4483	2,4483	2,4483
Q_{95%}	1,9852	1,9852	1,9852	1,9852	1,9852	2,1344	2,1344	2,1344	2,1344	2,1344

Tabela B.2 – Taxa de Indisponibilidade Forçada, em %, para o Panorama 1

	<i>Francis-Francis</i>					<i>Kaplan-Kaplan</i>				
	0,5-0,5	0,6-0,4	0,7-0,3	0,8-0,2	0,9-0,1	0,5-0,5	0,6-0,4	0,7-0,3	0,8-0,2	0,9-0,1
Q_{50%}	26,924	26,924	26,924	26,924	26,924	14,119	14,119	14,119	14,119	14,119
Q_{55%}	24,068	24,068	24,068	24,068	24,068	11,269	11,269	11,269	11,269	11,269
Q_{60%}	19,762	19,762	19,762	19,762	19,762	8,861	8,861	8,861	8,861	8,861
Q_{65%}	17,006	17,006	17,006	17,006	17,006	7,853	7,853	7,853	7,853	7,853
Q_{70%}	14,119	14,119	14,119	14,119	14,119	6,390	6,390	6,390	6,390	6,390
Q_{75%}	11,269	11,269	11,269	11,269	11,269	5,650	5,650	5,650	5,650	5,650
Q_{80%}	9,558	9,558	9,558	9,558	9,558	4,997	4,997	4,997	4,997	4,997
Q_{85%}	7,853	7,853	7,853	7,853	7,853	3,845	3,845	3,845	3,845	3,845
Q_{90%}	6,390	6,390	6,390	6,390	6,390	2,757	2,757	2,757	2,757	2,757
Q_{95%}	4,213	4,213	4,213	4,213	4,213	1,755	1,755	1,755	1,755	1,755

Tabela B.3 – Benefício Anual, em 10⁶ R\$, para o Panorama 1

	<i>Francis-Francis</i>					<i>Kaplan-Kaplan</i>				
	0,5-0,5	0,6-0,4	0,7-0,3	0,8-0,2	0,9-0,1	0,5-0,5	0,6-0,4	0,7-0,3	0,8-0,2	0,9-0,1
Q_{50%}	4,8866	4,8866	4,8866	4,8866	4,8866	6,5070	6,5070	6,5070	6,5070	6,5070
Q_{55%}	4,9198	4,9198	4,9198	4,9198	4,9198	6,4857	6,4857	6,4857	6,4857	6,4857
Q_{60%}	5,0466	5,0466	5,0466	5,0466	5,0466	6,3611	6,3611	6,3611	6,3611	6,3611
Q_{65%}	5,0850	5,0850	5,0850	5,0850	5,0850	6,1881	6,1881	6,1881	6,1881	6,1881
Q_{70%}	5,0375	5,0375	5,0375	5,0375	5,0375	5,9544	5,9544	5,9544	5,9544	5,9544
Q_{75%}	5,0066	5,0066	5,0066	5,0066	5,0066	5,6983	5,6983	5,6983	5,6983	5,6983
Q_{80%}	4,8407	4,8407	4,8407	4,8407	4,8407	5,4068	5,4068	5,4068	5,4068	5,4068
Q_{85%}	4,6375	4,6375	4,6375	4,6375	4,6375	5,1234	5,1234	5,1234	5,1234	5,1234
Q_{90%}	4,2840	4,2840	4,2840	4,2840	4,2840	4,6970	4,6970	4,6970	4,6970	4,6970
Q_{95%}	3,8085	3,8085	3,8085	3,8085	3,8085	4,0948	4,0948	4,0948	4,0948	4,0948

Tabela B.4 – Custo Anual, em 10^6 R\$, para o Panorama 1

	<i>Francis-Francis</i>					<i>Kaplan-Kaplan</i>				
	<i>0,5-0,5</i>	<i>0,6-0,4</i>	<i>0,7-0,3</i>	<i>0,8-0,2</i>	<i>0,9-0,1</i>	<i>0,5-0,5</i>	<i>0,6-0,4</i>	<i>0,7-0,3</i>	<i>0,8-0,2</i>	<i>0,9-0,1</i>
<i>Q₅₀</i>	4,3310	4,3310	4,3310	4,3310	4,3310	5,8378	5,8378	5,8378	5,8378	5,8378
<i>Q₅₅</i>	4,3617	4,3617	4,3617	4,3617	4,3617	5,8179	5,8179	5,8179	5,8179	5,8179
<i>Q₆₀</i>	4,4789	4,4789	4,4789	4,4789	4,4789	5,7015	5,7015	5,7015	5,7015	5,7015
<i>Q₆₅</i>	4,5145	4,5145	4,5145	4,5145	4,5145	5,5399	5,5399	5,5399	5,5399	5,5399
<i>Q₇₀</i>	4,4705	4,4705	4,4705	4,4705	4,4705	5,3219	5,3219	5,3219	5,3219	5,3219
<i>Q₇₅</i>	4,4420	4,4420	4,4420	4,4420	4,442	5,0836	5,0836	5,0836	5,0836	5,0836
<i>Q₈₀</i>	4,2886	4,2886	4,2886	4,2886	4,2886	4,8127	4,8127	4,8127	4,8127	4,8127
<i>Q₈₅</i>	4,1011	4,1011	4,1011	4,1011	4,1011	4,5500	4,5500	4,5500	4,5500	4,5500
<i>Q₉₀</i>	3,7757	3,7757	3,7757	3,7757	3,7757	4,1560	4,1560	4,1560	4,1560	4,1560
<i>Q₉₅</i>	3,3399	3,3399	3,3399	3,3399	3,3399	3,6020	3,6020	3,6020	3,6020	3,6020

Tabela B.5 – Benefício Líquido, em 10^6 R\$, para o Panorama 1

	<i>Francis-Francis</i>					<i>Kaplan-Kaplan</i>				
	<i>0,5-0,5</i>	<i>0,6-0,4</i>	<i>0,7-0,3</i>	<i>0,8-0,2</i>	<i>0,9-0,1</i>	<i>0,5-0,5</i>	<i>0,6-0,4</i>	<i>0,7-0,3</i>	<i>0,8-0,2</i>	<i>0,9-0,1</i>
<i>Q₅₀</i>	0,5556	0,5556	0,5556	0,5556	0,5556	0,6692	0,6692	0,6692	0,6692	0,6692
<i>Q₅₅</i>	0,5581	0,5581	0,5581	0,5581	0,5581	0,6678	0,6678	0,6678	0,6678	0,6678
<i>Q₆₀</i>	0,5676	0,5676	0,5676	0,5676	0,5676	0,6597	0,6597	0,6597	0,6597	0,6597
<i>Q₆₅</i>	0,5705	0,5705	0,5705	0,5705	0,5705	0,6482	0,6482	0,6482	0,6482	0,6482
<i>Q₇₀</i>	0,5670	0,5670	0,5670	0,5670	0,5670	0,6325	0,6325	0,6325	0,6325	0,6325
<i>Q₇₅</i>	0,5646	0,5646	0,5646	0,5646	0,5646	0,6148	0,6148	0,6148	0,6148	0,6148
<i>Q₈₀</i>	0,5521	0,5521	0,5521	0,5521	0,5521	0,5941	0,5941	0,5941	0,5941	0,5941
<i>Q₈₅</i>	0,5364	0,5364	0,5364	0,5364	0,5364	0,5734	0,5734	0,5734	0,5734	0,5734
<i>Q₉₀</i>	0,5082	0,5082	0,5082	0,5082	0,5082	0,5410	0,5410	0,5410	0,5410	0,5410
<i>Q₉₅</i>	0,4686	0,4686	0,4686	0,4686	0,4686	0,4927	0,4927	0,4927	0,4927	0,4927

Tabela B.6 - Garantia Física, em MWmédios, das alternativas para o Panorama 2

	<i>Francis-Francis</i>					<i>Kaplan-Kaplan</i>				
	<i>0,5-0,5</i>	<i>0,6-0,4</i>	<i>0,7-0,3</i>	<i>0,8-0,2</i>	<i>0,9-0,1</i>	<i>0,5-0,5</i>	<i>0,6-0,4</i>	<i>0,7-0,3</i>	<i>0,8-0,2</i>	<i>0,9-0,1</i>
<i>Q₅₀</i>	3,5607	3,377	3,0704	2,8020	2,5472	3,9469	3,8522	3,7340	3,5807	3,3918
<i>Q₅₅</i>	3,4310	3,3078	3,0731	2,8617	2,5645	3,7938	3,7056	3,6339	3,5065	3,3807
<i>Q₆₀</i>	3,3210	3,2137	3,0464	2,8833	2,6306	3,6112	3,5599	3,4734	3,3982	3,3158
<i>Q₆₅</i>	3,2166	3,1148	3,0023	2,7874	2,6506	3,4846	3,4413	3,3958	3,2947	3,2256
<i>Q₇₀</i>	3,0832	3,0044	2,9065	2,7805	2,6258	3,3051	3,2631	3,2161	3,1655	3,1038
<i>Q₇₅</i>	2,9483	2,8756	2,7837	2,6829	2,6097	3,1432	3,1111	3,0719	3,0308	2,9703
<i>Q₈₀</i>	2,7933	2,7371	2,6799	2,5920	2,5232	2,9647	2,9450	2,9068	2,8643	2,8183
<i>Q₈₅</i>	2,6247	2,5898	2,5249	2,4725	2,4173	2,7653	2,7573	2,7286	2,7105	2,6706
<i>Q₉₀</i>	2,3895	2,3569	2,3204	2,2811	2,2330	2,5029	2,4984	2,4911	2,4648	2,4483
<i>Q₉₅</i>	2,0719	2,0570	2,0423	2,0144	1,9852	2,1615	2,1533	2,1494	2,1431	2,1344

Tabela B.7 – Taxa de Indisponibilidade Forçada, em %, para o Panorama 2

	<i>Francis-Francis</i>					<i>Kaplan-Kaplan</i>				
	<i>0,5-0,5</i>	<i>0,6-0,4</i>	<i>0,7-0,3</i>	<i>0,8-0,2</i>	<i>0,9-0,1</i>	<i>0,5-0,5</i>	<i>0,6-0,4</i>	<i>0,7-0,3</i>	<i>0,8-0,2</i>	<i>0,9-0,1</i>
Q₅₀%	7,853	11,269	17,006	22,040	26,924	3,845	5,650	7,853	10,671	14,119
Q₅₅%	7,187	9,558	14,119	18,207	24,068	3,223	4,997	6,390	8,861	11,269
Q₆₀%	5,650	7,853	11,269	14,579	19,762	2,757	3,845	5,650	7,187	8,861
Q₆₅%	4,997	7,187	9,558	14,119	17,006	2,259	3,223	4,213	6,390	7,853
Q₇₀%	3,845	5,650	7,853	10,671	14,119	1,755	2,757	3,845	4,997	6,390
Q₇₅%	3,223	4,997	7,187	9,558	11,269	1,450	2,259	3,223	4,213	5,650
Q₈₀%	2,757	4,213	5,650	7,853	9,558	1,226	1,755	2,757	3,845	4,997
Q₈₅%	2,259	3,223	4,997	6,390	7,853	1,226	1,450	2,259	2,757	3,845
Q₉₀%	1,755	2,757	3,845	4,997	6,390	1,083	1,226	1,450	2,259	2,757
Q₉₅%	1,226	1,755	2,259	3,223	4,213	0,772	1,083	1,226	1,450	1,755

Tabela B.8 – Benefício Anual, em 10⁶ R\$, para o Panorama 2

	<i>Francis-Francis</i>					<i>Kaplan-Kaplan</i>				
	<i>0,5-0,5</i>	<i>0,6-0,4</i>	<i>0,7-0,3</i>	<i>0,8-0,2</i>	<i>0,9-0,1</i>	<i>0,5-0,5</i>	<i>0,6-0,4</i>	<i>0,7-0,3</i>	<i>0,8-0,2</i>	<i>0,9-0,1</i>
Q₅₀%	6,8309	6,4786	5,8904	5,3755	4,8866	7,5719	7,3903	7,1634	6,8693	6,5070
Q₅₅%	6,5821	6,3459	5,8955	5,4901	4,9198	7,2781	7,1089	6,9715	6,7269	6,4857
Q₆₀%	6,3711	6,1654	5,8444	5,5315	5,0466	6,9278	6,8295	6,6634	6,5192	6,3611
Q₆₅%	6,1708	5,9756	5,7597	5,3474	5,0850	6,6850	6,6020	6,5146	6,3207	6,1881
Q₇₀%	5,9148	5,7638	5,5760	5,3343	5,0375	6,3406	6,2600	6,1700	6,0729	5,9544
Q₇₅%	5,6562	5,5166	5,3404	5,1470	5,0066	6,0300	5,9685	5,8932	5,8144	5,6983
Q₈₀%	5,3588	5,2510	5,1413	4,9727	4,8407	5,6876	5,6497	5,5766	5,4950	5,4068
Q₈₅%	5,0354	4,9684	4,8438	4,7434	4,6375	5,3051	5,2898	5,2347	5,1999	5,1234
Q₉₀%	4,5841	4,5216	4,4516	4,3761	4,2840	4,8017	4,7929	4,7789	4,7286	4,6970
Q₉₅%	3,9747	3,9462	3,9180	3,8645	3,8085	4,1467	4,1311	4,1234	4,1114	4,0948

Tabela B.9 – Custo Anual, em 10⁶ R\$, para o Panorama 2

	<i>Francis-Francis</i>					<i>Kaplan-Kaplan</i>				
	<i>0,5-0,5</i>	<i>0,6-0,4</i>	<i>0,7-0,3</i>	<i>0,8-0,2</i>	<i>0,9-0,1</i>	<i>0,5-0,5</i>	<i>0,6-0,4</i>	<i>0,7-0,3</i>	<i>0,8-0,2</i>	<i>0,9-0,1</i>
Q₅₀%	6,1411	5,8112	5,2623	4,7837	4,3310	6,8371	6,6662	6,4530	6,1771	5,8378
Q₅₅%	5,9081	5,6872	5,2671	4,8900	4,3617	6,5608	6,4018	6,2729	6,0437	5,8179
Q₆₀%	5,7108	5,5187	5,2195	4,9285	4,4789	6,2319	6,1398	5,9842	5,8492	5,7015
Q₆₅%	5,5237	5,3417	5,1407	4,7576	4,5145	6,0044	5,9267	5,8449	5,6637	5,5399
Q₇₀%	5,2851	5,1445	4,9698	4,7454	4,4705	5,6823	5,6070	5,5230	5,4324	5,3219
Q₇₅%	5,0444	4,9147	4,7511	4,5719	4,4420	5,3924	5,3350	5,2649	5,1916	5,0836
Q₈₀%	4,7682	4,6682	4,5666	4,4106	4,2886	5,0736	5,0384	4,9704	4,8946	4,8127
Q₈₅%	4,4686	4,4066	4,2915	4,1988	4,1011	4,7184	4,7042	4,6532	4,6209	4,5500
Q₉₀%	4,0519	3,9943	3,9299	3,8604	3,7757	4,2527	4,2445	4,2316	4,1851	4,1560
Q₉₅%	3,4921	3,4659	3,4401	3,3912	3,3399	3,6497	3,6353	3,6283	3,6173	3,6020

