

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

**Análise técnica e econômica de parques
hidrocinéticos com base em previsões
numéricas (CFD) e dados experimentais**

Ivan Felipe Silva dos Santos

Itajubá, Abril de 2019

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

Ivan Felipe Silva dos Santos

**Análise técnica e econômica de parques
hidrocinéticos com base em previsões
numéricas (CFD) e dados experimentais**

Tese de doutorado submetida ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Mecânica como parte dos requisitos para a obtenção do Título de Doutor em Ciências em Engenharia Mecânica.

Área de concentração: Térmica, fluidos e máquinas de fluxo.

Orientador: Prof. Dr. Ramiro G. Ramirez Camacho

Co-Orientador: Prof. Dr. Geraldo L. Tiago Filho

Itajubá, Abril de 2019

DEDICATÓRIA

Dedico aos meus pais, Ivan e Rose, exemplos de pessoas que lutaram sem perder a ternura.

AGRADECIMENTOS

Agradeço primeiramente a Deus Pai e ao meu Senhor Jesus Cristo, cuja morte e ressurreição são “meu único consolo na vida e na morte”.

Aos meus pais, Ivan Sousa e Rozeli Silva, meus alicerces, exemplos de luta e de trabalho.

Aos meus irmãos Diego, Carolina e Thereza pela alegria em volta da mesa e pelo sempre constante apoio, conforto e encorajamento. Aos meus sobrinhos, meus amigos.

Aos meus Amigos que tornam o meu caminhar mais doce e leve.

Aos meus orientadores. O Professor Dr. Ramiro Gustavo Camacho, meu orientador, pelo apoio, incentivo, flexibilidade e compreensão durante todo este trabalho. E ao Professor Dr. Geraldo Lúcio Tiago Filho, meu co-orientador e um dos maiores incentivadores de minha carreira acadêmica.

Ao Centro Nacional de Referência em Pequenas Centrais Hidrelétricas (CERPCH) pela disponibilização dos dados, em especial aos colegas, Antônio Botan, Pedro Henrique Lobão e Júlio César Souza, pela ajuda e companhia durante o P&D “Geração Hidrocinética no Norte do Brasil”, cujos resultados me ajudaram muito na redação desta tese. Agradeço ainda aos professores do IRN pelas muitas palavras de incentivo.

À Capes pela concessão da bolsa de doutorado.

“Nele estão escondidos todos os tesouros da sabedoria e do conhecimento”

Apóstolo Paulo, Epístola aos Colossenses. Capítulo 2, verso 3.

RESUMO

Dentre os grandes desafios para a difusão do desenvolvimento hidrocínético em rios está à dificuldade em estimar o potencial energético, a análise de viabilidade econômica e o arranjo de turbinas do sistema. O presente trabalho propõe e aplica uma metodologia para estimar o potencial hidrocínético em termos energéticos e econômicos e para estudo do arranjo de um parque hidrocínético para dois rios do Norte do país. A metodologia aqui aplicada se baseia em simulações numéricas dos rios por meio dos softwares ANSYS CFX® e ANSYS FLUENT®, com auxílio de dados experimentais como batimetria e campanhas de medição de velocidade e vazão, para estudo dos pontos de velocidade máxima e planejamento da configuração das turbinas dentro das regiões de maior velocidade das seções transversais de um rio. Com a configuração do parque definida, fatores como número de turbinas, potencial disponível e aproveitado e viabilidade econômica puderam ser estimados. O projeto de uma turbina hidrocínética para operação nesta região de máxima velocidade e o estudo da esteira resultante da operação da mesma em um dos pontos de alta velocidade do rio também foi efetuado por meio da teoria do disco atuador. A potência obtida nos parques estudados foi de respectivamente, 109,5 e 31,5 kW. Os custos nivelados de geração estiveram situados entre de 75 e 125 USD/MWh, valores em geral pouco competitivos frente outras fontes renováveis no Brasil, como as eólica e PCHs. Quanto à viabilidade econômica de parques hidrocínéticos, conclui-se que a inserção dos parques no mercado de geração distribuída e o desenvolvimento de turbinas mais eficientes são aspectos que podem auxiliar a ampliação da atratividade financeira desta forma de geração. Quanto ao arranjo físico do parque a conclusão é que a esteira produzida pela inserção das turbinas se revelou influenciada pelas características do rio e das demais turbinas implantadas. Em âmbito geral conclui-se que metodologia desenvolvida se mostrou satisfatória para estudo das posições de turbinas em um rio sem que haja sobreposição dos efeitos das esteiras, para prospecção energética e estudo de viabilidade econômica do parque, auxiliando a superar os desafios ainda remanescentes para a difusão da tecnologia hidrocínética.

Palavras chave: Parque hidrocínético, Modelagem numérica, Potência hidrocínética, Viabilidade econômica, Esteira hidrocínética e Arranjo de parques hidrocínéticos.

ABSTRACT

Among the major challenges for the diffusion of hydrokinetic development in rivers is the difficulty in estimating the energy potential, the economic viability analysis and the turbine arrangement of the system. The present work proposes and applies a methodology to estimate the hydrokinetic potential in energy and economic terms and to study the arrangement of a hydrokinetic farm for two rivers in the North of the country. The methodology applied here is based on numerical simulations of the rivers through ANSYS CFX® and ANSYS FLUENT® software, with the aid of experimental data such as bathymetry and velocity and flow measurements, for study of maximum speed points and configuration planning of the turbines within the higher velocity regions in a river cross section. With the hydrokinetic farm configuration defined, factors such as number of turbines, available and utilized potential and economic viability could be estimated. The design of a hydrokinetic turbine for operation in this region of maximum velocity and the study of the wake resulting from this turbine operation was also evaluated through the actuator disc theory. The power obtained in the studied hydrokinetic farms was, respectively, 109.5 and 31.5 kW. The generation costs were between 75-125 USD/MWh, generally uncompetitive compared to other renewable sources in Brazil, such as wind and Small Hydro. Regarding the economic feasibility of hydrokinetic parks, it is concluded that the insertion of these in the market of distributed generation and the development of more efficient turbines are aspects that can help the expansion of the financial attractiveness of this generation source. In relation to the physical arrangement of the hydrokinetic power plant, the conclusion is that the wake produced by the insertion of the turbines was influenced by the river characteristics and by other turbines. In general, it is concluded that the methodology developed was satisfactory to study the positions of turbines in a river without overlapping the effects of the wakes, for energy prospection and economic feasibility study of the park, helping to overcome the remaining challenges for the diffusion of hydrokinetic technology

Keywords: Hydrokinetic plant, Numerical simulation, Hydrokinetic power, Economic feasibility, Hydrokinetic wake and hydrokinetic turbine arrangement.

SUMÁRIO

1. Introdução	15
1.1. Hipótese e Justificativa.....	16
1.2. Objetivos	17
2. Revisão bibliográfica	18
2.1. Hidráulica de Canais	18
2.2. Energia Hidrocinética	24
2.3. Fluidodinâmica Computacional.....	44
2.4. Aplicações Relacionadas na Literatura.....	56
2.5. Projeto de uma Turbina Hidrocinética	62
3. Metodologia	72
3.1. Levantamentos Experimentais.....	73
3.2. Modelagem numérica dos rios.....	82
3.3. Cálculos energéticos e econômicos	91
3.4. Rotina para Estimativa de Potencial Hidrocinético	97
3.5. Estudo da Turbina Hidrocinética e da Esteira Resultante	100
4. Resultados	107
4.1. Levantamento e Análise dos Dados de Campo	107
4.2. Geração de Geometria, Malhas e Convergência Numérica	111
4.3. Resultados da Modelagem Numérica	114
4.4. Cálculos Energéticos.....	128
4.5. Cálculos Econômicos	136
4.6. Rotina para Prospecção de Potencial Hidrocinético	142
4.7. Análise de Comportamento da Turbina Hidrocinética e da Dissipação de Energia na Esteira.....	144
5. Conclusões.....	170
6. Recomendações para trabalhos futuros	172
Apêndices	174
Referências.....	194

LISTA DE FIGURAS

Figura 2.1: Exemplo de uma curva de permanência. Fonte: Santos et al. (2016a).....	23
Figura 2.2: Exemplo de curva chave. Água e Solo (S/d).	24
Figura 2.3: Sistema de geração hidrocínética. (a) ilustração de uma turbina hidrocínética com sistema de conversão (Vásquez, 2016). (b) Princípio de funcionamento de geração hidrocínética no sistema interligado (Behrouzi et al., 2016)	25
Figura 2.4: Fluxo de passagem do fluido ao longo de uma máquina hidráulica (Vincent, 2016). 27	
Figura 2.5: Turbinas axiais: (a) Eixo inclinado; (b) Ancoradouro flutuante; (c) Ancoradouro rígido (Khan et al., 2008)	30
Figura 2.6: Turbinas de fluxo cruzado: (a) Em plano; (b) H-Darrieus; (c) Darrieus; (d) Savounious; e (e) Helicoidal (Khan et al., 2008).....	30
Figura 2.7: Classificação das turbinas hidrocínéticas. Adaptado de Kumar e Saini (2016)	31
Figura 2.8: Exemplo de turbina hidrocínética com difusor. Vista da porção traseira. Adataptado de Tidal Energy Today (2016).....	32
Figura 2.9: Difusor em uma turbina hidrocínética. (a) Isométrica Frontal; (b) Isométrica Traseira; (c) Sistema completo com flutuador. Adaptado de Gonçalves (2017)	33
Figura 2.10: Regiões da esteira em uma turbina de superfície livre. (a) esquema da divisão das regiões. Adaptado de Silva et al. (2016); e (b) esquema da esteira formada após o rotor. Adaptado de Ibarra et al. (2014)	34
Figura 2.11: Posicionamento de uma segunda turbina sugerido por Brasil Jr et al. (2016)	35
Figura 2.12: Turbina hidrocínética desenvolvida por pesquisadores da Universidade de Brasília, denominada turbinas de 3ª geração (van Els e Brasil Jr, 2015)	36
Figura 2.13: Relação entre C_p , λ e o limite de Betz em turbinas eólicas. Adaptado de Araújo (2016) e Botan et al. (2016)	38
Figura 2.14: Relação entre C_p e λ em turbinas hidrocínéticas de rios. Curva de $C_p \times \lambda$ em função da velocidade do escoamento. Adaptado de Kassam (2009).	38
Figura 2.15: Fases do controle da operação de uma turbina hidrocínética. Adaptado de Khan et al. (2008)	41
Figura 2.16: Interconectividade entre os elementos da análise CFD. Adaptado de Tu et al. (2013)	45
Figura 2.17: Flutuações de velocidades em um escoamento turbulento. Adaptado de Versteeg e Malalasekera (1995).....	48
Figura 2.18: Perfis de velocidade no escoamento turbulento próximo a parede. a) Perfil da velocidade adimensional adaptado de Brennen (2006); e b) Perfil de velocidades e tensões obtido em White (2011).....	55
Figura 2.19: Modelagem da superfície livre. Fonte: Tiago (2011)	58
Figura 2.20: Simulação de trecho de rio no software ANSYS CFX®. (a): Geometria do problema. (b) Velocidade das linhas de fluxo obtidas com a simulação. Fonte: Tang et al. (2009)	59
Figura 2.21: Resultados obtidos por Cunha et al. (2010). (a) Resultados da simulação na foz considerando vazante e (b) Resultados da simulação considerando maré-enchente	61
Figura 2.22: Efeitos do disco atuador sobre o escoamento. Adaptado de Hansen (2008).....	63
Figura 2.23: Relação entre fator de indução axial e a teoria de Betz. Adaptado de Manwell et al. (2002)	64
Figura 2.24: Linhas de fluxo em rotação após passagem pelo disco. Manwell et al. (2002)	65

