

UNIVERSIDADE FEDERAL DE ITAJUBÁ
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA DE
ENERGIA

THIAGO ZAMARIM GAION

Modelo Adimensional para Estimativa de Custos de Grupos
Geradores de Pequenas Centrais Hidrelétricas

Itajubá

2021

UNIVERSIDADE FEDERAL DE ITAJUBÁ

PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA DE
ENERGIA

THIAGO ZAMARIM GAION

Modelo Adimensional para Estimativa de Custos de Grupos
Geradores de Pequenas Centrais Hidrelétricas

Dissertação para obtenção do título de Mestre em
Engenharia da Energia

Área de concentração: Estimativa de Custos em Centrais
Hidrelétricas

Orientador: Prof. Dr. Edson da Costa Bortoni

Itajubá

2021

UNIVERSIDADE FEDERAL DE ITAJUBÁ

PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA DE
ENERGIA

THIAGO ZAMARIM GAION

Modelo Adimensional para Estimativa de Custos de Grupos
Geradores de Pequenas Centrais Hidrelétricas

Dissertação aprovada por banca examinadora
em 26 de novembro de 2021, conferindo ao
autor o título de *Mestre em Ciências em
Engenharia de Energia*.

Banca examinadora:

Prof. Dr. Agnelo Marotta Cassula

Prof. Dr. Jamil Haddad

Prof. Dr. Augusto Nelson Viana

Prof. Dr. Edson da Costa Bortoni (orientador)

Itajubá

2021

Dedico de modo especial, à minha família,
que transformou o meu cansaço e desânimo
em vontade de concluir este trabalho.

AGRADECIMENTOS

Primeiramente a Deus, pela minha vida e por ter as pessoas que tenho ao meu redor.

Ao Prof. Dr. Edson da Costa Bortoni, por ter me proporcionado o aporte técnico e orientação necessária para elaboração deste trabalho.

A minha família, por me formar como pessoa e proporcionar tudo o que precisei para chegar até aqui.

À minha companheira Tatiana Soares, por me ajudar em momentos decisivos referentes a esse trabalho.

Aos meus amigos e colegas, pelas sugestões fornecidas.

A todos que contribuíram de forma direta ou indireta a esse trabalho.

RESUMO

Estudos de estimativas de custos em Grupos Geradores de Centrais Hidrelétricas possuem grande complexidade devido a diversos fatores a serem analisados, tais como a localização do empreendimento, pois os preços dos insumos de construção, bem como as características físicas onde é concebida uma central, variam conforme a região de implantação

Além disto, as oscilações do mercado de energia brasileiro, assim como a interferência da economia local e mundial, afetam diretamente os custos de grupos geradores. Portanto, um melhor entendimento do comportamento destes custos minimiza os erros agregados de estimativas que embasam uma melhor tomada de decisão.

Nesse sentido, o presente trabalho apresenta um modelo de estimativa de custos baseados em informações de custos de diversas pequenas centrais hidrelétricas no Brasil e no mundo, trazendo o conceito de custo tecnológico para a modelagem, o qual representa o custo de fabricação de grupos geradores, eliminando os custos com insumos/commodities.

O custo tecnológico é o que diferencia os fornecedores, visto o custo de um componente ser composto pela combinação de custos indiretos, custos diretos, custos com tecnologia de produção e custos com insumos, este último com maior relevância para o aço e cobre, para o presente estudo.

PALAVRAS-CHAVE: Pequenas Centrais Hidrelétricas, preços dos insumos de construção, modelos de estimativa de custos, variáveis de influência, custo tecnológico, commodities, aço, cobre.

ABSTRACT

Researches in Hydro Power estimation costs are extremely complex because are many parameters that must be analyzed, such as the location of the project, considering the prices of construction inputs, as well the physical characteristics where the Hydro Power is built, changing accord region.

Besides, the energy market oscillations, as well the local and world economy interference, affect directly the Hydro Power costs, so a better knowledge about the costs behavior minimizes the aggregate errors in the estimative to decision takes.

In this way, the present study shows a model of estimation cost based on costs' information of several hydropower plants in Brazil and worldwide analysis, bringing up the technological cost concept to the modeling, representing the generator group manufacturing cost, excluding the commodities costs.

Technological cost is the difference between group generator's providers since a cost composition of a component be composed by the combination of direct and indirect costs, technological production costs and commodities costs, the last one in larger relevance to steel and cooper to the present study

KEYWORD: Small Hydro Power, prices of construction inputs, models of estimation costs and costs parameters, influencing variables, technological cost, commodities, steel, copper.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1-1 – Disponibilidade de Potencial Hidrelétrico no Brasil	16
Figura 1-2 - Geração de empregos diretos e indiretos por MW instalado por ano (Roland Berger Strategy Consultants).....	17
Figura 1-3– Impacto anual de 1 MW instalado no PIB (R\$.000) (Roland Berger Strategy Consultants).....	18
Figura 1-4 – Distribuição de Investimentos de central hidrelétrica (Ogayar; Vidal, 2009)	18
Figura 2-1- Estimativas de custo de PCH para região SUL.	23
Figura 2-2 - Estimativas de custo de PCH para região SUDESTE	23
Figura 2-3 - Estimativas de custo de PCH para região CENTRO-OESTE.....	24
Figura 2-4 - Estimativas de custo de PCH para região NORTE	24
Figura 2-5 - Estimativas de custo de PCH para região NORDESTE.....	25
Figura 2-6 - Curva paramétrica para equipamentos Eletromecânicos, onde Q_t é a vazão de projeto e H_t a queda de projeto	26
Figura 2-7 - Curva paramétrica de custos para Barragens/Vertedouros e tomada d'água, onde Área_{ST} é a área da seção transversal da estrutura.....	26
Figura 2-8 - Curvas dos custos unitários médios de uma PCH (total e parciais)	28
Figura 2-9 - Equações para o cálculo dos custos unitários médios de uma PCH.....	28
Figura 2-10 - Custos de investimento em função da queda líquida.....	29
Figura 2-11 - Estimativas de custos unitários (Souza, 1999)	30
Figura 2-12 – Comparação entre custos reais e simulados para Barragens.....	33
Figura 2-13 – Comparação entre custos reais e simulados para Grupo Gerador	33
Figura 3-1 – Casa de força composta por duas turbinas francis simples horizontal	35
Figura 3-2 - Corte Casa de Força e componentes internos da PCH São João.....	36
Figura 3-3 – Barragem em concreto (Fonte: DTGR Barragem da Ferradosa 2007).....	37
Figura 3-4 – Barragem terra (Fonte: PCH Retiro Velho – Brasil PCH)	37
Figura 3-5– Barragem em enrocamento (Fonte: UHE Irapé – CEMIG).....	38
Figura 3-6 – Vertedouro Livre (Fonte: UHE Castro Alves – CERAN)	39
Figura 3-7 – Vertedouro controlado via comportas segmento (Fonte: UHE Barra do Brauna – DENGE).....	40
Figura 3-8 – Canal em concreto encosta íngreme (Fonte: CGH Boa Esperança)	41
Figura 3-9 - Canal em concreto encosta pouco íngreme (Fonte: Transposição rio São Francisco)	41

Figura 3-10 - Canal escavado em solo com manta impermeável (Fonte: CGH Aurora - COMAX).....	42
Figura 3-11 - Câmara de carga revestida em concreto (Fonte: UHE Santa Clara)	43
Figura 3-12 – Túnel com tratamento de tela metálica e concreto projetado (Fonte: PCH em Vereda – GMAIA Construtora)	44
Figura 3-13 – Ensecadeira em solo (Fonte: PCH Paracambi)	45
Figura 3-14 – Produção Conduto por calandragem (Fonte: Ideal Ferros).....	46
Figura 3-15 - Vista jusante montagem comporta ensecadeira (Fonte: PCH Pacanabi).....	47
Figura 3-16 - Gráfico para seleção de turbinas hidráulicas em função da nq_A , onde quanto maior for o nq_A , indica que deverão ser adotadas turbinas com maiores vazões e menores quedas	48
Figura 3-17 - Gráfico para seleção de turbinas hidráulicos (Fonte – HACKER), onde apresenta a variação de queda e vazão, segmentando por potencial e faixas de aplicação de cada tipo de máquina, seja Francis, Pelton, Kaplan ou Bulbo.....	49
Figura 3-18- Gráfico para seleção de turbinas hidráulicos (Fonte – HIDROTU), onde apresenta a variação de queda e vazão, segmentando por potencial e faixas de aplicação de cada tipo de máquina, seja Francis (área amarela), Pelton (área azul), Kaplan (área em vermelho) ou Bulbo (área em verde)	49
Figura 3-19 - Gráfico para seleção de turbinas hidráulicos (Fonte – SEMI) , onde apresenta a variação de queda e vazão, segmentando por potencial e faixas de aplicação de cada tipo de máquina, seja Francis (área delimitada em linha verde), Pelton (área delimitada em linha azul) e Kaplan (área delimitada em linha vermelha)	50
Figura 3-20 – Gerador UHE Itaipu – 715 MW/92rpm (Fonte – Itaipu Binacional)	51
Figura 3-21 - Gerador PCH Paracambi - 12,5MW/225rpm (Fonte - PCHParacambi)	52
Figura 3-22- Variação IPCA	55
Figura 3-23– Evolução Preço Aço	56
Figura 3-24– Evolução Preço Cobre	56
Figura 3-25 - Fluxo estruturação	60
Figura 3-26 - Correlação Gerador	61
Figura 3-27 - Correlação Turbina.....	62
Figura 3-28 – Relação Custo Global Gerador e Turbina com Cotação Commodities	63
Figura 3-29 – Relação Potência e Custos de Grupos Geradores	64
Figura 3-30 – Relação Vazão e Custos de Grupos Geradores.....	65
Figura 3-31– Relação Queda e Custos Grupos Geradores	65

Figura 3-32 – Relação Rotação Específica e Custos de Grupos Geradores	66
Figura 3-33 – Relação Rotação e Custos de Grupos Geradores.....	66
Figura 5-1 - Relação Potência e Custos de Grupos Geradores Aplicação.....	73
Figura 5-2 - Relação Inversa Rotação e Custos de Grupos Geradores Aplicação	74
Figura 5-3 - Relação Vazão e Custos de Grupos Geradores Aplicação	74

LISTA DE TABELAS

Tabela 2-1 - Variáveis de influência nos custos de componentes de PCH.....	20
Tabela 2-2 – Distribuição percentual de custos nas diversas regiões do País	21
Tabela 2-3- Coeficientes de custo por região	22
Tabela 2-4 – Fator de Aspecto por PCH.....	27
Tabela 2-5 - Parâmetros Considerados para Estimativas de Custos para cada Componente (Podio; Cavagnolo; Cipriano, 2011)	30
Tabela 3-1 – Descarte de componentes do escopo do trabalho	53
Tabela 3-2 – Características Centrais	57
Tabela 3-3 – Dados Gerais – IPCA e Fornecedores	60
Tabela 3-4 – Resultados simulações parâmetros influência	61
Tabela 3-5 - Custo de instalação por componente de 25 hidrelétricas na China, Índia e Sri Lanka, 2010-2016 (IRENA)	68
Tabela 3-6 - Custo de instalação por componente.....	68
Tabela 4-1 – Base dados aplicação	69
Tabela 4-2 – Faixa de Parâmetros Base de Dados.....	69
Tabela 4-3 – Custos Base de Dados	70
Tabela 4-4 – Resultado Aderência.....	71

LISTA DE SIGLAS

ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
PCH	Pequena Central Hidrelétrica
UHE	Usina Hidrelétrica
BNDES	Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social
SIN	Sistema Interligado Nacional
PIB	Produto Interno Bruto
OPE	Orçamento Padrão Eletrobrás
ESHA	European Small Hydropower association

LISTA DE SÍMBOLOS

Y	Valor de Custo Total a ser estimado
k	Constante obtida por meio da projeção linear
Xn	Parâmetro de Influência
n	Expoente obtido por meio da projeção linear relativo ao Xn.
P	Potência em MW
Pk	Potência em kW
Q	Vazão em m ³ /s
H	Queda Bruta em m
NqA	Rotação Específica
n	Rotação em rpm
C	Custo em (10 ³ R\$)
C'	Custo Tecnológico
k	Coefficiente de custo derivado do custo médio do projeto completo
F	Fator do tipo desenvolvido;
S	Fator de design padrão do projeto
V	Volume da Barragem (m ³).
ns	Rotação em rps;
g	Aceleração da Gravidade – 9,81m/s ²

SUMÁRIO

1. INTRODUÇÃO.....	15
2. ESTADO DA ARTE	20
3. ESTIMATIVA DE CUSTOS	34
3.1. Parâmetros técnicos de influência e definição do escopo.....	34
3.1.1. Obras Civas	34
3.1.2. Equipamentos Hidráulicos.....	45
3.1.3. Equipamentos Elétricos	50
3.1.4. Seleção estudo	52
3.2. Parâmetros Econômicos e Commodities	54
3.2.1. IPCA	55
3.2.2. Commodities – Aço e Cobre	55
3.3. Modelagem Matemática	57
3.4. Custos e Parâmetros de Influência.....	63
3.4.1. Análise dos Custos e Parâmetros de Influência.....	63
3.4.2. Análise da Representatividade dos Custos	67
4. APLICAÇÕES	69
5. ANÁLISE DOS RESULTADOS E DISCUSSÃO	73
6. CONCLUSÕES E RECOMENDAÇÕES	76
REFERÊNCIAS	78
ANEXOS.....	80

1. INTRODUÇÃO

O mercado de geração de energia apresenta alta competitividade, no qual os empreendedores buscam cada vez mais informações que minimizem incertezas e possam amparar análises de viabilidade com resultados mais ágeis, gerando informações com menores erros agregados. Assim, ferramentas que agregam análises de viabilidades e outros parâmetros para estimativa de custos ou embasar críticas a propostas de fornecedores, são de grande importância.

Neste contexto, considerando-se que no Brasil existem 9.872 empreendimentos de todas as fontes de energia em operação, os quais contemplam trocas de componentes e eventualmente passam por reformas, e estima-se para os próximos anos a entrada de mais 1.353 empreendimentos que estão em construção ou outorgados, reforça a importância de ferramentas que suportam cotações de equipamentos e auxiliam em tomadas de decisão (ANEEL 2021).

Separando-se estes empreendimentos em operação e outorgados por fontes, tem-se cerca de 14% provenientes de geração hídrica, 30% termoelétricas, 10% eólicas e 47% solares. Destes, a fonte hídrica representa 61% de todo o potencial, sendo a soma das fontes termoelétrica, solar e eólica 39% de todo potencial, representando a fonte hídrica como base da matriz energética do Brasil (ANEEL 2021).

Estima-se que ainda há em torno de 36.000 MW de potencial hidráulico a ser aproveitado no Brasil, distribuídos em mais de 1.200 empreendimentos, os quais encontram-se em rios inventariados ou rio ainda em estudo, demonstrando enorme capacidade de instalação (ANEEL 2021).

Na Figura 1.1 tem-se o potencial a ser aproveitado no Brasil.

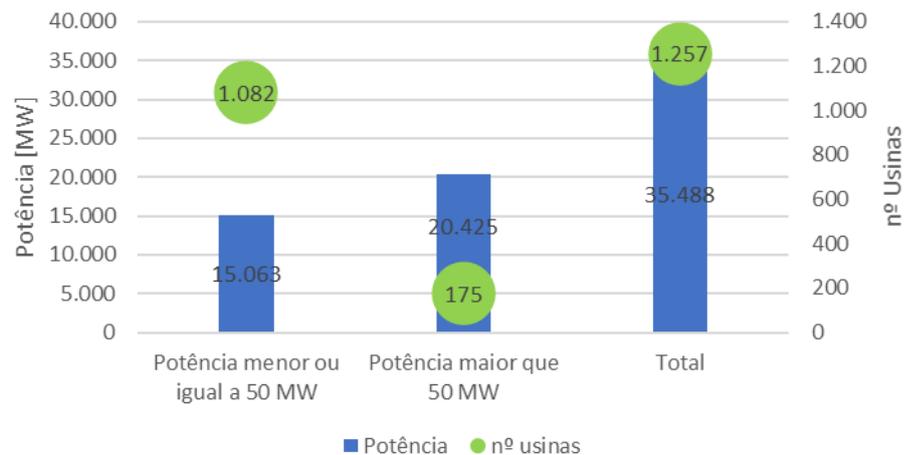


Figura 1-1 – Disponibilidade de Potencial Hidrelétrico no Brasil

Nota-se que apesar do potencial ser inferior a 50% do total, as centrais com potência inferior a 50MW – centrais com Outorgas de Autorização – representam 86% do número de aproveitamentos. Este tipo de central e considerando as em operação, outorgadas e sem outorga, tem-se em torno de 2.754 aproveitamentos, resultando em um potencial de 23.048 MW (ANEEL 2021).

Atualmente, os empreendedores que investem neste tipo de central encontram dificuldades em relação a concorrência muitas vezes não isonômica com outras fontes e principalmente em torno do licenciamento ambiental, visto ser praticado um modelo de licenciamento para cada unidade federativa, ao invés de ser modelado por bacia hidrográfica.

Dependendo do licenciamento, pode-se chegar a lidar com vinte repartições, as quais não possuem estrutura para atender a demanda nacional e em sua maioria mesmo atendendo os programas ambientais exigidos se torna um processo moroso o qual chega a demandar em alguns casos mais de cinco anos, sendo dois anos a média para emissão de uma licença (EXAME 2012).

Os problemas com licenciamento ambiental no Brasil se dão pela falta de interação das entidades responsáveis pelo processo de licenciamento e órgãos fiscalizadores, pois em alguns casos mesmo com licenças ambientais emitidas pelos órgãos responsáveis, o responsável pela fiscalização revoga a mesma, demonstrando a deficiência de diretrizes claras e comunicação entre as entidades governamentais. Além disto, em algumas vezes as questões técnicas em torno da defesa do meio ambiente são contaminadas por ideologias e visões políticas, o que prejudica o desenvolvimento sustentável do país (EXAME 2012).

Em função dos referidos entraves ambientais, o caminho regulatório também é prejudicado, tornando ainda maior o período para implantação deste tipo de central, visto que para a emissão de Outorga/Autorização de um projeto a ANEEL exige a apresentação do licenciamento prévio da central (ANEEL 2019).

Em torno do exposto, os processos de hidrelétricas envolvendo a implantação no modelo de autorização carecem de boa estruturação, pois se trata de uma fonte energética limpa, com baixo impacto ambiental, grande impacto positivo na área social, estão próximas aos centros de carga – gerando maior estabilidade ao Sistema Interligado Nacional – SIN – e com um retorno energético bastante vantajoso, devido apresentar capacidade de geração em média maior que 50% do tempo, 20% maior comparado com a média das eólicas e solares.

Além disto, apresenta uma menor variação horária de geração, visto que a fonte solar se restringe sua geração de energia somente durante o dia e eólica possui um maior volume de geração em horários fora de ponta (ANEEL 2021).

Em relação as fontes renováveis consideradas equivalentes na ótica de leilões de comercialização de energia, estas centrais apresentam o melhor cenário socioeconômico, visto gerar quase cinco vezes mais empregos diretos e indiretos que eólicas e mais de sete vezes que as centrais a biomassa, e o maior impacto anual no PIB, conforme apresentado nas figuras 1-2 e 1-3 a seguir (BNDES 2013).

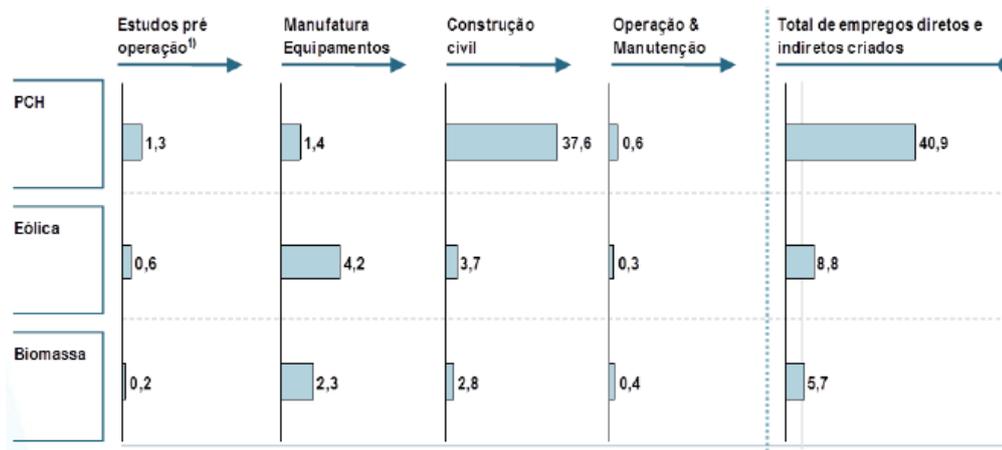


Figura 1-2 - Geração de empregos diretos e indiretos por MW instalado por ano (Roland Berger Strategy Consultants)

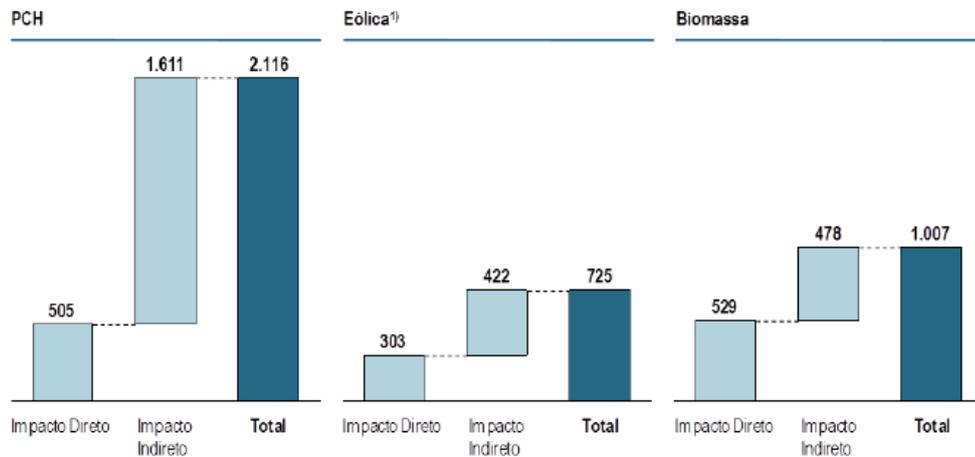


Figura 1-3– Impacto anual de 1 MW instalado no PIB (R\$.000) (Roland Berger Strategy Consultants)

Complementarmente, as cidades no entorno de aproveitamentos hidrelétricos mostram um aumento nos indicadores sócio-econômicos, melhorando significativamente a infraestrutura local (ANEEL 2018).

Analisando os custos destes aproveitamentos hidrelétricos é possível identificar que as contas de maior representatividade no custo global se referem as obras civis e ilha de geração, os quais segundo Ogayar e Vidal (2009) representam 40% e 30% do total de investimento, respectivamente, conforme apresentado na Figura 1.4

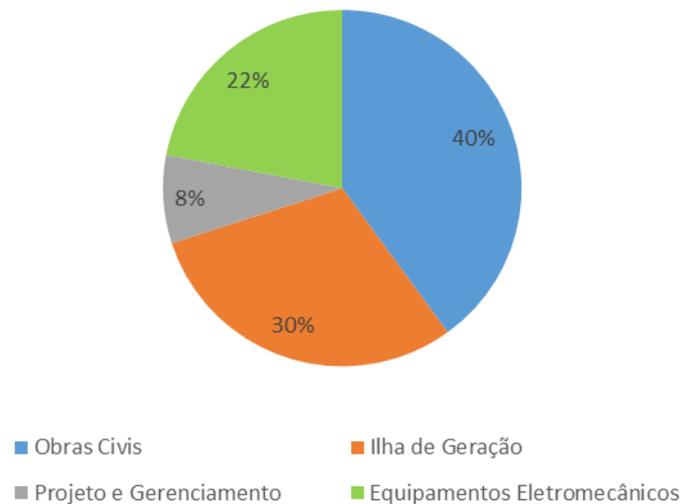


Figura 1-4 – Distribuição de Investimentos de central hidrelétrica (Ogayar; Vidal, 2009)

Considerando as oportunidades apresentadas, o desenvolvimento de uma ferramenta que torna possível estimar custos de componentes de centrais hidrelétricas com potência

inferior a 50 MW, agrega agilidade e confiabilidade à investidores. Além disto, se considerar a variação de preços de insumos, incrementa ainda mais confiabilidade, visto que não há métodos de estimativas de custos considerando commodities como balizador, permitindo o mapeamento do custo tecnológico dos componentes, excluindo interferências de variação de preços dos insumos.