Tabela B.10 – Benefício Líquido, em 10^6 R\$, para o Panorama 2

	<i>Francis-Francis</i>					<i>Kaplan-Kaplan</i>				
	<i>0,5-0,5</i>	<i>0,6-0,4</i>	<i>0,7-0,3</i>	<i>0,8-0,2</i>	<i>0,9-0,1</i>	<i>0,5-0,5</i>	<i>0,6-0,4</i>	<i>0,7-0,3</i>	<i>0,8-0,2</i>	<i>0,9-0,1</i>
<i>Q_{50%}</i>	0,6898	0,6673	0,6281	0,5918	0,5556	0,7348	0,7241	0,7104	0,6922	0,6692
<i>Q_{55%}</i>	0,6740	0,6587	0,6284	0,6001	0,5581	0,7173	0,7071	0,6986	0,6833	0,6678
<i>Q_{60%}</i>	0,6603	0,6467	0,6249	0,6030	0,5676	0,6959	0,6897	0,6792	0,6700	0,6597
<i>Q_{65%}</i>	0,6471	0,6339	0,6191	0,5898	0,5705	0,6806	0,6753	0,6697	0,6570	0,6482
<i>Q_{70%}</i>	0,6298	0,6193	0,6062	0,5888	0,5670	0,6583	0,6530	0,6470	0,6405	0,6325
<i>Q_{75%}</i>	0,6118	0,6019	0,5893	0,5751	0,5646	0,6376	0,6334	0,6283	0,6229	0,6148
<i>Q_{80%}</i>	0,5906	0,5828	0,5747	0,5621	0,5521	0,6140	0,6114	0,6062	0,6004	0,5941
<i>Q_{85%}</i>	0,5668	0,5618	0,5523	0,5446	0,5364	0,5867	0,5856	0,5816	0,5790	0,5734
<i>Q_{90%}</i>	0,5322	0,5273	0,5217	0,5157	0,5082	0,5491	0,5484	0,5473	0,5435	0,5410
<i>Q_{95%}</i>	0,4827	0,4803	0,4779	0,4734	0,4686	0,4970	0,4957	0,4951	0,4941	0,4927

APÊNDICE C – CENÁRIOS DE DESEMPENHO

Tabela C.1 – Garantia Física Sazonalizada para os cenários de desempenho para a configuração Francis-Francis

<i>Data</i>	<i>Cenário 1</i>	<i>Cenário 2</i>	<i>Cenário 3</i>	<i>Cenário 4</i>	<i>Data</i>	<i>Cenário 1</i>	<i>Cenário 2</i>	<i>Cenário 3</i>	<i>Cenário 4</i>
Jan/14	2,318	2,318	2,318	2,318	Jul/16	2,386	2,380	2,382	2,381
Fev/14	2,318	2,318	2,318	2,318	Ago/16	2,246	2,218	2,232	2,224
Mar/14	2,318	2,318	2,318	2,318	Set/16	1,765	1,564	1,747	1,603
Abr/14	2,318	2,318	2,318	2,318	Out/16	2,186	2,136	2,182	2,143
Mai/14	2,318	2,318	2,318	2,318	Nov/16	2,484	2,484	2,484	2,484
Jun/14	2,292	2,281	2,289	2,283	Dez/16	2,318	2,318	2,318	2,318
Jul/14	2,201	2,158	2,185	2,167	Jan/17	2,396	2,396	2,396	2,396
Ago/14	2,069	1,979	2,052	1,997	Fev/17	2,094	2,094	2,094	2,094
Set/14	1,775	1,572	1,762	1,611	Mar/17	2,396	2,396	2,396	2,396
Out/14	1,741	1,509	1,738	1,552	Abr/17	2,243	2,243	2,243	2,243
Nov/14	2,145	2,084	2,128	2,097	Mai/17	2,318	2,318	2,318	2,318
Dez/14	2,318	2,318	2,318	2,318	Jun/17	2,318	2,318	2,318	2,318
Jan/15	2,517	2,498	2,511	2,502	Jul/17	2,311	2,306	2,307	2,307
Fev/15	2,094	2,093	2,093	2,093	Ago/17	2,162	2,079	2,140	2,096
Mar/15	2,396	2,396	2,396	2,396	Set/17	1,463	1,161	1,461	1,215
Abr/15	2,243	2,243	2,243	2,243	Out/17	1,659	1,254	1,663	1,309
Mai/15	2,396	2,396	2,396	2,396	Nov/17	2,197	2,181	2,193	2,184
Jun/15	2,243	2,243	2,243	2,243	Dez/17	2,396	2,396	2,396	2,396
Jul/15	2,318	2,318	2,318	2,318	Jan/18	2,318	2,318	2,318	2,318
Ago/15	2,387	2,381	2,382	2,382	Fev/18	2,164	2,164	2,164	2,164
Set/15	1,976	1,883	1,961	1,902	Mar/18	2,318	2,318	2,318	2,318
Out/15	2,396	2,396	2,396	2,396	Abr/18	2,243	2,243	2,243	2,243
Nov/15	2,212	2,200	2,207	2,202	Mai/18	2,396	2,396	2,396	2,396
Dez/15	2,567	2,567	2,567	2,567	Jun/18	2,243	2,243	2,243	2,243
Jan/16	2,318	2,318	2,318	2,318	Jul/18	2,380	2,371	2,374	2,373
Fev/16	2,164	2,164	2,164	2,164	Ago/18	2,162	2,106	2,140	2,117
Mar/16	2,318	2,318	2,318	2,318	Set/18	2,319	2,260	2,296	2,272
Abr/16	2,318	2,318	2,318	2,318	Out/18	2,167	2,114	2,157	2,125
Mai/16	2,318	2,318	2,318	2,318	Nov/18	2,318	2,318	2,318	2,318
Jun/16	2,243	2,243	2,243	2,243	Dez/18	2,314	2,312	2,313	2,312

Tabela C.1 – Garantia Física Sazonalizada para os cenários de desempenho para a configuração Kaplan-Kaplan

<i>Data</i>	<i>Cenário 1</i>	<i>Cenário 2</i>	<i>Cenário 3</i>	<i>Cenário 4</i>	<i>Data</i>	<i>Cenário 1</i>	<i>Cenário 2</i>	<i>Cenário 3</i>	<i>Cenário 4</i>
Jan/14	3,435	3,435	3,436	3,435	Jul/16	2,833	2,815	2,817	2,816
Fev/14	3,135	3,129	3,129	3,127	Ago/16	2,499	2,458	2,475	2,464
Mar/14	3,437	3,437	3,437	3,437	Set/16	1,833	1,632	1,815	1,674
Abr/14	3,437	3,437	3,437	3,437	Out/16	2,668	2,607	2,655	2,614
Mai/14	3,276	3,274	3,276	3,269	Nov/16	3,366	3,365	3,364	3,364
Jun/14	2,627	2,599	2,605	2,602	Dez/16	3,437	3,437	3,437	3,437
Jul/14	2,532	2,481	2,511	2,491	Jan/17	3,437	3,437	3,437	3,437
Ago/14	2,284	2,188	2,263	2,207	Fev/17	3,437	3,437	3,437	3,437
Set/14	1,868	1,659	1,852	1,701	Mar/17	3,437	3,437	3,437	3,437
Out/14	1,845	1,593	1,837	1,646	Abr/17	3,437	3,437	3,437	3,437
Nov/14	2,454	2,388	2,433	2,400	Mai/17	3,437	3,437	3,437	3,437
Dez/14	3,437	3,437	3,437	3,437	Jun/17	3,359	3,358	3,359	3,355
Jan/15	2,959	2,936	2,949	2,938	Jul/17	2,659	2,637	2,636	2,639
Fev/15	3,363	3,361	3,363	3,360	Ago/17	2,190	2,102	2,163	2,120
Mar/15	3,437	3,437	3,437	3,437	Set/17	1,584	1,255	1,583	1,316
Abr/15	3,437	3,437	3,437	3,437	Out/17	1,567	1,183	1,571	1,238
Mai/15	3,437	3,437	3,437	3,437	Nov/17	3,105	3,085	3,098	3,088
Jun/15	3,396	3,396	3,397	3,395	Dez/17	3,437	3,437	3,437	3,437
Jul/15	3,199	3,197	3,197	3,192	Jan/18	3,437	3,437	3,437	3,437
Ago/15	2,590	2,565	2,565	2,568	Fev/18	3,437	3,437	3,437	3,437
Set/15	2,262	2,163	2,241	2,181	Mar/18	3,437	3,437	3,437	3,437
Out/15	3,437	3,437	3,437	3,437	Abr/18	3,437	3,437	3,437	3,437
Nov/15	3,027	3,010	3,018	3,011	Mai/18	3,418	3,418	3,420	3,416
Dez/15	3,431	3,431	3,432	3,430	Jun/18	3,295	3,293	3,295	3,288
Jan/16	3,437	3,437	3,437	3,437	Jul/18	2,598	2,573	2,575	2,575
Fev/16	3,437	3,437	3,437	3,437	Ago/18	2,293	2,228	2,266	2,241
Mar/16	3,437	3,437	3,437	3,437	Set/18	2,298	2,234	2,271	2,246
Abr/16	3,437	3,437	3,437	3,437	Out/18	2,714	2,659	2,700	2,668
Mai/16	3,415	3,414	3,418	3,411	Nov/18	3,437	3,437	3,437	3,437
Jun/16	3,371	3,370	3,373	3,367	Dez/18	3,233	3,340	3,341	3,341

APÊNDICE D - PUBLICAÇÕES

C.1. Artigos Publicados em Congressos

FERREIRA, J. H. I.; CAMACHO, J. R. ***Capacity sizing of a Small Hydropower Plant using assured energy analysis.*** International Conference on Renewable Energy and Power Quality, Tenerife (Spain), 2019.

C.2. Artigos Publicados em Periódicos

FERREIRA, J. H. I.; CAMACHO, J. R.; MALAGOLI, J. A.; GUIMARÃES JÚNIOR, S. C. ***Assessment of the potential of Small Hydropower development in Brazil.*** Renewable and Sustainable Energy Reviews, v.56, p.380-387, 2016. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.rser.2015.11.035>.

FERREIRA, J. H. I.; CAMACHO, J. R.; MALAGOLI, J. A. ***A contribution to the study of the estimate hydroelectric potential for Small Hydropower Plant.*** Revista IEEE América Latina, v.14, p.3215-3224, 2016. DOI: 10.1109/TLA.2016.7587623.

C.3. Capítulos de Livro

FERREIRA, J. H. I.; CAMACHO, J. R. ***Prospects of Small Hydropower Technology.*** Renewable Hydropower Technologies. In: Based Ismail. 1 ed. Rijeka: IntechOpen, 2017. Cap. 2, p. 7-23. DOI: 10.5772/66532.

FERREIRA, J. H. I.; CAMACHO, J. R. ***Avaliação das Pequenas Centrais Hidrelétricas no contexto da expansão energética brasileira.*** Fontes renováveis de energia: inovações, impactos e desafios. In: Sérgio Batista da Silva, Olívio Carlos Nascimento Souto, Raquel Aparecida Souza. 1 ed. Uberlândia: Navegando, 2019. Cap. 9, p. 137-148. DOI: 10.29388/978-85-53111-68-8-0-f.137-148.

ANEXO A - SÉRIE HISTÓRICA (m³/s)

	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30	31	
Jan/75	183	219	235	257	260	206	190	170	136	144	138	118	114	114	107	99	90	86	86	90	140	144	120	105	112	128	109	79	92	105	105	
Fev/75	92	90	88	81	88	132	138	142	126	118	114	112	105	99	95	95	77	77	81	148	116	118	183	148	114	103	99	99				
Mar/75	84	73	68	64	61	59	59	61	64	71	70	59	59	52	52	56	64	63	68	75	88	101	105	148	140	118	146	136	112	90	97	
Abr/75	118	128	142	112	93	79	71	70	213	180	339	203	154	132	224	180	142	122	120	114	112	111	109	107	101	99	101	103	105	105	105	
Mai/75	105	109	111	118	114	112	116	124	124	120	118	116	112	112	112	112	112	112	111	112	109	109	107	105	105	105	105	105	114			
Jun/75	101	101	101	101	101	101	99	99	99	99	97	97	97	95	95	95	93	92	92	92	92	92	92	93	92	90	90	90	90	109		
Jul/75	138	136	134	128	126	122	112	103	99	95	92	88	90	90	90	88	86	86	86	88	90	90	90	93	92	88	88	88	88	92		
Ago/75	93	93	93	93	93	92	90	92	92	90	84	84	82	82	82	65	65	63	63	63	63	63	63	63	60	59	59	59	59	59		
Set/75	56	51	50	49	49	45	45	44	42	42	42	42	41	56	59	61	57	57	57	59	56	57	56	54	59	64	73	84	75	73		
Out/75	70	73	57	70	70	82	71	68	70	73	77	144	93	86	66	68	77	79	116	112	109	99	90	75	63	63	66	77	73	70	70	
Nov/75	90	111	101	92	77	79	112	124	124	118	112	116	138	126	111	140	154	178	144	134	146	150	148	126	142	183	280	190	183	208		
Dez/75	178	254	156	161	136	138	130	128	140	126	120	130	146	188	178	158	148	150	130	134	132	126	112	122	148	146	154	243	246	221	227	206
Jan/76	180	203	208	188	183	163	168	175	168	146	156	183	180	161	156	150	142	132	136	118	122	126	163	156	144	124	124	163	168	148	116	
Fev/76	128	175	198	190	216	376	300	246	216	190	173	142	122	126	136	120	158	161	154	144	130	130	163	203	203	188	472	285	216			
Mar/76	198	188	173	140	126	118	107	103	107	101	97	93	97	154	144	161	188	150	132	116	132	148	130	297	232	257	315	216	190	175	152	
Abr/76	130	114	105	101	90	84	92	86	130	122	126	142	188	216	161	146	132	116	112	93	88	88	86	86	86	82	77	79	77			
Mai/76	77	75	73	75	75	71	73	71	70	73	73	71	71	71	70	68	68	70	71	68	73	70	81	92	79	71	70	68	66	70	82	
Jun/76	77	73	68	66	63	59	63	61	59	63	59	61	57	57	57	56	56	54	52	52	52	50	50	49	49	49	47	47	49			
Jul/76	49	47	57	68	77	75	66	59	54	52	50	49	49	47	47	47	46	46	46	44	44	44	44	44	43	43	42	42	40	40		
Ago/76	40	40	39	39	37	38	39	38	38	37	37	38	42	49	47	46	44	44	47	50	61	61	54	50	47	42	42	40	39	38	37	
Set/76	37	37	35	34	37	40	39	38	38	40	39	39	42	56	63	71	114	84	71	57	49	57	63	54	50	47	97	138	86	81		
Out/76	75	56	49	47	42	79	63	56	61	92	82	77	75	52	46	43	40	46	120	84	99	130	86	77	70	118	86	63	54	54	50	
Nov/76	49	73	57	54	52	68	81	71	63	57	54	54	92	81	79	84	99	81	140	178	142	148	111	92	79	95	128	112	112	93		
Dez/76	107	126	126	109	97	95	107	124	105	101	146	183	216	206	190	180	271	178	161	144	188	216	206	285	216	190	178	163	150	203	156	