Figura 2.25: Relação entre os fatores de indução e o limite de <i>Betz</i> . (a) Relação entre os fatores de indução ao longo da pá; e (b) Relação entre o limite de <i>Betz</i> e os efeitos da esteira.	
Adaptado de Manwell et al. (2002).....	67
Figura 2.26: Divisão da pá em diversos elementos. Manwell et al. (2002).....	68
Figura 2.27: Forças e velocidades atuantes no elemento de pá. Corke (2016)	69
Figura 3.1. Fluxograma das etapas da metodologia do presente trabalho	73
Figura 3.2: Mapa com a localização das duas usinas estudadas. Google Earth (2019).	74
Figura 3.3: Vista a jusante da UHE Samuel (Tiago Filho et al., 2016b).....	75
Figura 3.4: Fotografias da UHE Samuel: a) Lado esquerdo: Acesso a uma das margens do Rio Jamari; b) Lado direito: Jusante da barragem da UHE Samuel (Tiago Filho et al., 2016b)	75
Figura 3. 5: a) Lado esquerdo: Trecho a jusante da UHE Curuá-Una e b) Trecho de corredeiras com afloramento rochoso (Tiago Filho et al., 2016b)	76
Figura 3.6: Mapa contendo localização de ambas as usinas analisadas. (a) UHE Samuel; (b) UHE Curuá-Una. Imagens de Google Earth obtidas em Dams-Info.org (2018)	76
Figura 3.7: Definição de seções para levantamento de perfis do Rio Jamari (Tiago Filho et al., 2016b)	78
Figura 3.8: Definição de seções para levantamento de perfis do Rio Curuá-Una. (Tiago Filho et al., 2016b).....	78
Figura 3.9. Levantamento da batimetria e correntometria das seções transversais (Tiago Filho et al., 2016b)	79
Figura 3.10: Computador utilizado para coleta de dados (Tiago Filho et al., 2016b)	80
Figura 3.11: Logística de montagem e calibração do ADCP. a) Montagem da ADCP; b) Barco estacionado as margens do rio; e c) Barco com equipamentos de medição montados em sua estrutura (Tiago Filho et al., 2016b).....	80
Figura 3.12: Exemplo de seção escolhida dentro dos critérios para a instalação de máquinas hidrocínéticas.....	81
Figura 3.16: Planilha de dados de velocidade ao longo da seção transversal gerados pelo ADCP após tratamento dos dados	90
Figura 3.17: Distribuição da vazão média mensal ao longo dos anos em estações fluviométricas a jusante da barragem das usinas de Samuel (Rio Jamari) e Curuá-Una (ELETRONORTE, 2016b)	92
Figura 3.18: Correlação entre vazão, área molhada e velocidade média no Rio Jamari entre os anos de 1981 e 2006 (ELETRONORTE, 2016b)	93
Figura 3.19: Correlação entre vazão, área molhada e velocidade média no Rio Curuá-Una entre os anos de 1970 e 1973 (ELETRONORTE, 2016b).....	93
Figura 3.20: Método do máximo benefício líquido (Santos et al., 2017).....	98
Figura 3.21: Cálculo de energia pela curva de permanência por meio do método dos trapézios. Adaptado de Cardoso et al. (2007)	99
Figura 3.22: Fluxograma contendo o resumo da metodologia da rotina desenvolvida.	100
Figura 3.23: Fluxograma contendo o resumo da metodologia para aplicação das equações da teoria do elemento de pá.....	103
Figura 4.1: Distribuição das áreas das seções transversais dos rios: (a) Jamari e (b) Curuá-Una	109
Figura 4.2: Geometria gerada em um dos trechos analisados relativo ao Rio Jamari. a) vista da Superfície Livre e b) vista do fundo	111

Figura 4.3: Malhas geradas em um dos trechos estudados – foco na seção de entrada	112
Figura 4.4: Malhas geradas em um dos trechos estudados – foco em toda superfície.....	113
Figura 4.5. Convergência dos resultados da equação da quantidade de movimento para o trecho 1 do Rio Jamari.....	114
Figura 4.6: Distribuição de pressão absoluta na seção transversal de entrada do 1º trecho analisado no Rio Jamari.....	115
Figura 4.7: Resultados numéricos da seção transversal de entrada (seção 1) do Rio Jamari...	116
Figura 4.8: Resultados numéricos da seção transversal intermediária 1 (seção 2) do Rio Jamari	117
Figura 4.9: Resultados numéricos da seção transversal intermediária 2 (seção 3) do Rio Jamari	117
Figura 4.10: Resultados numéricos da seção transversal intermediária 3 (seção 4) do Rio Jamari	118
Figura 4.11: Resultados numéricos da seção transversal de saída (seção 5) do Rio Jamari.....	118
Figura 4.12: Linhas de fluxo do trecho analisado.....	119
Figura 4.13: Contorno de velocidades na superfície do trecho analisado	120
Figura 4.14: Viscosidade turbulenta no trecho 1 do Rio Jamari. (a) superfície; (b) fundo	121
Figura 4.16: Desvios entre as velocidades médias obtidas numericamente e experimentalmente nas seções do Rio Jamari.....	124
Figura 4.17: Desvios entre as velocidades médias obtidas numericamente e experimentalmente nas seções do Rio Curuá-Una	125
Figura 4.18: Potencial hidrocínético em função do número do mês no Rio Jamari	132
Figura 4.19: Potencial hidrocínético em função do número do mês no Rio Curuá-Una	133
Figura 4.20: Potencial elétrico disponível e instalado em função do número do mês no Rio Jamari	134
Figura 4.21: Potencial elétrico disponível e instalado em função do número do mês no Rio Curuá-Una	135
Figura 4.22: Variação do custo unitário máximo em face de variações de taxa de desconto..	137
Figura 4.23: Histograma de resultados do LCOE para o Rio Jamari	138
Figura 4.24: Histograma de resultados do LCOE para o Rio Curuá-Una	138
Figura 4.25: Resultados em função da potência da turbina <i>Darrieus</i>	142
Figura 4.26: Resultados gráficos da rotina desenvolvida R_1 . (a) curva de permanência de vazões; (b) curva de permanência de potência elétrica; (c) relação entre potência e energia elétrica; (d) relação entre VPL e potência elétrica.....	143
Figura 4.27: Relação entre C_p e λ e para a turbina projetada	145
Figura 4.28: Variação da torção e da corda em função do raio	146
Figura 4.29: Variação dos fatores de indução e ângulo de ataque ao longo do raio.....	147
Figura 4.30: Variação da potência extraída ao longo do raio	148
Figura 4.31: malha gerada no disco atuador.....	149
Figura 4.32: Variação da velocidade tangencial em função do raio para cada cenário estudado	150
Figura 4.33: Variação da queda de pressão em função do raio para cada cenário estudado ..	150
Figura 4.34: Linhas de fluxo para o caso de C_p mínimo.....	152
Figura 4.35: Distribuição de velocidades em um plano paralelo a superfície para o caso de C_p mínimo	152

Figura 4.36: Distribuição de velocidades em um plano longitudinal para o caso de C_p mínimo	152
Figura 4.37: Linhas de fluxo para o caso de C_p médio	153
Figura 4.38: Distribuição de velocidades em um plano longitudinal para o caso de C_p médio	153
Figura 4.39: Contornos velocidades em um plano paralelo a superfície para o caso de C_p máximo.....	154
Figura 4.40: Distribuição de velocidades em um plano longitudinal para o caso de C_p máximo	155
Figura 4.41: Linhas de fluxo para o caso de C_p máximo	156
Figura 4.42: Distribuição de pressão em um plano paralelo a superfície para o caso de C_p máximo.....	156
Figura 4.43: Intensidade de giro gerada pelo comando <i>vortex core region</i>	157
Figura 4.44: Impacto da esteira sobre as seções transversais para o caso de C_p máximo.....	158
Figura 4.45: Variação da queda de pressão em função do raio para cada cenário estudado ..	159
Figura 4.46: Posicionamento escolhido para as turbinas adicionais. (a) Plano paralelo à superfície; e (b) Plano transversal.....	160
Figura 4.47: Malha no rio e do disco atuador	161
Figura 4.48: Linhas de fluxo dos três discos operando próximos	162
Figura 4.49: Campos de velocidade da operação conjunta dos três discos.....	163
Figura 4.50: Impacto dos três discos sobre a seção transversal	164
Figura 4.51: Campo de vórtices das três turbinas funcionando em conjunto	164
Figura 4.52: Movimentação das turbinas planejada no novo cenário.....	165
Figura 4.53: Linhas de fluxo do cenário com o disco 3 deslocado	166
Figura 4.54: Campos de vórtices do cenário com o disco 3 deslocado.....	167
Figura 4.55: Campos de velocidade do rio estudado em um plano passante pelo centro do disco. (a) Perfil inicial; (b) Resultado após inserção dos 3 discos	168