A evolução da concepção deste modelo, será apresentado adiante com o seguinte conteúdo:

- Entendimento de custos de centrais hidrelétricas com potência inferior a 50 MW, onde serão tratados os diversos trabalhos em torno deste tema;
- Métodos de estimativa de custos, dos quais serão apresentadas as metodologias estudadas por pesquisadores desta disciplina;
- Estimativa de custos em componentes de centrais hidrelétricas, o qual serão tratadas as características de custos de cada componente de centrais hidrelétricas;
- Modelagem matemática para estimativa de custos, onde serão apresentadas as metodologias utilizadas neste estudo;
- Apresentação dos dados;
- Estruturação de modelo, que será mostrará a utilização dos dados na modelagem matemática;
- Evolução de custos de centrais e insumos; e
- Resultados e discussão, aplicando o modelo para custos de centrais estudadas em outras bibliografias.

2. ESTADO DA ARTE

A estimativa de custos em centrais hidrelétricas de pequeno e médio porte, em geral pode ser conduzida de duas maneiras, a saber, através de um modelo agregado ou de um modelo desagregado (BORTONI et al, 2002).

No modelo agregado, a estimativa de custos é feita de maneira global, ou seja, a partir de características físicas gerais da central, tais como queda bruta, vazão de projeto ou potência, determina-se o seu custo global.

No modelo desagregado, a estimativa é feita através dos custos de seus diversos componentes, visando assim uma estimativa com maior precisão, relacionando cada componente com sua variável direta de influência, como o exemplo apresentado na Tabela 2-1 (SOUZA, 2009).

Tabela 2-1 - Variáveis de influência nos custos de componentes de PCH

Descrição	Variáveis de influência
Aquisição de terrenos e benfeitorias	Potência, Área do reservatório e Queda
Estruturas e outras benfeitorias	Potência e Custos unitários
Barragens	Comprimento, Altura, Forma e Custos unitários
Adutoras	Vazão, Comprimento e Queda
Turbinas	Vazão, Queda e Número de máquinas
Geradores	Potência unitária, Rotação e Fator de potência
Equipamentos elétricos	Potência e número de máquinas
Equipamentos diversos	Potência e número de máquinas
Estradas	6% do custo total
Custos indiretos	15% do custo total

FONTE: SOUZA; SANTOS; BORTONI (2009, p.120).

No presente estudo, visando obter uma maior precisão das estimativas de custos, será trabalhado o modelo desagregado, baseando-se em estudos que equacionam os custos em função das variáveis de influência direta, porém minimizando os erros inerentes as variações de mercado, pois acompanha a evolução de preços de insumos em um longo período tornando possível um melhor entendimento das variações nos preços.

Os trabalhos anteriormente desenvolvidos sobre custos, utilizados no presente estudo, baseiam-se em modelos que estimam custos de implantação, distribuição, construção e na utilização de curvas paramétricas.

O projeto teve início a partir do trabalho cujo tema é “Investigação da composição e estimativas de custos de Pequenas Centrais Hidrelétricas – PCH - no BRASIL” (BORTONI; SANTOS; ALMEIDA, 2002), neste projeto é feita uma estimativa de custos, no qual analisou-se 75 projetos de PCH, distribuídas nas regiões Norte, Nordeste, Sudeste, Centro-Oeste e Sul do Brasil. Como ferramenta de análise foram utilizadas planilhas de OPE e as fichas técnicas dessas 75 PCH.

Utilizando esses dados foi possível a obtenção da distribuição percentual de custos de PCH nas regiões supracitadas, relativos aos grandes itens do OPE, conforme apresento na tabela 2-2 a seguir.

Tabela 2-2 – Distribuição percentual de custos nas diversas regiões do País

Item	Descrição	S	SE	CO	N	NE
CONTA 10 (R\$)	Aquisição de terrenos e benfeitorias	2%	5%	3%	5%	1%
CONTA 11 (R\$)	Estruturas e outras benfeitorias	4%	7%	5%	8%	4%
CONTA 12 (R\$)	Barragens e adutoras	34%	36%	42%	36%	40%
CONTA 13 (R\$)	Turbinas e geradores	24%	26%	24%	30%	19%
CONTA 14 (R\$)	Equipamentos elétricos e acessórios	11%	9%	4%	6%	5%
CONTA 15 (R\$)	Equipamentos diversos	2%	3%	2%	3%	2%
CONTA 16 (R\$)	Estradas de rodagem, de ferro e pontes	6%	0%	2%	2%	8%
CONTA 17 (R\$)	Custos indiretos	17%	14%	18%	12%	20%

FONTE: SOUZA; SANTOS; ALMEIDA (2002, p.2).

Nota-se que os itens com maior representatividade nos custos, em média 63% do valor global, estão nas obras civis e grupo gerador, evidenciando a importância do presente estudo de estimativas de custos a partir das commodities, refinando estas estimativas.

O modelo de estimativa de custos utilizado neste trabalho foi o modelo desagregado, o qual procura estimar o custo total de uma obra a partir da soma dos custos de seus componentes individualizados como supracitado.

O modelo agregado também foi utilizado, o qual adota o custo de uma central, como apresentado anteriormente, em função de sua localização regional e também em função de suas características tecnológicas, especialmente em relação aos conceitos de alta, média ou baixa queda.

A partir dessa definição e suas restrições foi adotado também um equacionamento do Banco Mundial, através do qual é obtida uma constante para cada região do país, chamada coeficiente de custo, multiplicada a potência e queda do empreendimento.

$$Custo = k \cdot \frac{P^{0,820}}{H^{0,246}} \quad (2.1)$$

Tabela 2-3- Coeficientes de custo por região

Região	Coeficiente de custo (k)
SE	4,440
CO	3,981
S	3,686
N	2,908
NE	0,750

Aplicando o modelo agregado, para PCHs de diferentes regiões do Brasil, foram efetuadas as estimativas de custos e comparadas aos custos reais, destacando que os resultados obtidos com esta fórmula não refletem exatamente o custo da central, mas sim uma estimativa do seu valor. Cada projeto é único e tem características próprias que irão refletir no valor do custo final.

As figuras de 2-1 a 2-5 a seguir ilustram os custos informados nos projetos básicos depositados na ANEEL (pontos em azul) e a faixa definida pelo valor mínimo (-25%) (linha rosa) e valor máximo (+25%) (linha amarela) sobre o valor obtido pela expressão de custo.

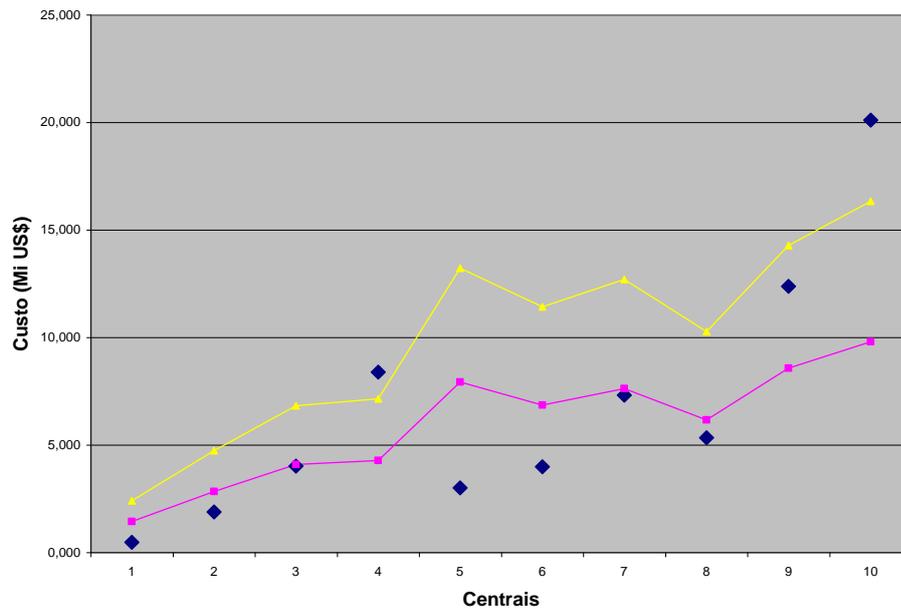


Figura 2-1- Estimativas de custo de PCH para região SUL.

Os equacionamentos para a região sul apresentaram baixa aderência, visto que para os dez projetos analisados, apenas três estão dentro da faixa admitida, delimitada entre as linhas amarela e rosa.

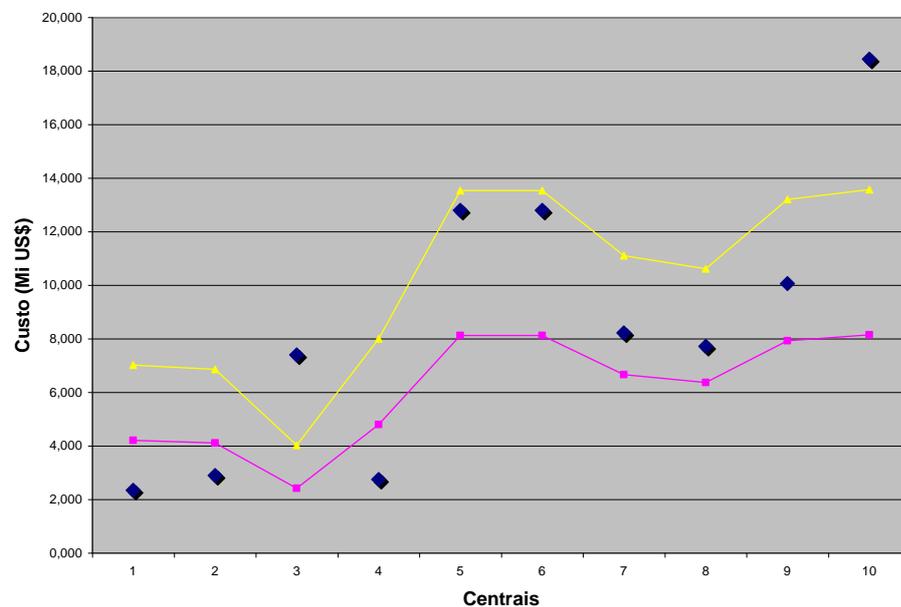


Figura 2-2 - Estimativas de custo de PCH para região SUDESTE

Para a região sudeste foi possível observar uma boa aderência, visto que para os dez projetos analisados, cinco estão dentro da faixa admitida.

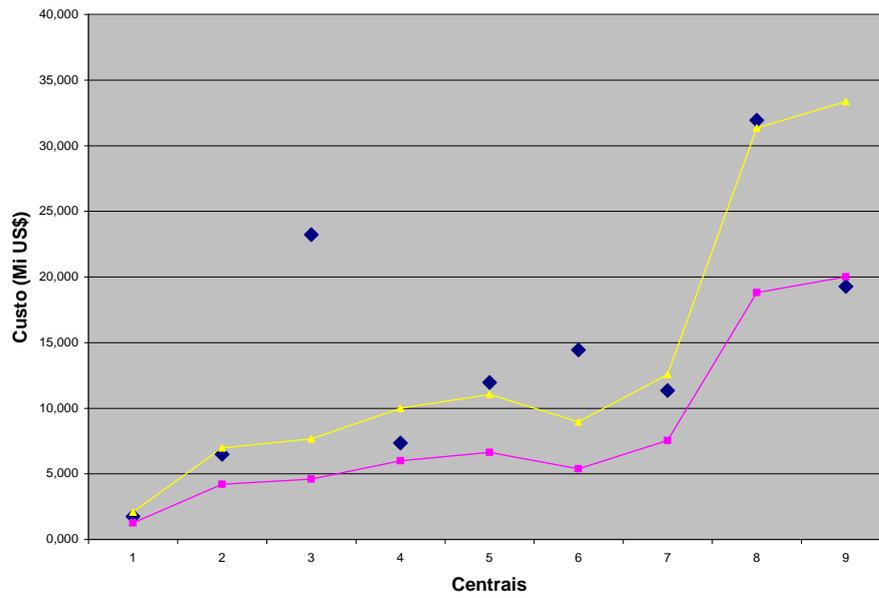


Figura 2-3 - Estimativas de custo de PCH para região CENTRO-OESTE

A região centro-oeste apresentou uma ótima aderência, visto que para os nove projetos analisados nesta região, sete estão dentro da faixa admitida.

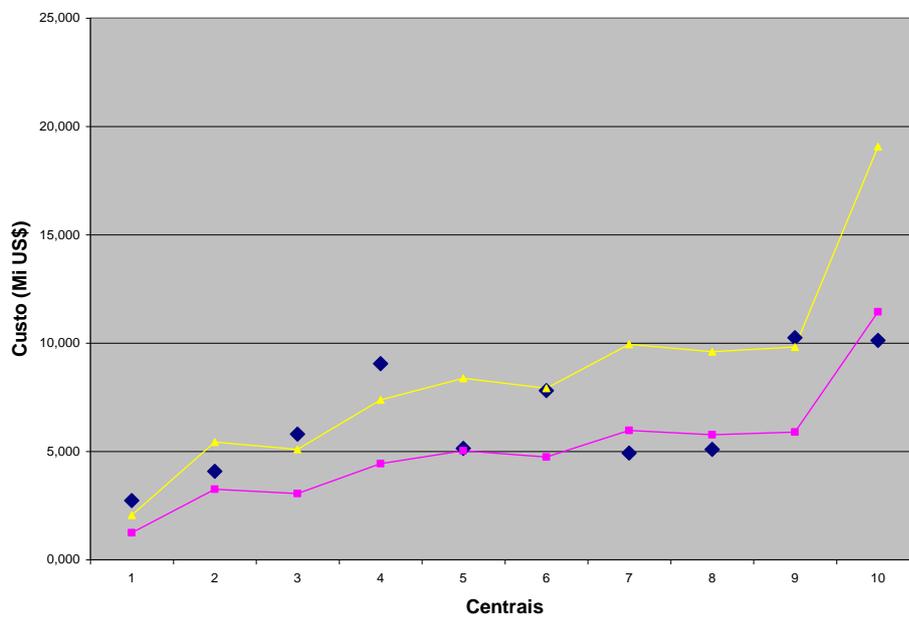


Figura 2-4 - Estimativas de custo de PCH para região NORTE

Para a região norte foi possível observar uma boa aderência, visto que para os dez projetos analisados, cinco estão dentro da faixa admitida.

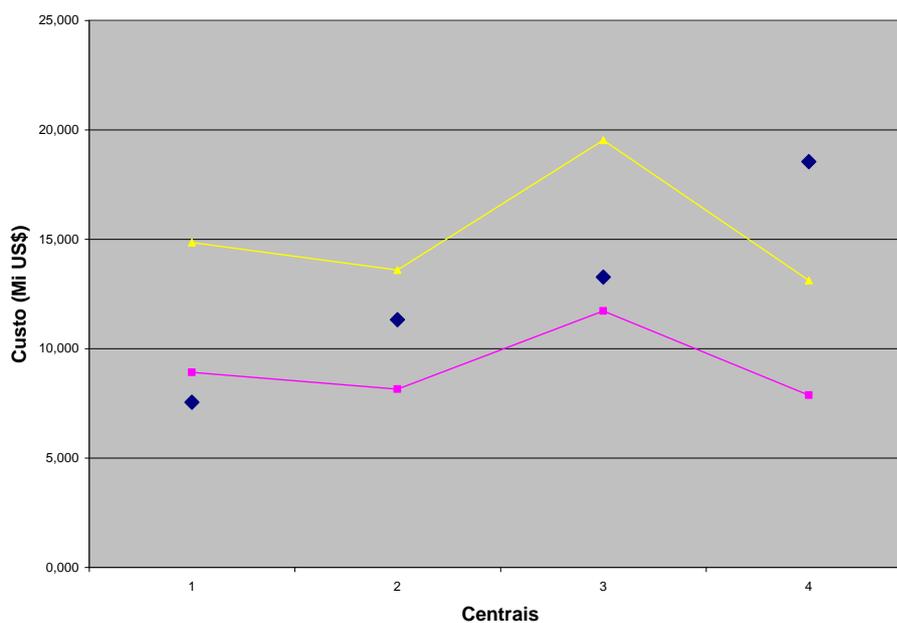


Figura 2-5 - Estimativas de custo de PCH para região NORDESTE

Para a região nordeste foi possível observar uma boa aderência, visto que para os quatro projetos analisados, dois estão dentro da faixa admitida. Porém, são poucos projetos para validar os equacionamentos ou coeficientes de custo para esta região

CANELES e BELUCO (2008) desenvolveram curvas paramétricas de custo que permitem avaliar o custo de implantação de um aproveitamento hidrelétrico, utilizando o modelo desagregado. Essas curvas foram obtidas em função dos componentes de 18 estudos de pré-viabilidade realizados na Nicarágua em 2002.

Neste trabalho foi determinado o custo unitário médio representativo dos diferentes serviços, obras civis e equipamentos que compõem o aproveitamento, de modo parecido ao último trabalho exemplificado. Nos equipamentos eletromecânicos a curva foi determinada em relação aos valores da queda e vazão dos estudos de pré-viabilidade, apresentada na Figura 2.6 como exemplo. Para os canais de adução e condutos forçados obteve-se um equacionamento em relação ao comprimento e a vazão do canal, porém para os condutos forçados se tornaram necessários dois equacionamentos, para diferentes faixas de vazões. Finalmente para a barragem, vertedouro e tomada d'água ficaram em função área da seção transversal da barragem, apresentada na Figura 2.7 como exemplo.

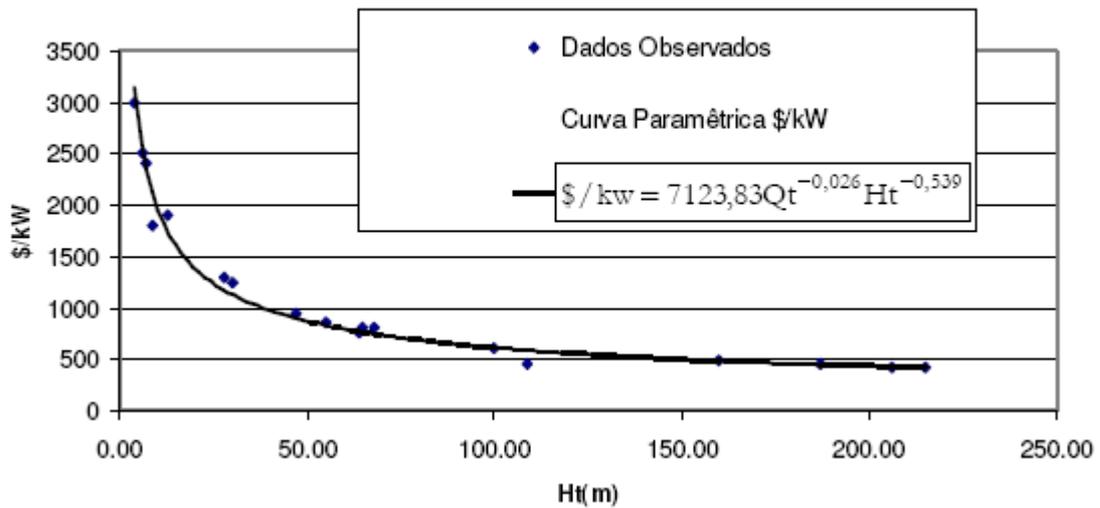


Figura 2-6 - Curva paramétrica para equipamentos Eletromecânicos, onde Q_t é a vazão de projeto e H_t a queda de projeto

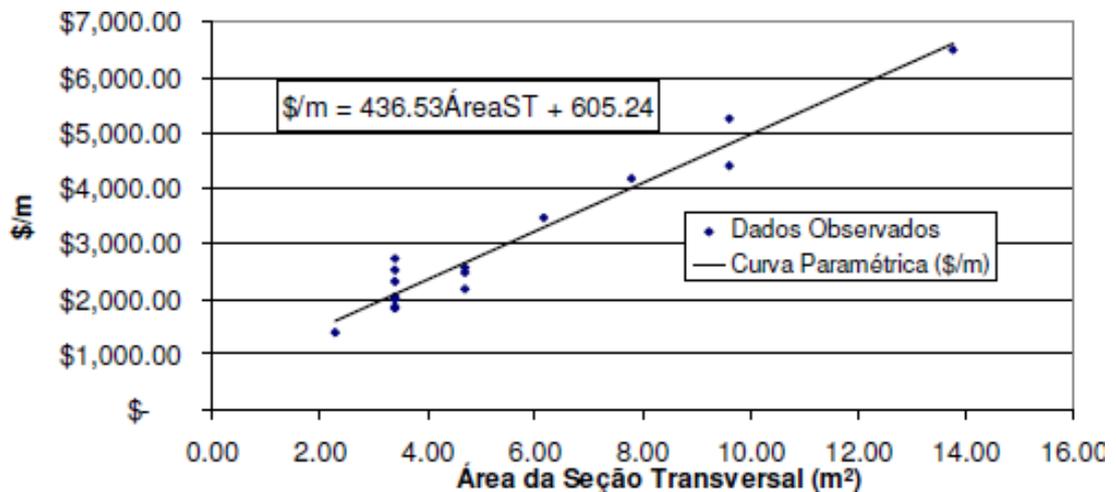


Figura 2-7 - Curva paramétrica de custos para Barragens/Vertedouros e tomada d'água, onde ÁreaST é a área da seção transversal da estrutura

Salienta-se que a utilidade do modelo estudado foi para mini centrais, mas é importante referência para o presente estudo em relação aos equacionamentos e aplicações do modelo de estimativa de custos desagregado.

TIAGO FILHO e CAETANO (2004) desenvolveram um estudo para estimativa de custos de implantação de PCH no Brasil, baseado em dados das planilhas OPE de 63 projetos e utilizando o modelo desagregado. De acordo com o autor, os itens das planilhas estavam distribuídos em obras civis e componentes hidromecânicos, componentes eletromecânicos, acessórios e linhas de transmissão, equipamentos diversos, custos indiretos e custos financeiros. O trabalho comprovou que 31% do custo total está nas obras civis, girando em

torno de 320 US\$/kW e em alguns casos as barragens correspondem 30% deste custo. Os custos dos equipamentos hidromecânicos podem chegar a 11% do custo total de uma PCH, algo próximo de 114 US\$/kW, e os equipamentos eletromecânicos juntos podem chegar a 30% do valor total, próximo de 310 US\$/kW.

Os custos do item relativo aos equipamentos diversos, sejam pontes rolantes, dentre outros, podem corresponder a 2% do total, o custo indireto, que depende do arranjo da central, chega aos 17%, este último é difícil de ajustar uma curva devido a variação de arranjo para arranjo.

Os custos de transmissão e financeiros são de difíceis obtenções, devido a variação das características, pois transmissão depende diretamente da tensão, distância e tipo do acesso a distribuidora, e financeiros depende do cenário do país no momento da implantação.

Neste trabalho, também foi definido um fator de aspecto – FA – para conhecer se as centrais são de baixa, média ou alta queda. De acordo com esse fator, foi possível o equacionamento dos custos de cada item predeterminados, conforme apresentado a seguir.

$$FA = \frac{Q}{H^{0,5}} \quad (2.2)$$

Tabela 2-4 – Fator de Aspecto por PCH

FA	Tipo de PCH
<= 1	Alta queda
De 1 a 6	Média queda
>= 6	Baixa queda

Com o equacionamento e a construção de gráficos, verificou-se que o custo unitário médio de uma PCH possui uma pequena variação em relação ao fator de aspecto. Esta variação que se deve ao grau de variação do custo no mesmo tipo de central, devido a topografia, materiais utilizados nas obras civis e a disponibilidade desses materiais na região de implantação.