	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30	31	
<i>Jan/77</i>	142	142	150	170	175	146	142	163	138	126	118	109	101	97	97	105	93	146	142	235	297	367	282	297	280	254	219	190	188	178	237	
<i>Fev/77</i>	213	190	185	175	156	138	128	124	116	111	105	103	99	97	92	95	93	92	90	88	92	88	90	107	112	130	109	97				
<i>Mar/77</i>	92	86	122	140	122	93	86	88	92	111	92	84	86	88	82	79	75	70	95	105	138	146	132	146	134	122	109	103	95	116	158	
<i>Abr/77</i>	156	138	126	188	396	216	188	158	140	144	140	132	132	128	111	105	103	101	101	118	116	136	124	120	112	111	105	101	101	101		
<i>Mai/77</i>	101	97	103	109	105	101	101	95	99	95	101	101	107	103	99	97	112	120	114	105	103	101	97	95	90	86	93	92	93	92	92	
<i>Jun/77</i>	90	103	107	112	116	116	111	103	99	90	90	90	90	88	86	93	90	88	90	86	82	81	84	82	81	84	82	79	79	75		
<i>Jul/77</i>	73	75	70	70	68	64	68	73	73	71	73	71	70	68	70	68	63	63	66	64	66	68	64	63	64	63	59	59	61	59	57	
<i>Ago/77</i>	59	59	57	59	57	56	54	56	54	50	52	46	46	44	43	47	49	46	44	43	42	44	44	44	44	44	44	42	44	73	63	
<i>Set/77</i>	70	77	82	79	75	103	130	105	81	73	68	68	64	68	63	56	50	46	43	39	37	50	52	59	56	59	57	52	46	43		
<i>Out/77</i>	46	103	97	140	134	112	86	70	66	61	50	46	44	44	39	38	39	39	39	39	52	49	46	43	42	37	66	152	216	180	163	
<i>Nov/77</i>	142	130	118	101	64	57	109	95	84	70	56	93	107	109	103	107	144	112	144	170	257	144	77	82	154	203	235	254	274	300		
<i>Dez/77</i>	312	213	216	285	165	168	178	183	163	142	130	118	112	105	90	84	81	84	99	116	134	146	165	235	257	237	216	198	170	150	122	
<i>Jan/78</i>	95	105	422	475	402	380	330	203	232	409	321	475	546	493	489	521	300	243	203	185	158	130	109	92	77	61	54	54	47	43	37	
<i>Fev/78</i>	40	37	39	43	43	43	52	52	50	46	43	39	37	61	57	64	64	148	152	144	134	134	170	154	158	156	156	152	163			
<i>Mar/78</i>	130	114	105	111	114	152	138	150	132	154	146	148	146	144	138	132	126	122	118	103	93	88	82	77	68	84	77	73	66	66	64	
<i>Abr/78</i>	61	71	82	150	120	109	95	81	75	71	70	71	73	70	64	79	77	70	81	84	86	90	92	103	101	101	99	95	105	97		
<i>Mai/78</i>	88	81	70	63	66	68	64	63	63	52	52	52	54	52	50	50	56	52	54	52	66	82	93	92	84	68	59	95	93	105	126	
<i>Jun/78</i>	112	103	90	84	77	68	61	56	114	103	95	68	66	64	63	61	59	54	54	52	52	50	50	52	50	50	49	47	49			
<i>Jul/78</i>	50	47	47	47	47	46	46	49	47	47	46	44	47	47	49	50	50	50	56	52	56	56	54	50	50	50	47	40	46	47		
<i>Ago/78</i>	42	39	38	37	37	34	34	42	40	39	39	39	39	38	38	39	39	38	38	38	38	37	37	37	35	34	37	37	34	37	34	
<i>Set/78</i>	37	37	39	42	43	44	46	47	59	56	44	42	42	46	42	38	43	42	39	44	42	42	40	39	37	39	37	37	37	39		
<i>Out/78</i>	37	34	34	33	32	32	29	28	29	32	34	34	35	38	46	59	64	71	81	86	95	93	84	66	59	56	50	54	52	50	50	
<i>Nov/78</i>	52	52	54	59	64	68	64	63	47	46	50	112	163	144	103	93	170	134	114	99	97	88	77	68	79	88	140	248	203	188		
<i>Dez/78</i>	190	142	126	128	118	124	126	124	120	144	142	150	158	156	156	178	246	203	144	86	68	86	109	138	132	136	134	105	126	134	161	

	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30	31			
Jan/79	150	132	132	132	132	142	138	120	107	112	126	140	185	178	144	140	138	128	142	146	150	190	173	161	188	188	173	144	163	175	188			
Fev/79	180	203	224	190	175	163	156	321	257	240	203	156	146	170	216	445	342	211	203	237	248	277	232	156	138	103	93	88						
Mar/79	70	84	97	86	79	71	61	52	124	116	99	103	203	232	294	260	282	161	144	132	126	118	138	124	118	105	95	109	111	95	97			
Abr/79	93	90	86	103	112	128	126	114	99	95	88	86	84	82	81	79	77	77	77	75	71	71	71	71	70	68	68	68	64	63				
Mai/79	79	79	77	90	126	118	99	90	84	77	73	71	68	68	68	68	64	64	63	61	61	59	61	61	61	59	59	73	168	138				
Jun/79	122	105	84	75	70	68	66	64	64	63	61	61	59	59	59	57	57	54	54	54	54	54	52	50	50	50	54	54	54	52				
Jul/79	54	52	50	50	50	50	49	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	52	56	61	66	70	68	71	71	68	68	64	63	52			
Ago/79	49	47	47	46	46	46	46	44	43	42	42	42	42	40	40	37	39	40	38	38	39	38	40	43	46	42	38	37	37					
Set/79	39	39	40	40	42	40	40	40	39	39	42	44	44	44	43	43	46	54	54	54	52	99	99	150	144	128	88	61	50	38				
Out/79	34	32	30	30	50	47	39	34	32	38	37	39	40	44	88	86	81	71	56	44	40	39	37	37	35	34	34	33	44	40	37			
Nov/79	37	39	175	140	109	111	103	92	84	134	122	114	90	86	86	82	73	63	49	46	44	50	52	59	66	86	81	75	68	61				
Dez/79	54	50	52	52	61	59	56	57	59	57	54	99	93	93	84	86	97	79	88	81	142	134	175	235	268	251	216	277	271	330	324			
Jan/80	297	203	190	185	170	154	124	140	203	178	144	152	180	190	175	154	163	221	190	190	183	161	142	136	458	438	399	354	195	221	211			
Fev/80	190	180	294	274	274	271	190	211	193	178	175	183	486	412	364	327	288	271	254	240	219	190	190	163	156	152	152	178	180					
Mar/80	165	152	144	140	134	124	116	107	105	86	92	86	70	64	88	105	154	158	144	136	126	112	97	86	84	82	79	75	70	66	61			
Abr/80	64	68	70	73	77	81	81	79	75	84	86	82	79	75	82	88	101	111	112	107	105	93	86	73	66	59	54	52	49	50				
Mai/80	52	52	50	56	59	63	59	54	52	50	50	52	54	56	57	73	88	93	92	88	88	105	105	103	95	103	103	101	99	99	99			
Jun/80	99	103	103	101	97	95	93	86	86	82	79	82	84	86	84	84	81	86	90	92	93	92	86	86	84	109	109	105	103					
Jul/80	105	103	105	107	111	112	109	88	86	75	68	73	75	75	86	92	103	105	103	105	97	86	92	93	86	84	84	82	86	88	97			
Ago/80	95	105	116	103	92	82	77	68	81	77	79	81	77	81	88	86	88	90	86	82	82	77	71	71	70	68	68	68	70	70	71			
Set/80	71	70	68	68	66	68	66	66	68	68	66	64	64	66	66	68	68	70	70	68	73	75	112	105	103	103	105	112	109	107				
Out/80	105	105	103	68	68	63	59	63	68	105	142	132	116	86	82	77	71	68	57	54	56	52	50	54	56	56	59	70	97	82				
Nov/80	79	73	71	64	68	124	112	103	124	120	126	130	124	122	107	92	84	66	95	112	101	105	126	140	146	156	134	140	144	148				
Dez/80	213	203	229	348	288	294	251	153	160	153	148	170	170	143	132	130	123	134	119	108	100	139	125	117	162	217	175	162	141	167	187			

	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30	31
<i>Jan/81</i>	185	172	155	167	167	170	162	153	146	130	162	192	190	185	195	200	239	233	219	198	187	200	177	167	167	182	160	150	139	143	
<i>Fev/81</i>	148	139	143	125	127	132	141	195	172	182	172	185	177	165	148	134	108	96	88	83	79	75	70	67	74	68	67	62			
<i>Mar/81</i>	65	57	67	74	85	94	108	88	104	104	121	125	92	86	88	98	155	262	185	219	198	170	108	100	96	102	104	94	104	130	125
<i>Abr/81</i>	117	106	104	108	94	85	83	77	72	67	68	65	65	60	62	68	65	60	54	51	52	54	52	57	60	63	63	67	72	92	
<i>Mai/81</i>	104	104	94	70	65	72	67	57	54	51	51	54	54	52	51	49	45	48	54	57	51	49	55	52	49	48	52	62	67	62	57
<i>Jun/81</i>	54	49	48	48	45	48	98	112	96	86	67	55	49	48	52	57	58	55	49	55	62	63	60	54	48	43	48	48	42	40	
<i>Jul/81</i>	42	46	49	43	40	36	35	38	36	35	36	39	40	38	35	35	31	32	32	36	39	45	45	42	51	46	40	35	38	42	45
<i>Ago/81</i>	51	55	55	52	48	48	49	46	43	42	46	52	54	49	42	34	35	34	31	29	32	34	34	31	29	26	28	32	29	29	28
<i>Set/81</i>	28	31	29	25	25	26	28	29	28	25	24	19	17	23	26	26	25	22	19	18	21	23	23	22	25	28	30	30	28	29	
<i>Out/81</i>	29	36	67	70	63	54	46	43	51	52	55	60	67	75	88	180	198	182	150	121	114	104	100	92	86	60	70	85	77	72	70
<i>Nov/81</i>	65	58	57	55	54	62	68	83	88	90	187	206	203	203	162	146	108	81	117	90	85	100	123	54	67	52	68	51	51	70	
<i>Dez/81</i>	143	153	162	146	136	132	104	146	185	195	108	165	172	150	165	200	180	172	172	160	100	68	83	211	139	136	125	360	255	223	221
<i>Jan/82</i>	218	208	313	296	475	316	244	215	247	276	271	290	290	234	208	213	171	176	171	327	263	223	405	371	345	374	389	333	496	380	345
<i>Fev/82</i>	423	393	299	293	260	313	266	234	213	223	213	193	171	166	121	139	148	143	123	141	134	119	128	145	195	183	162	319			
<i>Mar/82</i>	223	169	213	260	293	290	304	414	396	310	339	293	288	553	304	260	257	215	218	188	193	221	296	374	411	324	285	266	263	221	200
<i>Abr/82</i>	213	223	190	195	200	173	183	169	173	188	186	166	166	215	228	195	190	183	164	159	155	164	143	148	143	134	128	136	128	141	
<i>Mai/82</i>	141	141	148	141	132	123	141	130	119	123	123	117	113	121	111	115	121	119	121	119	123	123	111	117	152	198	178	159	145	130	115
<i>Jun/82</i>	104	100	98	111	123	139	117	125	108	96	100	96	98	94	96	80	82	77	71	82	84	79	67	77	67	86	75	88	79	86	
<i>Jul/82</i>	82	82	79	79	67	71	64	66	67	75	82	75	79	82	75	67	75	73	86	79	77	102	86	84	82	75	75	75	71	67	69
<i>Ago/82</i>	71	71	60	60	77	98	115	98	86	86	77	79	75	73	71	67	77	62	59	64	62	64	71	79	69	59	60	67	69	57	
<i>Set/82</i>	60	60	60	62	67	71	64	60	57	53	60	57	53	52	50	53	52	47	53	60	53	57	50	60	67	60	64	67	60	53	
<i>Out/82</i>	53	52	82	73	71	69	90	96	102	88	79	71	59	73	69	64	84	115	143	119	132	106	98	79	75	86	96	67	79	77	67
<i>Nov/82</i>	77	90	80	71	64	60	130	128	100	92	106	155	128	130	173	150	130	121	123	123	150	157	143	213	166	90	80	79	92	88	
<i>Dez/82</i>	82	69	73	69	66	79	181	150	128	213	239	231	193	173	157	221	321	393	354	213	171	173	186	173	164	150	132	125	171	249	234