LISTA DE TABELAS

Tabela 2.1: Valores do coeficiente de rugosidade da fórmula de Manning (Porto, 2006).	22
Tabela 2.2: λ ótimo e C_p máximo resultante de diversos estudos de turbinas hidrocinéticas presentes na literatura.....	39
Tabela 2.3: Resumo de trabalhos sobre prospecção de potencial hidrocinético presentes na literatura.....	42
Tabela 2.4: Estimativas de custos de sistemas hidrocinéticos obtidas em Kumar e Saini (2017b)	44
Tabela 2.5: Equações governantes para fluidos compressíveis em coordenadas cartesianas. Elaborada pelos autores com base em Anderson Jr (1995), Tu et al. (2013) e White (2011). ...	47
Tabela 3.1: Trechos selecionados para a modelagem numérica do Rio Jamari.	83
Tabela 3.2: Trechos selecionados para a modelagem numérica do rio Curuá-Una	84
Tabela 3.3: Caracterização das diversas regiões da geometria	88
Tabela 3.4: Faixas de variações adotadas na análise de incertezas econômicas.....	96
Tabela 3.5: Faixas de variações adotadas nas análises com a turbina <i>Darrieus</i>	97
Tabela 3.6: Caracterização das diversas regiões da geometria na simulação do disco atuador	105
Tabela 4.1: Grandezas hidráulicas e geométricas das seções de interesse do Rio Jamari	107
Tabela 4.2: Grandezas hidráulicas e geométricas das seções de interesse do Rio Curuá-Una.	108
Tabela 4.3: Declividades das seções analisadas no rio Jamari	109
Tabela 4.4: Declividades das seções analisadas no rio Curuá-Una	110
Tabela 4.5: Caracterização das malhas nos diversos trechos estudados do Rio Jamari	113
Tabela 4.6: Caracterização das malhas nos diversos trechos estudados do Rio Curuá-Una	113
Tabela 4.7: Distribuição dos parâmetros relacionados à área máxima no Rio Jamari	126
Tabela 4.8: Distribuição dos parâmetros relacionados à área máxima no Rio Curuá-Una.....	126
Tabela 4.9: Características hidráulicas e geométricas médias de ambos os rios.....	127
Tabela 4.10: Potência hidrocinética nos trechos do Rio Jamari.....	128
Tabela 4.11: Potência hidrocinética nos trechos do Rio Curuá-Una.....	129
Tabela 4.12: Potência elétrica nos trechos do Rio Jamari.....	130
Tabela 4.13: Potência elétrica nos trechos do Rio Curuá-Una.....	131
Tabela 4.14: Resultados energéticos dos parques hidrocinéticos	135
Tabela 4.15: resultados econômicos dos parques hidrocinéticos	136
Tabela 4.16: resultados econômicos dos parques hidrocinéticos.	139
Tabela 4.17: resultados econômicos dos parques hidrocinéticos.	139
Tabela 4.18: Resultados econômicos dos parques hidrocinéticos.....	140
Tabela 4.19: Resultados econômicos do aproveitamento hidrocinético em dois cenários para a seção analisada	144
Tabela 4.20: Distância da dissipação da esteira nos diversos cenários	158
Tabela 4.21: Posicionamento das turbinas e velocidade correspondente daquela posição. ...	161
Tabela 4.22: Resultados de viabilidade econômica da disposição proposta para 20 anos de vida útil.	168

SIGLAS

PCH – Pequenas Centrais Hidrelétricas

CFD – Fluidodinâmica Computacional

UHEs – Usina hidrelétrica

GEE – Gases de efeito estufa

ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica

UNIFEI – Universidade Federal de Itajubá

UNB – Universidade de Brasília

UFMA – Universidade Federal do Maranhão

UFRJ – Universidade Federal do Rio de Janeiro

SST – Modelo de turbulência *Shear Stress Transport*

ADCP – Perfilador hidroacústico de correntes por efeito Doppler (*Acoustic Doppler Current Profiler*)

BEM – Teoria da quantidade de movimento no elemento de pá (*Blade Elementum Theory*)

LETRAS LATINAS

R_h – Raio hidráulico

A – Área de seção transversal

P_m – Perímetro molhado

Re – Número de Reynolds

D_h – Diâmetro hidráulico

V – Velocidade média do escoamento

Fr – Número de Froude

g – Aceleração da gravidade

L_c – Comprimento característico

y_m – Altura média do Nível de água

k – Relação entre velocidade máxima e média em uma seção transversal

$V_{máx}$ – Velocidade máxima em uma seção transversal

x,y,z – Coordenadas cartesianas

t – Tempo

B_C – Largura do canal na superfície livre

I_0 – Declividade da superfície livre

I_f – Declividade de fundo

C_h – Coeficiente de Chézy

f – Fator de atrito

n_M – Coeficiente de Manning

d – duração ou permanência da vazão do escoamento

Q – Vazão do escoamento

n_Q – Número de vazões

m_Q – Ordem das vazões

y_0 – Nível mínimo de água no rio

P_h – Potência hidrocínética

P_{ex} – Potência extraída pela turbina

C_P – Coeficiente de potência

H – Altura efetiva de energia

n_{qA} – Rotação específica com relação a vazão

D – Diâmetro da turbina

n – Rotação da turbina

R – Raio externo do rotor

C_{un} – Custo unitário por kW

u, v, w – Componentes do vetor velocidade

p – Pressão estática

f_x, f_y e f_z – Componentes da força resultante em um elemento de fluido por unidade de massa

T_e – Temperatura

$V^2/2$ – Energia cinética por unidade de massa

gz – Energia potencial por unidade de massa

\hat{u} = Energia interna por unidade de massa

Pr_T - Número turbulento de Prandtl

P_T e D_T – Produção e destruição de energia cinética turbulenta

u_t – Velocidade de atrito

y^+ - distância adimensional desde a parede até o primeiro nó

a – Fator de indução axial

a' – Fator de indução angular

Δp – Queda de pressão no disco atuador

V_0 – Velocidade do ambiente não perturbado a montante do disco atuador

u_1 – Velocidade a jusante do disco atuador

T – Força de impulso

P – Potência

u – Velocidade no disco atuador

C_T – Coeficiente de Impulso

M – Torque

c – Corda da pá

r – Posição do elemento d epá com relação ao raio total

C_L – Coeficiente de sustentação

C_D – Coeficiente de arraste

C_n – Coeficiente normal

C_t – Coeficiente tangencial

dL e dD – Força de sustentação e arraste no elemento de pá

V_R – Velocidade relativa

V_t – Velocidade tangencial no disco atuador

F – Fator de correção de Prandtl para perdas na ponta de pá

B – Número de pás

$A_{máx}$ – Área da região de máxima velocidade

P_{el} – Potência elétrica

$P_{el\ parque}$ -Ptência elétrica total do parque hidrocinético

A_T – Área da turbina

N_T – número de turbinas

E – Energia elétrica passível de ser produzida

Δ_t – Tempo de operação

f_c – Fator de capacidade

VPL – Valor presente líquido

m – vida útil do empreendimento

$LCOE$ – Custo nivelado de eletricidade (*Levelized Electricity Costs*)

C_{OM} – Custo de operação e manutenção

T_V – Tarifa de venda de energia

i – taxa de desconto

I – Investimento inicial

C_n – Custo no fluxo de caixa a cada ano

PV – Probabilidade de viabilidade econômica

N_{CV} – Número de cenários viáveis

N_{CT} – Número de cenários totais

p_m – Pressão estática média

D_{PA} – Densidade de potência por unidade de área

DP_{Rh} - Densidade de potência por unidade de raio hidráulico

$C_{unmáx}$ – Custo unitário máximo por kW

L/D – Distância de dissipação da esteira em função do diâmetro da turbina

LETRAS GREGAS

ν – Viscosidade cinemática do fluido

ρ – Massa específica

λ – Razão de velocidade na ponta da pá

Ω – Velocidade Angular

Γ – Coeficiente de difusão

μ – Viscosidade molecular absoluta

λ_V -segundo coeficiente de viscosidade

π_{ij} – Tensão de compressão

μ_T – Viscosidade turbulenta

ε – Taxa de dissipação de energia cinética turbulenta

k e ω – Energia cinética turbulenta e dissipação específica de energia cinética turbulenta

ω – Velocidade de giro transferida a esteira

θ_T – ângulo de torção da pá

θ_M – Ângulo de montagem

ϕ – Ângulo relativo

α – Ângulo de ataque

σ – Solidez

ε_A – Coeficiente absoluto de rugosidade

η_G – Rendimento do gerador elétrico

1. INTRODUÇÃO

A hidrogeração convencional, amplamente utilizada em todo o mundo, se baseia na combinação de queda e vazão para geração de uma potência hidráulica e posteriormente, após o acionamento de uma turbina e um gerador elétrico, uma potência elétrica. Contudo, a energia hidráulica possui também um significativo potencial em correntes de água livres sem queda significativa, como em rios e canais. Esta forma de aproveitamento é denominada geração hidrocínética (Santos et al., 2016b).

A geração hidrocínética pode ser realizada aproveitando-se a energia cinética de marés, correntes oceânicas ou rios (objetivo do presente trabalho). Nesta forma de geração, diferentemente da geração hidrelétrica convencional, não se verifica a necessidade de construção de grandes obras civis como barragens, vertedouros, etc., o que diminui significativamente seus impactos ambientais.

Muitos estudos tratam do potencial hidrocínético em rios. Este potencial está presente: a jusante de centrais hidrelétricas (para aproveitamento do potencial remanescente da mesma) (Holanda et al., 2017); em rios de propriedades rurais (podendo então contribuir para eletrificação rural) (Kusakana e Vermaak, 2013); em grandes rios amazônicos, onde há grandes vazões e grandes dimensões para instalação das turbinas (podendo ser aplicada para abastecimento de comunidades ribeirinhas e isoladas daquela região) (Cruz, 2003), etc. Do mesmo modo que existe um potencial relevante desta fonte de geração verifica-se também diversos desafios para o amadurecimento desta tecnologia, tais como: desenvolvimento de turbinas hidrocínéticas mais eficientes; definição de uma metodologia para prospecção de potencial; estudos do sistema hidrocínético, que contem elementos elétricos e mecânicos diversos e estabelecimento de uma indústria para produção dos componentes de um parque hidrocínético.

Neste contexto, o presente trabalho tem como objetivo contribuir com o desenvolvimento hidrocínético nacional, pois se propõe a definir e aplicar uma metodologia, que utilize as ferramentas da fluidodinâmica computacional (CFD), não só para prospecção de potencial hidrocínético em rios, mas também, para análise energética e econômica da implantação de um parque hidrocínético. O arranjo das turbinas do parque também será definido com auxílio das ferramentas CFD. Para o desenvolvimento do presente trabalho serão utilizados dados experimentais de dois rios do Norte do país, a saber, os rios a jusante das barragens das usinas hidrelétricas

(UHEs) de Samuel e Curuá-Una, ambas no Norte do país. Ambas as usinas são de regularização e estão localizadas em rios da bacia amazônica.