De modo a se ter uma estimativa de custos unitários médios das centrais, em função do seu arranjo, fez-se um estudo destes custos em função do Fator de Aspecto (FA). O resultado está apresentado na figura 2-8 a seguir:

Custos unitários médios de PCH

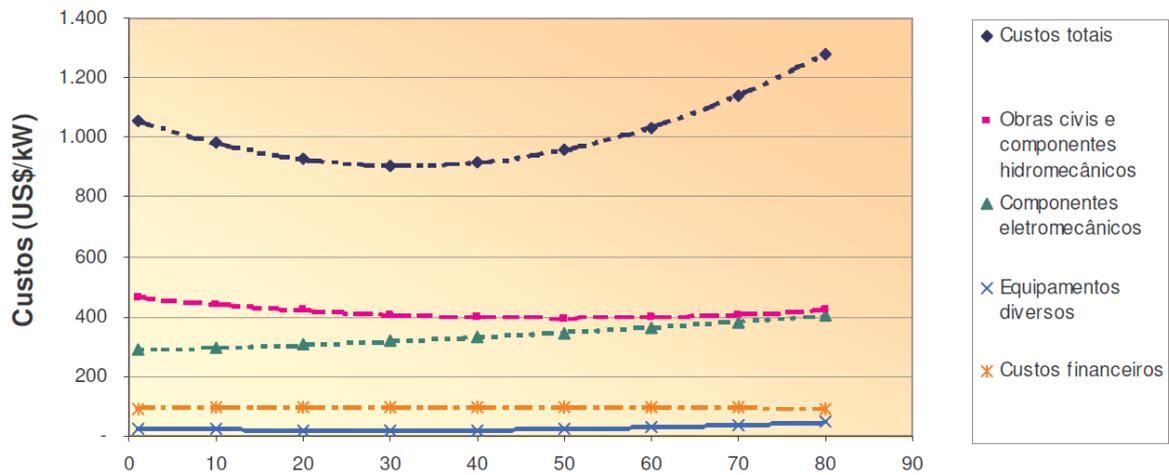


Figura 2-8 - Curvas dos custos unitários médios de uma PCH (total e parciais)

Com base nos dados apresentados na figura anterior, a estimativa dos custos de uma PCH é dada pelas equações apresentadas na figura 2-9:

Item	Equação	Desvio
Obras civis e componentes hidromecânicos	$C = 0,029 FA^2 - 2,8787 FA + 466,59 \pm \delta_c$	$\delta_c = - 0,004 FA^2 - 0,6876 FA + 156,12$
Componentes eletromecânicos, acessórios e linhas de transmissão	$C = 0,0082 FA^2 + 0,7929 FA + 286,04 \pm \delta_c$	$\delta_c = - 0,0037 FA^2 - 0,0064 FA + 76,689$
Outros equipamentos	$C = 0,0102 FA^2 - 0,5816 FA + 26,965 \pm \delta_c$	$\delta_c = 0,0044 FA^2 - 0,22 FA + 13,092$
Custos financeiros	$C = - 0,003 FA^2 + 0,2196 FA + 93,31 \pm \delta_c$	$\delta_c = - 0,2481 FA + 39,398$
Custos totais	$C = 0,1615 FA^2 - 10,265 FA + 1068,1 \pm \delta_c$	$\delta_c = 0,0077 FA^2 - 2,3793 FA + 244,26$

Figura 2-9 - Equações para o cálculo dos custos unitários médios de uma PCH

OGAYAR (2009) desenvolveu um trabalho sobre custos de repotenciação de PCH, do qual se utilizou basicamente de estimativas de custos através de formulações, onde para cada componente existem variáveis que influenciam nos custos, ou seja, o custo total de um componente é subdividido. Por exemplo, em barragens foram utilizadas partes internas e pilares, anteparos e paredes externas. Portanto a soma dos custos dessas três variáveis determina uma estimativa de custo de uma barragem, onde cada variável depende de volume, preço do concreto e parâmetros construtivos.

Baseou-se na formulação apresentada por Gordon (2003), especialista em design de pequenas centrais e um dos pioneiros na utilização de equações que relacionam os custos com a potência e a queda líquida, como exemplo apresentado na equação 2.3 a seguir:

$$C = 10^6 \cdot k \cdot F \cdot S \cdot P^{0,82} \cdot H^{-0,246} \quad (2.3)$$

De acordo com esta formulação e estudos feitos no European Small Hydropower Association (ESHA), os quais analisaram diferentes projetos de acordo com custos de investimento em função da queda líquida para potências menores que 250kW, entre 250 e 1000kW e maiores que 1000kW, se obteve o gráfico apresentado na figura 2-10 a seguir.

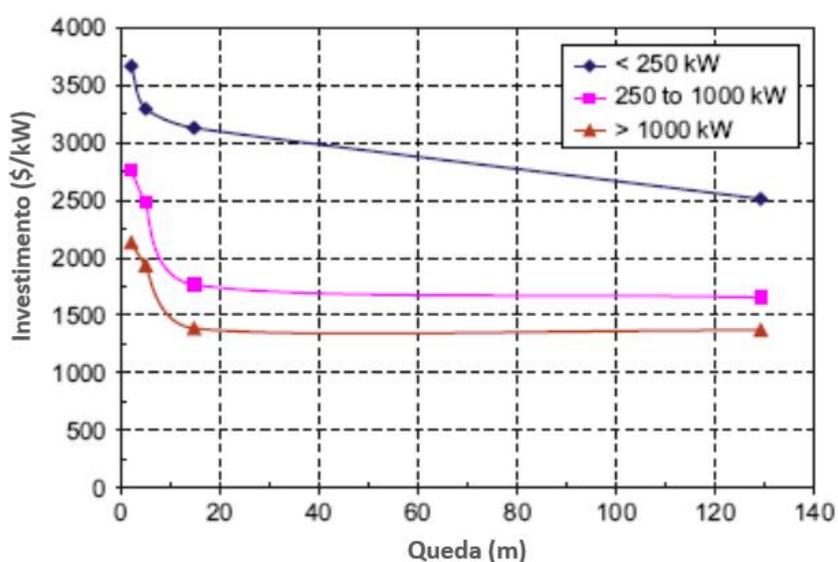


Figura 2-10 - Custos de investimento em função da queda líquida

Segundo SOUZA (1999) o custo total de implantação de uma central, é a soma das obras civis, equipamentos eletromecânicos, engenharia dentre outros. A estimativa de tais custos é dividida em quatro modos: Estimativa do custo unitário, que é a relação entre o custo total em função da potência, custo unitário relativo à queda, custo unitário em função da potência e queda, que para PCH é adotado o gráfico apresentado a seguir e custo total com base nas dimensões do arranjo, que são os custos de componentes em função das variáveis de influência de cada componente.

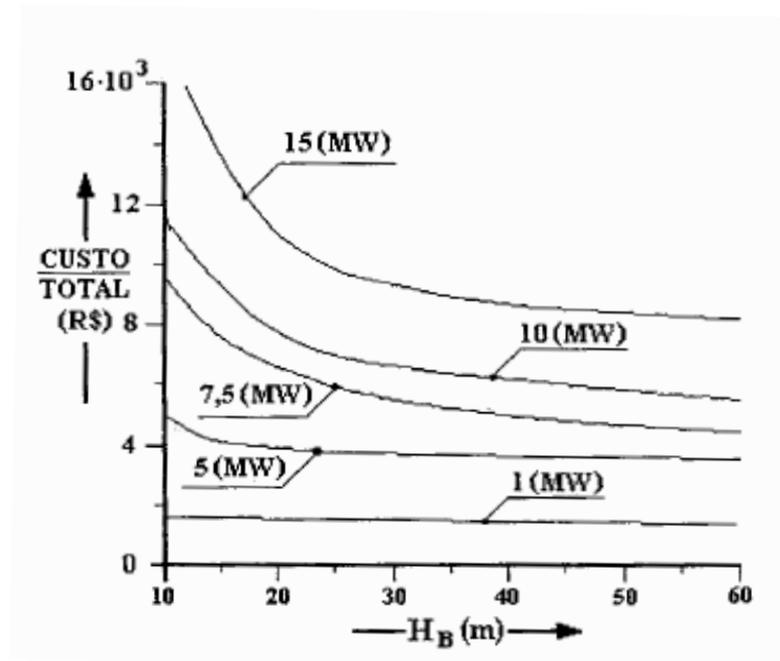


Figura 2-11 - Estimativas de custos unitários (Souza, 1999)

Podio, Cavagnolo e Cipriano (2011) analisaram a relação entre o custo de cada componente de uma PCH com os parâmetros que as definem. Sendo o objetivo identificar o mínimo de parâmetros que se torna possível a estimativa de custos para cada componente, visto se tratar de inúmeros parâmetros que as envolvem, tornando possível através de gráficos e equacionamentos a identificação destes parâmetros, conforme apresentado na tabela 2-5 a seguir.

Tabela 2-5 - Parâmetros Considerados para Estimativas de Custos para cada Componente (Podio; Cavagnolo; Cipriano, 2011)

Componente	Parâmetros de influência
Barragens	Volume
Túnel (sob pressão e baixa pressão)	Área da seção
Galerias	Área da seção
Comportas	Peso
Turbinas	Rotação e Potência
Geradores	Rotação e Potência

Aggids et al. (2010), em sua pesquisa, efetuou primeiramente a estimativa de custos de modo agregado, utilizando apenas a queda como parâmetro de influência, delimitando duas formulações para diferentes faixas de queda, resultando nas formulações apresentada a seguir.

$$C_{Pr} = 25 \cdot (Pk / H^{0,35})^{0,65} \quad (2.4)$$

Para quedas de 2 a 30 metros

$$C_{Pr} = 45,5 \cdot (Pk / H^{0,3})^{0,6} \quad (2.5)$$

Para quedas de 30 a 200 metros

Posteriormente, abordou o método de estimativa de custos desagregados, o qual efetuou a modelagem em relação aos parâmetros de influência nos equipamentos eletromecânicos, sendo utilizados dados reais de grandes empresas fornecedoras destes equipamentos, gerando a seguinte formulação:

$$C_{EM} = 12 \cdot (Pk / H^{0,2})^{0,56} \quad (2.6)$$

Os custos apresentados na pesquisa de Aggids et al. (2010) para os equipamentos eletromecânicos foram ainda mais desagregados, sendo efetuado de modo semelhante ao apresentado para os três tipos de turbinas hidráulicas, as quais são apresentadas a seguir:

- Kaplan

$$C_{K1} = 15 \cdot (Q \cdot H)^{0,68} \quad (2.7)$$

Para vazões entre 0,5 e 5 m³/s

$$C_{K2} = 46 \cdot (Q \cdot H)^{0,35} \quad (2.8)$$

Para vazões entre 5 e 30 m³/s

- Francis

$$C_{F1} = 142 \cdot (Q \cdot H^{0,5})^{0,07} \quad (2.9)$$

Para vazões entre 0,5 e 2,5 m³/s

$$C_{F2} = 282 \cdot (Q / H^{0,5})^{0,11} \quad (2.10)$$

Para vazões entre 2,5 e 10 m³/s

$$C_{F3} = 50 \cdot (Q / H^{0,5})^{0,52} \quad (2.11)$$

Para vazões acima de 10 m³/s

- Pelton

$$C_p = 8300 \cdot (Q \cdot H)^{0,54} \quad (2.12)$$

Para vazões entre 2,5 e 10 m³/s

Adicionalmente, efetuou uma avaliação ainda mais aprofundada sobre os custos de turbinas, visto que este custo não está apenas ligado as características físicas de projeto, mas também ao tamanho do componente e os custos de manufatura inerentes, o qual definiu por meio de equações em função da rotação específica dos diferentes tipos de turbina, as dimensões destas e efetuou a correlação com os demais parâmetros de influência na estimativa de custos.

Santos, Cruz e Magalhães (2009) desenvolveram ferramenta de regressão multivariável para estimativa de custos em PCH, utilizando o modelo desagregado, através de equacionamentos em função das características de cada componente, os quais basearam-se em custos que variaram entre 15 e 17 PCH gerando expressões para Barragem, Tomada D'água, Conduto de Baixa Pressão e Chaminé de Equilíbrio, Conduto Adutor de Alta Pressão, Casa de Força e Grupo Gerador, sendo exemplificado a seguir as expressões e comparações dos componentes Barragem e Grupo Gerador:

- Barragem

$$C = (0,0659 \cdot V) + 819,37 \quad (2.13)$$

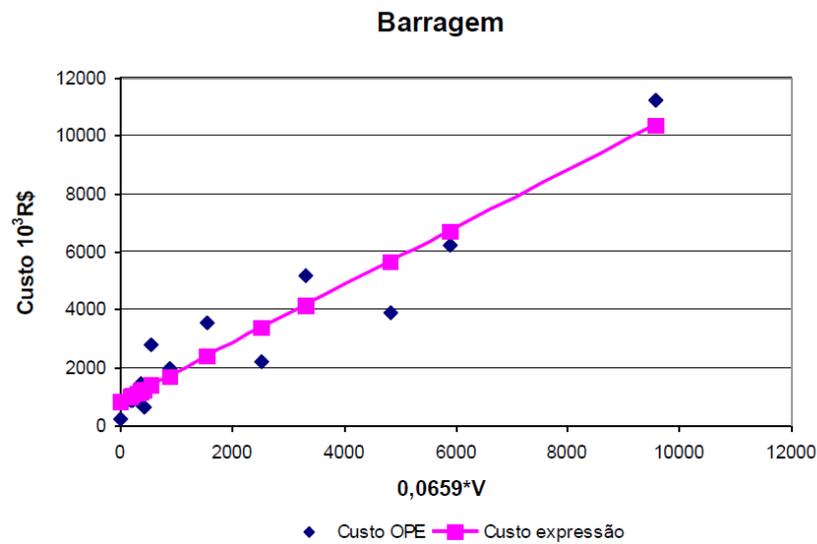


Figura 2-12 – Comparação entre custos reais e simulados para Barragens

- Grupo Gerador

$$C = 2377 \cdot P^{0,96} \cdot HB^{-0,18} \quad (2.14)$$

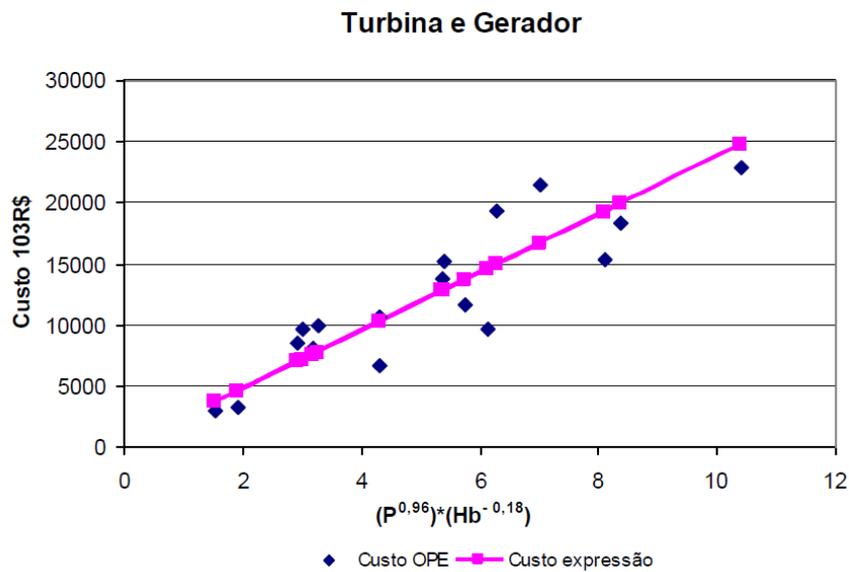


Figura 2-13 – Comparação entre custos reais e simulados para Grupo Gerador

Os trabalhos utilizados como referência neste capítulo foram fundamentais ao desenvolvimento de conceitos que embasaram a elaboração dos modelos de estimativas de custos deste estudo.

3. ESTIMATIVA DE CUSTOS

A estimativa de custos em centrais hidrelétricas baseada no modelo desagregado torna necessário um maior conhecimento dos componentes desta, permitindo assim, identificar quais componentes farão parte do desenvolvimento, ou seja, conhecer quais os parâmetros que influenciam os custos e a possibilidade de quantificação destes.

3.1. Parâmetros técnicos de influência e definição do escopo

Serão apresentados breves descritivos de concepção dos principais componentes que compõem as centrais hidrelétricas, os quais serão divididos em três grandes grupos, sendo estes, obras civis, equipamentos hidráulicos e equipamentos elétricos, e como estes são concebidos.

3.1.1. Obras Civis

Os componentes que compõem este grupo, no âmbito de estimativa de custos, possuem características de quantificação semelhantes, pois além dos parâmetros de influência individuais, a quantificação depende da geologia local, topografia e hidrografia, as quais interferem diretamente nos volumes das estruturas e dos insumos que as compõem.

Destaca-se que todas as informações apresentadas neste item foram extraídas das Diretrizes para estudos e projetos de Pequenas Centrais Hidrelétricas da Eletrobrás, confeccionada no ano 2000, diretrizes atuais da ANEEL, bem como a aplicação de experiências profissionais em projetos e implantação de Centrais Hidrelétricas.

3.1.1.1. Casa de Força

Os parâmetros que determinam o custo deste componente é o volume de concreto, tratamentos e escavações em rocha e solo, os quais são quantificados em função da quantidade, tipo e tamanho do grupo gerador – composto por turbina e gerador – os quais podem ser verticais ou horizontais, variando o tamanho em função da vazão e queda destes, conforme posteriormente detalhado. Além disto, o dimensionamento deste componente depende do local a ser implantado, pois a locação, além de determinar os volumes de escavações, indicará quais tratamentos de fundações e encostas, bem como os tipos de

estruturas que serão implantadas em função da geologia e topografia local, ou seja, torna-se fundamental o conhecimento da localidade do terreno que será implantada a estrutura para quantificação desta.

Exemplificando, uma casa de força de grupos geradores com características físicas idênticas, em teoria deveria possuir a mesma quantidade de concreto, aço, tratamentos e movimentação de terra. No entanto, se estão localizadas em locais onde a geologia e topografia são completamente distintas, os volumes dos insumos serão completamente distintos e conseqüentemente resultarão custos completamente diferentes.

Nas figuras a seguir é possível notar as diferenças supracitadas, onde na figura 3.1 trata-se de uma casa de força com duas máquinas onde a estrutura é composta inteiramente em concreto, já na figura 3.2 trata-se de uma casa de força onde se foi possível aproveitar a boa qualidade geológica na estrutura, visto que parte da estrutura é apenas escavação em rocha, ou seja, os custos com concreto e escavação são totalmente discrepantes para a mesma alternativa.

Isto se aplica para outros exemplos, tais como casas de força subterrâneas, em locais onde a geologia propicia este tipo de alternativa e a opção viável de adução se dá por meio de um túnel.



Figura 3-1 – Casa de força composta por duas turbinas francis simples horizontal



Figura 3-2 - Corte Casa de Força e componentes internos da PCH São João

3.1.1.2. Barragem

Basicamente, este componente pode ser concebido em concreto, terra e enrocamento, dependendo do arranjo da central e disponibilidade do material no local a ser implantado, pois barragens em concreto são comumente implantadas em regiões que necessitam de obras mais ágeis com menor volume de estrutura e locais com encostas mais íngremes, ou seja, mais “encaixados”, com menor comprimento de barragem, onde há uma maior declividade nos taludes/ombreiras, sendo a disponibilidade dos insumos desta – cimento, aço, etc. - fator determinante para a implantação.



Figura 3-3 – Barragem em concreto (Fonte: DTGR Barragem da Ferradosa 2007)

As barragens em terra e enrocamento são comumente concebidas em locais onde há uma maior disponibilidade dos insumos – terra, filtros e transições, enrocamento, etc – bem como estruturas de maior volume, que inviabiliza a concepção em concreto.



Figura 3-4 – Barragem terra (Fonte: PCH Retiro Velho – Brasil PCH)



Figura 3-5– Barragem em enrocamento (Fonte: UHE Irapé – CEMIG)

A quantificação do volume desta estrutura, tratamentos e volumes de movimentação de terra, independentemente do tipo de concepção, são os parâmetros que determinam o custo desta, o qual, de modo análogo a Casa de Força, depende da localização da estrutura, visto estar diretamente atrelado a geologia e topografia local.

Portanto, para um exemplo hipotético de uma barragem de concreto de características físicas semelhantes, implantada em dois locais distintos e com características topográficas idênticas, resultando assim, em um volume de estrutura semelhante, não é possível inferir que terão os mesmos custos de implantação, visto que a geologia de cada local pode demandar tratamentos e escavações que diferenciam os custos de cada barragem. Isto se aplica para todas as alternativas apresentadas.

3.1.1.3. Vertedouro

Componente constituído em duas formas, livre e controlado, podendo ser executado em conjunto dependendo das características locais, chamados vertedouros mistos, e em alguns casos há possibilidade de serem minimizadas ou extintas as estruturas de ombreiras/barragens, dependendo das características geológicas e topográficas locais.

O vertedouro livre é considerado em locais onde sua implantação suporta a vazão de cheia e as condições geológicas permitem a implantação de uma extensa e volumosa estrutura de concreto que deve estar apoiada em rocha de boa qualidade. As condições operativas desta alternativa são financeiramente mais vantajosas frente a alternativa de vertedouro controlado,

pois como trata-se de uma estrutura vertente sem acionamentos hidráulicos, não há necessidade de sistemas emergenciais e efetuar operação de equipamentos hidráulicos, resultando assim em menores custos indiretos.



Figura 3-6 – Vertedouro Livre (Fonte: UHE Castro Alves – CERAN)

O vertedouro controlado trata-se de uma estrutura de concreto estrutural concebida com equipamentos hidráulicos, os quais serão descritos a seguir, comumente implantados onde não há possibilidade de implantação de vertedouro livre, devido a grandes vazões de cheias e qualidade geológica e/ou topográfica desfavoráveis, tornando sua implantação menos onerosa comparada ao vertedouro livre, considerando os custos de implantação mais operação.



Figura 3-7 – Vertedouro controlado via comportas segmento (Fonte: UHE Barra do Brauna – DENGGE)

Para a concepção livre, basicamente, a quantificação do volume desta estrutura, tratamentos e volumes de movimentação de terra são os parâmetros que determinam o custo desta, o qual, de modo análogo a Casa de Força, depende da locação da estrutura, visto estar diretamente atrelado a geologia e topografia local.

Para o vertedouro controlado, além da quantificação da estrutura de concreto de modo idêntico ao vertedouro livre, o custo está atrelado as dimensões dos equipamentos hidráulicos que o compõe, salientando-se que há neste caso manutenção mais onerosa em função destes equipamentos. Tornando-se necessária análise combinada entre implantação e operação.

Em torno do exposto, de modo semelhante ao exemplo apresentado para as barragens, de um caso hipotético de um vertedouro, seja de qualquer alternativa, implantado em dois locais distintos, com características topográficas idênticas e resultando em um volume de estrutura semelhante, não é possível inferir que terão os mesmos custos de implantação, visto que a geologia de cada local pode demandar tratamentos e escavações que diferenciam os custos de cada vertedouro.

3.1.1.4. Canal de Adução

A concepção de canais de adução está atrelada a vazão de adução, comprimento e as características geológicas e topográficas locais, podendo ser concebido em concreto, corte e aterro, escavado em rocha, escavado em solo.

Canais de adução em concreto são comuns em encostas íngremes onde não é viável ou recomendável execução de grandes escavações, além desta, também pode ser concebido em

locais menos íngremes onde deseja-se executar pouca manutenção. A quantificação do custo desta estrutura depende diretamente das condições geológicas, sendo os parâmetros de influência os volumes de concreto, tratamentos e escavações em solo e rocha, os quais dependem do terreno e vazão de adução.