	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30	31
<i>Jan/83</i>	255	342	342	302	383	393	389	221	213	221	354	354	263	389	417	354	299	354	333	452	507	402	383	371	348	285	266	276	307	316	296
<i>Fev/83</i>	345	374	634	574	538	455	411	266	213	304	371	377	411	351	342	260	244	221	203	183	159	145	136	166	181	186	181	176			
<i>Mar/83</i>	260	260	221	356	546	465	430	296	239	274	285	249	221	183	190	178	155	181	221	293	271	239	221	186	148	102	173	234	257	203	181
<i>Abr/83</i>	178	162	150	134	123	186	324	299	255	228	271	442	316	290	276	276	252	231	228	190	173	164	164	181	186	198	173	183	162	169	
<i>Mai/83</i>	166	162	173	150	136	136	130	130	139	141	134	139	143	139	134	134	130	113	121	139	143	155	155	171	178	186	166	178	176	166	195
<i>Jun/83</i>	215	188	162	150	134	132	152	162	150	136	128	119	123	115	132	119	121	111	100	108	121	106	115	102	113	98	90	94	98	108	
<i>Jul/83</i>	98	90	80	77	82	71	62	59	50	55	53	52	55	59	62	62	57	67	62	193	173	143	130	119	106	94	90	79	71	62	57
<i>Ago/83</i>	45	52	60	67	50	57	60	67	80	86	86	94	80	77	88	96	80	69	73	77	79	64	57	55	55	45	50	60	45	40	47
<i>Set/83</i>	35	42	34	48	69	90	121	162	171	143	125	121	108	92	79	69	79	98	113	130	104	86	94	108	125	121	106	94	94	79	
<i>Out/83</i>	75	86	98	106	117	128	128	143	139	134	155	171	186	213	208	260	234	208	234	260	288	316	299	276	260	236	183	190	178	166	178
<i>Nov/83</i>	164	157	143	139	128	119	111	130	141	157	178	183	190	176	203	178	150	136	152	186	183	247	221	200	195	178	162	157	152	134	
<i>Dez/83</i>	186	205	274	260	205	178	183	188	183	193	190	221	276	260	234	274	249	260	186	178	193	200	186	218	221	241	268	231	239	203	186
<i>Jan/84</i>	221	241	205	176	176	190	221	296	285	226	171	148	132	111	111	117	100	96	141	159	152	152	164	181	221	345	380	389	255	205	178
<i>Fev/84</i>	148	128	123	136	119	96	113	139	136	123	136	169	186	159	150	139	121	111	119	327	296	260	221	190	173	159	139	115	121		
<i>Mar/84</i>	111	98	128	132	113	117	121	132	145	121	108	125	130	115	96	94	88	73	82	71	64	79	108	119	100	106	94	82	90	108	173
<i>Abr/84</i>	159	136	141	143	176	155	176	399	313	260	221	181	139	115	119	102	82	80	79	64	60	60	77	71	100	96	80	193	221	190	
<i>Mai/84</i>	159	183	164	150	141	152	148	134	80	90	86	75	64	92	117	111	88	77	82	75	64	79	96	111	90	77	67	69	60	60	67
<i>Jun/84</i>	50	59	64	71	92	79	77	73	82	75	62	73	75	64	77	80	67	75	67	59	62	69	64	62	75	71	64	67	75	77	
<i>Jul/84</i>	71	62	59	62	77	71	62	73	64	77	79	67	59	60	64	67	77	71	69	59	55	60	64	52	47	40	48	53	52	55	60
<i>Ago/84</i>	57	55	59	62	57	57	57	57	55	55	48	45	45	45	48	45	42	50	53	52	73	77	86	75	82	86	82	88	77	86	82
<i>Set/84</i>	88	77	75	60	64	67	67	69	73	82	77	62	59	67	69	59	64	50	59	62	69	71	77	80	62	77	94	80	84	80	
<i>Out/84</i>	64	53	64	73	69	57	59	47	45	52	48	47	42	50	53	73	98	82	90	108	123	100	98	86	77	64	60	64	53	45	48
<i>Nov/84</i>	39	47	42	47	50	57	50	40	39	45	53	73	82	67	53	69	88	94	82	108	125	134	121	141	130	128	139	145	132	132	
<i>Dez/84</i>	143	155	171	150	152	145	130	155	171	186	162	186	186	195	205	176	157	145	132	121	108	96	86	108	134	162	183	166	155	169	169

	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30	31		
<i>Jan/85</i>	130	117	132	143	123	128	119	164	159	183	162	136	134	125	115	130	136	162	186	285	333	362	345	345	342	402	436	389	362	356	362		
<i>Fev/85</i>	342	302	319	288	285	260	186	166	150	141	145	157	125	125	134	139	145	134	123	115	123	136	141	143	159	145	130	96					
<i>Mar/85</i>	115	159	285	333	396	445	439	405	380	386	393	260	181	145	159	171	152	125	106	117	136	113	86	96	119	134	159	183	162	139	125		
<i>Abr/85</i>	239	195	171	143	136	119	104	98	119	139	157	136	123	130	136	181	162	150	139	123	128	132	123	128	128	117	102	90	82	71			
<i>Mai/85</i>	77	90	82	88	90	92	92	100	88	90	82	77	80	84	82	64	71	60	59	50	64	82	90	94	82	77	96	77	77	77	67		
<i>Jun/85</i>	73	82	82	102	96	84	69	55	59	64	79	82	86	82	67	64	67	77	77	82	69	75	82	77	64	66	77	64	59	59			
<i>Jul/85</i>	69	59	69	75	57	59	67	77	82	69	77	64	67	77	79	64	71	77	67	57	52	64	59	57	42	45	50	64	53	59	47		
<i>Ago/85</i>	64	67	59	62	47	59	64	71	59	64	53	52	64	64	62	75	64	66	71	64	59	64	53	52	55	59	57	52	59	60	59		
<i>Set/85</i>	62	71	77	69	66	57	62	62	66	67	55	59	53	53	53	47	35	40	44	48	47	47	48	47	52	48	52	48	50				
<i>Out/85</i>	52	40	53	47	48	42	53	60	60	62	64	62	62	60	50	48	45	44	52	47	44	45	44	42	42	44	60	77	77	64	64		
<i>Nov/85</i>	62	66	79	106	100	92	86	82	82	84	71	66	62	57	38	42	42	42	39	33	39	50	48	60	113	119	108	108	104	102			
<i>Dez/85</i>	82	73	55	134	92	75	66	60	59	50	47	44	44	44	47	73	66	64	82	77	75	115	134	117	106	115	293	200	152	139	121		
<i>Jan/86</i>	108	169	200	176	166	171	190	171	176	169	157	152	183	171	159	150	148	148	150	155	152	148	123	115	119	150	148	139	123	108	102		
<i>Fev/86</i>	88	86	108	123	130	150	152	152	141	128	125	125	119	108	117	141	176	231	236	236	205	195	148	123	106	90	84	88					
<i>Mar/86</i>	94	104	145	150	157	164	213	208	150	148	148	136	125	104	88	88	84	84	132	136	119	123	139	176	169	200	279	164	155	157	148		
<i>Abr/86</i>	141	130	104	88	92	82	77	69	73	69	71	71	75	82	92	106	123	130	88	84	80	77	73	80	77	75	88	77	86	80			
<i>Mai/86</i>	77	69	67	66	64	66	67	71	111	173	159	152	148	134	117	104	82	69	69	73	71	69	59	52	59	59	66	64	62	57	66		
<i>Jun/86</i>	66	66	64	62	60	59	59	60	62	60	57	55	55	55	53	53	55	52	50	52	53	52	52	53	50	50	52	52	50	53			
<i>Jul/86</i>	52	48	47	48	62	67	67	66	62	57	53	52	50	50	47	47	47	44	44	45	45	53	60	60	57	53	50	48	47				
<i>Ago/86</i>	55	52	50	48	48	47	44	44	44	42	42	42	44	44	44	48	62	62	60	55	53	66	92	104	92	82	73	66	62	53	52		
<i>Set/86</i>	50	48	47	48	48	50	53	53	50	47	44	42	38	39	37	34	38	35	32	33	35	34	32	30	33	42	60	73	64				
<i>Out/86</i>	57	52	40	44	39	37	35	34	33	34	35	37	37	34	33	32	32	35	37	34	37	69	98	79	69	59	52	50	50	57	53		
<i>Nov/86</i>	47	42	38	44	55	60	64	57	48	48	64	79	82	66	55	50	45	42	38	35	33	35	32	32	33	34	34	35	42	50			
<i>Dez/86</i>	59	71	77	79	77	77	79	75	50	52	75	108	128	162	171	134	98	82	79	69	67	71	104	111	148	247	274	268	345	336	274		

	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30	31			
<i>Jan/87</i>	223	195	148	141	178	145	130	111	104	100	111	125	106	98	104	100	100	92	106	98	145	143	150	239	166	176	166	226	252	266	285			
<i>Fev/87</i>	208	208	221	193	178	200	215	195	150	321	195	260	173	218	538	244	96	195	198	274	88	173	162	141	130	119	132	145						
<i>Mar/87</i>	159	169	162	152	145	148	255	221	472	423	304	223	208	260	356	302	218	223	249	208	208	186	186	188	198	150	136	130	123	123	123			
<i>Abr/87</i>	121	119	125	193	176	159	150	145	136	134	155	148	125	111	108	115	111	104	100	98	90	90	84	80	79	80	88	92	371	276				
<i>Mai/87</i>	159	143	134	115	90	94	92	92	100	100	90	96	104	111	117	115	106	104	102	90	88	86	90	96	96	100	102	102	86	82	80			
<i>Jun/87</i>	86	82	79	79	79	79	75	75	75	75	75	73	71	71	71	71	71	69	69	67	67	75	117	113	98	92	88	82	75					
<i>Jul/87</i>	71	67	67	66	66	66	64	62	62	60	59	59	57	57	57	57	57	57	55	55	55	53	53	52	50	48	48	47	47	47	47			
<i>Ago/87</i>	57	55	52	52	53	53	57	57	55	52	52	50	45	45	47	50	53	52	52	50	47	48	50	55	52	47	45	44	44	40				
<i>Set/87</i>	44	45	44	42	44	47	48	50	50	48	47	40	38	38	37	39	45	48	50	53	55	59	60	62	59	52	50	45	44	47				
<i>Out/87</i>	53	79	67	62	60	60	55	50	47	45	42	44	40	44	44	45	44	40	37	73	92	42	42	44	48	50	52	50	50	60	64			
<i>Nov/87</i>	69	59	52	48	48	45	57	113	94	86	82	77	69	79	130	119	104	98	106	111	130	121	104	98	100	285	288	186	171	148				
<i>Dez/87</i>	102	123	145	171	155	143	148	169	190	169	188	231	231	215	198	186	218	244	279	383	417	249	183	169	150	141	176	173	183	200	213			
<i>Jan/88</i>	226	330	252	221	210	226	234	244	231	208	200	226	215	159	141	143	119	113	117	115	111	123	130	134	130	121	115	123	130	136	143			
<i>Fev/88</i>	143	155	145	152	186	208	268	249	271	293	274	244	198	181	223	268	268	276	266	239	193	188	173	176	164	171	152	150	143					
<i>Mar/88</i>	152	223	169	106	210	257	458	276	365	319	249	193	162	152	139	130	148	148	148	136	132	115	108	104	90	94	102	88	88	92	98			
<i>Abr/88</i>	143	183	159	139	128	123	108	96	84	67	62	71	104	159	171	244	195	236	321	307	228	169	152	136	117	98	98	119	143	130				
<i>Mai/88</i>	139	128	111	98	90	88	84	80	71	66	67	80	88	94	98	96	102	119	106	96	100	94	92	94	90	82	96	100	96	98				
<i>Jun/88</i>	94	88	88	88	82	79	80	84	79	80	80	82	79	77	77	75	69	69	66	71	67	64	55	52	57	62	69	69	67	62				
<i>Jul/88</i>	62	64	66	64	60	60	59	59	52	53	55	52	55	62	62	62	62	62	62	62	62	62	60	60	60	60	60	59	59	59	59			
<i>Ago/88</i>	59	57	57	57	57	57	57	55	52	52	53	55	59	60	55	52	52	52	53	52	55	53	53	55	57	55	48	48						
<i>Set/88</i>	48	50	52	53	50	45	42	42	42	42	42	42	42	42	44	47	47	45	42	40	38	37	37	39	37	37	39	47						
<i>Out/88</i>	52	52	42	35	27	30	38	42	44	45	45	47	47	48	40	39	39	42	45	48	80	90	108	115	94	84	88	121	354	145	123			
<i>Nov/88</i>	106	123	155	171	155	128	108	100	94	79	77	60	59	67	100	79	67	60	64	67	80	96	123	121	94	106	125	100	92	82				
<i>Dez/88</i>	79	104	171	134	113	104	88	86	80	71	80	130	169	136	115	111	88	82	92	86	98	188	169	386	282	266	271	247	178	145	119			

	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30	31
<i>Jan/89</i>	108	128	210	241	213	223	205	176	173	171	171	173	178	171	162	166	181	173	164	152	169	159	152	143	136	128	111	104	100	88	88
<i>Fev/89</i>	88	94	115	148	171	226	213	171	221	365	380	489	342	282	247	239	215	181	166	157	143	134	157	231	200	183	171	164			
<i>Mar/89</i>	159	152	152	152	150	145	141	139	134	130	143	159	171	193	234	203	193	171	178	159	148	132	111	108	108	108	121	121	128	121	108
<i>Abr/89</i>	104	108	113	117	111	113	106	100	100	100	104	157	136	155	215	178	162	134	111	90	92	88	88	88	88	84	79	84	84	84	
<i>Mai/89</i>	84	90	88	94	86	75	71	75	67	64	66	82	88	79	88	90	90	82	75	69	69	69	66	62	52	53	47	42	37	50	
<i>Jun/89</i>	57	52	64	59	59	64	67	69	69	73	66	71	79	67	66	64	57	52	45	45	45	45	47	57	62	64	60	64	84	84	
<i>Jul/89</i>	75	69	62	52	52	47	47	53	53	66	75	69	66	59	55	55	55	52	55	59	60	59	62	64	62	55	60	66	69	69	
<i>Ago/89</i>	64	62	60	59	59	59	59	53	55	53	52	52	52	52	53	52	52	52	50	50	52	53	53	57	59	73	77	69	67		
<i>Set/89</i>	52	52	71	75	84	80	71	71	82	86	66	55	62	53	57	50	53	52	69	73	64	62	57	52	55	64	57	52	53	50	
<i>Out/89</i>	55	52	50	50	53	52	53	50	48	48	53	52	52	47	45	39	39	37	38	35	37	34	35	34	35	37	35	40	104	75	67
<i>Nov/89</i>	62	59	102	113	98	73	50	52	66	130	145	148	152	166	164	162	159	152	157	150	145	159	157	162	152	148	86	113	148	128	
<i>Dez/89</i>	109	121	126	117	113	86	97	109	103	97	128	146	166	197	206	809	809	752	455	235	250	266	200	168	168	153	156	181	206	317	385
<i>Jan/90</i>	333	330	324	279	282	247	244	176	178	173	130	125	90	92	84	88	67	48	52	57	55	55	53	57	69	71	69	64	48	47	
<i>Fev/90</i>	63	60	57	55	56	57	57	55	55	54	52	51	59	90	90	85	85	54	80	85	81	75	91	113	136	119	131	148			
<i>Mar/90</i>	88	100	102	111	106	108	128	125	117	113	119	121	132	125	117	68	65	65	82	79	77	76	82	92	79	65	72	72	48	47	58
<i>Abr/90</i>	82	82	76	72	69	71	77	77	84	92	92	95	92	84	73	87	103	142	170	201	207	203	145	92	91	89	79	70	70	65	
<i>Mai/90</i>	65	67	73	77	80	89	87	100	118	97	79	79	70	69	69	70	73	76	71	65	63	61	60	59	57	54	54	54	53	52	
<i>Jun/90</i>	52	52	50	50	49	49	49	49	49	48	47	47	46	45	45	45	45	45	45	45	44	43	43	43	43	43	42	41			
<i>Jul/90</i>	41	41	40	40	40	43	45	45	45	45	46	47	47	46	47	46	45	45	41	41	39	36	36	40	40	38	36	36	36	36	
<i>Ago/90</i>	36	36	36	35	35	35	35	34	33	33	33	33	32	31	31	32	33	33	41	50	49	57	55	52	47	45	45	48	55	73	
<i>Set/90</i>	64	64	64	64	57	48	45	45	44	44	44	40	35	50	47	47	48	45	42	42	40	38	38	38	37	39	37	34			
<i>Out/90</i>	42	44	37	45	59	48	38	38	40	32	33	67	60	55	45	48	75	80	62	102	82	79	66	59	57	57	66	48	45	40	30
<i>Nov/90</i>	37	38	32	44	44	94	113	119	79	82	71	62	48	48	53	50	40	39	34	48	37	71	77	80	64	77	82	128	96	75	
<i>Dez/90</i>	69	59	48	44	39	37	38	88	57	57	69	69	73	80	79	64	115	80	73	69	64	67	152	92	71	82	88	80	73	62	53