1.1. Hipótese e Justificativa

O estado atual da tecnologia hidrocínética ainda é incipiente e diversos são os desafios ainda remanescentes para desenvolvimento desta forma de geração. Baseando-se em Khan et al. (2008), o presente trabalho admite que existam desde 2008 pelo menos 3 desafios significativos para difusão da utilização da tecnologia hidrocínética. São estes: i) Avaliação do potencial hidrocínético disponível; ii) avaliação de viabilidade econômica; e iii) design do sistema contendo todos os componentes mecânicos, elétricos e civis. Com relação ao primeiro desafio apontado, diversos trabalhos tem procurado estabelecer metodologias para o calculo tanto do potencial teórico quando do potencial aproveitável (Cunha et al., 2010; Arango, 2011; Holanda et al., 2017; entre outros), sendo que toda metodologia apresenta seu grau de incerteza na estimativa do complexo perfil de velocidade dos rios. No segundo aspecto, a dificuldade está em se estimar custos e se avaliar a energia passível de ser produzida pelo parque a fim de que se possam calcular as receitas do empreendimento, dado que a tecnologia ainda não está difundida comercialmente e as metodologias de estimativa de potencial de produção energética ainda estão sendo desenvolvidas. No design do sistema, uma das dificuldades está em se escolher as turbinas a serem utilizadas e o arranjo das mesmas no parque, tema que tem sido pesquisado por diversos artigos recentes tais como Riglin et al. (2016a), Brasil Jr et al. (2016) e Ibarra (2014).

A hipótese do presente trabalho é a seguinte: As simulações fluidodinâmicas podem ser aplicadas para melhorar avaliação de potencial hidrocínético em rios, dando embasamento para o estudo energético, econômico e do arranjo e disposição de turbinas do parque hidrocínético auxiliando a superação dos desafios citados acima? Para responder esta hipótese, este estudo procura definir uma metodologia completa para implantação do parque hidrocínético em rios utilizando dados experimentais e estimativas do potencial hidrocínético por meio de ferramentas CFD; análises de viabilidades econômicas que levem em conta as incertezas desta tecnologia, podendo ser replicada em outros estudos de outras regiões do país; e por fim, análises da esteira e das perturbações causadas pela turbina hidrocínética dentro dos rios analisados usando a fluidodinâmica computacional, o que permitira com auxílio da literatura, a definição de

um arranjo adequado para operação do parque bem como das interações entre as turbinas entre si e com a hidrodinâmica do escoamento. Por fim, o trabalho se justifica, pois conforme observação de Khan et al. (2008) (válida até hoje dado que o uso da tecnologia hidrocínética ainda não difundido), é necessário o estabelecimento de uma base de dados de conhecimento com relação a geração hidrocínética, ponto no qual o presente trabalho auxilia por integrar diferentes aspectos do estudo desta forma de energia.

1.2. Objetivos

Desenvolvimento de uma metodologia para prospecção do potencial hidrocínético de um rio e instalação de um parque hidrocínético que permita a avaliação energética e econômica do empreendimento. Como objetivos específicos propõem-se:

- Coleta dos dados topográficos e hidráulicos dos rios de grandes dimensões a serem analisados;
- Estudar o comportamento hidráulico e simular o escoamento em CFD do rio com objetivo de caracterizar os perfis de velocidade do rio sem a presença da turbina hidrocínética;
- Estimativa da produção energética e a viabilidade econômica do parque hidrocínético;
- Pré-projeto de uma turbina hidrocínética para uma região de potencial e estudo da esteira resultante usando ferramentas CFD;
- Estudo da disposição das turbinas ao longo do rio, utilizando os dados de simulação numérica e o comprimento das esteiras.

2. REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

2.1. Hidráulica de Canais

Os escoamentos em canais (sejam naturais ou artificiais) são classificados como escoamento de superfície livre (Porto, 2006). Conforme discutem Sleigh e Goodwill (2006), o estudo do escoamento em canais é mais complexo que o estudo de escoamentos em condutos forçados. As condições em canais abertos se tornam mais complicadas devido à posição da superfície livre, que pode variar com o tempo e espaço. Além disto, por causa da profundidade do escoamento, a vazão, as declividades de fundo e da superfície livre, são todas interdependentes. Portanto a variação em uma pode implicar em variações nas demais. As características físicas e geométricas dos canais abertos (sobretudo os canais naturais) também são mais diversas e altamente variáveis, o que não ocorre em condutos forçados.

Outra dificuldade é a rugosidade. Segundo Porto (2006), as rugosidades de condutos forçados são bem caracterizadas dado que estes advêm de produção industrial e materiais bem conhecidos. O mesmo não ocorre com canais, dado que os materiais usados para confecção destes são mais numerosos e é mais difícil a especificação do valor numérico da rugosidade em revestimentos sem controle de qualidade industrial. Este fato se torna ainda mais difícil em canais naturais. De acordo com Vinent (2016), devido a estas dificuldades, é comum o uso de softwares e modelos numéricos para o estudo do escoamento em canais de superfície livre.

O entendimento das equações básicas da hidráulica, bem como suas variáveis, é de extrema importância para se interpretar simulações do escoamento em canais abertos e se realizar o estudo do potencial hidrocínético dos rios. Variáveis como área, vazão e velocidade, por exemplo, permitem o cálculo do valor da potência elétrica capaz de ser extraída do rio, assim como permitem conhecer o rendimento das turbinas instaladas. Dessa forma, o conhecimento de tais conceitos se torna, no final, responsável pela tomada de decisão acerca da viabilidade, ou não, do empreendimento (Vinent, 2016). O objetivo deste capítulo é apresentar as equações básicas de um escoamento em superfície livre a fim de que sejam aplicadas no estudo do potencial hidrocínético de um rio.

2.1.1. Parâmetros básicos para o estudo de hidráulica de canais

Um dos parâmetros básicos para o estudo de escoamentos em canais abertos é o raio hidráulico (R_h). Este parâmetro surge de uma analogia com o raio de geometrias circulares e é definido pela razão entre área molhada (A) e perímetro molhado (P_m) da seção (Equação 2.1 – Porto, 2006).

$$R_h = \frac{A}{P} = \frac{D_h}{4} \quad (2.1)$$

Onde D_h = diâmetro hidráulico.

O raio hidráulico é utilizado na definição do número de Reynolds de um canal conforme a equação 2.2. O número de Reynolds (Re) expressa a relação entre forças de inércia e viscosas, sendo adimensional e é utilizado para classificação do escoamento. Caso Re seja inferior a 500, o escoamento no canal é laminar. Caso seja superior a 2000, este é turbulento. Valores entre 500 e 2000, expressam escoamentos em transição (Porto, 2006).

$$Re = \frac{VR_h}{\nu} \quad (2.2)$$

Onde: V = velocidade média do escoamento e ν = viscosidade cinemática do fluido.

Uma segunda classificação do escoamento bastante utilizada se baseia no número adimensional de Froude (Fr). Este é dado pela relação entre a velocidade do fluido no canal e a velocidade de propagação de uma pequena onda de perturbação no canal (White, 2011). Porto (2016) explica este parâmetro como uma relação entre as forças de inércia e gravidade conforme a equação 2.3.

$$Fr = \sqrt{\frac{V}{gL_C}} = \sqrt{\frac{V}{gy_m}} \quad (2.3)$$

Onde: g = aceleração a gravidade e L_C = comprimento característico. Em canais este comprimento é normalmente adotado como a altura hidráulica da seção y_m , definida como a relação área molhada e largura da seção na superfície livre (B_C) (Porto, 2006). Segundo White (2011), este parâmetro pode ser a simples altura do tirante d'água (y) para canais retangulares ou excessivamente largos com profundidade

constante. Ainda segundo White (2011), se o número de Froude for inferior a 1, o escoamento é classificado como subcrítico. Se for igual a 1, como crítico. E por fim, se superior a 1, supercrítico.

Para o presente trabalho o interesse é determinar o perfil de velocidades de rios naturais a fim de se identificar as áreas das regiões de máximas velocidades em trechos de rio e as velocidades máximas nestas áreas e então o potencial hidrocínético local. A equação 2.4 apresenta então a definição de uma constante k , definida pela relação entre as velocidades máxima e média naquela seção transversal.

$$k = \frac{V_{max}}{V} \quad (2.4)$$

Segundo Troskolanski (1962), a relação entre a velocidade máxima e a velocidade média atinge um valor de 1,2. Vinent (2016) demonstra obtém valores superiores a 1,2 em diferentes rios. O presente trabalho irá investigar a constante k com objetivo de facilitar a estimativa da velocidade máxima e, portanto do potencial hidrocínético máximo em rios. O escoamento não permanente em canais é regido pelas equações de *Saint-Venant* (equações 2.5 e 2.6). Estas são constituídas de um sistema de derivadas parciais em x e t . A integração analítica destas equações é altamente complexa e só é possível sua resolução em casos muito específicos. Assim sendo se torna importante a aplicação de métodos numéricos para resolução destas equações (Porto, 2006).

$$A \frac{\partial V}{\partial x} + V \frac{\partial A}{\partial x} + B \frac{\partial y}{\partial t} = 0 \quad (2.5)$$

$$V \frac{\partial V}{\partial x} + \frac{\partial V}{\partial t} + g \frac{\partial y}{\partial x} = g(I_0 - I_f) \quad (2.6)$$

Onde: I_0 = declividade da superfície, I_f = declividade de fundo, B_C = largura do canal. Como observado nas equações 2.5 e 2.6 e discutido nos tópicos anteriores vemos a complexidade do problema do escoamento em canais o que justifica a abordagem do presente trabalho onde se procura aplicar a fluidodinâmica computacional para resolução dos campos de velocidade em rios naturais.