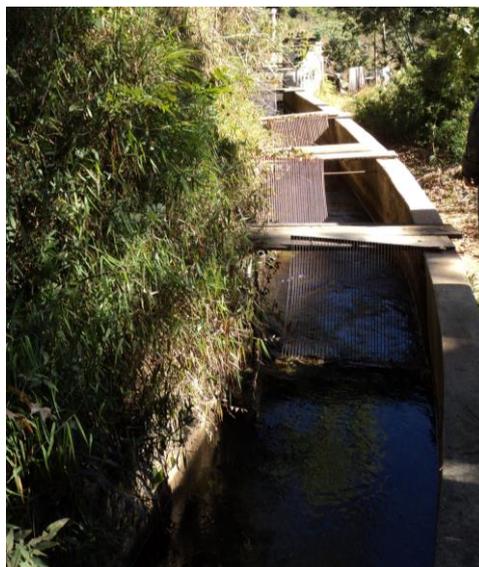


Figura 3-8 – Canal em concreto encosta íngreme (Fonte: CGH Boa Esperança)



Figura 3-9 - Canal em concreto encosta pouco íngreme (Fonte: Transposição rio São Francisco)

Canais de adução concebidos em corte e aterros, escavado em solo e escavado em rocha, são comuns em encostas pouco íngremes onde é viável a execução de grandes escavações. A quantificação do custo desta estrutura depende diretamente das condições geológicas, sendo os parâmetros de influência os volumes de escavações em solo e rocha,

quantidade de tratamentos e volume de aterro, bem como a necessidade de aplicação de estruturas de impermeabilização, para os casos onde há perda de água por infiltração e assim mantendo a estabilidade e menor perda hidráulica na estrutura.



Figura 3-10 - Canal escavado em solo com manta impermeável (Fonte: CGH Aurora - COMAX)

Para todas as possíveis alternativas, nos exemplos apresentados nas figuras 3.8, 3.9 e 3.10, é possível verificar que mesmo para uma mesma vazão, parâmetro de influência nos custos de canais de adução, gera-se custos diferentes em função do local a ser implantado, visto que as condições geológicas e topográficas são determinantes para a escolha da alternativa, resultando em custos distintos para uma mesma alternativa de mesma vazão.

Admitindo um exemplo de dois aproveitamentos distintos, os quais possuem vazões de adução idênticas, porém locados em sítios diferentes, não é possível determinar os custos destes canais apenas pelo dimensionamento hidráulico, pois as características topográficas e geológicas determinarão, combinadas a vazão, os volumes de rocha e solo escavados e aterrados, de tratamento de encostas, dentre outros. Portanto, para uma mesma vazão e alternativa de implantação, teremos custos distintos.

3.1.1.5. Câmara de Carga

A concepção da câmara de carga está atrelada a vazão de adução e as características geológicas e topográficas locais, podendo ser concebida em concreto, escavado em rocha/solo, ou aterro.

Os critérios para concepção são semelhantes aos adotados para o canal de adução, onde a seleção do tipo de concepção a ser adotada depende da geologia e topografia local, sendo a quantificação do volume dos insumos utilizados o parâmetro de determinação dos custos, os quais estão atrelados a vazão de adução.



Figura 3-11 - Câmara de carga revestida em concreto (Fonte: UHE Santa Clara)

De modo análogo ao canal de adução, sem o efetivo conhecimento das características geológicas e topográficas locais torna-se impossível a determinação dos custos apenas pela vazão de projeto, pois para uma mesma alternativa com vazões idênticas os custos sofrem variação em função de outros parâmetros de influência devido a localização.

3.1.1.6. Túnel e Chaminé de Equilíbrio

As concepções de túneis e chaminés de equilíbrios estão atreladas as características geológicas e topográficas locais, de modo idêntico as demais estruturas civis, podendo ser escavado em rocha, quando a rocha possui qualidade para esta concepção, ou revestido em concreto e tratamentos adicionais, dependendo da qualidade da rocha a ser escavada.

A quantificação do custo desta estrutura será dada pelo volume de escavação e quantidade e tipos de tratamentos, os quais estão atrelados ao dimensionamento em função da vazão de adução, queda e condições geológicas.



Figura 3-12 – Túnel com tratamento de tela metálica e concreto projetado (Fonte: PCH em Vereda – GMAIA Construtora)

Para o caso do túnel, o dimensionamento é dado pela vazão e queda, porém fica ainda mais evidente a necessidade do conhecimento da geologia local para a determinação dos custos, pois a escavação e tratamentos são executados em função da qualidade da rocha e estão intimamente ligados ao custo deste componente, ou seja, neste caso, para uma mesma vazão e queda, pode resultar em custos completamente distintos.

3.1.1.7. Ensecadeiras

Estrutura de rocha, solo ou ambos, dependendo da disponibilidade do material local e aplicação desta. A concepção desta está atrelada a hidrologia e forma do relevo da região a ser implantada, sendo as dimensões e tipo de material determinados em torno disto.

A quantificação do custo desta estrutura se dá por meio da quantificação do volume e tipo do insumo utilizado, atrelado a vazão de desvio considerada e tamanho da área a ser ensecada.



Figura 3-13 – Ensecadeira em solo (Fonte: PCH Paracambi)

O dimensionamento desta estrutura é bastante peculiar, pois depende da vazão admitida para o desvio, que determina a altura, e a área a ser ensecada, a qual determina seu comprimento, bem como a topografia local.

3.1.2. Equipamentos Hidráulicos

Os componentes que compõem este grupo, no âmbito de estimativa de custos, possuem características de quantificação individuais, porém todos são compostos quase em sua totalidade por aço, sendo o valor deste insumo o fator comum destes, conforme apresentado a seguir:

3.1.2.1. Condutos

Estrutura em aço cujo dimensionamento depende da finalidade de sua utilização, seja sob pressão ou não, e características da central, mas o que determina suas dimensões – comprimento, espessura e diâmetro – são a queda e vazão. Basicamente, se trata de uma chapa de aço calandrada e soldada de modo a se obter um tubo.



Figura 3-14 – Produção Conduto por calandragem (Fonte: Ideal Ferros)

Além das características do componente, há também a necessidade de conhecer a geologia e topografia do traçado do conduto, pois tanto para um conduto sob pressão ou não, há uma parcela civil referente aos blocos de apoio e ancoragem, e no caso de conduto sem pressão, este pode ser enterrado, gerando movimentações de terra e tratamentos do solo.

3.1.2.2. Comportas

Componentes divididos basicamente em dois tipos, as que necessitam de acionamento hidráulico e a gravidade. As comportas que funcionam com acionamento hidráulico e, portanto, cortam ou redirecionam o fluxo em vertedouros controlados, adufas, tomadas d'água e tubos de sucção, tem como as mais utilizadas em centrais hidrelétricas as de segmento, vagão, basculante, dentre outras.

As comportas a gravidade funcionam quando não há fluxo de água, ou seja, bloqueiam a passagem de água, mas não interrompem o fluxo dependendo da intensidade deste, sendo a operação atrelada a comportas com acionamentos hidráulicos. As indispensáveis em centrais hidrelétricas são as comportas ensecadeiras, utilizadas na implantação e em manutenções de outros componentes.



Figura 3-15 - Vista jusante montagem comporta enscadeira (Fonte: PCH Pacanabi)

Os custos destes componentes trazem como parâmetro de influência as dimensões da comporta e consequentemente a quantificação do volume de aço, as quais são determinadas em função da carga hidráulica que suportam (Erbist, P. C. F. 2002).

Os dimensionamentos e definições de aplicações destes componentes ocorrem em etapa mais avançada do projeto, momento em que se avalia a viabilidade de diferentes arranjos, onde se aplicação uma maior quantidade de equipamentos ou de diferentes dimensões. Para uma fase de viabilidade preliminar torna-se mais complexa, visto que os parâmetros de influência são dimensões e não estão atrelados a parâmetros físicos da central.

3.1.2.3. Turbinas Hidráulicas

Componente concebido em máquinas tangenciais (Pelton), radiais (Francis) e axiais (Kaplan/Hélice), as quais são selecionadas basicamente em função da vazão e queda da central hidrelétrica, podendo a seleção ser efetuada pelo cálculo da rotação específica, que se trata de uma grandeza que define a geometria ou tipo de rotor, obtida por meio da equação 3.1.

$$n_{qA} = \frac{10^3 \cdot ns \cdot \sqrt{Q}}{(g \cdot H)^{0,75}} \quad (3.1)$$

Onde:

n_{qA} = rotação Específica

n_s = rotação

Q = vazão turbinada

g = aceleração da gravidade

H = queda bruta

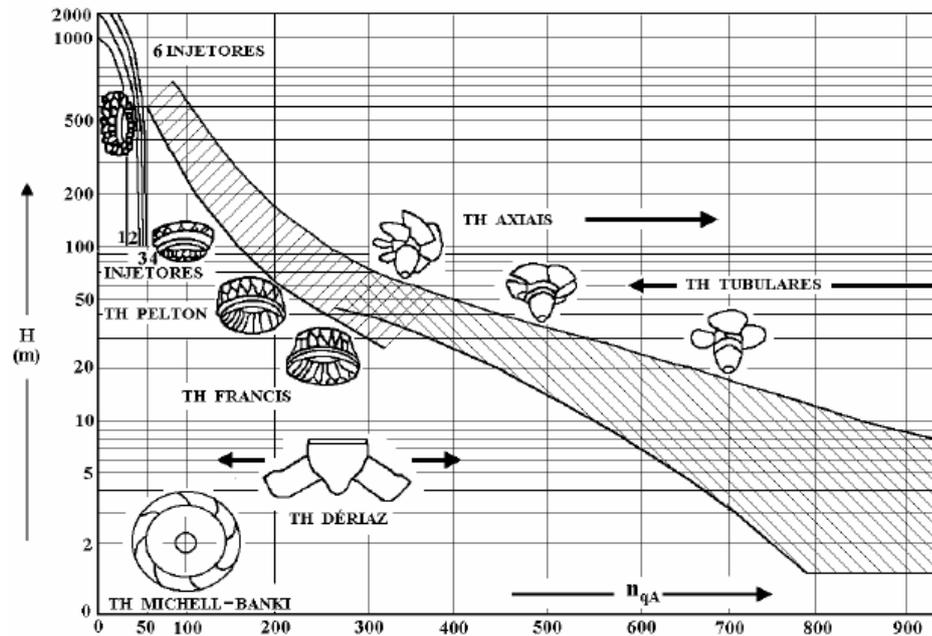


Figura 3-16 - Gráfico para seleção de turbinas hidráulicas em função da n_{qA} , onde quanto maior for o n_{qA} , indica que deverão ser adotadas turbinas com maiores vazões e menores quedas

A seleção de máquinas pode sofrer variações dentre os fabricantes consultados, podendo os limites supracitados se deslocarem em função da tecnologia proprietária desenvolvida. As faixas de vazões específicas onde ocorre a transição entre os tipos de máquinas possuem diferenças mais visíveis entre os fabricantes, pois a migração na escolha entre máquinas está diretamente relacionada a capacidade fabril e ao limite tecnológico de cada fornecedor.

A seguir, nas figuras 3-17, 3-18 e 3-19, são apresentados gráficos indicativos de seleção de turbinas de empresas distintas, os quais apresentam os limites de cada empresa.

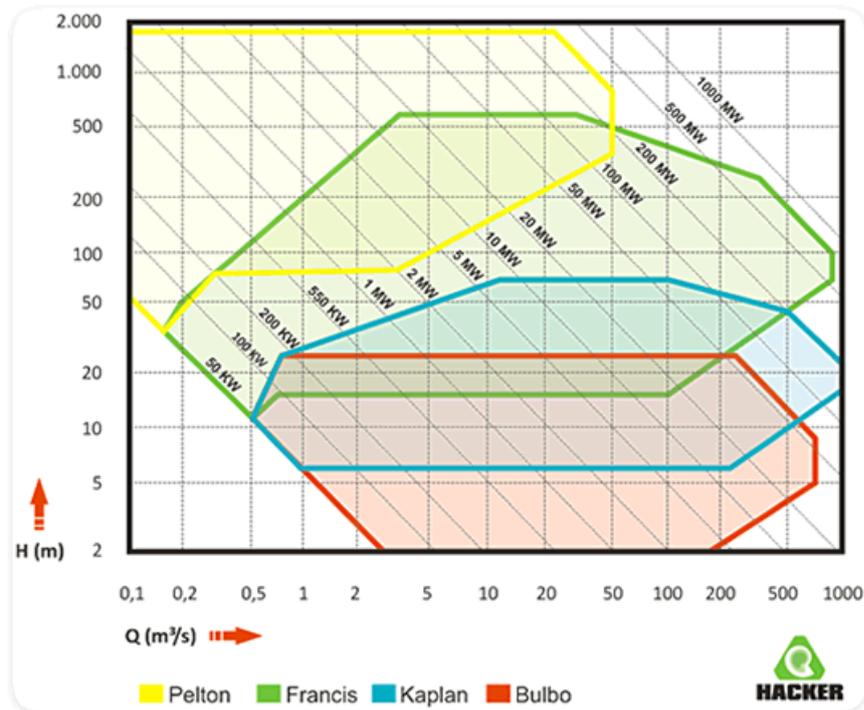


Figura 3-17 - Gráfico para seleção de turbinas hidráulicas (Fonte – HACKER), onde apresenta a variação de queda e vazão, segmentando por potencial e faixas de aplicação de cada tipo de máquina, seja Francis, Pelton, Kaplan ou Bulbo

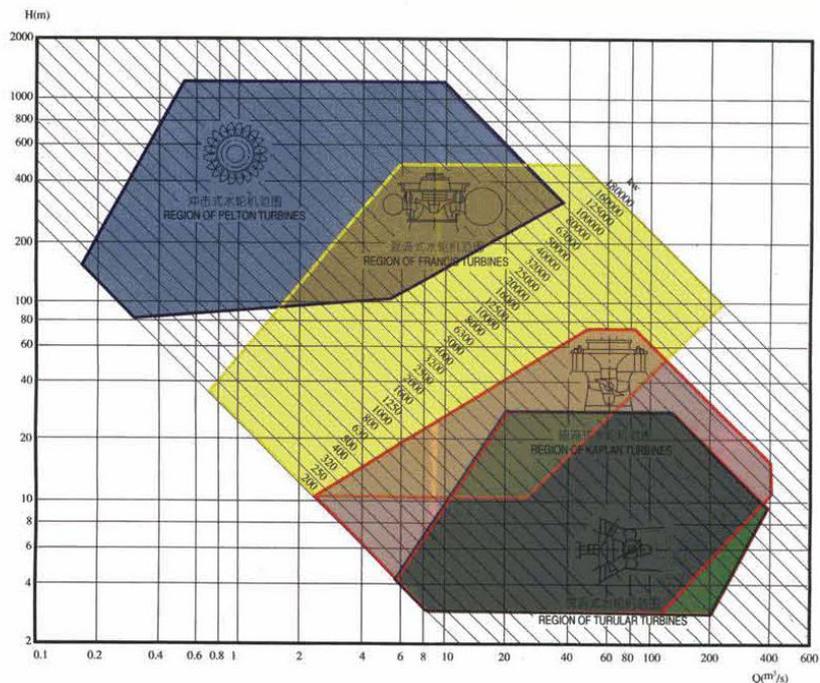


Figura 3-18- Gráfico para seleção de turbinas hidráulicas (Fonte – HIDROTU), onde apresenta a variação de queda e vazão, segmentando por potencial e faixas de aplicação de cada tipo de máquina, seja Francis (área amarela), Pelton (área azul), Kaplan (área em vermelho) ou Bulbo (área em verde)

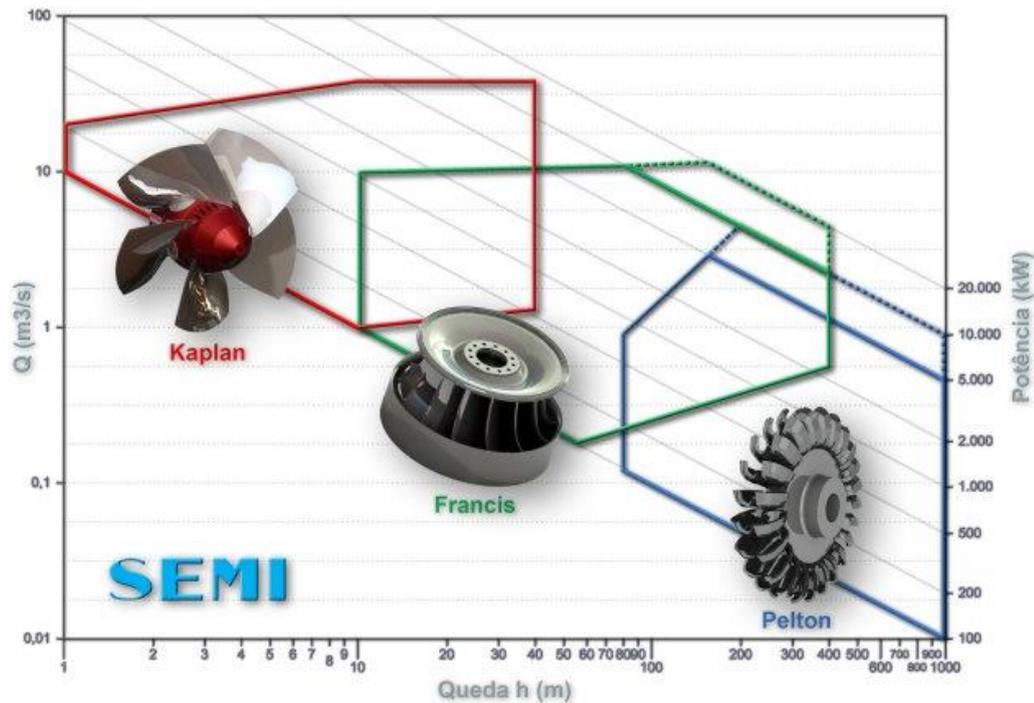


Figura 3-19 - Gráfico para seleção de turbinas hidráulicas (Fonte – SEMI) , onde apresenta a variação de queda e vazão, segmentando por potencial e faixas de aplicação de cada tipo de máquina, seja Francis (área delimitada em linha verde), Pelton (área delimitada em linha azul) e Kaplan (área delimitada em linha vermelha)

Além dos parâmetros supracitados, a seleção do tipo e dimensões da máquina devem ser consideradas as características hidrológicas do curso d'água, em relação a vazão mínima de engolimento, a qual possui um determinado percentual da vazão de projeto, o que varia entre fabricantes, influenciando diretamente na geração de energia, sendo de modo geral as turbinas axiais as mais eficientes quando comparadas com as tangenciais e radiais.

3.1.3. Equipamentos Elétricos

Os componentes que compõem este grupo, no âmbito de estimativa de custos, possuem características de quantificação individuais, compostos por aço, cobre e alumínio, sendo os parâmetros de influência apresentados a seguir:

3.1.3.1. Geradores

Componente dimensionado em relação as características da turbina, tais como a potência e rotação, sendo, portanto, estes os parâmetros de influência na composição do custo.

Quanto menor a rotação disponibilizada pela turbina maior será a dimensão do gerador e consequentemente maior o custo, visto o aumento de pares de polos.

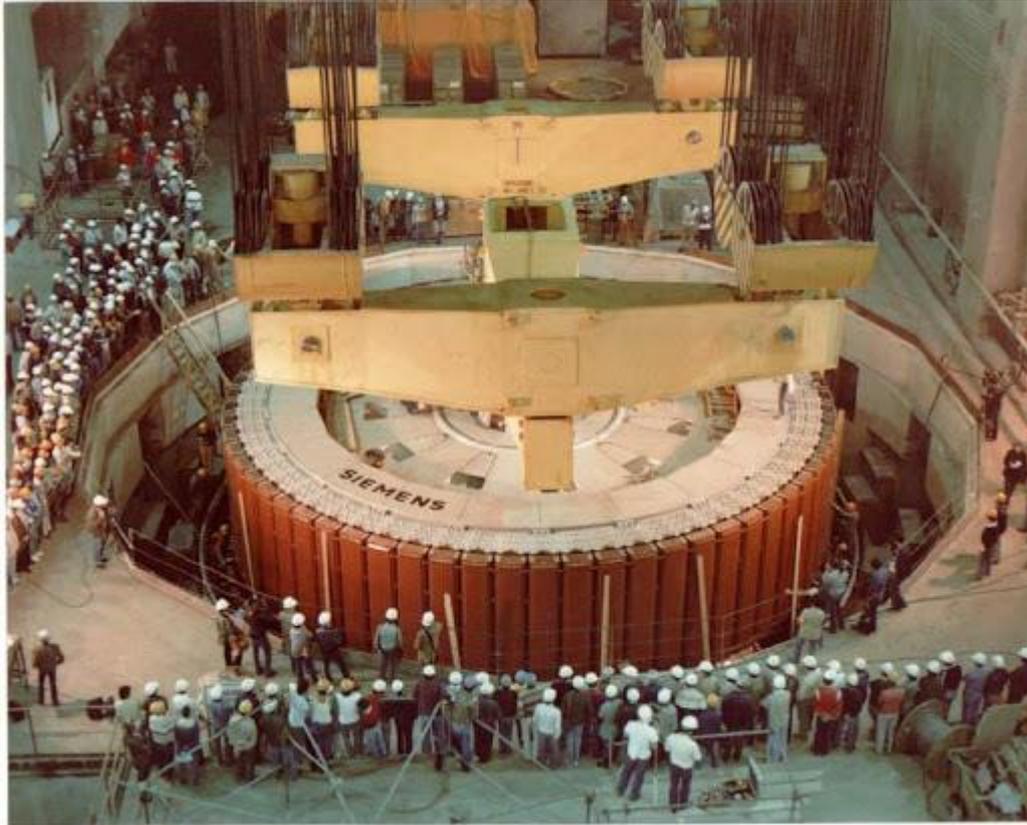


Figura 3-20 – Gerador UHE Itaipu – 715 MW/92rpm (Fonte – Itaipu Binacional)

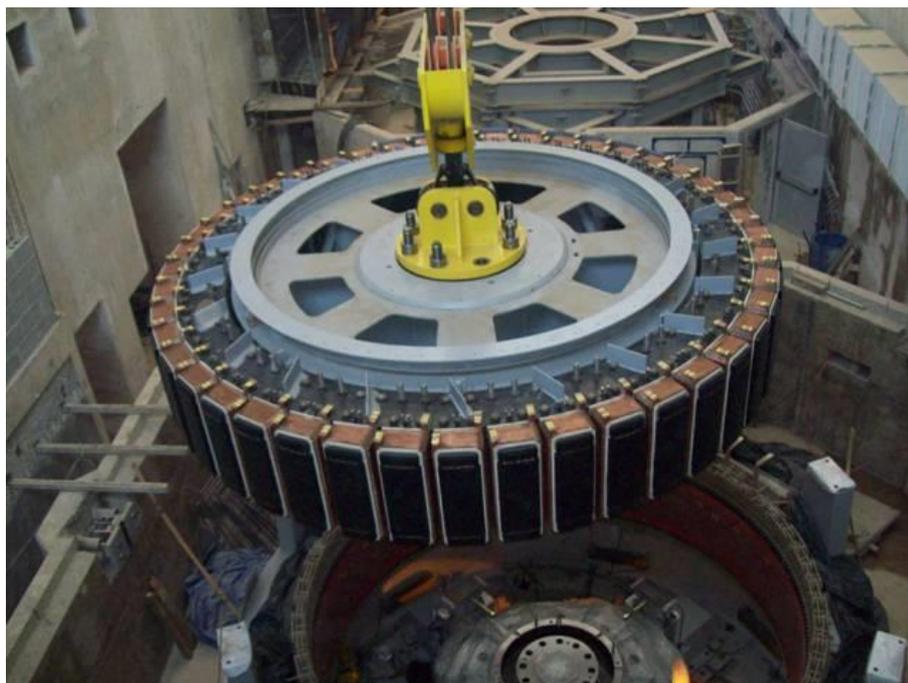


Figura 3-21 - Gerador PCH Paracambi - 12,5MW/225rpm (Fonte – PCH Paracambi)

3.1.3.2. Subestação

Os parâmetros de influência nos custos deste componente se dão pela quantidade de grupos geradores, compostos por turbina e gerador, tensão de elevação, quantidade de transformadores, volume de escavações, tratamentos e volume de concreto.

3.1.3.3. Linha de Transmissão

A quantificação do custo de linhas de transmissão depende do tipo de circuito, diâmetro do cabo, volumes das bases de concreto – Conhecimento geologia local - e quantidade de torres de apoio, ancoragem e estaiadas, sendo estas quantificadas de acordo com o relevo do traçado.