	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30	31	
<i>Jan/91</i>	47	44	40	53	64	75	84	100	108	115	96	171	139	148	210	486	313	231	213	195	178	162	150	139	148	143	190	193	195	299	221	
<i>Fev/91</i>	218	213	316	236	208	226	200	150	164	176	186	183	169	195	190	321	420	408	420	417	383	299	236	213	193	173	173	176				
<i>Mar/91</i>	150	231	208	193	178	203	190	190	166	150	132	136	134	119	371	274	223	193	186	173	183	319	307	316	316	313	324	362	386	479	430	
<i>Abr/91</i>	356	324	290	271	302	316	345	330	310	288	288	324	302	288	260	186	193	190	247	299	310	249	231	171	157	152	139	130	139	145		
<i>Mai/91</i>	145	134	125	123	121	119	108	102	115	108	98	96	90	96	92	111	108	113	111	108	113	108	102	123	113	102	98	100	96	98	90	
<i>Jun/91</i>	86	86	92	86	90	88	86	80	75	75	73	75	75	79	80	77	77	79	80	79	75	77	79	79	77	79	75	71	66			
<i>Jul/91</i>	71	62	73	71	62	64	60	60	59	59	55	57	62	64	73	80	80	77	71	71	73	71	66	62	62	64	62	60	64	64	62	
<i>Ago/91</i>	60	62	59	60	64	60	62	59	57	59	55	59	59	55	53	55	57	55	57	60	57	53	55	57	55	52	55	57	50	48		
<i>Set/91</i>	53	48	48	50	48	44	50	48	48	47	48	47	45	47	47	45	47	45	48	52	52	53	55	52	50	48	47	47	44	47	59	
<i>Out/91</i>	62	66	73	82	86	80	80	84	79	77	67	64	62	64	59	48	47	48	53	52	48	52	48	47	45	47	50	45	40	40	40	
<i>Nov/91</i>	40	40	47	47	45	42	39	38	44	55	62	73	86	84	121	92	84	79	79	77	71	66	59	52	45	39	42	45	47	47		
<i>Dez/91</i>	50	45	60	59	55	50	57	71	84	132	139	102	100	113	106	94	96	100	96	90	77	73	66	71	77	69	62	57	66	75	108	
<i>Jan/92</i>	108	100	102	92	80	80	79	69	59	59	53	67	75	106	268	420	134	128	156	160	236	208	178	176	357	418	350	286	250	222		
<i>Fev/92</i>	198	211	176	195	178	158	181	283	317	222	198	225	195	214	200	160	147	219	219	262	188	337	192	171	147	298	219	183	200			
<i>Mar/92</i>	289	200	185	190	169	178	321	259	228	192	183	171	167	162	171	160	151	198	174	151	147	141	136	154	160	217	219	280	242	190	183	
<i>Abr/92</i>	162	162	165	147	136	151	141	136	124	112	108	104	100	97	97	97	95	93	93	91	91	91	89	86	86	86	86	86	84			
<i>Mai/92</i>	80	80	79	79	79	77	75	74	93	88	97	93	89	79	74	72	70	72	108	79	112	97	82	79	75	74	72	72	72	89	89	
<i>Jun/92</i>	82	77	75	69	69	69	69	69	69	67	65	65	62	62	62	62	62	60	60	59	59	59	59	59	59	59	57	57	59	59		
<i>Jul/92</i>	59	57	57	56	54	56	56	53	53	53	53	51	51	51	50	50	50	50	48	48	48	47	47	47	47	47	47	47	47	47		
<i>Ago/92</i>	45	47	47	45	45	45	44	44	42	42	42	42	42	44	47	45	45	42	45	44	45	48	45	42	42	40	44	37	45	47	44	
<i>Set/92</i>	42	44	45	47	42	44	45	47	47	53	55	55	48	50	53	48	50	53	62	57	52	50	48	45	48	52	50	98	104	108		
<i>Out/92</i>	108	104	96	108	106	102	104	111	117	125	130	132	98	94	86	141	150	157	186	173	159	148	136	117	136	119	106	90	148	128	155	
<i>Nov/92</i>	106	173	181	244	296	274	276	249	218	205	193	169	145	150	178	164	141	162	141	119	96	84	80	82	115	141	183	223	181	143		
<i>Dez/92</i>	71	125	150	145	164	190	176	171	155	145	141	150	132	121	104	90	128	150	145	130	143	119	113	102	96	92	96	98	94	92	98	

	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30	31	
<i>Jan/93</i>	104	104	102	96	90	84	84	111	102	106	94	98	106	102	94	86	86	96	92	90	86	92	90	92	92	92	96	92	92	92		
<i>Fev/93</i>	94	94	92	221	169	244	255	193	171	117	104	159	139	134	141	304	210	226	244	260	266	213	436	239	244	228	215	223				
<i>Mar/93</i>	228	252	226	183	159	145	143	139	136	134	128	125	132	125	121	121	121	121	128	130	130	123	132	136	128	125	123	152	162	173		
<i>Abr/93</i>	178	183	190	173	152	136	134	134	136	128	125	128	132	134	128	125	121	141	125	125	119	115	115	108	104	106	106	104	102			
<i>Mai/93</i>	104	104	88	90	90	88	88	86	86	84	86	84	86	86	90	86	84	82	82	80	79	80	80	79	80	80	77	90				
<i>Jun/93</i>	181	90	86	94	111	108	111	100	88	86	86	84	84	82	80	79	77	77	80	77	75	73	71	71	69	67	67	66	66	66		
<i>Jul/93</i>	66	66	66	66	66	66	66	66	66	64	64	66	66	64	64	66	66	66	66	64	64	62	62	62	62	62	62	62	60			
<i>Ago/93</i>	60	62	60	59	59	59	57	57	57	57	57	55	55	55	57	113	64	55	57	57	55	57	57	69	69	67	66	64	60	60		
<i>Set/93</i>	59	57	55	57	59	57	62	55	53	53	52	52	52	53	77	71	79	66	60	59	62	59	57	69	104	130	104	102	84	80		
<i>Out/93</i>	80	79	80	96	82	79	79	80	80	79	80	75	64	60	53	52	50	62	50	50	47	50	50	50	66	152	123	115	106	98	90	
<i>Nov/93</i>	84	71	67	66	71	77	117	102	86	139	115	102	90	57	50	50	53	52	52	50	53	53	75	73	53	59	60	92	71	67		
<i>Dez/93</i>	67	67	66	64	66	67	73	77	94	106	115	108	106	136	152	141	125	106	115	119	169	150	141	173	208	183	164	155	276	195	190	
<i>Jan/94</i>	186	190	257	348	371	354	339	279	195	200	213	198	249	282	351	396	439	414	333	279	221	200	255	299	218	223	223	221	244	249	236	
<i>Fev/94</i>	195	176	155	150	145	136	150	178	183	198	203	178	164	130	125	285	193	177	190	179	193	177	132	198	134	212	156	151				
<i>Mar/94</i>	141	125	112	116	158	134	129	144	118	239	158	169	156	134	134	212	227	171	153	129	112	120	116	101	97	95	91	95	114	107	114	
<i>Abr/94</i>	120	125	112	103	91	85	81	87	75	72	67	68	67	68	134	146	120	105	93	85	72	89	81	72	79	75	68	68	61	60		
<i>Mai/94</i>	55	50	52	55	55	53	53	49	55	60	60	53	50	49	49	46	46	46	46	46	44	44	43	41	59	57	57	56	56			
<i>Jun/94</i>	56	56	56	56	54	54	56	56	56	56	56	79	77	77	75	75	73	73	75	75	75	79	80	80	79	75	75	75				
<i>Jul/94</i>	75	75	73	71	71	69	69	69	69	69	69	69	69	69	69	69	69	69	69	69	69	69	84	79	75	71	69	60	67			
<i>Ago/94</i>	66	66	66	64	62	62	62	62	60	60	60	60	60	60	60	60	60	59	57	57	57	57	55	55	53	53	53	53	53			
<i>Set/94</i>	53	52	50	50	50	50	50	48	48	48	48	48	47	47	45	45	45	45	45	59	52	50	44	42	40	39	39	39	39			
<i>Out/94</i>	39	39	39	39	39	39	40	42	44	47	45	40	38	37	40	47	59	55	69	62	59	52	52	52	52	59	60	60	82	80		
<i>Nov/94</i>	73	73	55	42	42	42	39	42	40	39	39	39	40	82	111	117	139	102	139	150	113	92	77	66	60	59	66	79	96	94		
<i>Dez/94</i>	98	90	90	80	75	71	79	141	145	108	86	79	71	67	64	94	100	102	111	102	106	145	383	368	299	268	218	186	164	143	128	

	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30	31	
<i>Jan/95</i>	152	141	319	285	282	234	193	162	157	143	166	143	136	125	121	111	100	98	119	141	139	121	104	106	108	195	136	117	188	186	218	
<i>Fev/95</i>	304	213	268	290	359	288	356	433	399	310	423	377	436	368	307	285	260	296	348	442	313	247	218	203	190	171	155	150				
<i>Mar/95</i>	152	152	164	150	155	169	162	150	157	181	162	136	130	128	128	132	125	119	462	221	200	200	195	186	330	239	208	183	159	145	148	
<i>Abr/95</i>	176	152	169	148	139	132	128	125	128	130	136	136	141	145	139	123	117	111	108	117	119	121	113	108	104	106	106	108	106	106		
<i>Mai/95</i>	104	102	96	96	96	128	365	221	183	164	139	130	123	117	115	119	119	115	108	106	106	102	98	96	96	94	94	94	92	90	88	
<i>Jun/95</i>	88	88	88	86	86	84	84	84	82	82	80	80	77	79	79	79	79	79	82	82	82	84	82	82	90	92	86	84	80			
<i>Jul/95</i>	77	75	75	75	73	73	73	71	71	73	71	71	69	69	67	66	66	66	66	66	66	66	66	64	64	62	62	62	60			
<i>Ago/95</i>	59	59	59	59	57	57	57	57	57	55	55	55	55	53	52	52	52	52	52	50	50	50	48	48	48	47	47	47	47			
<i>Set/95</i>	47	45	45	44	44	42	42	42	42	40	40	40	39	40	44	48	48	48	47	44	44	42	44	50	55	59						
<i>Out/95</i>	57	53	50	47	44	44	44	42	42	42	38	38	75	106	96	92	75	71	60	69	73	60	52	47	42	42	40	40	45	60		
<i>Nov/95</i>	67	57	66	84	106	94	82	73	44	53	66	69	79	64	71	59	59	55	53	50	44	40	42	45	44	42	45	84	75			
<i>Dez/95</i>	57	55	60	57	57	60	59	67	57	50	55	59	73	119	108	88	104	117	94	86	86	82	79	79	86	102	96	84	113	94	73	
<i>Jan/96</i>	113	155	171	221	203	188	169	155	157	173	213	226	327	236	186	162	141	134	125	125	117	113	123	123	111	108	100	100	98	92	92	
<i>Fev/96</i>	113	98	108	148	169	143	208	188	155	139	123	119	128	123	132	125	111	94	108	117	115	152	173	143	119	119	159	171	178			
<i>Mar/96</i>	183	173	159	157	183	218	188	210	198	195	190	178	155	139	136	128	164	164	155	171	183	159	132	123	113	104	143	173	148	125	119	
<i>Abr/96</i>	104	98	92	77	84	82	77	73	71	69	73	82	113	136	117	106	119	115	108	104	94	84	79	75	73	71	69	69	66	66		
<i>Mai/96</i>	67	66	64	60	62	64	60	59	60	60	62	64	64	59	60	57	66	66	86	92	80	75	77	73	73	84	71	66	66	60		
<i>Jun/96</i>	60	60	60	62	60	62	57	55	55	55	55	55	55	55	55	55	52	53	53	52	52	48	48	48	48	48	48	48	48	57	62	
<i>Jul/96</i>	60	57	55	55	52	50	48	48	48	48	48	48	47	45	47	47	47	47	47	48	47	48	48	47	44	42	44	44	45	47		
<i>Ago/96</i>	52	47	47	47	45	42	44	42	40	39	39	47	44	39	42	42	44	44	42	40	40	39	39	39	37	37	37	37	37	35		
<i>Set/96</i>	34	34	34	45	84	88	82	64	59	62	73	69	67	57	53	53	45	44	44	40	39	38	37	37	35	34	35	34				
<i>Out/96</i>	34	34	35	34	33	34	33	33	35	37	37	35	37	44	38	40	38	35	34	34	33	35	40	42	48	44	48	50	50	47		
<i>Nov/96</i>	50	71	82	139	106	82	64	55	66	50	39	37	34	50	44	45	48	48	71	102	157	226	205	166	145	111	82	80	67	67		
<i>Dez/96</i>	60	62	79	84	90	106	98	67	79	75	86	88	113	104	100	90	123	150	113	94	92	98	111	94	100	104	111	100	92	96	106	