2.1.2. Equações de Chézy e de Manning

Em um canal com escoamento uniforme (profundidade da água e velocidade constantes), a conhecida equação de perda de carga universal pode ser reescrita, isolando-se a velocidade, em função da declividade de fundo e do raio hidráulico. Tal exercício resulta na obtenção da equação 2.7, onde f é o fator de atrito.

$$V = \left(\frac{8g}{f}\right)^{1/2} R_h^{1/2} I_0^{1/2} \quad (2.7)$$

Para uma dada forma de canal e rugosidade de fundo, o termo $(8g/f)^{1/2}$ pode ser representando por uma constante C_h , denominada coeficiente de Chézy. A equação 2.7 pode então ser reescrita na forma da equação 2.8, denominada equação de Chézy. O coeficiente C_h varia de aproximadamente 30 (para canais pequenos e rugosos) a 90 (para canais grandes e lisos) $m^{1/2}/s$ (White, 2011).

$$V = C_h(R_h I_0)^{1/2} \quad (2.8)$$

De acordo com Porto (2006), uma equação mais atual e mais utilizada que a equação de Chézy é a equação de Manning, obtida a partir de uma correlação empírica desenvolvida por Manning (1889) (equação 2.9), onde ele observou que o coeficiente de Chézy aumentava em proporção igual à raiz sexta da geometria do canal. A substituição da equação 2.9 na 2.8, permite a obtenção da equação de Manning (Equação 2.10).

$$C_h = \frac{R_h^{1/6}}{n_M} \quad (2.9)$$

$$V = \frac{1}{n_M} (I_0)^{1/2} (R_h)^{2/3} \rightarrow \frac{Q n_M}{\sqrt{I_0}} = A R_h^{2/3} \quad (2.10)$$

Onde: Q = vazão do escoamento e n_M = coeficiente de Manning. Como pode se observar pela equação 2.9, este coeficiente não é adimensional. A Tabela 2.1 apresenta uma listagem dos valores de coeficiente de Manning de diversos tipos de canais naturais. Listas mais completas, para outros tipos de canais contendo inclusive correlações com a altura média da rugosidade do canal (ε_A) podem ser obtidas em Porto (2006) e White (2011).

Tabela 2.1: Valores do coeficiente de rugosidade da fórmula de Manning (Porto, 2006).

Canais naturais	Condições			
	Muito Boas	Boas	Regulares	Más
1. Limpos, retilíneos e uniformes	0,025	0,028	0,030	0,033
2. Como em 1, porém com vegetação e pedras	0,030	0,033	0,035	0,040
3. Com meandros, bancos e poços pouco profundos, limpos	0,035	0,040	0,045	0,050
4. Como em 3, águas baixas, declividade fraca	0,040	0,045	0,050	0,055
5. Como em 3, com vegetação e pedras	0,033	0,035	0,040	0,045
6. Como em 4, com pedras	0,045	0,050	0,055	0,060
7. Com margens espaiadas, pouca vegetação	0,050	0,060	0,070	0,0800
8. Com margens espaiadas, muita vegetação	0,075	0,100	0,125	0,150

2.1.3. Curva de permanência e curva chave

Duas ferramentas extremamente importantes para estudos hidrológicos são a curva de permanência e a curva chave.

De acordo com Tucci (2012), a curva de permanência relaciona a vazão ou nível de um rio com a probabilidade de ocorrerem vazões maiores ou iguais ao valor da ordenada. Esta curva pode ser obtida com base em valores diários, semanais ou mensais e é extremamente utilizada em estudos hidrelétricos, de navegação, qualidade da água, etc.

De acordo com Fetter (2001), as curvas de permanência de vazão (CPV) podem ser traçadas a partir da listagem das n_Q vazões em ordem decrescente, seguida da atribuição da posição de cada uma das vazões no ranking construído (m_Q) e do cálculo da probabilidade daquela vazão ser igualada ou excedida (d em %) pela equação 2.10. A plotagem de $Q \times d$ permite a obtenção da CPV (Exemplificada na Figura 2.1).

$$d = \frac{100m_Q}{n_Q + 1} \quad (2.10)$$

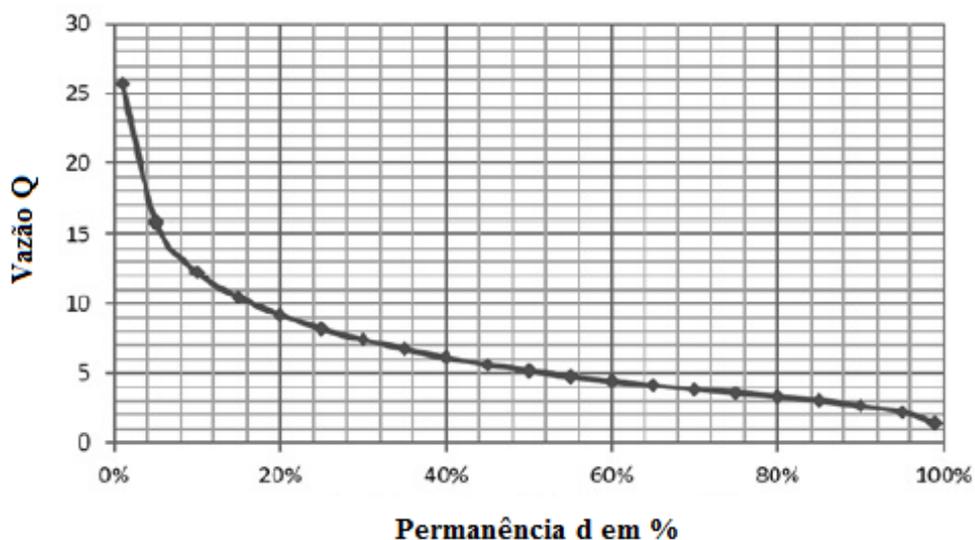


Figura 2.1: Exemplo de uma curva de permanência. Fonte: Santos et al. (2016a)

Já a curva chave (também denominada relação cota-descarga) de uma seção permite calcular a descarga que corresponde a uma dada altura de água em uma seção de um rio. Esta relação é determinada por uma representação aproximada do traçado da curva de calibragem, feita a partir dos resultados de medições e apoiadas na análise de parâmetros de escoamento (Jacon e Cudo, 1989).

Segundo os mesmos autores anteriormente citados, a representação mais utilizada para esta relação é a representação gráfica onde $y = f(Q)$. As duas expressões mais utilizadas para calibragem desta relação são: expressão exponencial (Equação 2.11) e expressão polinomial (Equação 2.12). A figura 2.2 apresenta um exemplo de curva chave.

$$Q = a(y - y_0)^b \quad (2.11)$$

$$Q = a_0 + a_1y + a_2y^2 + \dots + a_ny^n \quad (2.12)$$

Onde a , b , a_0 ... a_n são constantes a serem calibradas e y_0 é o nível mínimo do rio.

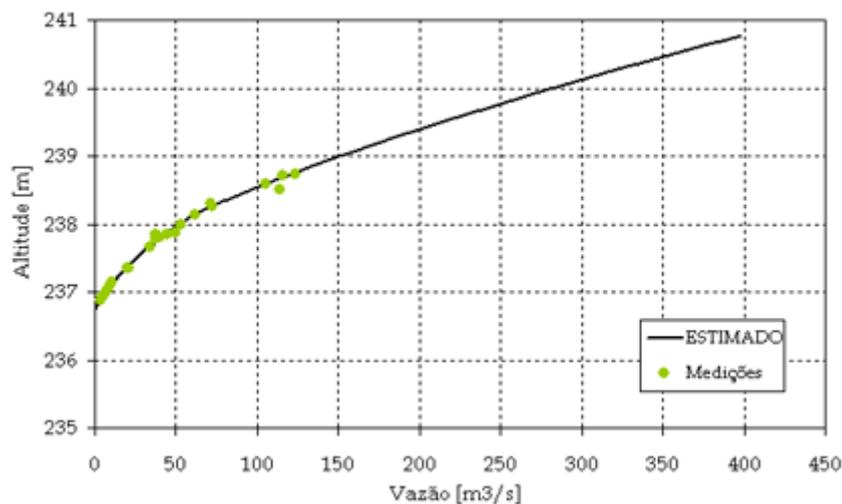


Figura 2.2: Exemplo de curva chave. Água e Solo (S/d).

2.2. Energia Hidrocinética

2.2.1. Introdução

A necessidade de diminuição do consumo de combustíveis fósseis e das emissões de gases de efeito estufa (GEE) são fatores que tem levado a uma procura cada vez maior por fontes renováveis de geração de energia. O Brasil possui local de destaque na geração de eletricidade a partir de fontes renováveis, sendo que em 2015, 75,5% da eletricidade gerada no país foi de fonte renovável, enquanto que a média mundial é muito inferior, sendo próxima a 21,2% em 2013. Contudo, deste total de renováveis, 84,7 % é de origem hidráulica (EPE, 2016) o que indica a necessidade de crescimento das outras fontes de geração renováveis no Brasil.

Dentre as diversas fontes renováveis está à energia hidrocinética. Esta se baseia na conversão mecânica da energia cinética da água em movimento em rios, canais, marés em estuários ou correntes oceânicas e surge como uma promissora tecnologia para o futuro (Ramírez et al., 2016). Em rios, a velocidade das linhas de corrente é responsável pela movimentação dos rotores, os quais irão converter a energia hidráulica do escoamento em energia mecânica, que por sua vez é posteriormente convertida em energia elétrica por meio de geradores elétricos (Santos et al., 2016b), como demonstram os sistemas da Figura 2.3.

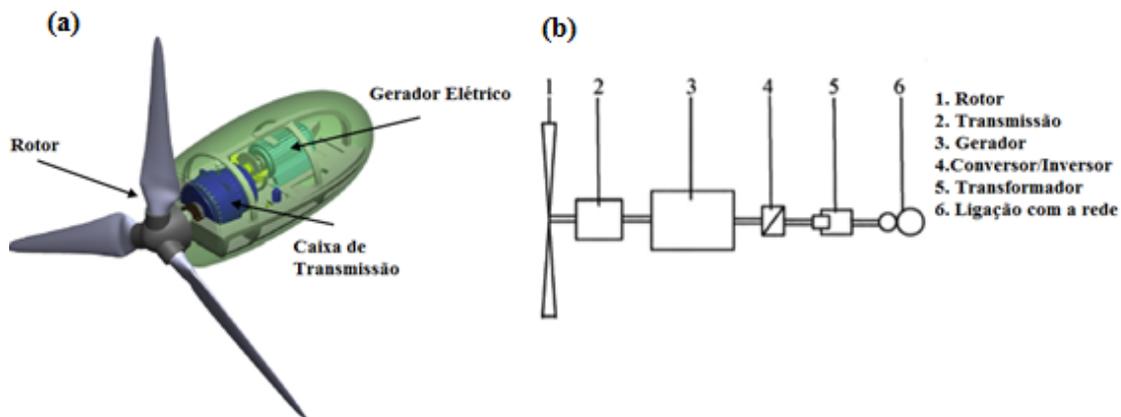


Figura 2.3: Sistema de geração hidrocinética. (a) ilustração de uma turbina hidrocinética com sistema de conversão (Vásquez, 2016). (b) Princípio de funcionamento de geração hidrocinética no sistema interligado (Behrouzi et al., 2016)

A geração hidrocinética em rios tem sido pesquisada por diversos autores para suprimento de comunidades isoladas e propriedades rurais (Cruz, 2003; Kusakana e Vermaak, 2013). De acordo com Rodrigues et al. (2007), em países em desenvolvimento muitas comunidades pequenas e remotas são localizadas próximas as correntes de um rio. Assim a geração hidrocinética que é renovável se torna uma excelente alternativa.