3.1.4. Seleção estudo

Em torno do exposto, considerando os parâmetros de influência nos custos e o breve descritivo da concepção de cada componente apresentado, será detalhado neste estudo a modelagem matemática de estimativa de custos de grupos geradores, sendo descartados os

demais componentes em função da impossibilidade de determinação dos parâmetros de influência destes, cujos motivos são descritos na tabela a seguir:

Tabela 3-1 – Descarte de componentes do escopo do trabalho

Componente	Parâmetros técnicos de Influência nos custos	Determinação custo	Motivo descarte
Case de Força	Quantidade de máquinas; Tipo de máquina; Queda; Vazão	Volume de concreto; Volume escavações; Volume de aterro; Quantidade de tratamentos.	Necessidade de conhecimento da Geologia e topografia local
Barragem	Dimensões;	Volume do material utilizado; Volume escavações; Volume de aterro; Quantidade de tratamentos.	Idêntico a casa de força
Vertedouro	Dimensões; Vazão Projeto.	Volume de concreto; Volume escavações; Volume de aterro; Quantidade de tratamentos.	Idêntico a casa de força
Canal de Adução	Vazão;	Volume de concreto; Volume escavações; Área material impermeabilizante; Volume de aterro; Quantidade de tratamentos.	Idêntico a casa de força
Câmara de Carga	Vazão;	Volume de concreto; Volume escavações; Área material impermeabilizante; Volume de aterro; Quantidade de tratamentos.	Idêntico a casa de força
Túnel e Chaminé de Equilíbrio	Vazão; Queda;	Volume escavações; Volume de Concreto; Quantidade tratamentos	Idêntico a casa de força
Ensecadeiras	Vazão desvio; Área a ser ensecada	Volume do material utilizado	Idêntico a casa de força

Componente	Parâmetros técnicos de Influência nos custos	Determinação custo	Motivo descarte
Condutos	Queda; Vazão	Peso aço; Volume de concreto; Volume escavações; Volume de aterro; Quantidade de tratamentos.	Dificuldade separação da proposta de equipamentos hidromecânicos; Idêntico a casa de força
Comportas	Dimensões de cada tipo; Carga hidráulica	Peso aço	Parâmetros relacionados a dimensões, não a características da usina; Dificuldade quantificação na fase de viabilidade
Subestação	Quantidade Grupos Geradores; Tensão elevação; Quantidade Transformadores	Volume de concreto; Volume escavações; Volume de aterro; Quantidade de tratamentos; Peso aço e cobre das estruturas	Idêntico a casa de força
Linha de Transmissão	Tipo Circuito; Bitola Cabos; Quantidade Torres	Volume de concreto; Volume escavações; Volume de aterro; Quantidade de tratamentos; Peso aço das estruturas	Necessidade de conhecimento da Geologia e topografia do traçado

3.2. Parâmetros Econômicos e Commodities

Em função da seleção do grupo gerador como componente a ser obtido o custo, o Aço e o Cobre serão as commodities utilizadas neste trabalho, as quais serão detalhadas a seguir, bem como o Índice Nacional de Preços ao Consumidor Amplo – IPCA -, sendo este adotado para eventuais atualizações monetárias de cotações de grupos geradores.

3.2.1. IPCA

Índice criado com o intuito de oferecer a variação dos preços no comércio para o público final, sendo considerado o índice oficial da inflação do Brasil. O cálculo deste índice é referente a pesquisas em estabelecimentos comerciais, prestadores de serviços e concessionárias de serviços públicos (IBGE, 2018).

O IPCA é amplamente utilizado em acordos comerciais e contratos de fornecimento para atualização de preços. A seguir é apresentada a evolução deste índice desde 1995, primeiro ano do plano Real.

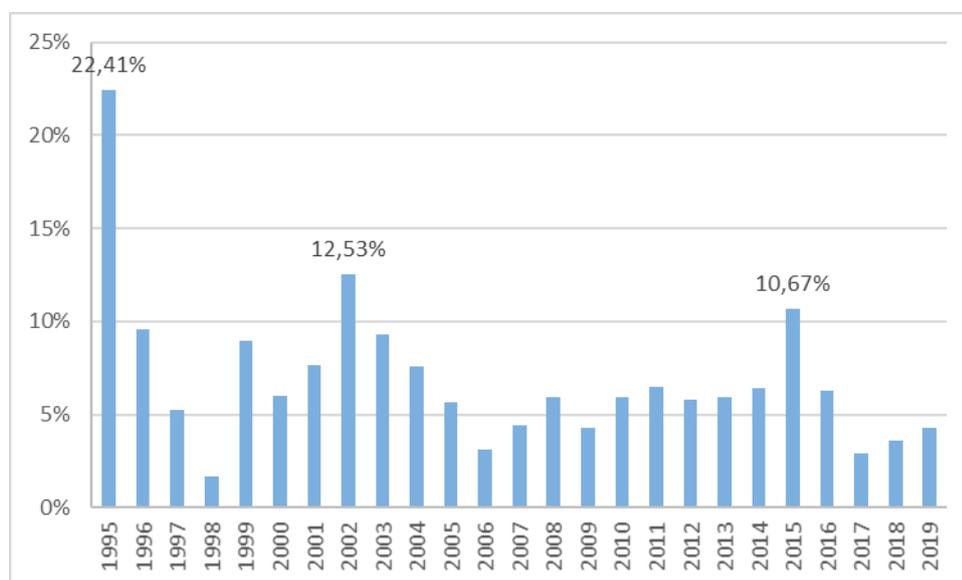


Figura 3-22- Variação IPCA

A consideração do IPCA no modelo proposto busca gerar uma maior aderência aos custos aplicados pelos fornecedores, visto atualizar monetariamente as propostas e assim é possível equalizar todas as propostas em diferentes datas. Além disto, o IPCA comumente é utilizado como índice de reajuste de propostas, bem como reajustes de custos indiretos, sendo contido neste variações de gastos com energia elétrica, portanto, um indicador bastante aderente.

3.2.2. Commodities – Aço e Cobre

O Aço e o Cobre são as matérias primas do Grupo Gerador, sendo a turbina composta apenas por aço e o gerador por cobre e aço, cuja proporção varia com o tamanho deste.

Estas commodities são comercializadas mundialmente com valores que variam em escala global, em função da produção não ser possível em todo o mundo, tornando possível que todos os países possuam as commodities de que necessitam.

Os preços destes insumos oscilam bastante, além da relação entre produção (oferta) e o consumo (demanda), por uma interação complexa entre fatores econômicos. As commodities são geralmente negociadas em grandes quantidades, no mercado a dinheiro ou, mais frequentemente, na bolsa de mercados futuros.

Abaixo seguem evoluções do aço e cobre:

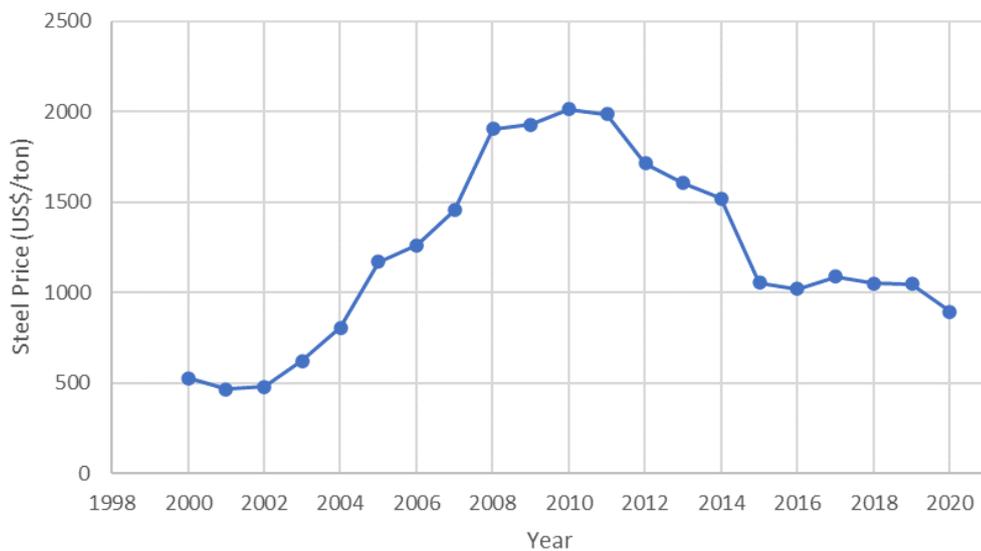


Figura 3-23– Evolução Preço Aço

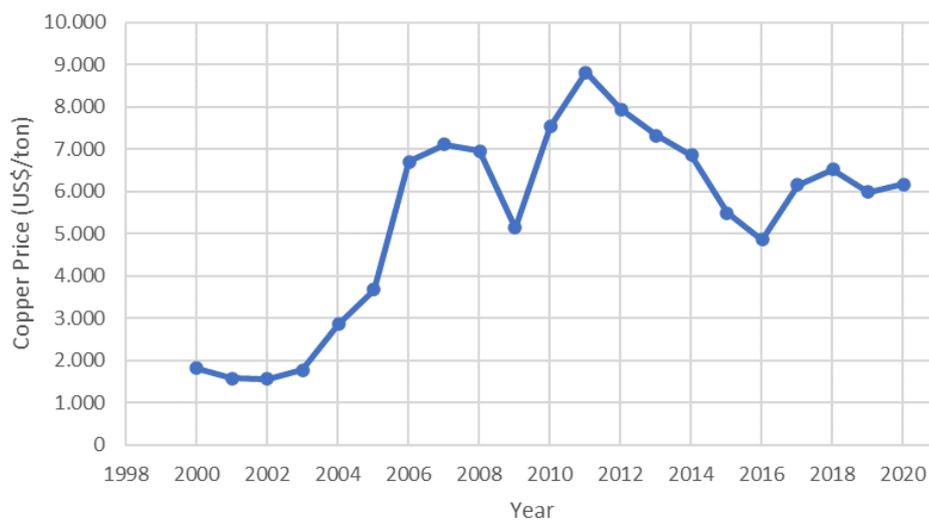


Figura 3-24– Evolução Preço Cobre

3.3. Modelagem Matemática

O desenvolvimento do modelo de estimativa de custos foi baseado em cotações para 17 aproveitamentos localizados em diferentes estados do Brasil, em diferentes períodos, cotados com diferentes fornecedores de Grupos Geradores. A seguir, na tabela 3-2, são apresentados os aproveitamentos com as respectivas características históricas.

Tabela 3-2 – Características Centrais

Central	U.F.	Potência (MW)	Vazão Projeto (m ³ /s)	Queda líquida (m)	Cotação Aço (R\$/ton)	Cotação Cobre (R\$/ton)
A	MG	24,2	148,1	19,4	2.970,0	16.001,9
B	MG	30,5	109,2	33,0	3.990,0	9.750,3
C	MG	30,5	100,8	36,8	3.990,0	9.750,3
D	RS	13,7	73,5	22,6	3.560,0	13.273,1
E	PR	31,0	108,8	33,4	3.390,0	13.273,1
F	RS	5,5	51,7	12,2	3.560,0	13.273,1
G	RS	10,3	44,1	27,3	3.560,0	13.273,1
H	GO	29,9	205,8	16,6	3.210,0	12.818,3
I	RS	16,8	87,5	22,8	3.780,0	15.991,5
J	RS	18,9	99,8	22,8	3.780,0	15.991,5
K	GO	29,9	223,0	17,1	3.360,0	15.318,3
L	MG	24,2	148,1	19,4	3.290,0	15.318,3
M	GO	31,5	405,4	8,3	3.360,0	18.515,3
N	GO	25,2	324,3	8,3	3.360,0	18.515,3
O	RS	50,4	101,9	52,9	4.080,0	15.227,3
P	GO	71,8	294,0	25,2	2.610,0	14.344,8
Q	RS	53,6	268,8	20,3	3.440,0	8.743,1

O presente estudo foi desenvolvido baseado no método do mínimo erro quadrado, que se trata de uma técnica matemática para encontrar o melhor ajuste para um conjunto de dados tentando minimizar a soma dos quadrados das diferenças entre o valor estimado e os dados observados, visando gerar equações para estimar o valor esperado para uma variável Y , dados os valores de parâmetros de influência X .

As referidas equações, são geradas por meio dos dados de custos obtidos nas referidas cotações, os quais possuem parâmetros de influência dados pelas características dos projetos, tais como potência, queda, vazão, dentre outros.

O objetivo destas simulações é a obtenção do custo tecnológico dos Grupos Geradores das 17 centrais apresentadas, ou seja, excluindo do custo a influência das commodities, resultando apenas o custo de produção para cada fornecedor ou grupo de fornecedores, utilizando as características técnicas destas centrais como parâmetros de influência.

O custo tecnológico é o que diferencia os fornecedores, visto o custo de um componente ser composto pela combinação de custos indiretos, custos diretos, custos com tecnologia de produção e custos com insumos, este último com maior relevância para o aço e cobre, para o presente estudo.

Assim, será possível a obtenção de equações, que em função de parâmetros de novas centrais, retornará os custos tecnológicos dos componentes destas, os quais multiplicados proporcionalmente pelo preço das commodities retornará o custo do grupo gerador da central estudada.

As referidas operações foram efetuadas, admitindo um equacionamento no formato apresentado a seguir:

$$Y = k \cdot X_1^A \cdot X_2^B \cdot \dots \cdot X_n^Z \quad (3.2)$$

Dentre as propostas obtidas fica ainda mais evidente a relevância do custo tecnológico de cada fabricante, pois algumas das usinas cotadas possuem características que as permitem serem enquadradas nas faixas de transição entre Kaplan e Francis, ou seja, permite que os fabricantes possam propor soluções distintas para o mesmo aproveitamento em função da sua capacidade ou momento fabril.

Além disto, também em função da tecnologia de cada fabricante, pode ser ofertada solução com mais grupos geradores, diminuindo assim a vazão unitária e conseqüentemente permitindo enquadrar em solução mais adequada a fábrica, incrementando ou reduzindo os custos.

Cabe destaque ao fato que a medida que se aumenta o número de unidades geradoras, tornam-se fundamentais análises de motorização mais complexas, não apenas na ótica de grupos geradores, visto que este incremento altera o arranjo da usina, variando volumes civis da casa de força e também a geração de energia em função das vazões mínimas de cada

solução, além de outros possíveis custos com alteração do licenciamento ambiental, auxiliares mecânicos, equipamentos elétricos, dentre outros.

Portanto, foram avaliados todos os possíveis casos passíveis deste tipo de ocorrência de modo a permitir a estimativa mais aderente para cada solução.

Definida a estruturação, foram organizados os dados por fornecedor, sendo sete empresas, as quais foram denominadas de 1 a 7, sendo cada uma delas apresentadas com características distintas, visto o limite tecnológico de produção variar entre elas e conseqüentemente o preço apresentado. Cabe destacar que todos os fornecedores apresentaram cotações para Turbinas tipo Kaplan e Francis.

Para obtenção do valor a ser estimado (Y), que para o presente estudo será denominado de C'_T para a turbina e C'_G para o gerador, referente ao custo tecnológico de cada componente, foram adotadas as seguintes proporções:

Turbina – 100% Aço;

Gerador – 75% Aço e 25% Cobre.

Organizados os dados históricos de preço das propostas, estes foram atualizados utilizando o IPCA, visto cada cotação ser de períodos distintos, permitindo mitigar o erro agregado nas estimativas futuras. Cabe destacar que este índice influencia diretamente os custos tecnológicos, visto este ser utilizado para reajustes de custos indiretos e estes representarem parcela importante nos custos tecnológicos.

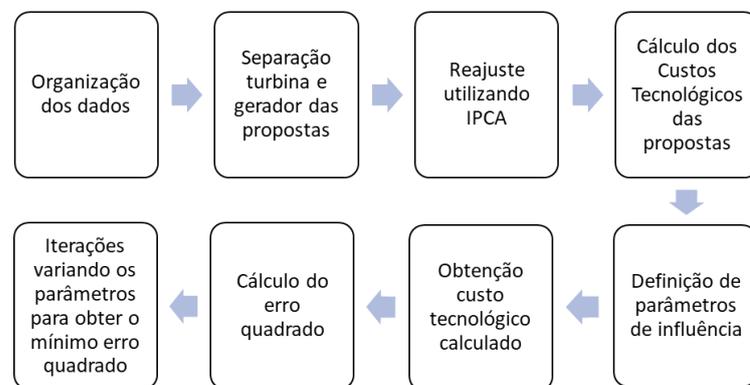
A seguir, na tabela 3-3, são apresentados os períodos de cotação com os respectivos índices do IPCA, bem como a indicação de quais aproveitamentos cada uma das sete empresas apresentou proposta, os quais foram marcados com “X”.

Tabela 3-3 – Dados Gerais – IPCA e Fornecedores

Central	Data Cotação	IPCA (Base dez/19)	Fornecedores						
			1	2	3	4	5	6	7
A	jan-11	1,65	X	X	X	X	X	X	
B	abr-09	1,80	X		X		X	X	
C	abr-09	1,80	X		X		X	X	
D	set-10	1,69		X	X	X	X	X	X
E	set-10	1,69			X	X	X	X	
F	set-10	1,69		X		X	X	X	X
G	set-10	1,69		X		X	X	X	X
H	ago-10	1,69	X	X	X	X	X	X	
I	fev-15	1,28					X		
J	fev-15	1,28				X	X		X
K	jan-15	1,30		X	X	X	X		X
L	jan-15	1,30				X	X		
M	mar-15	1,26				X			
N	mar-15	1,26				X			
O	jun-14	1,33				X			
P	dez-06	2,02							X
Q	Dez-04	2,21	X						

Pode-se observar que cada fornecedor apresentou proposta para mais de um aproveitamento, aumentando assim a base de dados e comparação entre as propostas para cada usina.

Em torno do exposto, a estruturação da simulação respeitou o fluxo apresentado na figura 3-25:

**Figura 3-25 - Fluxo estruturação**

Foram efetuadas combinações de parâmetros de influência diferentes, para turbina e gerador de forma separada, buscando definir quais os parâmetros de influência com menor erro agregado por proposta e conseqüentemente a menor soma do quadrados das diferenças entre todas as propostas – dados observados – e os valores simulados, sendo os melhores resultados apresentados na tabela 3-4 a seguir:

Tabela 3-4 – Resultados simulações parâmetros influência

	Gerador	Turbina
Parâmetros de influência	Potência unitária e Rotação	Potência Unitária e Vazão Unitária
Erro relativo médio ((Simulado-Proposta)/Proposta)	7,5%	3,0%

O erro relativo médio é resultado da média de erros relativos de todas as propostas consideradas na simulação, o qual serviu para definição da melhor combinação de parâmetros. Os quais coincidiram com os estudos apresentados no Capítulo 2, onde em sua maioria apresentou a potência para turbina e gerador, diferenciando apenas a rotação para o gerador e vazão para turbina, os quais ambos influenciam diretamente o dimensionamento destes.

Em posse destes dados, foi efetuada a correlação entre os dados observados e os resultados da simulação para Gerador e Turbina, os quais são apresentados na figura 3-26 abaixo:

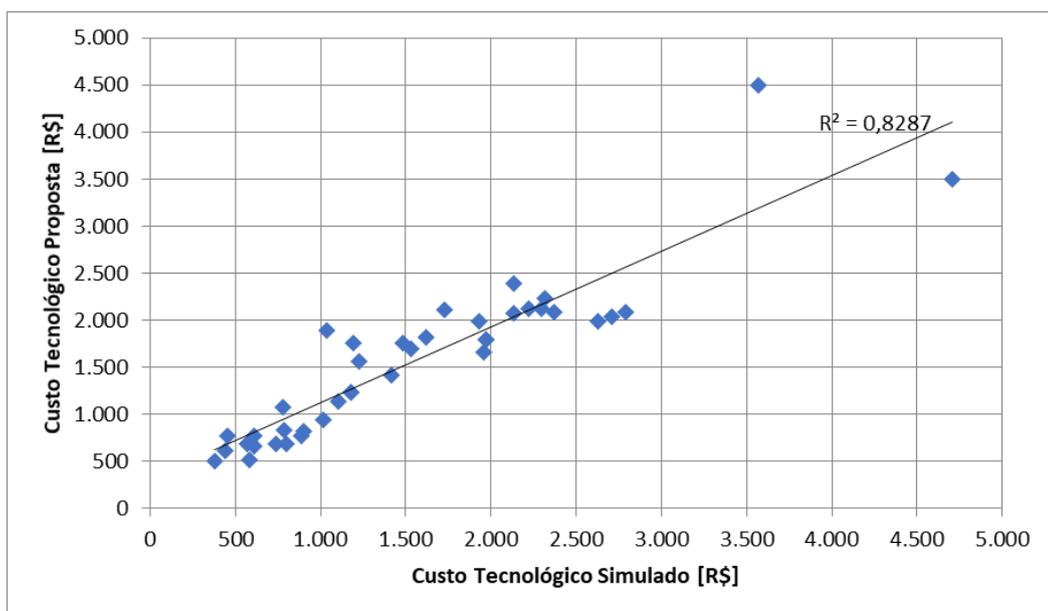


Figura 3-26 - Correlação Gerador

A correlação mostra uma aderência maior para os custos tecnológicos abaixo de 2.500, mas admitindo todos os dados a correlação pode ser considerada aderente, visto apresentar um coeficiente de determinação superior a 80% para com usinas de diferentes características e fornecedores de diferentes capacidades.

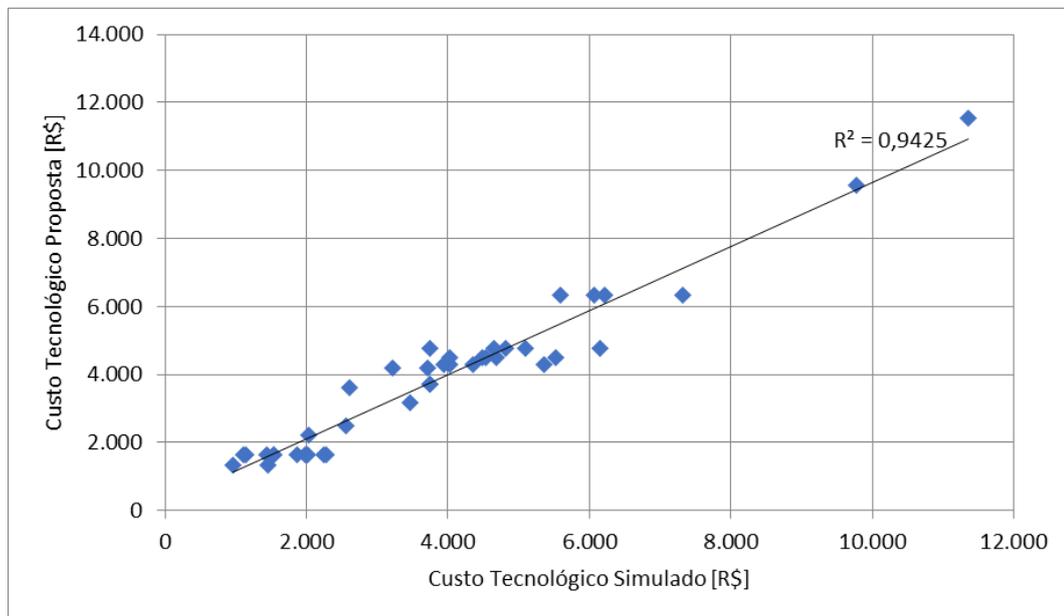


Figura 3-27 - Correlação Turbina

A correlação aplicada para a turbina resultou em grande aderência considerando toda a base de dados, visto o coeficiente de determinação ser de 94,2%, as usinas possuem diferentes características e fornecedores de diferentes capacidades. Indicando aderência dos parâmetros selecionados e coeficientes das equações, as quais são apresentadas a seguir:

$$\textbf{Turbina} \quad C'_T = 146,68 \cdot P_{\text{unit}}^{0,4589} \cdot Q_{\text{unit}}^{0,5550} \quad (3.3)$$

$$\textbf{Gerador} \quad C'_G = 1.449,34 \cdot P_{\text{unit}}^{0,7998} \cdot n^{-0,3319} \quad (3.4)$$

Na sequência serão apresentadas análises visando entender melhor o comportamento dos custos e os parâmetros de influência, visando validar as premissas e resultados dos equacionamentos.

3.4. Custos e Parâmetros de Influência

Adicionalmente, buscando aprofundamento no entendimento do comportamento dos custos de grupos geradores, foram efetuadas relações entre os custos e os parâmetros de influência utilizados no item anterior, bem como a evolução das commodities com os custos globais, visando identificar a relação destes. Além disto, foram efetuadas análises em relação aos custos índices de implantação, resultante da relação entre os custos dos componentes com o custo total.