	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30	31	
<i>Jan/97</i>	132	200	279	389	383	377	324	274	285	249	193	178	193	213	193	171	150	159	150	152	181	173	195	186	188	260	239	213	195	186	183	
<i>Fev/97</i>	181	155	145	145	134	125	141	130	125	111	130	106	106	104	115	94	104	115	119	134	121	115	119	111	195	162	141	164				
<i>Mar/97</i>	205	210	200	186	150	169	260	255	226	228	188	150	136	128	130	130	141	130	123	117	117	106	104	94	92	90	98	94	88	90	157	
<i>Abr/97</i>	193	157	139	108	102	94	90	106	108	100	92	86	82	82	79	84	92	86	82	82	84	84	111	92	88	86	82	79	79	80		
<i>Mai/97</i>	77	71	71	69	67	67	66	67	66	64	64	66	66	66	67	69	66	66	64	62	60	69	73	79	80	80	79	73	71	69		
<i>Jun/97</i>	64	66	64	64	64	117	139	117	115	88	77	73	71	71	132	198	145	125	102	92	84	79	73	71	69	69	69	67	66	66		
<i>Jul/97</i>	66	64	64	64	60	60	60	62	57	59	57	57	57	55	53	53	53	52	52	52	52	53	52	52	52	48	48	48	48	48		
<i>Ago/97</i>	48	50	50	48	50	48	47	48	48	47	47	47	47	45	45	45	45	44	44	44	44	42	42	39	39	39	40	39	39	39	39	
<i>Set/97</i>	38	37	37	37	35	35	34	34	34	34	34	34	34	35	34	34	34	35	35	35	34	34	35	35	40	40	39	47	48	48		
<i>Out/97</i>	86	80	64	53	45	42	42	42	39	39	37	35	34	30	27	33	39	34	47	79	96	92	80	66	53	55	79	75	64	59	53	
<i>Nov/97</i>	44	44	40	38	42	42	29	37	33	33	60	50	47	84	98	88	71	102	117	117	111	100	108	111	119	106	113	183	141			
<i>Dez/97</i>	244	296	234	200	171	195	164	134	143	176	173	162	176	152	157	130	145	155	115	115	113	119	106	100	132	96	113	98	113	96	98	
<i>Jan/98</i>	106	106	90	92	96	90	84	88	121	157	132	141	162	157	128	141	183	186	178	155	136	145	143	117	210	130	113	130	115	117	132	
<i>Fev/98</i>	136	150	128	119	115	132	123	115	143	123	130	134	141	150	244	205	210	208	200	195	299	241	203	193	186	190	171	162				
<i>Mar/98</i>	143	164	155	150	134	173	150	128	111	106	102	98	94	106	100	113	123	274	442	252	186	162	166	173	162	148	134	139	132	115	119	
<i>Abr/98</i>	157	169	145	132	134	123	111	111	108	108	102	100	96	94	90	90	90	90	94	94	92	88	84	80	77	77	75	75	155	139		
<i>Mai/98</i>	145	141	136	111	106	102	106	94	90	86	82	77	75	75	73	69	75	73	73	71	73	71	71	69	69	67	67	67	67	102	100	
<i>Jun/98</i>	92	86	82	79	79	77	77	75	75	73	73	71	71	71	71	69	69	69	67	66	66	64	64	62	62	60	60	59	57			
<i>Jul/98</i>	57	55	55	55	55	55	53	53	53	52	52	52	50	50	50	48	48	48	47	45	45	44	44	44	42	42	42	42	40			
<i>Ago/98</i>	40	40	39	39	39	39	44	52	67	94	92	78	66	61	54	51	48	47	44	44	43	43	41	41	40	40	40	40	39	39		
<i>Set/98</i>	39	37	37	35	36	36	36	35	35	37	37	36	35	33	33	32	31	31	31	30	32	35	33	32	31	33	32	32	37			
<i>Out/98</i>	39	37	30	35	35	50	54	56	54	51	44	43	40	37	85	85	87	92	92	81	58	53	48	43	44	43	46	61	59	64	69	
<i>Nov/98</i>	114	112	123	110	76	67	59	56	54	62	71	64	66	134	110	87	71	61	53	51	48	44	43	40	47	41	56	108	83	67		
<i>Dez/98</i>	64	71	64	64	71	74	83	81	79	78	78	98	112	110	106	156	123	154	120	116	96	72	67	98	92	131	118	178	142	134	106	

	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30	31
<i>Jan/99</i>	188	315	300	224	183	175	185	183	170	227	235	193	138	129	148	131	168	161	142	123	106	90	88	87	108	134	108	102	116	106	144
<i>Fev/99</i>	163	144	146	112	102	96	116	150	134	154	123	104	108	104	94	85	74	72	72	81	104	112	142	134	127	274	229	306			
<i>Mar/99</i>	254	229	206	183	188	219	409	251	227	188	206	213	161	142	127	118	154	206	170	120	123	114	112	129	193	154	163	161	150	146	120
<i>Abr/99</i>	114	112	106	102	94	92	125	112	106	134	110	102	90	90	94	98	96	88	87	88	83	79	76	78	74	72	74	72	69	71	
<i>Mai/99</i>	71	67	67	66	66	66	67	71	72	71	69	67	67	66	64	62	62	61	62	62	59	59	59	59	59	59	58	58	58	58	56
<i>Jun/99</i>	56	56	56	56	58	59	58	58	56	56	56	54	54	53	54	59	61	59	58	56	54	56	54	53	53	53	53	53	51	51	
<i>Jul/99</i>	54	56	54	53	50	50	50	48	48	47	47	47	47	47	47	46	46	46	46	44	44	44	44	44	44	44	43	43	41	41	
<i>Ago/99</i>	41	40	40	40	41	39	39	39	35	37	37	37	32	36	37	36	36	37	37	36	36	36	35	35	35	35	35	36	35		
<i>Set/99</i>	35	33	33	33	33	32	32	32	35	39	44	48	40	36	46	50	48	46	71	62	58	48	46	44	41	40	39	36	35	33	
<i>Out/99</i>	32	32	33	33	31	31	32	31	32	32	33	31	30	31	30	30	28	28	28	30	37	35	33	32	31	32	36	35	35	33	31
<i>Nov/99</i>	33	31	30	28	30	32	33	35	32	31	33	36	44	48	61	53	44	37	36	40	43	40	40	41	36	33	32	30	28	27	
<i>Dez/99</i>	28	28	27	28	54	61	58	64	67	62	64	54	67	67	71	64	58	43	41	37	36	36	37	53	53	54	54	56	71	88	114
<i>Jan/00</i>	125	163	232	243	294	257	280	229	190	144	131	102	88	76	69	69	64	71	88	114	114	96	79	71	112	104	127	150	260	188	216
<i>Fev/00</i>	203	285	448	354	285	280	254	280	232	227	285	315	285	254	178	175	185	178	150	140	129	120	118	127	108	114	118	158	168		
<i>Mar/00</i>	168	154	185	152	154	154	142	131	190	315	178	260	190	173	173	178	211	321	297	303	282	268	248	216	206	195	161	146	152	146	158
<i>Abr/00</i>	163	146	142	148	134	123	114	108	108	102	104	112	110	114	104	90	92	92	118	127	116	102	94	92	88	87	83	81	81	78	
<i>Mai/00</i>	76	78	74	76	76	74	74	74	74	74	74	71	71	71	67	67	67	66	64	66	66	64	66	66	64	64	64	64	64	62	
<i>Jun/00</i>	62	61	61	61	61	61	59	59	59	58	56	56	58	54	54	56	54	56	53	54	54	54	53	54	54	51	50	50	48	50	
<i>Jul/00</i>	50	50	50	48	50	50	48	48	50	48	47	47	48	48	47	48	50	50	48	48	48	48	50	53	50	50	53	51	50	51	50
<i>Ago/00</i>	47	47	46	44	46	46	43	44	43	43	43	41	43	43	46	47	47	44	41	40	39	37	37	39	36	37	36	37	43	46	
<i>Set/00</i>	58	64	72	81	88	81	78	78	83	74	79	66	67	71	66	66	66	61	54	51	48	44	43	43	40	39	41	43	40	41	
<i>Out/00</i>	41	43	44	41	40	40	39	39	37	37	35	35	32	32	32	30	30	28	26	27	27	26	27	28	28	28	31	32	31	33	
<i>Nov/00</i>	36	33	33	31	31	31	33	33	32	32	47	62	96	120	108	88	69	76	94	94	96	92	81	85	94	92	78	78	87		
<i>Dez/00</i>	76	85	83	156	114	98	64	56	54	161	100	136	125	108	123	161	140	251	180	142	125	112	118	108	140	104	88	83	78	79	87

	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30	31
Jan/01	104	138	134	106	96	81	76	72	76	85	106	94	125	74	81	76	69	62	76	72	78	79	98	102	165	114	85	76	85	90	
Fev/01	83	90	90	83	71	62	67	85	78	76	66	59	59	76	66	81	90	98	88	76	67	59	61	59	62	59	64				
Mar/01	81	81	76	85	72	87	87	67	140	140	146	195	168	134	112	90	74	116	104	90	81	72	69	64	72	72	79	79	79	104	
Abr/01	354	185	142	123	100	87	81	74	72	72	71	66	62	64	62	64	61	59	58	58	56	56	58	56	56	53	51	53	50		
Mai/01	47	48	47	47	47	47	47	46	46	44	46	46	48	44	48	51	61	56	53	50	47	46	48	61	62	85	120	88	67	59	
Jun/01	50	50	48	48	47	46	46	43	44	44	43	43	41	43	41	41	41	40	41	41	43	41	41	41	40	39	39	39	39		
Jul/01	39	37	37	39	36	36	36	35	36	36	36	33	36	36	35	36	36	36	35	33	31	32	31	32	35	35	33	32	30	24	
Ago/01	32	28	28	30	31	27	28	30	26	26	26	24	22	25	27	32	26	26	25	24	24	25	25	26	28	33	36	44	43		
Set/01	33	32	28	33	28	26	26	24	24	24	24	24	26	33	33	27	26	23	24	25	24	24	24	28	39	37	36	36			
Out/01	41	39	32	28	27	25	24	59	114	78	61	56	50	44	36	33	33	35	48	46	58	64	58	43	39	32	28	28	25		
Nov/01	26	35	31	69	79	53	41	36	36	36	33	36	36	46	59	61	58	74	56	59	208	88	66	48	47	46	46	43	44		
Dez/01	71	59	56	43	102	116	83	79	76	62	53	56	59	54	59	61	62	59	61	66	66	71	69	62	69	92	87	190	224	165	
Jan/02	195	170	120	106	79	69	62	72	79	62	56	66	280	364	229	285	288	211	185	150	116	100	94	87	87	94	98	144	102	88	
Fev/02	116	127	136	116	110	125	165	260	260	333	235	175	271	188	161	158	188	211	203	185	175	185	193	227	183	188	185				
Mar/02	190	173	144	123	116	104	102	96	110	106	98	87	87	102	110	114	110	110	104	102	112	138	185	185	156	165	161	123	110	100	
Abr/02	90	88	87	85	81	79	90	102	96	87	81	79	78	76	76	72	69	66	66	66	64	62	62	61	59	59	59	58	58		
Mai/02	56	56	58	67	69	64	62	61	66	66	64	62	59	58	56	54	54	53	56	62	78	90	87	76	67	62	59	58	58	56	
Jun/02	54	53	53	51	51	50	51	51	50	50	50	48	47	47	47	47	46	46	46	46	44	44	44	46	44	44	44	44	43		
Jul/02	43	43	41	41	41	43	43	43	43	43	43	44	44	44	44	43	40	40	40	40	41	41	40	40	39	37	37	37			
Ago/02	35	35	33	33	33	33	33	31	31	28	24	28	24	28	24	23	26	26	25	27	26	28	26	25	24	24	25	26	28	26	
Set/02	30	30	33	30	31	33	35	32	31	30	28	26	26	26	28	31	28	26	26	27	31	31	33	31	31	36	31	31	28		
Out/02	27	25	25	26	26	25	26	24	23	23	22	19	17	17	19	16	16	16	16	16	17	17	18	19	19	17	17	27	41		
Nov/02	43	39	41	39	43	44	41	41	31	36	43	47	44	44	46	48	46	50	61	59	50	50	56	54	51	50	83	53	59		
Dez/02	37	33	32	28	36	35	33	39	165	195	180	211	216	211	206	165	137	102	80	66	63	63	70	60	66	83	68	63	61	65	

	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30	31
<i>Jan/03</i>	70	70	128	185	153	183	170	158	142	139	240	198	246	206	327	333	195	180	165	195	216	237	246	216	190	153	211	262	268	216	
<i>Fev/03</i>	178	213	211	180	185	173	221	206	193	135	122	117	142	203	190	211	224	285	246	240	203	175	142	137	128	122	111				
<i>Mar/03</i>	93	91	83	89	83	82	80	83	211	271	254	224	190	156	221	399	422	399	351	206	193	190	168	221	227	229	221	221	206	190	
<i>Abr/03</i>	156	151	149	190	190	185	165	165	183	195	185	178	188	200	190	142	111	109	107	105	137	133	122	113	109	107	102	100	98		
<i>Mai/03</i>	93	93	96	100	102	105	111	107	100	93	91	91	89	85	85	85	83	82	82	82	80	78	85	93	94	89	83	82	80	78	
<i>Jun/03</i>	76	76	76	76	76	76	75	73	73	71	70	70	68	66	66	65	65	65	65	63	63	63	61	61	61	61	60	60	60		
<i>Jul/03</i>	60	60	60	60	58	58	58	57	57	57	57	57	58	60	60	60	58	57	57	55	55	54	54	52	52	52	50	49	49	49	
<i>Ago/03</i>	49	49	49	48	48	48	46	46	48	49	49	48	46	49	52	52	50	48	46	46	45	43	42	43	46	48	48	45	45		
<i>Set/03</i>	43	42	42	40	40	39	38	35	36	35	35	34	36	39	30	38	46	45	39	38	38	35	33	33	33	34	36	38	38		
<i>Out/03</i>	36	34	33	31	29	28	31	36	54	66	66	65	52	48	40	36	34	33	31	29	28	31	34	35	35	38	42	45	46	45	
<i>Nov/03</i>	43	54	55	55	50	46	45	43	39	35	31	33	35	35	34	33	87	107	89	76	73	75	82	107	111	91	75	76	76		
<i>Dez/03</i>	98	87	80	111	173	195	193	161	135	111	96	87	71	63	58	55	57	109	102	68	57	55	63	66	63	57	52	49	52	54	
<i>Jan/04</i>	78	153	198	170	153	146	149	144	137	146	137	146	126	98	107	124	100	76	66	60	60	58	68	70	211	229	208	185	158	144	
<i>Fev/04</i>	130	122	109	100	91	156	342	306	285	282	257	291	306	312	265	137	107	111	163	170	288	294	297	493	469	240	246	243			
<i>Mar/04</i>	232	185	158	151	139	156	161	165	158	135	119	130	180	203	203	190	161	146	163	144	122	111	89	91	82	98	83	83	83		
<i>Abr/04</i>	83	78	78	85	83	111	119	151	165	170	232	133	156	216	203	248	216	198	180	180	130	107	100	94	89	87	91	83	83		
<i>Mai/04</i>	80	76	75	71	70	94	87	83	80	80	73	73	76	80	78	73	70	73	71	66	63	61	60	71	73	70	68	63	65	63	
<i>Jun/04</i>	73	76	73	76	76	75	71	71	66	63	63	61	61	60	63	61	60	60	60	55	57	54	50	54	58	58	55	54			
<i>Jul/04</i>	54	54	48	48	54	55	55	54	73	71	70	68	63	61	60	60	55	55	54	50	50	50	50	50	50	49	48	48	48		
<i>Ago/04</i>	50	50	49	49	49	49	48	48	46	46	46	46	45	45	42	40	40	38	38	36	36	35	35	34	34	33	33	33	33		
<i>Set/04</i>	33	31	30	30	29	28	28	26	26	25	24	24	24	24	24	29	29	29	29	25	25	25	24	22	22	22	22	22			
<i>Out/04</i>	24	24	25	24	24	24	24	23	24	24	24	24	29	36	46	45	70	94	91	68	50	50	46	46	45	42	40	36			
<i>Nov/04</i>	31	39	73	75	80	94	100	98	75	58	43	48	42	42	73	115	156	161	151	124	89	83	52	45	40	35	61	93	85		
<i>Dez/04</i>	65	61	61	61	75	107	115	89	75	85	98	91	78	68	68	70	65	87	195	367	442	535	556	734	657	582	493	306	165	156	