Outra possibilidade de utilização da energia hidrocinética é para aproveitamento do potencial remanescente a jusante de barragens hidrelétricas, como afirmam Arango (2011), Liu e Packey (2014) e Holanda et al. (2017). Liu e Packey chama esta aplicação de sistemas hidrelétricos de ciclos combinados (SHCC) e citam como vantagem a possibilidade de utilização dos sistemas de conexão com a rede e transmissão já pertencentes a hidrelétrica, o que elimina a necessidade de custos com excessivas melhorias na infraestrutura já existente. No Brasil, a Eletronorte tem fomentado diversos projetos para desenvolvimento de tecnologias e metodologias para o aproveitamento do potencial hidrocinético remanescente a jusante de barragens hidrelétricas (ELETRONORTE, 2014; ELETRONORTE, 2016a).

Filizola et al. (2015) avaliou o potencial hidrocinético da bacia hidrográfica amazônica. Os autores discutem que aproximadamente 50% do potencial hidrelétrico Brasileiro está na região amazônica. Contudo a implantação deste potencial acarreta grande impacto ambiental. O desenvolvimento da energia hidrocinética, ao invés da hidráulica convencional, na região caracteriza então uma boa opção para a diminuição dos impactos ambientais naquela bacia.

No Brasil as resoluções 482/2012 (ANEEL, 2012) e 687/2015 (ANEEL, 2015) da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) regulamentam a microgeração distribuída de energia, na qual a energia cinética pode vir a se enquadrar. A potência hidrelétrica de microgeração distribuída no Brasil tem apresentado elevado crescimento e já atingiu, até o dia 01/08/2017, 12,5 MW (ANEEL, 2017). O enquadramento da energia hidrocínética nesta forma de geração pode ser um fator auxiliar na viabilização destes empreendimentos e no desenvolvimento do potencial desta forma de geração.

O impacto ambiental da geração hidrocínética é reduzido em relação à geração hidráulica convencional, dado que estas requerem um nível mínimo de obras civis (Riglin et al., 2016a), não sendo necessária a construção de barragens e reservatórios eliminando os inúmeros impactos ambientais e sociais destas estruturas. Como possíveis impactos ambientais negativos advindos da instalação das turbinas hidrocínéticas, podem ser citados: i) efeitos sobre a comunidade bentônica, devido ao movimento do sedimento com a rotação das turbinas; ii) efeitos sobre a comunidade nadante, devido às próprias pás da turbina; e iii) a geração de ruídos significativos, que podem afetar a movimentação e migração de algumas espécies. Entretanto, tais impactos são passíveis de ser evitados por meio da instalação de modelos pilotos que se adequem à realidade de cada local e região. Além disso, o fato das pás girarem lentamente, com baixa velocidade de rotação, reduz consideravelmente o risco de impacto à comunidade aquática que passa pelas turbinas (Union of Concerned Scientists, 2008).

Uma lista bem abrangente dos projetos de natureza hidrocínética (de todos os tipos, desde ondas a rios) existentes mundialmente pode ser acessada em *OpenEI* (2018). No Brasil, o projeto hidrocínético Tucunaré (HTUC) que prevê a instalação de turbinas hidrocínéticas a jusante da UHE Tucuruí têm sido desenvolvido pelas empresas Eletronorte e Itaipu e é pioneiro no país (Madureira, 2016). Dados sobre demais projetos hidrocínéticos em rios Brasileiros não são encontrados na literatura e a maioria dos trabalhos se foca no desenvolvimento de metodologias de estimativa de potencial ou desenvolvimento de turbinas.

2.2.2. Potência Hidrocínética e o limite de Betz

A potência hidrocínética (P_h) de um curso de rio pode ser obtida a partir da aplicação da definição de potência (Variação de energia pela variação do tempo) a equação da energia cinética do escoamento (Equação 2.13). Com base nos preceitos

físicos e termodinâmicos, sabe-se que a conversão de energia nunca pode ser plena. Não é possível aproveitar toda a energia do fluxo de água, pois a sua velocidade não pode ser nula após a passagem pelo rotor (Vincent, 2016). Assim sendo nem toda potência hidrocínética disponível na equação 2.13 pode ser aproveitada. A passagem do fluido pela máquina hidráulica, é dada conforme ilustra a Figura 2.4, onde V_1 = Velocidade de entrada; V_2 = Velocidade de saída; A_1 = Área de entrada; A_2 = Área de saída.

$$P_h = \frac{dEc}{dt} = \frac{mV^2}{2t} = \frac{\dot{m}V^2}{2} = \frac{\rho AV^3}{2} \quad (2.13)$$

Onde \dot{m} = fluxo de massa.

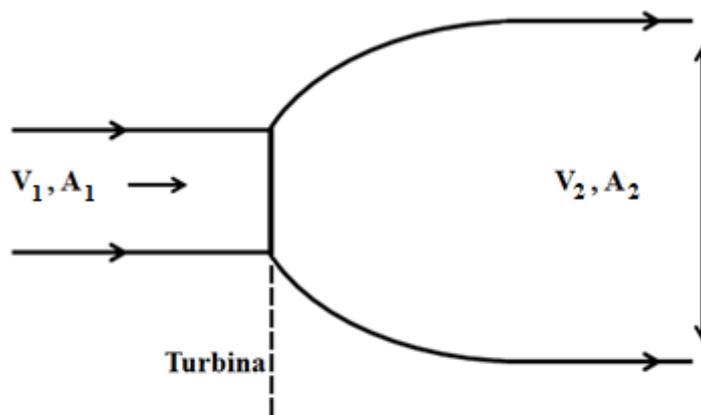


Figura 2.4: Fluxo de passagem do fluido ao longo de uma máquina hidráulica (Vincent, 2016)

O desenvolvimento a seguir é baseado em Vincent (2016). A velocidade considerada deverá ser uma média das velocidades de entrada e saída, conforme equação 2.14. Pela equação 2.13, sabemos que a potência mecânica extraída (P_{ex}) na passagem do fluxo ao longo da máquina hidráulica, no caso a turbina hidrocínética, será dada pela variação da energia cinética, conforme equação 2.15.

$$\bar{V} = \frac{V_1 + V_2}{2} \quad (2.14)$$

$$P_{ex} = \frac{\rho \cdot A \bar{V}}{2} (V_1^2 - V_2^2) \quad (2.15)$$

De 2.14 em 2.15, obtemos a equação 2.16:

$$P_{ex} = \frac{\rho \cdot A}{2} \left(\frac{V_1 + V_2}{2} \right) \cdot (V_1^2 - V_2^2) \quad (2.16)$$

Ajustando-se os termos da equação 2.16, podemos escrevê-la na forma da equação 2.17.

$$P_{ex} = \frac{\rho \cdot A}{2} \cdot \frac{V_1^3}{2} \cdot \left(1 - \left(\frac{V_2}{V_1} \right)^2 + \frac{V_2}{V_1} - \left(\frac{V_2}{V_1} \right)^3 \right) \quad (2.17)$$

Introduzindo um termo C para simplificação das expressões:

$$P_{ex} = \frac{\rho \cdot A}{2} \cdot \frac{V_1^3}{2} \cdot C \rightarrow P_{ex} = P_h \cdot C \quad (2.18)$$

Pela natureza das equações 2.17 e 2.18 observamos que o termo entre parênteses na equação 2.18, denominado C na equação 2.19, equivale a um coeficiente de rendimento de extração de energia cinética das correntezas por parte da turbina. Este termo é definido na equação 2.19. Observa-se que este rendimento é função das velocidades e que seu valor máximo é obtido matematicamente igualando a sua derivada a zero, conforme equação 2.20.

$$C = 1 - \left(\frac{V_2}{V_1} \right)^2 + \frac{V_2}{V_1} - \left(\frac{V_2}{V_1} \right)^3 \quad (2.19)$$

$$\frac{d(C)}{dV} = 3 \cdot \left(\frac{V_2}{V_1} \right)^2 + 2 \cdot \left(\frac{V_2}{V_1} \right) - 1 = 0 \quad (2.20)$$

Resolvendo a equação de segundo grau resultante, obtém-se que o valor máximo de C é dado quando a relação entre V_2 e V_1 é de $1/3$. Isto equivale a dizer que a velocidade após a passagem pela turbina é 3 vezes inferior a velocidade do escoamento na entrada. Assim sendo o C máximo é encontrado quando esta relação de velocidades é aplicada a equação 2.19, o que permite a obtenção de um C igual a $32/27$. Substituindo estes valores de constantes na equação 2.18 obtemos a equação 2.21, que demonstra que a potência extraída máxima é igual a 59,3 % da potência hidrocínética disponível no rio.

$$P_{ex_{m\acute{a}x}} = \frac{\rho A}{2} \cdot \frac{V_1^3}{2} \cdot \frac{32}{27} = \frac{\rho A}{2} \cdot \frac{V_1^3}{2} \cdot (0,593) = 0,593 \cdot P_h \quad (2.21)$$

O valor de 0,593 encontrado na equação 2.21 corresponde, enfim, ao Limite de Betz, ou seja, limite máximo teórico de aproveitamento de energia por parte de uma turbina que opere em um escoamento de superfície livre. Como o rendimento mecânico de uma turbina hidrocínética é denominado coeficiente de potência C_p , este termo é chamado $C_{Pm\acute{a}x}$. Dessa forma, o coeficiente de potência das turbinas hidrocínéticas não

poderá ultrapassar este valor máximo de rendimento. De modo geral o coeficiente de potência C_P pode ser calculado pela equação 2.22 (Kumar e Saini, 2016).

$$C_P = \frac{P_{ex}}{\frac{\rho V^3 A}{2}} \quad (2.22)$$

2.2.3. Turbinas hidrocínéticas

O termo Turbinas hidrocínéticas é dedicado às máquinas hidráulicas que convertem a energia cinética de rios ou de correntes de maré em eletricidade. Por muitos séculos a humanidade explorou este tipo de energia baseada na corrente de rios, utilizando rodas d'água ou outros dispositivos mais rudimentares. Ao longo do tempo tais máquinas foram relativamente esquecidas, e, o desenvolvimento de grandes projetos e de turbinas hidráulicas mais eficientes, compôs o esforço do desenvolvimento tecnológico moderno do uso da hidroeletricidade em todo o mundo (Brasil Jr et al., 2008).