3.4.1. Análise dos Custos e Parâmetros de Influência

Cabe destacar que, para facilitar a identificação de eventuais conformidades entre as relações efetuadas, foi utilizado gráficos de linhas, mesmo sendo conhecida a inaplicabilidade matemática nesta operação, trata-se apenas de um artifício visual, visto que não há relação entre as unidades apresentadas no eixo das abcissas.

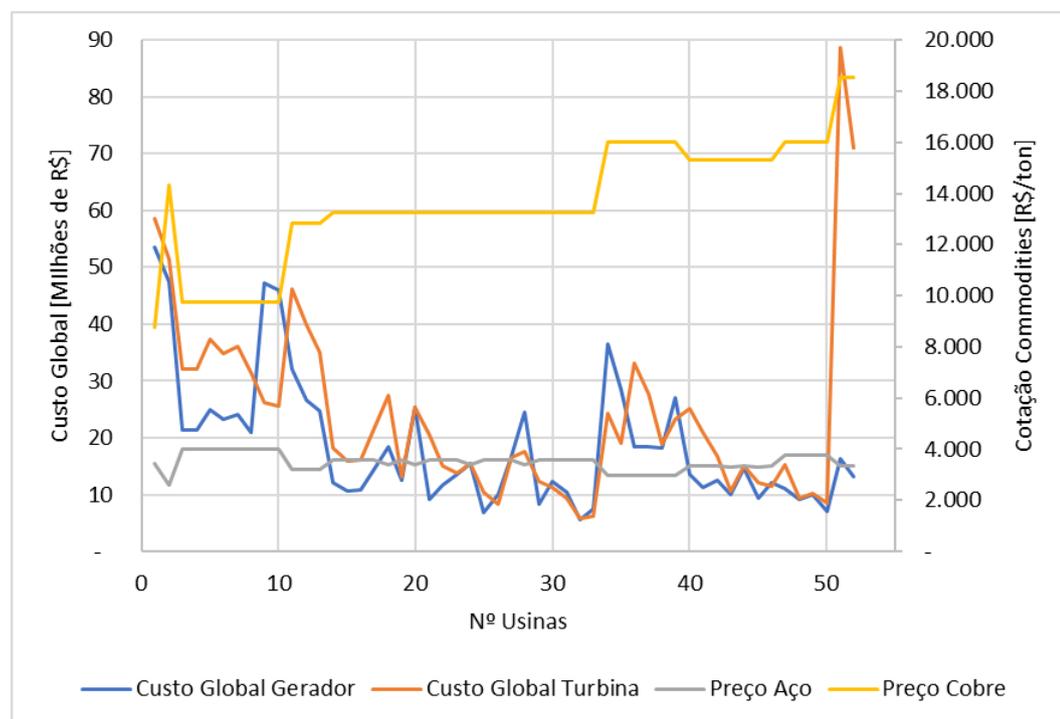


Figura 3-28 – Relação Custo Global Gerador e Turbina com Cotação Commodities

No gráfico da Figura 3-28, foram confrontadas as evoluções de preços das commodities aço e cobre com os custos globais de turbina e gerador, para cada uma das 52

propostas de usinas em análise, numeradas de 1 a 52 para facilitar a plotagem do gráfico, com vistas e verificar se com a variação do preço do insumo o custo do grupo gerador segue o mesmo comportamento.

É sabido que as commodities influenciam os custos de Grupos Geradores, afinal são os insumos que compõem estes, porém as variações do mercado de energia podem não ser equivalentes ao mercado de commodities, necessitando de manobras dos fornecedores ajustando os custos tecnológicos para fornecimento destes componentes, visando manutenção da competitividade.

Na sequência foram confrontados os parâmetros potência, vazão, queda, rotação específica e o inverso da rotação, visto o tamanho do gerador e conseqüentemente seu preço ser inversamente proporcional a esta, com os custos globais para turbinas e geradores.

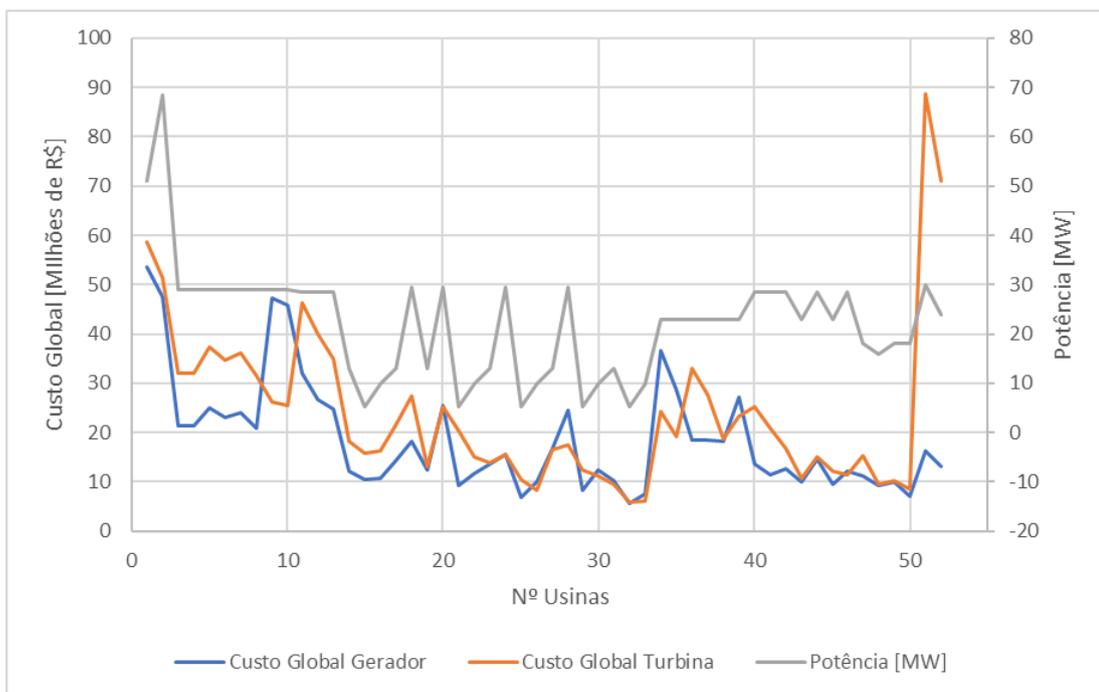


Figura 3-29 – Relação Potência e Custos de Grupos Geradores

Nota-se no gráfico da Figura 3-29, que há um comportamento aderente da potência com os custos da turbina e gerador, como esperado, visto que a potência é determinante para os custos destes equipamentos.

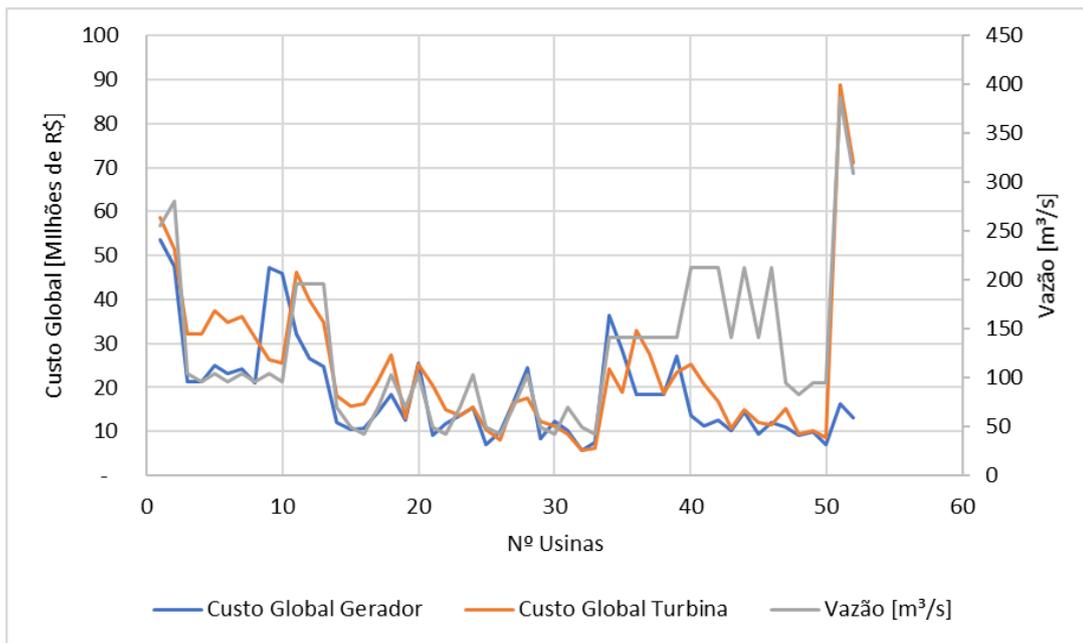


Figura 3-30 – Relação Vazão e Custos de Grupos Geradores

De modo semelhante ao analisado para o comparativo dos custos com a potência, para a vazão as curvas também apresentaram um comportamento aderente, validando a expectativa, visto que a vazão determina o tamanho do rotor da turbina.

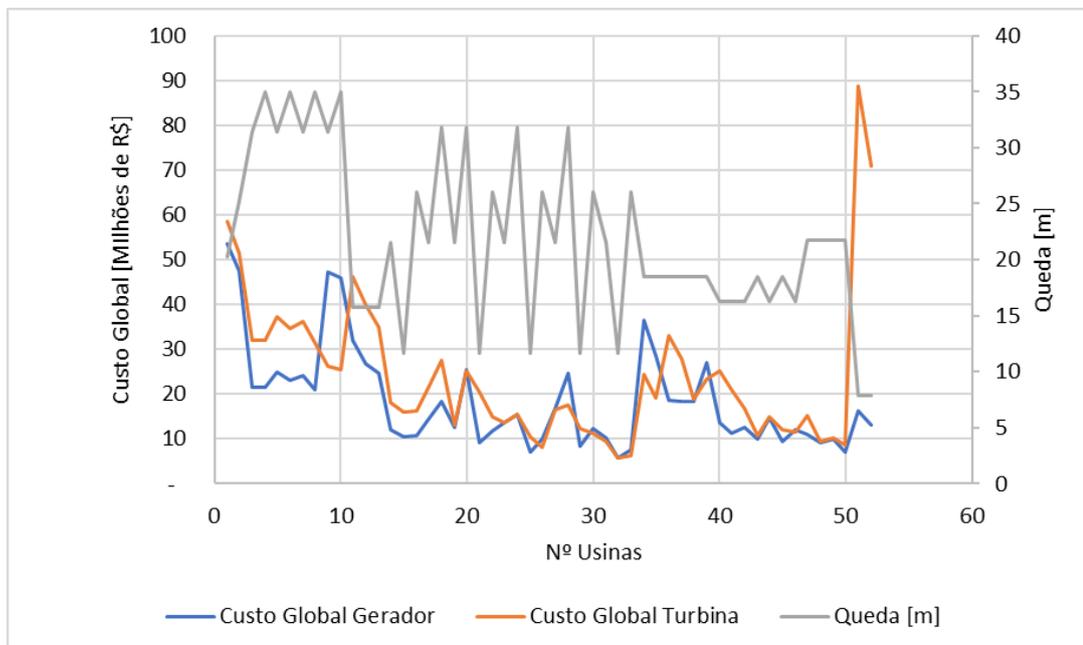


Figura 3-31– Relação Queda e Custos Grupos Geradores

A curva da queda, apresentada na Figura 3-31, diferente do observado para Potência e Vazão, não apresentou qualquer aderência ao comportamento das curvas de custos de turbina e gerador.

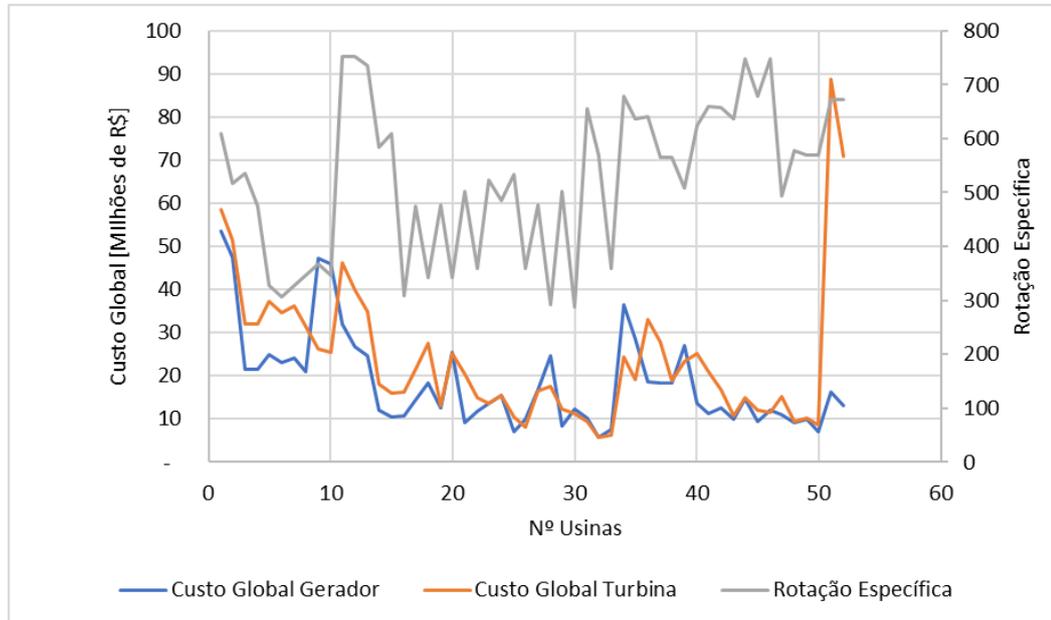


Figura 3-32 – Relação Rotação Específica e Custos de Grupos Geradores

A curva da rotação específica, mostrada na Figura 3-32 também não apresentou qualquer aderência ao comportamento das curvas de custos de turbina e gerador.

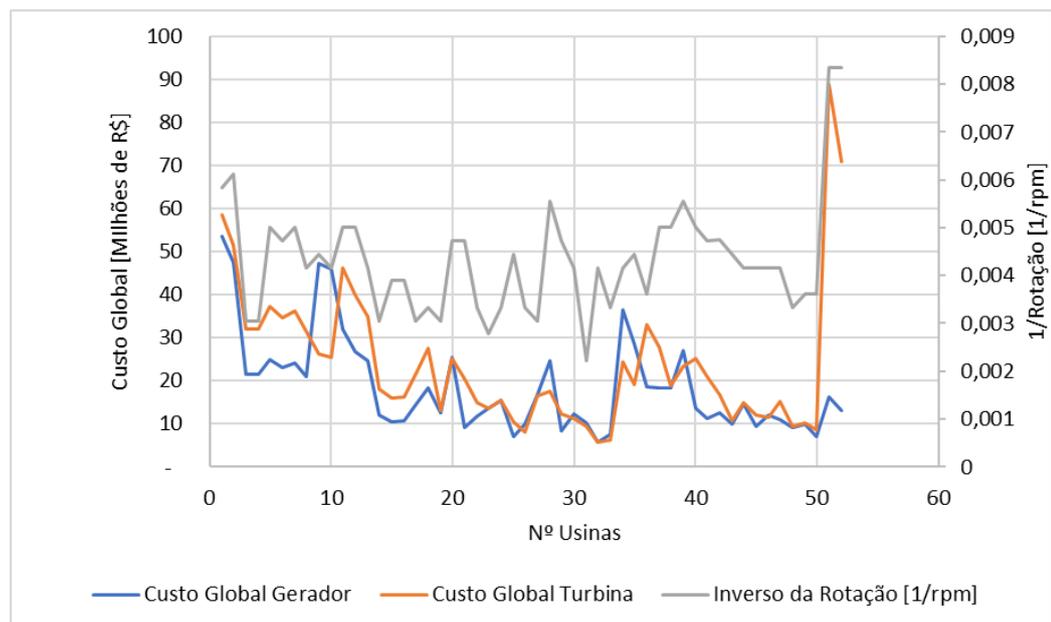


Figura 3-33 – Relação Rotação e Custos de Grupos Geradores

A curva do inverso da rotação, da Figura 3-33, apresentou aderência em grande parte das usinas analisada.

Assim, para o comparativo dos parâmetros de influência e os custos globais dos grupos geradores, os parâmetros que apresentaram conformidade com os custos globais das turbinas e geradores foram a Potência, Vazão e o inverso da Rotação, as demais comparações para os custos globais não tiveram qualquer aderência.

3.4.2. Análise da Representatividade dos Custos

Simultaneamente a validação dos parâmetros de influência de hidrelétricas utilizados nos equacionamentos, buscou-se validar a aderência das propostas utilizadas como base da modelagem por meio de análises de custos índices.

Segundo Ogayar e Vidal (2009), a representatividade da ilha de geração fica em torno de 30% do custo total de uma PCH, conforme apresentado na Figura 1.4. Destes, grande parcela se refere ao grupo gerador.

A Agência Internacional de Energia Renovável (IRENA), através do estudo intitulado *Renewable Power Generation Costs in 2019*, publicado em 2019, traz um levantamento de custos de implantação de usinas hidrelétricas do mundo inteiro, no período compreendido entre 2010 a 2019. Neste, são analisados os custos de implantação levando em consideração a capacidade instalada, região e destacados os países com parcela de energia hidrelétrica representativa, como China, Brasil, Índia, dentre outros.

Dentre as diversas análises, foram levantados custos por componentes de 25 usinas hidrelétricas distribuídas na China, Índia e Sri Lanka, no período entre 2010 e 2016. Resultando em uma média de 33% dos custos para equipamentos eletromecânicos, sendo os valores mínimo e máximo registrado de 18% e 66%, conforme apresentado na tabela 3-5 a seguir:

Tabela 3-5 - Custo de instalação por componente de 25 hidrelétricas na China, Índia e Sri Lanka, 2010-2016 (IRENA)

Componente	Variação dos custos de instalação		
	Mínimo	Médio	Máximo
Obras Cíveis	17%	45%	65%
Eletromecânicos	18%	33%	66%
Projeto	6%	16%	29%
Conexão	1%	6%	17%
Fundiário	1%	3%	8%

Segundo o mesmo levantamento, o custo por kilowatt instalado - custo índice de instalação - médio de instalação de uma hidrelétrica no ano de 2019 foi de USD1.704/kW, o qual multiplicado pelo dólar médio deste ano resulta em R\$ 6.816/kW.

Em posse deste valor, é possível confrontar com o custo índice médio dos grupos geradores das usinas analisadas, os quais foram obtidos pela relação entre os custos de grupos geradores com a potência das respectivas usinas. A intenção foi verificar se os valores obtidos são aderentes aos apresentados na Tabela 3.5.

De modo análogo, foi calculado o custo global da usina em função do custo índice do estudo da IRENA e relacionado com os custos dos grupos geradores do presente estudo, obtendo-se a proporção mínima, média e máxima dos custo de grupos geradores em função dos custos globais obtidos a partir do custo índice do estudo da IRENA, cujos resultados são apresentados na tabela a seguir:

Tabela 3-6 - Custo de instalação médio de grupos geradores

Custo Índice [USD/kW]	Distribuição dos custos de instalação		
	Mínimo	Médio	Máximo
1.704	16,3%	32,2%	51,4%

Em torno disto, foi possível concluir que a base de propostas utilizadas no modelo é aderente a base apresentada pela IRENA, os quais são ligeiramente maiores que os apresentados na Tabela 3.5, visto estes tratarem apenas grupos geradores e o estudo da IRENA considerar todos os eletromecânicos. Além disto, apresentou conformidade com os valores levantados nos estudos do Ogayar e Vidal (2009).

4. APLICAÇÕES

Definidos os equacionamentos para turbina e gerador no capítulo anterior, os quais tiveram a aderência testadas, buscou-se aplicar em projetos distintos a base de usinas utilizadas na modelagem, as quais encontram-se em fase de projeto básico, onde se executam diversos estudos de alternativas de viabilidade e nesta fase as usinas apresentam OPEs, sendo estas apresentadas no ANEXO deste estudo, e o resumo apresentado na tabela 4-1 a seguir:

Tabela 4-1 – Base dados aplicação

Central	Data Cotação	Potência (MW)	Vazão (m³/s)	Queda (m)	Rotação (rpm)	Rotação Esp.	Número de GG
CW	ago/08	18,0	129,5	15,6	225,0	566,8	3
OC	mar/07	28,0	50,2	31,8	327,3	368,0	2
HC	mar/07	30,0	48,7	38,0	327,3	317,3	2
BB	jan/12	21,0	164,3	15,0	200,0	715,1	2
FF	jun/09	13,0	78,7	21,0	327,3	513,9	3
SP	fev/11	30,0	108,1	32,5	257,1	417,6	2
JM	jul/12	22,0	98,5	26,6	360,0	648,5	2
GT	dez/06	24,0	57,0	48,2	360,0	257,9	3
GE	out/08	28,5	191,9	17,6	163,6	560,9	2
BT	jun/11	24,0	228,5	13,3	200,0	754,0	3

Cabe destacar que todos as centrais apresentadas possuem parâmetros físicos dentro da faixa de parâmetros utilizadas na estruturação do modelo – Potência, Vazão, Queda, Rotação e Rotação Específica –, sendo todas as OPE destes compostas com tipos de turbina Francis ou Kaplan.

Tabela 4-2 – Faixa de Parâmetros Base de Dados

Parâmetro	Limite Inferior	Limite Superior
Potência (MW)	5,5	71,8
Vazão (m³/s)	44,1	405,4
Queda (m)	8,3	55,6

A verificação da aderência do modelo aos projetos listados, se deu por meio do levantamento dos custos destes, de modo a ser possível a comparação. Os custos, semelhante ao efetuado para a estruturação dos modelos, foram atualizados por meio do IPCA.

Tabela 4-3 – Custos Base de Dados

Central	Data Cotação	Custo Global GG (R\$)	Fator IPCA (dez/19)	Custo Global GG Atualizado (R\$)
CW	ago/08	16.845.000	1,85	31.163.250
OC	mar/07	18.700.000	1,98	37.026.000
HC	mar/07	18.900.000	1,98	37.422.000
BB	jan/12	27.450.000	1,55	42.547.500
FF	jun/09	12.652.560	1,78	22.521.557
SP	fev/11	28.960.000	1,63	47.204.800
JM	jul/12	24.000.000	1,51	36.240.000
GT	dez/06	14.515.000	2,02	29.320.300
GE	out/08	36.120.000	1,84	66.460.800
BT	jun/11	27.680.000	1,59	44.011.200

Em posse dos parâmetros de influência e custos atualizados dos grupos geradores das PCHs a serem estudadas, bem como os equacionamentos para cálculo de custo tecnológicos atualizados para turbina e gerador, procede-se com os cálculos dos custos tecnológicos unitários para turbina e gerador, ou seja, cálculo do custo tecnológico por máquina, para cada PCH. Tomando como exemplo o cálculo da turbina para a PCH CW, temos:

$$C'_T = 146,68 \cdot (P_{\text{unit}})^{0,4589} \cdot (Q_{\text{unit}})^{0,5550}$$

$$C'_T = 146,68 \cdot (\text{Potência/Número de GG})^{0,4589} \cdot (\text{Vazão/ Número de GG})^{0,5550}$$

$$C'_T = 146,68 \cdot (18/3)^{0,4589} \cdot (129,5/3)^{0,5550}$$

$$C'_T = 2.698$$

Na sequência, multiplica-se pelos preços das commodities nas mesmas proporções apresentadas no capítulo anterior, 100% de aço para turbina e 75% de aço e 25% de cobre para gerador. Obtendo assim, os custos para turbina e gerador de cada PCH. Mantendo o cálculo do custo da turbina para a PCH CW, tem-se:

$$C_T = C'_T C_{\text{commodity}}$$

$$C_T = 2.698.3768,5$$

$$C_T = \text{R\$ } 10.167.096$$

Em função destes resultados, foi feito o comparativo com os valores observados por meio de cálculo de erro relativo, admitindo uma margem de diferença admissível variando entre -25% e 25%, conforme sugerido no estudo *Investigação da composição e estimativa de custos de PCH no BRASIL*, publicado em 2002.