	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30	31	
<i>Jan/05</i>	153	185	345	178	195	165	165	190	221	211	221	235	229	211	211	315	300	345	386	336	265	221	170	195	221	271	336	399	409	345	285	
<i>Fev/05</i>	240	237	260	237	232	188	185	183	173	151	133	124	119	113	111	109	107	107	115	117	113	109	102	96	93	107	161	163				
<i>Mar/05</i>	151	165	193	180	149	128	119	113	105	109	117	115	113	113	124	133	161	185	190	227	227	213	219	277	285	254	260	271	265	235	190	
<i>Abr/05</i>	151	135	128	124	117	115	111	105	102	102	100	98	96	94	91	87	85	83	87	87	85	83	89	91	91	113	117	109	105	111		
<i>Mai/05</i>	109	98	94	89	85	83	82	80	76	75	75	75	73	73	73	70	70	70	70	68	66	66	70	115	170	232	232	213	198	158	122	
<i>Jun/05</i>	107	100	94	89	85	83	82	80	76	75	75	75	73	73	73	71	70	70	71	73	76	83	98	91	83	78	75	71	70	70		
<i>Jul/05</i>	66	66	71	66	65	61	60	60	60	55	55	55	54	54	54	54	54	54	50	48	46	46	45	45	46	45	45	43	43	42		
<i>Ago/05</i>	42	40	42	40	40	40	40	40	39	39	39	39	39	39	40	39	39	39	39	39	39	39	39	39	40	43	45	40	40	40		
<i>Set/05</i>	42	43	48	48	50	54	57	57	58	60	60	60	60	65	60	50	48	46	42	40	42	45	52	54	57	57	54	48	48	48		
<i>Out/05</i>	46	46	45	48	48	45	43	43	40	42	40	40	36	36	38	38	38	38	39	39	40	45	52	55	60	61	63	63	60	57	57	
<i>Nov/05</i>	63	70	71	73	70	70	80	91	98	98	94	94	91	80	76	73	71	70	60	58	60	63	61	73	91	98	111	111	126	111		
<i>Dez/05</i>	130	153	173	165	170	170	163	200	240	206	175	170	163	185	168	139	130	130	128	117	107	100	100	98	94	117	149	153	135	117	107	
<i>Jan/06</i>	94	89	124	135	144	200	221	224	268	232	163	124	107	107	94	91	87	83	85	83	83	83	83	83	82	83	80	89	170	180		
<i>Fev/06</i>	151	161	175	153	137	119	102	91	87	98	115	133	144	156	146	142	137	122	111	102	109	119	137	142	156	180	216	227				
<i>Mar/06</i>	216	216	211	221	221	185	165	146	137	133	128	119	142	175	232	229	216	213	216	224	221	224	229	232	235	243	232	235	243	248	251	
<i>Abr/06</i>	235	211	221	216	219	219	221	216	206	206	198	195	190	173	161	151	130	115	109	107	107	107	107	107	105	102	102	102	100			
<i>Mai/06</i>	98	98	83	80	78	76	76	76	76	75	75	71	70	70	66	65	61	63	66	70	70	70	73	91	98	83	78	78	76	76		
<i>Jun/06</i>	76	76	76	75	70	63	60	60	60	60	60	58	58	58	58	58	58	57	57	57	57	57	58	58	58	60	60	60	60	60		
<i>Jul/06</i>	60	61	61	61	61	61	61	61	63	61	61	63	60	60	60	60	60	60	60	58	57	55	55	54	54	54	50	48	48	48		
<i>Ago/06</i>	49	73	109	107	98	94	94	91	83	78	66	63	48	48	46	43	48	54	50	48	46	45	45	43	42	42	42	42	42	42		
<i>Set/06</i>	40	40	40	42	42	42	42	42	42	42	42	42	42	42	42	42	42	42	43	48	50	55	65	70	63	60	60	58	58	60		
<i>Out/06</i>	58	60	60	60	60	73	71	102	119	117	115	105	119	124	122	124	133	135	144	180	170	163	161	161	151	142	144	133	124	126	133	
<i>Nov/06</i>	142	139	124	115	119	102	100	94	94	91	91	91	91	87	87	87	83	78	78	80	91	98	98	102	105	105	111	119	130			
<i>Dez/06</i>	146	151	161	163	168	165	170	170	180	195	195	200	211	211	188	190	227	237	248	235	235	216	185	178	185	180	178	175	175	180	175	

	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30	31		
Jan/07	195	211	224	227	232	237	232	195	185	180	178	175	185	206	229	232	206	183	175	175	180	178	178	183	165	165	165	170	165	175	211		
Fev/07	216	216	211	221	211	198	211	227	235	235	265	306	257	227	206	180	183	193	185	180	180	180	180	170	173	165	161	151					
Mar/07	139	137	135	133	133	124	117	115	115	117	102	105	105	102	102	102	105	111	124	119	113	111	111	107	107	102	102	102	102	102			
Abr/07	105	105	105	111	111	111	107	107	111	109	96	91	91	91	87	87	85	91	98	111	102	89	82	80	78	78	78	76	76	76			
Mai/07	76	76	73	70	70	70	70	68	66	66	65	65	63	61	61	63	61	61	60	60	60	60	60	57	57	57	57	57	55	55			
Jun/07	54	54	54	54	54	54	52	52	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	49			
Jul/07	48	46	46	45	45	45	45	45	46	46	46	46	46	46	46	45	45	48	55	66	63	57	55	49	48	48	46	45	45	45			
Ago/07	43	42	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	39	39	38	38	38	36	36	35	35	35	35	35			
Set/07	34	34	34	34	33	33	33	33	33	31	31	31	31	30	30	30	29	29	29	28	28	28	26	26	26	26	26	26	26	26			
Out/07	26	29	30	31	33	34	30	29	26	25	25	24	24	26	28	26	25	25	25	26	26	31	29	34	45	58	60	60	42	39	36		
Nov/07	34	35	39	39	42	48	45	46	50	52	55	57	54	60	70	78	80	73	60	57	63	54	48	40	40	39	42	52	46	42			
Dez/07	40	42	42	38	38	40	50	55	57	65	73	78	66	60	58	57	54	50	50	87	306	211	133	80	63	50	49	48	46	45	48		
Jan/08	48	48	46	45	43	46	45	48	48	45	43	42	45	63	66	66	70	66	60	60	57	55	63	70	76	96	128	151	183	200	195		
Fev/08	151	170	195	195	206	203	206	211	200	190	185	195	206	200	195	185	170	151	142	124	111	107	98	111	156	229	277	300	330				
Mar/08	318	300	282	251	211	183	168	156	149	128	107	93	83	76	85	102	119	128	133	128	122	113	102	91	87	102	98	87	83	80	82		
Abr/08	89	87	89	85	76	75	71	66	63	66	73	80	85	76	73	78	100	128	173	221	277	324	386	318	265	180	149	119	109	98			
Mai/08	161	158	144	135	124	119	111	102	91	85	78	73	71	73	75	87	96	102	102	98	93	89	87	91	91	89	87	85	87	83	85		
Jun/08	83	82	80	80	80	82	80	78	78	80	80	80	80	76	75	73	70	68	66	66	65	63	63	63	61	60	60	58	60				
Jul/08	61	61	63	63	61	61	60	61	63	63	61	60	60	58	57	57	57	57	55	55	55	54	54	54	52	50	49	49	49				
Ago/08	49	50	50	48	48	48	48	48	46	48	48	49	49	48	48	46	45	45	45	43	43	42	42	40	40	39	39	40	39	39			
Set/08	38	38	36	36	38	38	38	36	34	34	34	33	33	34	33	31	31	31	31	30	29	29	28	29	29	26	26	26	26				
Out/08	26	38	50	63	73	65	60	48	54	54	57	54	54	50	52	48	43	40	39	40	45	45	40	38	35	34	34	33	42	50			
Nov/08	65	71	57	48	48	45	42	40	40	42	49	57	58	57	50	43	38	38	48	58	55	50	49	48	45	42	43	48	57	66			
Dez/08	60	57	60	60	57	55	55	57	54	48	48	45	48	55	52	87	102	89	83	87	93	100	98	93	83	91	100	111	105	111	102		

	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30	31
<i>Jan/09</i>	107	119	178	190	180	158	137	124	117	124	115	109	111	111	107	111	113	117	122	122	115	135	133	142	200	211	229	246	229	211	200
<i>Fev/09</i>	185	175	175	165	156	156	151	146	144	153	156	151	175	200	216	229	237	221	206	183	175	163	151	165	185	178	161	156			
<i>Mar/09</i>	153	146	144	144	142	137	133	124	119	146	158	165	161	153	146	142	137	146	156	165	156	151	146	142	156	165	195	221	227	213	195
<i>Abr/09</i>	185	178	185	190	185	185	175	173	175	165	161	156	165	165	211	195	185	185	180	180	173	165	156	149	146	135	128	119	115	109	
<i>Mai/09</i>	107	111	107	109	146	151	151	142	137	124	111	98	94	93	91	87	87	85	87	91	91	91	87	87	87	80	76	73	71	70	
<i>Jun/09</i>	70	71	70	70	70	70	68	66	66	66	63	65	89	76	76	76	73	71	70	68	70	68	68	66	65	66	68	66	63		
<i>Jul/09</i>	63	65	63	61	60	60	58	58	60	58	57	60	60	58	58	57	55	54	54	52	54	54	52	54	50	49	50	49	50	49	
<i>Ago/09</i>	49	48	48	46	46	48	46	45	46	45	43	42	43	40	40	42	43	42	42	40	46	49	50	52	54	52	50	49			
<i>Set/09</i>	49	50	52	50	57	63	68	68	73	70	70	68	68	65	63	58	55	48	45	75	75	68	98	109	94	73	68	65	61	60	
<i>Out/09</i>	57	66	63	73	76	73	73	73	57	57	54	55	55	57	58	70	73	71	80	83	75	83	76	68	63	60	57	73	65	57	57
<i>Nov/09</i>	57	57	57	57	63	73	85	87	91	80	73	73	78	83	76	76	73	70	63	60	57	60	70	68	73	70	66	63	71	73	
<i>Dez/09</i>	63	75	76	94	113	229	251	221	203	165	128	107	100	107	107	109	105	98	94	93	91	91	85	80	80	142	175	190	213	211	216
<i>Jan/10</i>	211	183	170	153	137	113	107	94	87	83	83	115	91	76	75	71	65	60	60	57	57	54	66	73	70	75	98	133	128	124	206
<i>Fev/10</i>	146	105	102	91	83	82	76	73	70	82	66	60	60	60	60	61	76	135	111	111	107	102	96	94	94	91	122	237			
<i>Mar/10</i>	254	216	149	117	111	109	98	93	87	83	80	76	76	73	76	73	73	70	66	63	65	80	76	73	70	66	63	78	139	105	
<i>Abr/10</i>	117	142	216	383	324	151	107	93	100	111	107	98	87	83	76	76	75	73	70	70	66	63	61	60	57	57	57	60	57	54	
<i>Mai/10</i>	45	48	48	50	48	48	48	45	48	50	48	50	48	48	48	48	43	45	48	45	48	46	48	49	48	48	48	49	48	48	
<i>Jun/10</i>	48	43	45	48	45	48	45	43	45	48	48	46	46	45	45	43	42	42	43	40	42	43	42	42	40	40	40	40	39		
<i>Jul/10</i>	40	38	38	38	39	39	39	39	39	40	40	40	40	40	43	43	45	43	43	42	42	43	42	42	42	40	40	42	40	40	
<i>Ago/10</i>	39	40	40	39	40	40	42	40	39	39	38	36	36	36	34	36	36	34	33	34	34	31	34	34	33	31	31	31	31	31	
<i>Set/10</i>	31	31	31	31	31	31	31	30	29	30	29	29	29	29	29	29	29	29	30	29	29	29	29	30	29	29	29	30	29	29	
<i>Out/10</i>	29	36	50	73	82	76	78	76	70	61	55	52	55	63	66	65	58	52	50	52	52	48	49	66	76	70	63	57	52	48	42
<i>Nov/10</i>	40	39	34	45	54	60	82	100	96	89	93	98	94	65	46	48	57	102	142	135	111	107	149	185	195	185	165	156	149	128	
<i>Dez/10</i>	107	130	137	156	156	163	173	185	221	232	271	336	373	386	392	386	348	342	354	361	370	373	383	380	367	354	354	336	345	342	