Ainda segundo os mesmos autores, o interesse atual em máquinas hidrocínéticas não é definitivamente um novo conceito, porém uma revisitação desta tecnologia. Diversos autores de diversas partes do mundo têm estudado diversos aspectos das turbinas hidrocínéticas nos últimos anos (Riglin et al. 2016a; Ibarra, 2014, etc.)

Com relação à configuração do escoamento no rotor, as turbinas hidrocínéticas são normalmente classificadas em turbinas axiais e transversais (Kumar e Saini, 2016). As Figuras 2.5 e 2.6 apresentam esquemas de diversos tipos de turbinas hidrocínéticas dentro desta classificação (Khan et al., 2008). Por esta observamos que o gerador pode estar submerso ou não. Kumar e Saini (2016) elaboraram ainda, com base nas informações de Khan et al. (2009a), um fluxograma para classificação das turbinas hidrocínéticas. Este é apresentado na Figura 2.7.

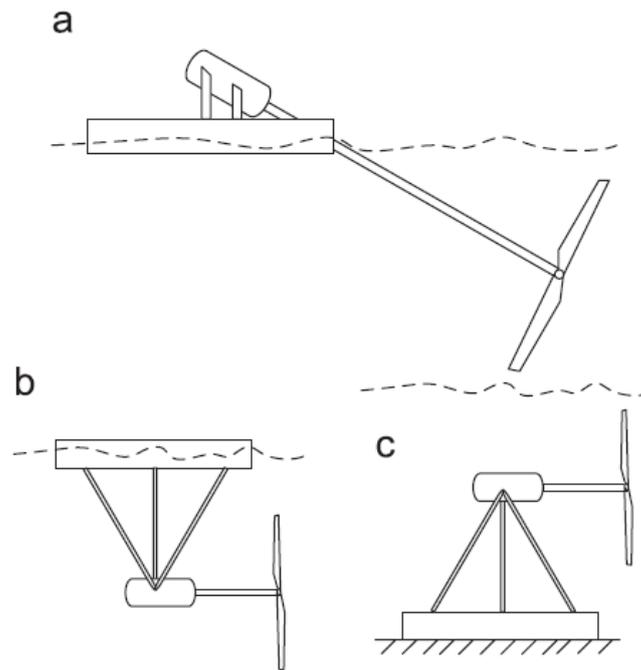


Figura 2.5: Turbinas axiais: (a) Eixo inclinado; (b) Ancoradouro flutuante; (c) Ancoradouro rígido (Khan et al., 2008)

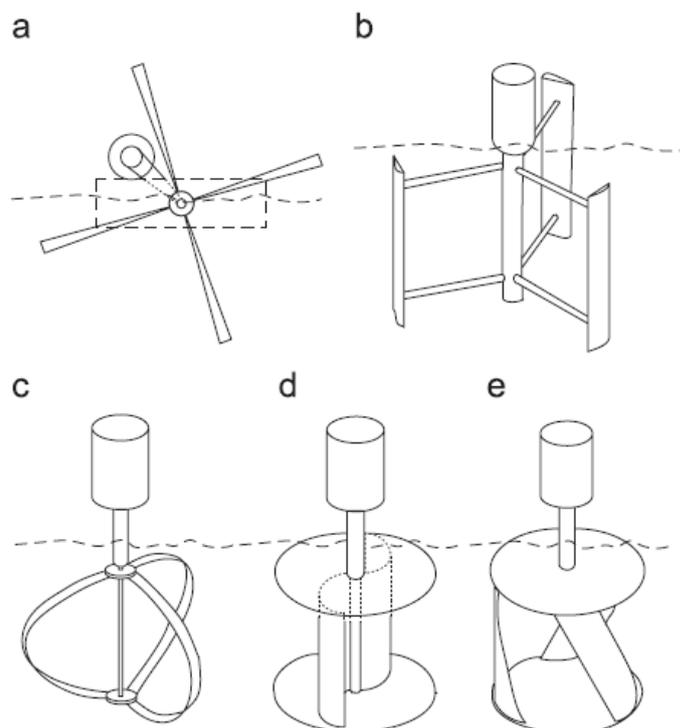


Figura 2.6: Turbinas de fluxo cruzado: (a) Em plano; (b) H-Darrieus; (c) Darrieus; (d) Savounius; e (e) Helicoidal (Khan et al., 2008)

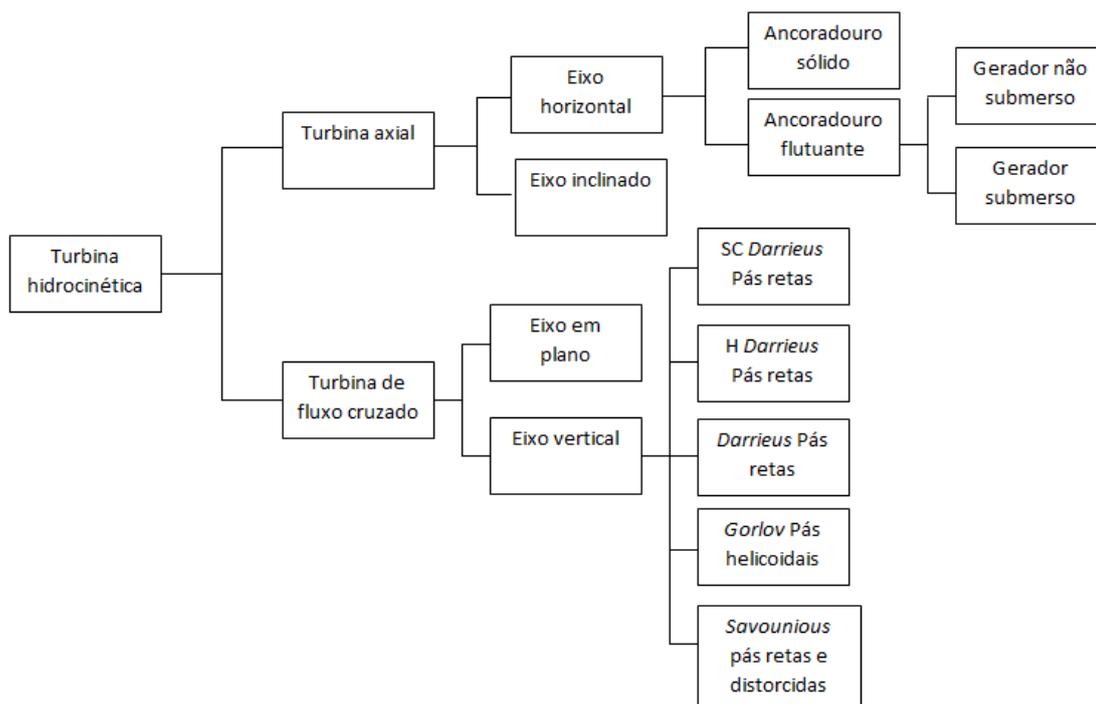


Figura 2.7: Classificação das turbinas hidrocínéticas. Adaptado de Kumar e Saini (2016)

Khan et al. (2009a) fez uma ampla revisão dos diversos tipos de turbinas hidrocínéticas com base em diversos trabalhos presentes na literatura. Segundo este autor, as turbinas de eixo inclinado são as que mais têm sido estudadas para pequenos aproveitamentos em rios. As turbinas de eixo horizontais são as mais comuns no estudo de conversão de energias das marés, sendo o projeto e o conceito destas turbinas muito similar as turbinas eólicas. As turbinas de fluxo cruzado possuem rotor transversal ao escoamento de água e paralelo a superfície. Estas são principalmente dispositivos baseados em arrasto.

Turbinas de fluxo cruzado apresentam normalmente menores valores de velocidade e rotação para operação. Entretanto, os rendimentos mecânicos dessas turbinas são menos elevados que os valores das turbinas axiais, que requerem maiores velocidade ou rotações (Veja a figura 2.13 para uma discussão mais ampla sobre o assunto).

Ainda de acordo com Kumar e Saini (2016), é possível a instalação de um difusor ou duto junto ao rotor com objetivo de forçar uma maior passagem de água pela turbina. Segundo Pham (2014), isto aumenta a velocidade da água nas pás da turbina e aumentam o coeficiente de potência, transpassando o limite de Betz. Estes dutos possuem seção gradualmente crescente, estrutura similar a um tubo de sucção. Gaés (2015) obteve em simulações numéricas empregando fluidodinâmica computacional um

aumento de 60,6 % da eficiência em relação a um rotor isolado, quando usando difusor com perfil hidrodinâmico NACA 10510, com inclinação de 15°. Sun e Kyozuka (2012) estudaram turbinas de marés com difusores obtendo como resultado coeficientes de potência até 2,5 vezes superior aos da turbina sem este equipamento.

Desvantagens do uso de difusores em turbinas hidrocínéticas também tem sido apontadas. Rezek (2019) discute as diferenças do coeficiente de potência encontrado em função da área utilizada nos cálculos (área do rotor ou área do conjunto rotor difusor). Já Cresswell et al. (2015), em seu estudo de turbinas de maré, demonstra que a distância a ser respeitada para inserção de uma nova turbina devido os efeitos de esteira espiralada e déficit de velocidade (Fenômenos mais bem discutidos no tópico 2.2.4) é bem mais elevada no caso do uso dos difusores (Enquanto que sem difusor 70% da velocidade já havia recuperada a uma distância de 9 vezes o diâmetro do rotor, no caso do uso do difusor essa recuperação é de 30%). As Figuras 2.8 e 2.9 apresentam um exemplo de uma turbina hidrocínética com difusor em estrutura flutuante. Uma revisão sobre os tipos de revisores pode ser obtida em Khan et al. (2009a). Lago et al. (2010) cita o estudo de difusores como uma das perspectivas tecnológicas para o estudo de turbinas hidrocínéticas.