Ressaltando que as aplicações com os equacionamentos propostos neste trabalho não refletem exatamente os custos dos grupos geradores das usinas, mas sim uma estimativa do seu valor. Respeitando características e maturidade de cada projeto.

Abaixo, na tabela 4-4, é apresentado os custos observados, relativos aos custos das contidos nas OPEs, bem como os custos calculados, conforme exemplificado para a PCH CW, referentes a aplicação dos equacionamentos para turbina e gerador, em função dos parâmetros de cada usina.

Tabela 4-4 – Resultado Aderência

Central	Turbina			Gerador		
	Custo	Custo	Erro	Custo	Custo	Erro
	Observado	Calculado		Observado	Calculado	
Unitário	Unitário	Relativo	Unitário	Unitário	Relativo	
	(R\$)	(R\$)		(R\$)	(R\$)	
CW	5.577.750	10.167.096	82,3%	4.810.000	6.001.637	24,8%
OC	10.494.000	8.064.154	-23,2%	8.019.000	9.377.358	16,9%
HC	10.692.000	8.184.610	-23,5%	8.019.000	9.909.331	23,6%
BB	13.368.750	16.555.206	23,8%	7.905.000	9.799.727	24,0%
FF	3.036.167	6.649.495	119,0%	4.471.018	3.612.271	-19,2%
SP	12.665.100	15.675.366	23,8%	10.937.300	13.264.451	21,3%
JM	10.419.000	12.937.300	24,2%	7.701.000	8.973.156	16,5%
GT	5.073.567	4.793.243	-5,5%	4.699.867	5.859.927	24,7%
GE	20.378.000	25.148.005	23,4%	12.852.400	12.555.714	-2,3%
BT	5.867.100	14.171.168	141,5%	8.803.300	7.964.478	-9,5%

Os resultados, dentro dos limites estabelecidos, apresentaram aderência para os cálculos de custos de geradores em 100% das estimativas e para turbinas e 70% das estimativas.

Para os resultados do equacionamento para turbina que não tiveram aderência, nota-se que para as PCHs CW e BT a queda está próxima ao limite inferior utilizada na modelagem. Para a PCH FF, a potência desta está bem próximo ao limite inferior utilizada na modelagem.

5. ANÁLISE DOS RESULTADOS E DISCUSSÃO

Os resultados da aplicação do modelo apresentados no capítulo anterior se mostraram aderentes, visto a representatividade de 70% de precisão para determinação dos custos de turbinas e 100% para geradores, considerando as margens admitidas e a fase dos projetos em análise.

Destaca-se que foram efetuadas diversas iterações, considerando diferentes modelagens, tipos de operações matemáticas, diversas combinações de parâmetros de influência e custo global ou unitário, sendo o modelo adotado neste trabalho o que obteve maior aderência na primeira etapa de validação.

Estas análises e iterações possibilitaram um grande entendimento da representatividade dos parâmetros de influência nos custos e equalizar diferentes propostas de diferentes fornecedores em momentos e capacidades fabris diferentes, mas de um modo geral as influências nos custos são convergentes quando se trata dos parâmetros que determinam os custos.

Em torno disto, de modo análogo ao item 3.4, confrontando os parâmetros potência, vazão e inverso da rotação com os custos das 10 (dez) usinas utilizadas na aplicação, visando a verificação de relação entre os custos e parâmetros apresentados no capítulo anterior. Assim, foram gerados os gráficos apresentados nas figuras 5-1, 5-2 e 5-3.

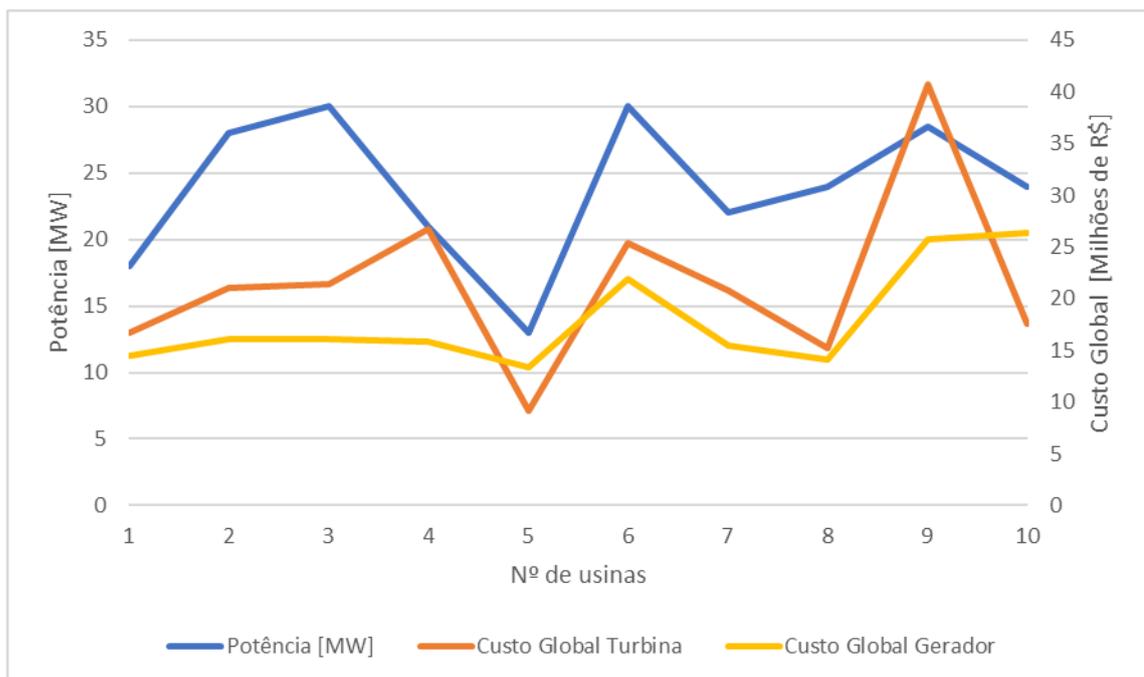


Figura 5-1 - Relação Potência e Custos de Grupos Geradores Aplicação

A variação dos custos de grupos geradores, como previsto, varia com a potência, mas torna-se necessário a análise junto aos parâmetros de vazão e rotação.

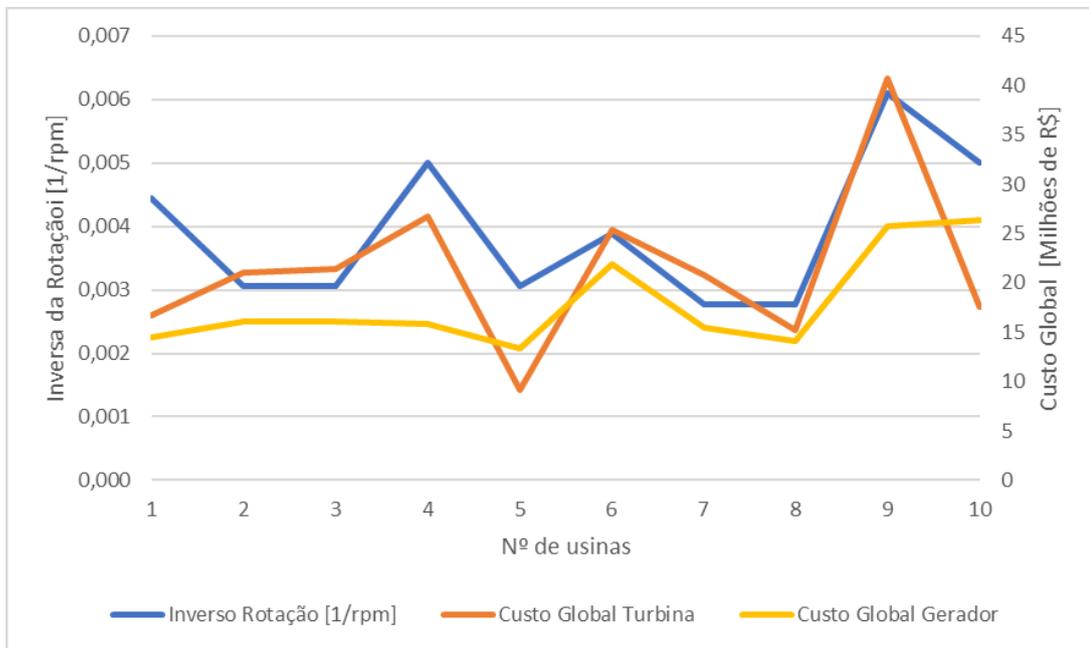


Figura 5-2 - Relação Inversa Rotação e Custos de Grupos Geradores Aplicação

Neste gráfico nota-se que a variação dos custos dos geradores é função da rotação, validando os resultados e conclusões apresentados no capítulo anterior.

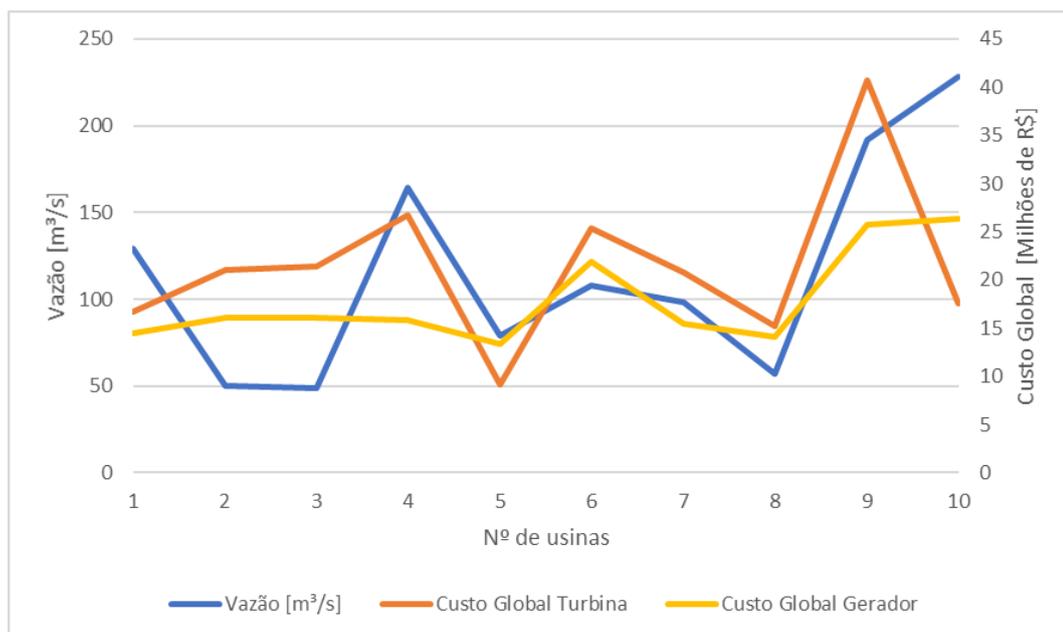


Figura 5-3 - Relação Vazão e Custos de Grupos Geradores Aplicação

No gráfico, pode-se notar que de modo geral, os custos de turbina e gerador variam com a variação da vazão, validando os resultados e conclusões apresentados no capítulo anterior.

Portanto, os parâmetros técnicos que influenciam os custos de grupos geradores precisam ser analisados em conjunto, mas os mais relevantes são a Potência, Vazão e Rotação.

Destaca-se novamente que os valores obtidos e utilizados como base podem sofrer ajustes no valor do custo tecnológico em função do momento do mercado de energia e do fornecedor.

6. CONCLUSÕES E RECOMENDAÇÕES

As análises deste estudo, desde os trabalhos que foram utilizados como referências na área de estimativa de custos, bem como as análises regulatória, do mercado de geração de energia e os estudos em torno das características de implantação dos componentes de pequenas centrais hidrelétricas, forneceram grande base para o desenvolvimento dos estudos idealizados. Estas análises permitiram entender a implantação destes componentes e selecionar os que eram passíveis de aplicação da modelagem idealizada.

Selecionados os componentes do grupo gerador como foco do trabalho, permitiu a coleta de propostas reais de fornecedores renomados do mercado para centrais já implantadas ou de projetos em estágio avançado de desenvolvimento, proporcionando um ambiente desafiador para a proposta deste trabalho, devido se tratar de valores reais de mercado. Em contrapartida, proporcionou uma visão mais realista do ambiente de cotações de grupos geradores.

A proposta de estimativa de custos tecnológicos para pequenas centrais hidrelétricas também proporcionou um conhecimento bastante abrangente, além do conhecimento específico do setor de energia supracitado, uma visão mercadológica na ótica de fornecimento e das commodities.

A análise propiciou a identificação da complexidade que é compor um preço de grupos geradores, mostrando que a diferenciação nos custos tecnológicos pode ser justificada por diversos motivos, seja pela localização de produção, custo da mão de obra, situação econômica do país, desenvolvimento tecnológico do equipamento e momento fabril dos fornecedores.

Os modelos de estimativas de custos tecnológicos se mostraram aderentes a proposição do trabalho, visto ter sido possível atingir resultados com erro relativo dentro das margens admitidas nas simulações e aplicações. A aplicação do modelo em 10 projetos básicos de PCH, dentro das margens admitidas, resultaram em 100% de aderência para o modelo de geradores e 70% para o modelo de turbinas.

Os resultados foram excelentes, mas como todo modelo de estimativa de custo, torna-se necessário mais informações de projetos e propostas de mercado para aferição, incrementando a faixa de confiabilidade e permitir a evolução do trabalho, visando separar em tipos de grupos geradores gerando resultados com maior precisão, diminuindo as margens de erros.

Um ponto importante, resultado das análises de todo os componentes de pequenas centrais hidrelétricas apresentado no item 3.1. deste trabalho, foram as restrições encontradas para o dimensionamento de custos dos demais componentes, descartados no escopo deste trabalho, os quais demandarão análises complementares considerando análises geológicas e topográficas, gerando um potencial trabalho de modelagem de custos para estes componentes.

Além dos resultados apresentados, considerando que os dados utilizados neste estudo são regionais do Brasil, a metodologia empregada apresentou um grande potencial de aplicação para qualquer região do mundo. Tornando possível a geração de equacionamentos em função de propostas e características de cada localidade, bem como uma análise mais globalizada considerando, inclusive, fatores como importação de equipamentos.

REFERÊNCIAS

- [1] ANEEL. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br>>. Acesso em dezembro de 2019.
- [2] Eletrobrás. Disponível em: <<http://www.eletobras.com/>>. Acesso no período de janeiro a junho de 2016.
- [3] Aslan, Y.; Arslan, O; Yasar, C; “A sensitivity analysis for the design of small-scale hydropower plant”, 2008.
- [4] Bortoni, E.C.; Santos, A.H.M; Almeida R.A., “Investigação da composição e estimativa de custos de PCH no Brasil”. 2002.
- [5] Canales, F.A.; Beluco, A., “Curvas paramétricas de custo para mini centrais hidrelétricas na Nicarágua” in IV Simpósio brasileiro sobre pequenas e médias centrais hidrelétricas. Belo Horizonte/MG, Brasil, 2008.
- [6] Eletrobrás, Diretoria de Engenharia; “Diretrizes para estudos e projetos de Pequenas Centrais Hidrelétricas”, 2000.
- [7] Eletrobrás (1999); “ANEXO 3: Composição de custos e planilhas de orçamento” in “Diretrizes para projetos de PCH”. Disponível em <<http://www.eletobras.gov.br>>. Acesso em maio de 2018.
- [8] Gordon, J.L.; “Determining “Ballpark” costs for a proposed project”. Hydro Review. 2003.
- [9] MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA. Disponível em: <<http://www.mme.gov.br>>. Acesso em junho de 2019.
- [10] Ogayar, B.; Vidal, P.G.; Hernandez, J.C., “Analysis of the cost for the refurbishment of small hydropower plants”. 2009.
- [11] Siqueira, R.B.P.; “Construção de Diagramas de Custos para PCH Incorporando Turbinas de Mercado”. 2006.

- [12] Souza, Z.; Santos, A.H.M.; Bortoni, E.C.; “Centrais Hidrelétricas: Estudos para Implantação”. Procel/Eletróbrás, 1999.
- [13] Souza, Z.; Santos, A.H.M.; Bortoni, E.C.; “Centrais Hidrelétricas - Implantação e comissionamento”, 2009.
- [14] Tiago Filho et al; “Um panorama das Pequenas Centrais no Brasil”, 2006.
- [15] Tiago Filho; G.L.; Caetano, G.T.; “Estudo para determinação de custos de implantação de PCH no Brasil” in IV Simpósio brasileiro sobre pequenas e médias centrais hidrelétricas. Porto de Galinhas/PE, Brasil, 2004.
- [16] Thomé, A.D.; “Sistemática para Avaliação dos Custos de Construção de Pequenas Centrais Hidrelétricas”, 2004.
- [17] Podio, Franco; Cavagnolo, Gilfredo; Cipriano, Henrico M. – “New Simplified Models In Hydroelectric Power Plants Cost Estimation”, 2011.
- [18] Aggids, G. A.; Luchinskaya, E.; Rothschild, R.; Howard, D. C. – “The costs of small-scale hydro power production: Impact on the development of existing potential” – 2010.
- [19] Santos, Afonso Henrique M.; Cruz, Ricardo A. P.; Magalhães, Ricardo Nogueira – “Estimativa de custos relacionados às pequenas centrais hidrelétricas”, 2009.
- [20] Agência Internacional de Energia Renovável (IRENA) - “*Renewable Power Generation Costs in 2019*”, 2019 – Disponível em <<https://www.irena.org/>>
- [21] International Energy Agency. Disponível em <<https://www.iea.org/>>. Acesso em janeiro de 2020
- [22] CBIC. Disponível em <<http://www.cbicdados.com.br/home/>>. Acesso em julho de 2019.
- [23] MAXILIGAS. Disponível em <<http://maxiligas.com.br/cotacao-lme-london-metal-exchange/>>. Acesso em julho de 2019.

ANEXOS

PCH CW

OPE – Conta 13

ORÇAMENTO PADRÃO ELETROBRÁS Estudos de Projeto Básico					Data: 01/08/2008	
Bacia: PCH CW		Rio:		Pi= 18.000 kW	Cálculo: LBF	Verificação: LPT
				Taxa Cambial 1 US\$ = R\$ 1,75	Preços de Ago/2008	
CONTA	ITEM	UN.	QUANT.	PREÇO UNIT. R\$	CUSTO US\$	CUSTO R\$
.13.	TURBINAS E GERADORES	gl				18.925.500,00
.13.13.00.23.28	Turbinas	gl	3	3.015.000,00		9.045.000,00
.13.13.00.23.17	Stoplogs (Guias)	gl	1	160.000,00		160.000,00
.13.13.00.23.20	Guindaste (Talha)	gl	1	200.000,00		200.000,00
.13.13.00.23.29	Geradores	gl	3	2.600.000,00		7.800.000,00
	Subtotal da Conta. 13	gl				17.205.000,00
.13.27	EVENTUAIS DA CONTA .13	gl	10%			1.720.500,00

Ficha Resumo

FICHA-RESUMO - ESTUDOS DE VIABILIDADE E PROJETO BÁSICO					
NOME DA USINA:	PCH CW			DATA:	16/08/2007
5. TURBINAS					
TIPO:	Kaplan Horizontal - Tipo "S"		QUEDA DE REFERÊNCIA:	15,58	m
NÚMERO DE UNIDADES:	3	-	VAZÃO NOMINAL UNITÁRIA:	43,16	m³/s
POTÊNCIA UNITÁRIA NOMINAL:	6	kW	RENDIMENTO MÁXIMO:	92,0	%
ROTAÇÃO SÍNCRONA:	225	r.p.m.	PESO TOTAL POR UNIDADE:	N/D	kN
6. GERADORES					
POTÊNCIA UNITÁRIA NOMINAL:	6.670	kVA	RENDIMENTO MÁXIMO:	97	%
TENSÃO NOMINAL:	6,9	kV	PESO DO ROTOR:	280	kN
FATOR DE POTÊNCIA:	0,9	-			

PCH OC

OPE – Conta 13

		PROJETO BÁSICO			Data Base Ref. Dezembro / 2006 Taxa de Câmbio 1US\$ = 2,150 R\$ Elaborado em: 27/Março/2007	
		Projeto: PCH OC 28,00 MW instalado		Casa de Força com 2 Turbinas tipo Kaplan		
		Item: ORÇAMENTO PADRÃO ELETROBRÁS - OPE				
CONTA	DISCRIMINAÇÃO	un	Quantidade	Preço Unitário R\$/un	Total R\$	
.13.	TURBINAS E GERADORES	gl			19.145.763	
.13.13.00.23.28	Turbinas	un	2	5.300.000,00	10.600.000	
.13.13.00.23.17	Comporta ensecadeira	gl	1	218.447,00	218.447	
.13.13.00.23.20	Guindaste do Tubo de sucção	gl	1	75.856,00	75.856	
.13.13.00.23.29	Geradores	gl	2	4.050.000,00	8.100.000	
	Subtotal da conta .13					
.13.27	EVENTUAIS DA CONTA .13	%	5,00%	18.234.060	911.703	

Ficha Resumo

		FICHA-RESUMO - ESTUDOS DE VIABILIDADE E PROJETO BÁSICO			
		<small>VERSÃO OUTUBRO/2005</small>			
NOME DA USINA:	PEQUENA CENTRAL HIDRELÉTRICA OC			DATA:	21/03/2007
ETAPA:	PROJETO BÁSICO			POT. (MW):	28
5. TURBINAS					
TIPO:	Tubular Axial "S" de Montante		VAZÃO NOMINAL UNITÁRIA:	47,8	m³/s
NÚMERO DE UNIDADES:	2	-	VAZÃO MÁXIMA TURBINADA:	50,2	m³/s
POTÊNCIA UNITÁRIA NOMINAL:	13.780	kW	VAZÃO MÍNIMA TURBINADA:	20	m³/s
ROTAÇÃO SÍNCRONA:	327,3	r.p.m.	RENDIMENTO MÁXIMO:	92,5	%
QUEDA DE REFERÊNCIA:	31,82	m	PESO TOTAL POR UNIDADE:	780	kN
6. GERADORES					
NÚMERO DE UNIDADES:	2	-	FATOR DE POTÊNCIA:	0,95	-
POTÊNCIA UNITÁRIA NOMINAL:	14.740	kVA	RENDIMENTO MÁXIMO:	96,5	%
TENSÃO NOMINAL:	13,8	kV	PESO DO ROTOR:	400	kN

PCH HC

OPE – Conta 13

		PROJETO BÁSICO		Data Base Ref. Dezembro / 2006	
Projeto: PCH HC 30,00 MW instalado		Casa de Força com 2 Turbinas tipo Kaplan		Taxa de Câmbio 1US\$ = 2,150 R\$	
Item: ORÇAMENTO PADRÃO ELETROBRÁS - OPE				Elaborado em: 23/Março/2007	
CONTA	DISCRIMINAÇÃO	un	Quantidade	Preço Unitário R\$/un	Total R\$
.13.	TURBINAS E GERADORES	gl			20.135.353
.13.13.00.23.28	Turbinas	un	2	5.400.000,00	10.800.000
.13.13.00.23.17	Comporta ensecadeira	gl	1	218.447,00	218.447
.13.13.00.23.20	Guindaste do Tubo de sucção	gl	1	78.856,00	78.856
.13.13.00.23.29	Geradores	gl	2	4.050.000,00	8.100.000
.13.27	EVENTUAIS DA CONTA .13	%	5,00%	19.176.526	958.826

Ficha Resumo

		FICHA-RESUMO - ESTUDOS DE VIABILIDADE E PROJETO BÁSICO			
		VERSÃO OUTUBRO/2005			
NOME DA USINA:	PEQUENA CENTRAL HIDRELÉTRICA HC	DATA:	27/03/2007		
ETAPA:	PROJETO BÁSICO	POT. (MW):	30		
5. TURBINAS					
TIPO:	Tubular Axial "S" de Montante	VAZÃO NOMINAL UNITÁRIA:	47,1	m³/s	
NÚMERO DE UNIDADES:	2	VAZÃO MÁXIMA TURBINADA:	48,7	m³/s	
POTÊNCIA UNITÁRIA NOMINAL:	15.400	kW VAZÃO MÍNIMA TURBINADA:	21	m³/s	
ROTAÇÃO SÍNCRONA:	327,3	r.p.m. RENDIMENTO MÁXIMO:	92,5	%	
QUEDA DE REFERÊNCIA:	36,1	m PESO TOTAL POR UNIDADE:	900	kN	
6. GERADORES					
NÚMERO DE UNIDADES:	2	FATOR DE POTÊNCIA:	0,95	-	
POTÊNCIA UNITÁRIA NOMINAL:	15.640	kVA RENDIMENTO MÁXIMO:	96,5	%	
TENSÃO NOMINAL:	13,8	kV PESO DO ROTOR:	380	kN	