	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30	31	
Jan/11	348	367	370	345	342	327	354	367	380	405	399	409	386	330	318	318	285	254	221	180	175	170	156	139	117	100	93	89	102	119	124	
Fev/11	124	133	137	122	105	96	91	91	87	80	78	78	82	97	107	113	99	107	123	138	136	115	107	105	136	160	167	174				
Mar/11	181	239	250	292	280	401	638	623	596	560	435	337	190	155	162	162	195	206	190	438	521	465	347	337	360	432	311	268	233	211	183	
Abr/11	162	167	211	236	211	171	176	178	174	167	162	158	155	151	149	158	171	140	140	140	142	146	149	153	155	160	162	169	174	174		
Mai/11	174	153	140	136	119	111	109	109	103	97	97	97	99	93	93	93	88	88	88	84	84	84	84	84	84	84	83	81	79			
Jun/11	79	77	81	81	79	77	77	77	77	88	93	99	99	99	88	86	81	81	79	81	77	77	74	72	72	74	74	77				
Jul/11	81	79	83	84	79	79	81	79	79	92	95	99	99	97	92	88	83	83	77	81	79	77	74	76	74	72	72	70	62	61		
Ago/11	61	61	61	62	64	62	61	61	59	59	57	56	56	54	53	51	51	51	50	50	48	50	51	51	50	48	48	47	47	45	44	
Set/11	44	44	44	43	43	43	41	41	41	40	40	40	40	40	43	44	44	41	40	39	37	36	36	36	35	35	35	36	36	36		
Out/11	36	37	37	37	39	43	48	53	57	69	61	61	61	61	65	65	64	74	77	77	81	84	84	88	84	84	84	84	84	67	70	
Nov/11	70	74	67	50	48	48	47	47	47	44	41	40	41	44	62	97	101	88	70	56	50	64	88	95	88	74	62	77	83	72		
Dez/11	105	125	111	84	69	93	95	92	101	111	115	107	99	86	97	105	93	83	81	99	95	81	72	64	62	76	101	129	146	136	115	
Jan/12	167	271	292	242	219	236	211	308	274	324	350	377	482	445	350	277	239	253	233	219	222	245	228	219	217	185	164	155	149	142	133	
Fev/12	155	160	144	129	117	109	103	97	92	99	115	183	259	280	271	228	190	160	129	117	115	125	136	178	178	176	153	125	113			
Mar/12	103	103	101	99	93	90	88	83	79	79	81	90	121	133	155	206	217	195	181	169	149	125	117	195	214	195	193	174	164	171	174	
Abr/12	153	127	115	109	113	115	109	111	113	121	138	133	129	119	107	101	97	111	117	111	111	136	140	127	113	125	160	164	151	131		
Mai/12	117	107	103	95	92	88	88	92	105	105	93	95	99	99	99	97	101	101	99	93	88	84	83	81	81	81	83	84	83			
Jun/12	79	76	74	72	72	77	84	101	105	99	92	86	83	79	76	74	72	70	67	65	79	101	115	115	101	88	79	72	70	69		
Jul/12	69	67	65	64	62	62	61	61	62	62	61	61	62	62	61	64	67	70	67	64	61	59	57	56	56	56	56	53	51	51		
Ago/12	50	48	48	48	48	48	48	48	48	47	45	45	45	45	45	45	44	44	43	43	41	41	41	40	40	39	40	40	39	39	39	
Set/12	37	37	37	37	36	35	35	33	33	32	31	31	31	30	28	30	30	28	28	30	36	40	41	45	48	47	44	40	35			
Out/12	33	32	30	28	27	26	26	25	25	25	24	25	28	33	36	37	39	41	44	41	36	32	30	36	41	43	39	32	30	27	25	
Nov/12	25	25	25	30	30	35	37	40	43	47	51	54	50	51	54	50	48	45	45	44	41	43	45	44	47	48	45	43	45	41		
Dez/12	48	53	54	56	51	45	45	47	48	54	57	57	57	61	62	62	61	64	59	57	54	48	45	45	48	48	45	50	54	50	57	

	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30	31	
Jan/13	51	51	54	56	53	48	48	51	56	74	101	107	107	109	101	109	123	119	119	119	88	88	97	77	83	95	160	350	311	214		
Fev/13	153	167	155	144	142	127	121	144	158	167	162	138	111	103	93	88	84	81	81	83	84	88	103	123	109	93	90					
Mar/13	101	107	111	115	121	115	107	105	101	93	95	86	79	88	103	92	88	86	109	146	144	146	138	144	133	129	119	115	119	115	121	
Abr/13	121	117	119	119	119	123	169	167	162	140	155	144	136	127	127	149	144	138	127	127	121	115	115	105	99	95	92	90	88	81		
Mai/13	77	77	77	77	72	74	70	69	65	65	65	67	67	64	64	64	64	64	64	64	64	62	62	61	61	62	62	61	111	217	239	
Jun/13	222	225	198	144	113	99	93	88	64	64	64	65	64	64	61	64	64	62	61	61	62	64	67	64	61	61	61	61	61			
Jul/13	61	61	61	61	61	57	54	51	51	51	51	51	51	51	51	51	48	48	40	45	45	47	48	44	48	48	48	48	45	45		
Ago/13	45	43	43	43	43	40	40	40	40	40	40	40	37	37	37	37	37	37	37	37	37	37	37	35	35	35	35	35	35	35		
Set/13	35	35	32	32	35	35	35	35	32	32	30	30	30	30	30	30	37	37	37	35	35	30	30	30	32	30	30	30	30	30		
Out/13	40	44	45	43	48	48	48	57	54	45	32	32	32	32	32	41	76	57	57	45	40	37	35	32	30	30	30	30	43			
Nov/13	48	43	40	48	48	131	74	77	67	54	54	45	40	43	43	43	37	48	44	43	37	36	51	54	70	70	77	74	70	88		
Dez/13	121	123	123	92	81	61	77	77	125	127	127	115	115	103	77	77	77	64	61	88	111	131	136	81	77	119	77	77	77	77		
Jan/14	92	92	74	64	61	57	51	48	45	45	64	57	45	48	45	45	51	131	74	70	64	54	54	48	70	70	64	64	57	54	48	
Fev/14	45	45	45	37	37	35	35	35	32	32	32	35	40	40	40	40	107	107	81	77	37	37	48	45	45	45	45	45	45			
Mar/14	61	81	81	67	57	57	99	144	127	111	111	74	74	74	61	61	56	51	51	51	76	76	67	67	67	77	64	64	84	84		
Abr/14	115	88	84	77	67	67	65	64	54	67	67	67	71	77	103	103	103	111	81	70	61	84	81	70	67	64	59	54	54			
Mai/14	51	48	48	48	48	48	48	45	45	45	43	43	43	43	43	40	40	40	37	35	40	40	40	40	40	41	43	40	40	40		
Jun/14	37	37	37	35	37	37	37	37	32	32	32	32	32	32	32	32	32	32	32	32	32	31	30	30	32	20	31	30	30			
Jul/14	30	32	30	30	30	30	28	27	27	27	27	27	25	23	27	30	30	28	27	27	27	25	25	45	54	77	72	67	54	48		
Ago/14	40	40	40	36	32	45	32	30	30	28	27	27	27	27	30	25	25	25	20	25	25	23	19	16	23	20	23	23	23			
Set/14	21	20	23	25	27	25	23	20	14	20	20	18	18	18	18	16	16	16	20	20	20	20	20	20	20	35	32	30	27	27		
Out/14	27	27	20	20	18	17	16	16	16	16	16	16	16	16	12	12	18	12	15	18	18	32	32	32	31	30	30	27	27			
Nov/14	27	27	25	25	25	26	26	27	27	24	25	30	27	39	32	30	27	27	26	21	20	30	27	40	57	64	70	92	111			
Dez/14	119	121	113	90	72	65	69	67	57	54	54	92	136	151	149	129	97	81	83	77	90	99	97	129	153	158	129	92	70	59	54	

	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30	31		
Jan/15	34	44	58	102	109	57	54	48	45	42	40	36	34	46	30	29	31	30	26	31	23	23	28	31	45	42	40	37	48	47	42		
Fev/15	40	39	31	45	45	132	124	91	91	83	80	82	71	66	66	74	66	74	74	74	55	44	51	48	41	41	43	66					
Mar/15	62	62	62	62	62	62	62	62	62	62	62	62	62	62	62	62	62	62	62	62	62	62	62	62	62	62	62	62	62	62			
Abr/15	104	85	83	102	95	122	122	118	118	121	87	88	89	76	83	84	80	77	65	66	69	71	73	69	66	65	65	66	66	61			
Mai/15	62	59	57	56	83	83	86	85	88	94	96	94	89	89	83	77	74	71	69	76	79	83	79	62	59	58	57	61	57	54	53		
Jun/15	56	54	50	66	74	79	80	62	57	54	53	50	36	40	41	42	45	47	45	46	47	50	54	58	57	54	54	47	44				
Jul/15	42	41	42	41	42	44	42	46	50	48	51	54	54	50	42	42	40	39	38	40	38	40	37	37	36	35	37	42	40	37	35		
Ago/15	35	35	34	33	33	34	35	33	33	33	34	33	32	33	34	30	30	31	31	33	32	32	31	32	30	32	31	31	30	30	30		
Set/15	27	25	25	26	23	23	23	30	38	38	40	37	36	36	34	33	32	31	25	23	23	23	21	19	20	21	21	21	22	25			
Out/15	26	25	25	25	23	21	22	21	22	22	21	18	16	15	15	14	14	14	14	14	14	15	17	21	20	22	22	21	23	23	28		
Nov/15	33	50	58	52	42	40	41	38	31	25	25	30	30	27	28	34	37	34	40	54	56	51	40	54	61	57	59	62	66	58			
Dez/15	49	54	63	62	61	66	65	64	114	117	92	69	63	61	56	50	52	53	70	62	63	59	62	51	42	59	61	44	45	60	60		
Jan/16	52	53	65	74	89	83	86	87	89	104	102	103	180	204	224	240	280	318	301	290	286	203	181	121	103	100	92	96	108	128	126		
Fev/16	100	102	109	102	92	124	137	135	129	121	111	94	96	107	86	88	88	96	93	70	74	76	76	82	94	91	87	72	88				
Mar/16	88	123	142	129	126	124	132	134	117	115	129	142	147	156	180	157	135	112	102	113	110	85	85	72	73	101	116	144	145	127	125		
Abr/16	123	107	85	86	87	87	80	70	67	69	71	74	71	56	55	53	53	52	52	52	50	49	48	49	48	47	46	47	47	48			
Mai/16	48	48	47	47	46	46	45	43	43	43	43	43	43	44	45	47	47	50	50	49	48	47	45	45	45	45	45	45	46	45			
Jun/16	45	45	64	80	80	71	71	67	65	62	57	51	49	47	47	47	46	45	45	44	43	43	43	43	42	41	40	38	37				
Jul/16	37	37	37	37	37	36	48	55	59	64	53	35	36	33	33	32	32	30	32	30	30	43	30	30	31	30	43	40	30	31	31		
Ago/16	30	30	28	28	29	29	28	27	27	27	28	28	28	27	30	30	30	32	35	37	38	44	39	37	33	31	35	32	28	27			
Set/16	26	25	25	25	25	23	23	22	22	22	22	21	21	21	20	19	19	19	21	21	20	19	19	18	18	20	19	16	16	16			
Out/16	15	15	15	27	34	35	35	27	27	26	25	26	34	35	40	38	37	35	33	33	37	64	61	50	40	38	37	36	34	35	52		
Nov/16	55	55	62	59	51	46	43	40	39	38	35	38	57	120	147	124	129	103	101	65	59	96	88	132	115	112	108	114	112	112			
Dez/16	130	120	101	103	104	112	119	176	167	147	129	126	127	154	154	185	163	158	154	154	130	105	96	89	75	63	67	71	65	64	63		

	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30	31				
Jan/17	63	63	63	69	68	66	65	62	66	71	76	75	75	100	112	115	117	155	163	176	185	176	160	147	166	225	182	163	151	147	104				
Fev/17	104	181	141	173	183	188	178	154	124	110	102	100	87	84	79	76	75	78	77	81	78	69	68	71	154	132	128								
Mar/17	108	104	100	93	128	116	104	108	91	100	108	86	80	74	71	68	68	78	78	96	100	77	87	82	77	132	126	120	133	91	77				
Abr/17	77	71	68	65	60	65	73	71	75	75	74	68	68	93	85	78	71	68	65	79	102	77	75	74	72	84	93	73	91	108					
Mai/17	75	73	66	64	85	105	100	62	64	65	62	54	51	51	51	58	61	64	61	97	95	94	93	93	93	92	91	92	91	90	90				
Jun/17	90	90	88	88	88	88	88	87	86	86	84	84	83	83	83	83	83	83	82	43	43	43	40	40	40	40	40	40	40	40					
Jul/17	37	37	34	35	35	35	37	37	35	35	34	35	34	34	33	33	32	32	32	33	33	32	32	31	31	30	30	30	30	30	30				
Ago/17	20	20	20	23	24	25	25	25	25	26	27	27	27	27	26	26	26	26	26	26	27	27	27	28	30	30	31	31	31	32	32				
Set/17	20	23	18	13	13	14	14	14	14	14	14	14	16	16	16	16	16	16	17	18	18	18	19	19	19	19	19	19	20	20	20				
Out/17	25	22	20	16	15	17	16	4	7	11	19	18	16	7	12	13	14	15	16	18	19	11	22	24	29	16	17	15	16	20	22				
Nov/17	28	96	84	83	88	89	87	86	109	72	49	40	28	23	22	27	29	37	42	43	52	55	54	87	68	76	83	65	35	34	28				
Dez/17	76	94	99	111	70	76	77	150	68	76	76	88	84	59	84	88	76	59	76	93	104	117	145	150	156	120	141	111	99	94	103				
Jan/18	142	151	152	131	178	455	357	928	645	489	486	438	391	321	311	314	198	121	125	113	93	90	83	83	90	103	99	90	84	262	152				
Fev/18	138	268	146	174	167	154	142	140	129	149	119	125	116	112	101	93	86	94	104	125	113	98	90	86	93	93	121	113							
Mar/18	115	121	111	101	94	90	101	93	109	109	115	125	117	97	83	76	76	80	76	76	73	97	93	87	83	81	76	73	67	63					
Abr/18	65	95	109	108	100	90	83	79	83	99	83	72	66	82	84	91	82	81	87	81	72	66	63	59	57	61	58	55	52	49					
Mai/18	46	50	49	46	49	46	49	53	45	42	43	46	45	45	44	41	43	46	54	53	54	59	55	50	52	47	45	46	47	45	47				
Jun/18	46	48	45	46	45	45	42	43	45	42	43	45	45	45	42	46	43	45	47	43	43	41	40	39	37	36	38	37	35						
Jul/18	37	34	37	34	32	36	35	33	35	33	32	33	33	36	32	31	33	32	31	30	28	31	30	28	31	33	30	30	30	30					
Ago/18	25	25	28	27	26	26	25	28	28	29	28	28	28	27	28	28	26	27	28	37	30	28	29	26	37	35	28	27	27	25	26				
Set/18	25	25	28	27	26	26	25	28	28	29	28	28	28	27	28	26	27	28	37	30	28	29	26	37	35	28	27	27	25						
Out/18	24	23	21	23	23	21	21	28	27	26	24	23	30	37	39	33	34	35	41	39	51	70	72	70	88	88	84	61	65	69					
Nov/18	69	65	68	83	108	126	155	181	196	221	177	172	185	210	207	171	184	184	191	207	183	141	161	274	467	507	540	477	435	420					
Dez/18	295	170	146	33	31	28	84	89	100	96	87	144	149	149	144	191	218	168	161	142	139	136	141	164	149	128	109	104	133	195	134				