PCH BB

OPE – Conta 13

PROJETO BÁSICO					
ORÇAMENTO PADRÃO					
Aproveitamento: PCH BB			Casa de Força com 2 máquinas Kaplan S		
Garantia Física			12,03 MWh		
Potência Instalada =			21,00 MW		
			Data: Jan/12		
CONTA	DISCRIMINAÇÃO	Unid.	Quantidade	Custo Unitário	Custo Total
.13.	TURBINAS E GERADORES				36.036.000,00
.13.13.00.23.28	Turbinas	gl			19.410.000,00
.13.13.00.23.28.10	Custo FOB	un	2	8.625.000,00	17.250.000,00
.13.13.00.23.28.11	Transporte e Seguro	gl	1	360.000,00	360.000,00
.13.13.00.23.28.12	Montagem e Teste	gl	1	1.800.000,00	1.800.000,00
.13.13.00.23.17	Stoplogs (Comporta Tubo de Sucção)	gl			900.000,00
.13.13.00.23.17.10	Custo FOB	un	2	369.000,00	738.000,00
.13.13.00.23.17.11	Transporte e Seguro	gl	1	27.000,00	27.000,00
.13.13.00.23.17.12	Montagem e Teste	gl	1	135.000,00	135.000,00
.13.13.00.23.20	Talha Elétrica do Tubo de Sucção e Monovia	gl			270.000,00
.13.13.00.23.20.10	Custo FOB	un	1	221.400,00	221.400,00
.13.13.00.23.20.11	Transporte e Seguro	gl	1	8.100,00	8.100,00
.13.13.00.23.20.12	Montagem e Teste	gl	1	40.500,00	40.500,00
.13.13.00.23.29	Geradores	gl			12.180.000,00
.13.13.00.23.29.10	Custo FOB	un	2	5.100.000,00	10.200.000,00
.13.13.00.23.29.11	Transporte e Seguro	gl	1	330.000,00	330.000,00
.13.13.00.23.29.12	Montagem e Teste	gl	1	1.650.000,00	1.650.000,00
.13.27	EVENTUAIS DA CONTA .13	gl	10%	32.760.000,00	3.276.000,00

Ficha Resumo

		FICHA-RESUMO - ESTUDOS DE VIABILIDADE E PROJETO BÁSICO			
		VERSÃO ABRIL/2008			
NOME DA USINA:	PCH BB	DATA:	01/01/2012		
ETAPA:	Projeto Básico	POT. (MW):	21MW		
5. TURBINAS					
TIPO:	Kaplan S Montante	VAZÃO NOMINAL UNITÁRIA:	82,16	m³/s	
NÚMERO DE UNIDADES:	2	VAZÃO MÁXIMA TURBINADA:	164,31	m³/s	
POTÊNCIA UNITÁRIA NOMINAL:	10.830	VAZÃO MÍNIMA TURBINADA:	24,65	m³/s	
ROTAÇÃO SÍNCRONA:	200	RENDIMENTO MÉDIO:	92,5	%	
QUEDA DE REFERÊNCIA:	13,85	PESO TOTAL POR UNIDADE:	-	kN	
6. GERADORES					
NÚMERO DE UNIDADES:	2	FATOR DE POTÊNCIA:	0,9	-	
POTÊNCIA UNITÁRIA NOMINAL:	11.666	RENDIMENTO MÉDIO:	97	%	
TENSÃO NOMINAL:	13,8	PESO DO ROTOR:	-	kN	

PCH FF**OPE – Conta 13**

ESTUDO DE VIABILIDADE - BÁSICO						
ESTIMATIVA DE CUSTO - ORÇAMENTO PADRÃO ELETROBRÁS (OPE)						
					Data:	
APROVEITAMENTO: PCH FF POTÊNCIA INSTALADA: 13,00 MW TIPO E QUANTIDADE DE TURBINAS: 3 Kaplan eixo horizontal ROTAÇÃO: 300 rpm ALTURA DE SUÇÃO: 1,46 m ALTURA DE QUEDA: 22,50 m NA MÁX.NORMAL DO RESERVATÓRIO: 501,00 m						
				ESTADO: RS		
				DATA DE REFERÊNCIA:	Junho/2009	
CONTA	DISCRIMINAÇÃO		un	Qtidade	Custo Unitário R\$	Custo Total R\$
.13.	TURBINAS E GERADORES					14.859.909
.13.13.00.23.10	Turbinas	4.514 kW/un. 327,27 rpm	.un	3	1.705.712,00	5.117.136
.13.13.00.23.17	Stoplogs		.un	3	89.700,00	269.100
.13.13.00.23.20	Guindaste		.un			
.13.13.00.23.29	Geradores	4.815 kVA/un. 327,27 rpm	.un	3	2.511.808,00	7.535.424
.13.27	EVENTUAIS DA CONTA .13		%	15		1.938.249

Ficha Resumo

 FICHA-RESUMO - ESTUDOS DE VIABILIDADE E PROJETO BÁSICO					
<small>VERSÃO ABRIL/2008</small>					
NOME DA USINA:	PCH FF			DATA:	01/06/2009
ETAPA:	Projeto Básico			POT. (MW):	13
5. TURBINAS					
TIPO:	Kaplan "S"		VAZÃO NOMINAL UNITÁRIA:	23,33	m³/s
NÚMERO DE UNIDADES:	3	-	VAZÃO MÁXIMA TURBINADA:	78,74	m³/s
POTÊNCIA UNITÁRIA NOMINAL:	4,514	kW	VAZÃO MÍNIMA TURBINADA:	7,52	m³/s
ROTAÇÃO SÍNCRONA:	327,27	r.p.m.	RENDIMENTO MÉDIO:	92	%
QUEDA DE REFERÊNCIA:	21,44	m	PESO TOTAL POR UNIDADE:	380	kN
6. GERADORES					
NÚMERO DE UNIDADES:	3	-	FATOR DE POTÊNCIA:	0,9	-
POTÊNCIA UNITÁRIA NOMINAL:	4,815	kVA	RENDIMENTO MÉDIO:	96	%
TENSÃO NOMINAL:	6,9	kV	PESO DO ROTOR:	350	kN

PCH SP

OPE – Conta 13

ORÇAMENTO PADRÃO ELETROBRÁS					
Usina:	PCH SP				
Alternativa:	SELECIONADA				
Queda Bruta =	32,50 m				
Potência Instalada =	30,00 MW			Região:	SUL
Turbina Tipo:	KAPLAN S MONTANTE			Preços de	fev/11
Pot. Unitária no Exo =	15,0 MW			R\$/US\$ =	1,81
Rotação da Turbina =	257,14 rpm				
CONTA	ITEM	UN.	QUANT.	PREÇO UNIT. R\$	CUSTO R\$ 10 ³
.13.	TURBINAS E GERADORES				38.374
.13.13.00.23.28	Turbinas e reguladores	gl			18.182
.13.13.00.23.28.10	Custo FOB	un	2	7.770.000,00	15.540
.13.13.00.23.28.11	Transporte e Seguro	un	2	388.500,00	777
.13.13.00.23.28.12	Montagem e Teste	un	2	777.000,00	1.554
.13.13.00.23.28.13	Outros custos	gl	2	155.400,00	311
.13.13.00.23.17	Stoplogs (comporta de tubo de sucção)	gl			166
.13.13.00.23.17.10	Custo FOB	un	1	140.000,00	140
.13.13.00.23.17.11	Transporte e Seguro	un	1	3.920,00	4
.13.13.00.23.17.12	Montagem e Teste	un	1	19.320,00	19
.13.13.00.23.17.13	Outros custos	gl	1	2.800,00	3
.13.13.00.23.20	Pórtico rolante de jusante	gl			116
.13.13.00.23.20.10	Custo FOB	un	1	100.000,00	100
.13.13.00.23.20.11	Transporte e Seguro	un	1	3.500,00	4
.13.13.00.23.20.12	Montagem e Teste	un	1	10.000,00	10
.13.13.00.23.20.13	Outros custos	gl	1	2.000,00	2
.13.13.00.23.56	Peças fixas extras	un	2	25.000,00	50
.13.13.00.23.29	Geradores	un			16.372
.13.13.00.23.29.10	Custo FOB	un	2	6.710.000,00	13.420
.13.13.00.23.29.11	Transporte e Seguro	un	2	335.500,00	671
.13.13.00.23.29.12	Montagem e Teste	un	2	1.006.500,00	2.013
.13.13.00.23.29.13	Outros custos	gl	2	134.200,00	268
	Subtotal da conta .13				34.886
.13.27	EVENTUAIS DA CONTA .13	%	10	34.885.740,00	3.489

Ficha Resumo

		FICHA-RESUMO - ESTUDOS DE VIABILIDADE E PROJETO BÁSICO			
		VERSÃO ABRIL/2008			
NOME DA USINA:	PCH SP	DATA:	21/02/2011		
ETAPA:	PROJETO BÁSICO	POT. (MW):	30		
5. TURBINAS					
TIPO:	Kaplan S Montante	VAZÃO NOMINAL UNITÁRIA:	54,05	m³/s	
NÚMERO DE UNIDADES:	2	VAZÃO MÁXIMA TURBINADA:	108,1	m³/s	
POTÊNCIA UNITÁRIA NOMINAL:	15000	VAZÃO MÍNIMA TURBINADA:	20,0	m³/s	
ROTAÇÃO SÍNCRONA:	257,14	RENDIMENTO MÉDIO:	92,5	%	
QUEDA DE REFERÊNCIA:	32,5	PESO TOTAL POR UNIDADE:	542,5	kN	
6. GERADORES					
NÚMERO DE UNIDADES:	2	FATOR DE POTÊNCIA:	0,9	-	
POTÊNCIA UNITÁRIA NOMINAL:	16.667	RENDIMENTO MÉDIO:	97	%	
TENSÃO NOMINAL:	13800	PESO DO ROTOR:	437	kN	

PCH JM

OPE – Conta 13

PROJETO BÁSICO								
ORÇAMENTO PADRÃO								
Aproveitamento: PCH JM			Casa de Força com 2 máquinas Kaplan S					
			Garantia Física	12,09 MWh				
			Potência Instalada =	22,00 MW	Data: Jun/2012			
CONTA	DISCRIMINAÇÃO				Unid.	Quantidade	Custo Unitário	Custo Total
.13.	TURBINAS E GERADORES							31.222.400,00
.13.13.00.23.28	Turbinas				gl			15.708.000,00
.13.13.00.23.28.10	Custo FOB				un	2	6.900.000,00	13.800.000,00
.13.13.00.23.28.11	Transporte e Seguro				gl	1	318.000,00	318.000,00
.13.13.00.23.28.12	Montagem e Teste				gl	1	1.590.000,00	1.590.000,00
.13.13.00.23.17	Stoplogs (Comporta Tubo de Sucção)				gl			380.000,00
.13.13.00.23.17.10	Custo FOB				un	1	311.600,00	311.600,00
.13.13.00.23.17.11	Transporte e Seguro				gl	1	11.400,00	11.400,00
.13.13.00.23.17.12	Montagem e Teste				gl	1	57.000,00	57.000,00
.13.13.00.23.20	Talha Elétrica do Tubo de Sucção e Monovia				gl			260.000,00
.13.13.00.23.20.10	Custo FOB				un	1	213.200,00	213.200,00
.13.13.00.23.20.11	Transporte e Seguro				gl	1	7.800,00	7.800,00
.13.13.00.23.20.12	Montagem e Teste				gl	1	39.000,00	39.000,00
.13.13.00.23.29	Geradores				gl			12.036.000,00
.13.13.00.23.29.10	Custo FOB				un	2	5.100.000,00	10.200.000,00
.13.13.00.23.29.11	Transporte e Seguro				gl	1	306.000,00	306.000,00
.13.13.00.23.29.12	Montagem e Teste				gl	1	1.530.000,00	1.530.000,00
.13.27	EVENTUAIS DA CONTA .13				gl	10%	28.384.000,00	2.838.400,00

Ficha Resumo

		FICHA-RESUMO - ESTUDOS DE VIABILIDADE E PROJETO BÁSICO			
NOME DA USINA:	PCH JM	DATA:	27/07/2012		
ETAPA:	Projeto Básico	POT. (MW):	22MW		
5. TURBINAS					
TIPO:	Kaplan S montante	VAZÃO NOMINAL UNITÁRIA:	49,25	m³/s	
NÚMERO DE UNIDADES:	2	VAZÃO MÁXIMA TURBINADA:	98,5	m³/s	
POTÊNCIA UNITÁRIA NOMINAL:	11340	VAZÃO MÍNIMA TURBINADA:	14,78	m³/s	
ROTAÇÃO SÍNCRONA:	360	RENDIMENTO MÉDIO:	92	%	
QUEDA DE REFERÊNCIA:	25,51	PESO TOTAL POR UNIDADE:	N/A	kN	
6. GERADORES					
NÚMERO DE UNIDADES:	2	FATOR DE POTÊNCIA:	0,9	-	
POTÊNCIA UNITÁRIA NOMINAL:	12.220	RENDIMENTO MÉDIO:	97	%	
TENSÃO NOMINAL:	13,8	PESO DO ROTOR:	N/A	kN	

PCH GT

OPE – Conta 13

ORÇAMENTO PADRÃO ELETROBRÁS			Data de Impressão: 12/12/2006		
Usina:	PCH GT				
Alternativa:	PROJETO BÁSICO				
Queda Líquida =	45,79	m			
Potência Instalada =	24,00	MW	Região:	Centro-Oeste	
Turbina Tipo:	Francis Simples de Eixo Horizontal		Preços de	DEZ / 2006	
Pot. unit. no eixo turb	8,163	MW	R\$/US\$ =	2,24	
Rotação Síncrona =	360,00	rpm			
CONTA	ITEM	UN.	QUANT.	PREÇO UNIT. R\$	CUSTO R\$ 10 ³
.13.	TURBINAS E GERADORES				20.451
.13.13.00.23.28	Turbinas e válvulas-borboleta	gl			9.796
.13.13.00.23.28.10	Custo FOB	un	3	2.511.666,67	7.535
.13.13.00.23.28.11	Transporte e Seguro	un	3	125.583,33	377
.13.13.00.23.28.12	Montagem e Teste	un	3	627.916,67	1.884
.13.13.00.23.17	Stoplogs (comporta de tubo de sucção)	gl			93
.13.13.00.23.17.10	Custo FOB	un	1	79.750,00	80
.13.13.00.23.17.11	Transporte e Seguro	un	1	1.993,75	2
.13.13.00.23.17.12	Montagem e Teste	un	1	11.005,50	11
.13.13.00.23.20	Pórtico rolante de jusante	gl			41
.13.13.00.23.20.10	Custo FOB	un	1	36.000,00	36
.13.13.00.23.20.11	Transporte e Seguro	un	1	1.260,00	1
.13.13.00.23.20.12	Montagem e Teste	un	1	3.600,00	4
.13.13.00.23.56	Peças fixas extras	un	3	14.000,00	42
.13.13.00.23.29	Geradores	un			8.620
.13.13.00.23.29.10	Custo FOB	un	3	2.326.666,67	6.980
.13.13.00.23.29.11	Transporte e Seguro	un	3	81.433,33	244
.13.13.00.23.29.12	Montagem e Teste	un	3	465.333,33	1.396
	Subtotal da conta .13				18.591
.13.27	EVENTUAIS DA CONTA .13	%	10	18.591.409,25	1.859

Ficha Resumo

		FICHA-RESUMO - ESTUDOS DE VIABILIDADE E PROJETO BÁSICO			
		VERSÃO OUTUBRO/2005			
NOME DA USINA:	PCH GT	DATA:	21/12/2006		
ETAPA:	Projeto Básico	POT. (MW):	24		
5. TURBINAS					
TIPO:	Francis horizontal	VAZÃO NOMINAL UNITÁRIA:	19,5	m³/s	
NÚMERO DE UNIDADES:	3	VAZÃO MÁXIMA TURBINADA:	57	m³/s	
POTÊNCIA UNITÁRIA NOMINAL:	8	kW VAZÃO MÍNIMA TURBINADA:	12,32	m³/s	
ROTAÇÃO SÍNCRONA:	360	r.p.m.	RENDIMENTO MÁXIMO:	93,2	%
QUEDA DE REFERÊNCIA:	45,79	m	PESO TOTAL POR UNIDADE:	51	kN
6. GERADORES					
NÚMERO DE UNIDADES:	3	FATOR DE POTÊNCIA:	0,9	-	
POTÊNCIA UNITÁRIA NOMINAL:	9.000	kVA	RENDIMENTO MÁXIMO:	98	%
TENSÃO NOMINAL:	6.900	kV	PESO DO ROTOR:	22	kN

PCH GE

OPE – Conta 13

ORÇAMENTO PADRÃO ELETROBRÁS			Data de Impressão:		
			17/10/2008		
Usina:	PCH GE				
Alternativa:	Alternativa Selecionada - Projeto Básico				
Queda Bruta =	17,40	m	Estado:	Goiás	
Potência Instalada =	28,50	MW	Região:	Centro-Oeste	
Turbina Tipo:	Kaplan S Montante			Preços de	
Pot. Unitária no Exo =	14,000	MW	R\$/US\$ =	1,62	
Rotação da Turbina =	163,64	rpm			
CONTA	ITEM	UN.	QUANT.	PREÇO UNIT. R\$	CUSTO R\$ 10³
.13.	TURBINAS E GERADORES				50.947
.13.13.00.23.28	Turbinas e reguladores	gl			25.916
.13.13.00.23.28.10	Custo FOB	un	2	11.075.000,00	22.150
.13.13.00.23.28.11	Transporte e Seguro	un	2	553.750,00	1.108
.13.13.00.23.28.12	Montagem e Teste	un	2	1.107.500,00	2.215
.13.13.00.23.28.13	Outros custos	gl	2	221.500,00	443
.13.13.00.23.17	Stoplogs (comporta de tubo de sucção)	gl			492
.13.13.00.23.17.10	Custo FOB	un	1	415.000,00	415
.13.13.00.23.17.11	Transporte e Seguro	un	1	11.620,00	12
.13.13.00.23.17.12	Montagem e Teste	un	1	57.270,00	57
.13.13.00.23.17.13	Outros custos	gl	1	8.300,00	8
.13.13.00.23.20	Pórtico rolante de jusante	gl			92
.13.13.00.23.20.10	Custo FOB	un	1	80.000,00	80
.13.13.00.23.20.11	Transporte e Seguro	un	1	2.800,00	3
.13.13.00.23.20.12	Montagem e Teste	un	1	8.000,00	8
.13.13.00.23.20.13	Outros custos	gl	1	1.600,00	2
.13.13.00.23.56	Peças fixas extras	un	2	30.000,00	60
.13.13.00.23.29	Geradores	un			17.742
.13.13.00.23.29.10	Custo FOB	un	2	6.985.000,00	13.970
.13.13.00.23.29.11	Transporte e Seguro	un	2	349.250,00	699
.13.13.00.23.29.12	Montagem e Teste	un	2	1.397.000,00	2.794
.13.13.00.23.29.13	Outros custos	gl	2	139.700,00	279
	Subtotal da conta .13				44.302
.13.27	EVENTUAIS DA CONTA .13	%	15	44.301.990,00	6.645

Ficha Resumo

ANEEL		FICHA-RESUMO - ESTUDOS DE VIABILIDADE E PROJETO BÁSICO			
		VERSÃO OUTUBRO/2005			
NOME DA USINA:	PCH GE	DATA:	17/10/2008		
ETAPA:	Projeto Básico	POT. (MW):	28,5		
5. TURBINAS					
TIPO:	Kaplan S Montante	VAZÃO NOMINAL UNITÁRIA:	96,96	m³/s	
NÚMERO DE UNIDADES:	2	VAZÃO MÁXIMA TURBINADA:	191,92	m³/s	
POTÊNCIA UNITÁRIA NOMINAL:	14.250	VAZÃO MÍNIMA TURBINADA:	19,2	m³/s	
ROTAÇÃO SÍNCRONA:	163,64	RENDIMENTO MÁXIMO:	90	%	
QUEDA DE REFERÊNCIA:	16,88	PESO TOTAL POR UNIDADE:	1785	kN	
6. GERADORES					
NÚMERO DE UNIDADES:	2	FATOR DE POTÊNCIA:	0,9	-	
POTÊNCIA UNITÁRIA NOMINAL:	15.833	RENDIMENTO MÁXIMO:	96 a 98	%	
TENSÃO NOMINAL:	13,8	PESO DO ROTOR:	45	kN	

PCH BT

OPE – Conta 13

PROJETO BÁSICO					
ORÇAMENTO PADRÃO					
Aproveitamento: PCH BT		Casa de Força com 3 máquinas Kaplan S			
		Garantia Física = 13,47 MWh			
		Potência Instalada = 24,00 MW		Data: Jun/2011	
CONTA	DISCRIMINAÇÃO	Unid.	Quantidade	Custo Unitário	Custo Total
.13.	TURBINAS E GERADORES				37.201.780,00
.13.13.00.23.28	Turbinas	gl			13.500.000,00
.13.13.00.23.28.10	Custo FOB	un	3	3.690.000,00	11.070.000,00
.13.13.00.23.28.11	Transporte e Seguro	gl	1	405.000,00	405.000,00
.13.13.00.23.28.12	Montagem e Teste	gl	1	2.025.000,00	2.025.000,00
.13.13.00.23.17	Stoplogs (Comporta Tubo de Sucção)	gl			1.350.000,00
.13.13.00.23.17.10	Custo FOB	un	3	369.000,00	1.107.000,00
.13.13.00.23.17.11	Transporte e Seguro	gl	1	40.500,00	40.500,00
.13.13.00.23.17.12	Montagem e Teste	gl	1	202.500,00	202.500,00
.13.13.00.23.20	Talha Elétrica do Tubo de Sucção e Monovia	gl			270.000,00
.13.13.00.23.20.10	Custo FOB	un	1	221.400,00	221.400,00
.13.13.00.23.20.11	Transporte e Seguro	gl	1	8.100,00	8.100,00
.13.13.00.23.20.12	Montagem e Teste	gl	1	40.500,00	40.500,00
.13.13.00.23.29	Geradores	gl			18.699.800,00
.13.13.00.23.29.10	Custo FOB	un	3	5.536.666,67	16.610.000,00
.13.13.00.23.29.11	Transporte e Seguro	gl	1	348.300,00	348.300,00
.13.13.00.23.29.12	Montagem e Teste	gl	1	1.741.500,00	1.741.500,00
.13.27	EVENTUAIS DA CONTA .13	gl	10%	33.819.800,00	3.381.980,00

Ficha Resumo

		FICHA-RESUMO - ESTUDOS DE VIABILIDADE E PROJETO BÁSICO			
		<small>VERSÃO ABRIL /2008</small>			
NOME DA USINA:	PCH BT	DATA:	01/01/2012		
ETAPA:	Projeto Básico	POT. (MW):	24MW		
5. TURBINAS					
TIPO:	Kaplan S Montante	VAZÃO NOMINAL UNITÁRIA:	70,81	m³/s	
NÚMERO DE UNIDADES:	3	VAZÃO MÁXIMA TURBINADA:	228,5	m³/s	
POTÊNCIA UNITÁRIA NOMINAL:	8,25	kW VAZÃO MÍNIMA TURBINADA:	21,24	m³/s	
ROTAÇÃO SÍNCRONA:	200	r.p.m. RENDIMENTO MÉDIO:	92,5	%	
QUEDA DE REFERÊNCIA:	11,93	m PESO TOTAL POR UNIDADE:	-	kN	
6. GERADORES					
NÚMERO DE UNIDADES:	3	FATOR DE POTÊNCIA:	0,9	-	
POTÊNCIA UNITÁRIA NOMINAL:	8.900	kVA RENDIMENTO MÉDIO:	97	%	
TENSÃO NOMINAL:	13,8	kV PESO DO ROTOR:	-	kN	