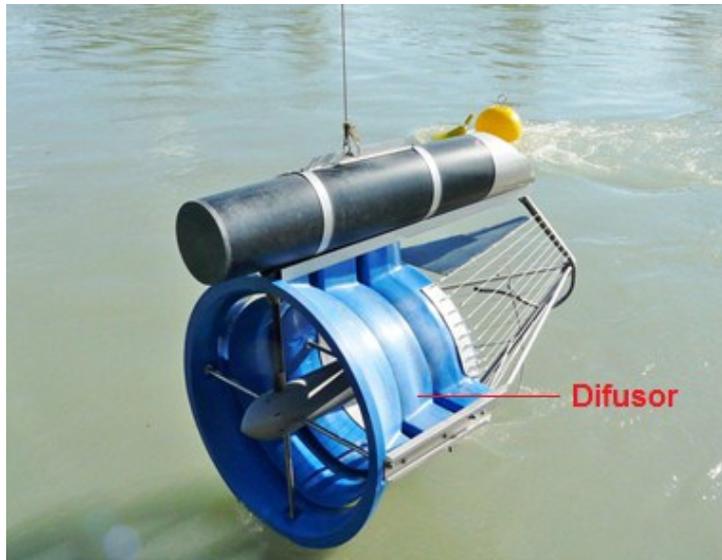


Figura 2.8: Exemplo de turbina hidrocínética com difusor. Vista da porção traseira. Adaptado de Tidal Energy Today (2016)

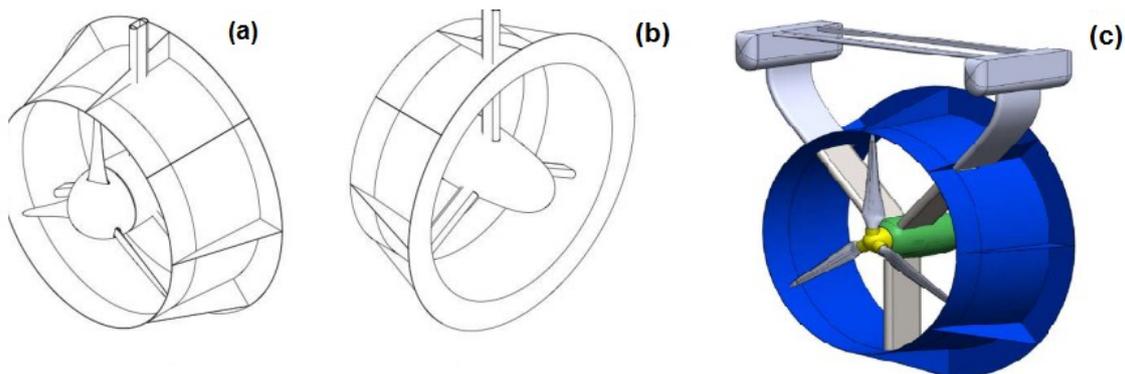


Figura 2.9: Difusor em uma turbina hidrocínética. (a) Isométrica Frontal; (b) Isométrica Traseira; (c) Sistema completo com flutuador. Adaptado de Gonçalves (2017)

O conceito de rotação específica com relação à vazão (n_{qA}) das turbinas hidráulicas convencionais também pode ser aplicado as turbinas hidrocínéticas. Tal desenvolvimento é apresentado na equação 2.23, conforme apresentado por Tiago Filho et al. (2010) considerando-se a altura efetiva de energia (H) sob a turbina igual a carga cinética imposta sobre ela pelo escoamento ($V^2/2g$). Como veremos adiante, tal conceito é muito importante e possui utilização prática para o projeto da turbina.

$$n_{qA} = 10^3 \cdot n \cdot \frac{Q^{0,5}}{(gH)^{0,75}} = 10^3 \cdot n \cdot \frac{(V \cdot \pi \cdot \frac{D_T^2}{4})^{0,5}}{\left(\frac{gV^2}{2g}\right)^{0,75}} = 1490,45D \frac{n}{V} \quad (2.23)$$

Onde: n = rotação do rotor em rps e D = diâmetro.

2.2.4. Esteira produzida pelo rotor de uma turbina hidrocínética

Outro tema importante a ser abordado quando se trata de turbinas hidrocínéticas é o arranjo destas quando inseridas em um parque de um rio. Uma vez que em turbinas de superfície livre se verifica a presença de uma esteira após a passagem de fluido pelo rotor, esta é caracterizada por uma região de turbulência e movimento espiralado do fluido, uma distância adequada entre as turbinas deve ser respeitada. Análises desta esteira tem sido realizadas por autores como Ibarra et al. (2014), Kumar e Saini (2017a) e Brasil Jr et al. (2016).

Segundo Hau (2006, *apud* Ibarra, 2015) as esteiras de turbinas de superfície livre possuem algumas características genéricas e podem ser divididas em 3 zonas: i) A primeira é a região do núcleo, logo atrás do rotor, onde as estruturas do vortex são geradas pela interação entre o fluxo e as lâminas do rotor; ii) Região intermediária: marcada pelo aumento da velocidade. Nela os vórtices do rotor desaparecem

gradualmente, mas uma significativa turbulência permanece após a camada limite da esteira do rotor; iii) Na região distante há a recuperação da velocidade. Esta é a região de interesse para implantação de uma nova turbina. As 3 regiões citadas são exemplificadas na Figura 2.10a. A Figura 2.10b apresenta uma Figura de um rotor com sua esteira subjacente.

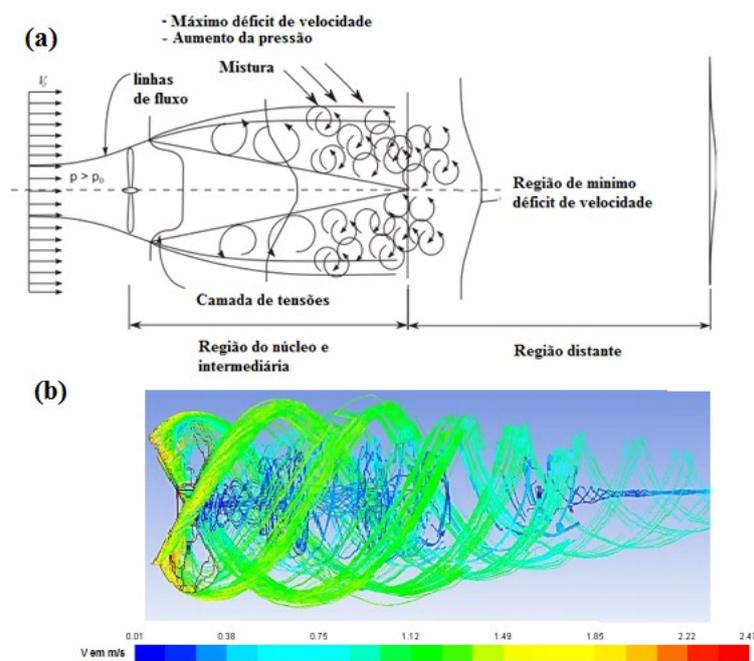


Figura 2.10: Regiões da esteira em uma turbina de superfície livre. (a) esquema da divisão das regiões. Adaptado de Silva et al. (2016); e (b) esquema da esteira formada após o rotor. Adaptado de Ibarra et al. (2014)

Riglin et al. (2016a) avaliou por meio da fluidodinâmica computacional uma turbina axial, concluindo que a distância mínima entre as turbinas é de: 2,5 vezes o diâmetro do rotor (D) lateralmente e 6 vezes o diâmetro do rotor longitudinalmente para que a esteira não influencie significativamente o desempenho da próxima máquina. Ibarra et al. (2014) encontrou um valor longitudinal de $8D$ para que 70% da velocidade seja recuperada (Veja Figura 2.10b). Por fim, Brasil Jr et al. (2016) sugeriram um posicionamento específico para uma segunda linha de máquinas. Este posicionamento é apresentado na Figura 2.11. Vemos que a distância lateral usada por estes autores ($2,27D$) é próxima ao valor sugerido por Riglin et al. (2016a) ($2,5D$). Um possível problema com o posicionamento sugerido pelo autor é que a região proposta é intermediária a posição das outras turbinas e talvez não contemple a região de máxima velocidade do rio.

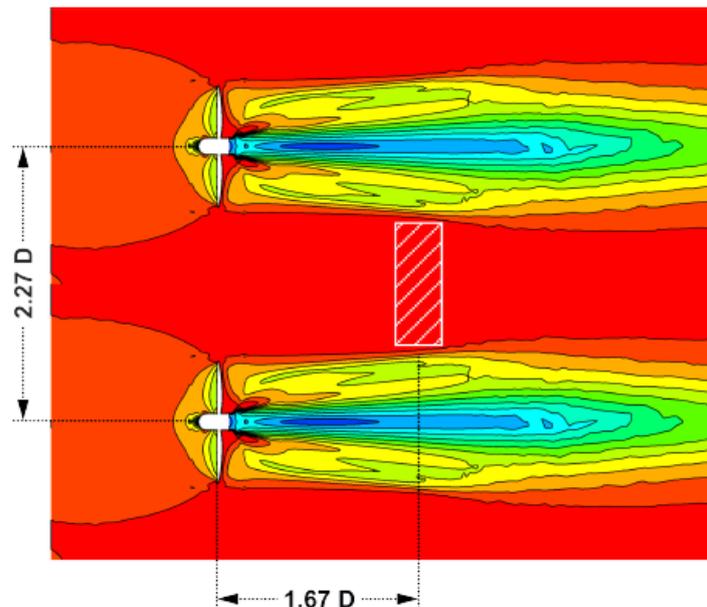


Figura 2.11: Posicionamento de uma segunda turbina sugerido por Brasil Jr et al. (2016)

2.2.5. A experiência Brasileira com turbinas hidrocínéticas

A experiência Brasileira com turbinas hidrocínéticas para rios já dura mais de 30 anos. Van els e Brasil Jr (2015) apresentaram uma breve revisão das turbinas hidrocínéticas no Brasil. Os principais tópicos levantados pelos autores são:

- De acordo com os autores as primeiras experiências com esta tecnologia no Brasil ocorreram em 1985 no Instituto Nacional de Pesquisas Amazônicas (INPA). Os principais problemas nestes primeiros experimentos foram às dificuldades com detritos, ancoragens e outros problemas típicos da Amazônia, como as grandes diferenças do escoamento entre a estação seca e chuvosa;
- Segundo os mesmos autores a primeira experiência com turbinas hidrocínéticas foi desenvolvida por pesquisadores da Universidade de Brasília em uma turbina axial com diversas inovações. A turbina foi instalada em uma região de vazão constante com pequena variação do nível. Estas são denominadas turbinas de primeira geração;
- Depois dos anos 2000 diversas turbinas foram estudadas para o interior Brasileiro. Estas são as turbina de segunda geração e possuem o objetivo de colaborar com a eletrificação rural com potências instaladas de 0,3 a 2 kW. Muitas destas turbinas foram especialmente projetadas para rios da região central do Brasil, que possuem diferenças de nível entre as estações seca e chuvosa menores que um metro;

- Após estas experiências pesquisas foram iniciadas em diversas regiões com outras características hidrológicas. Melhorias nos sistemas de ancoragem foram pesquisadas devido às variações temporais de lamina d'água. A energia hidrocinética foi incluída como uma das opções do programa “Luz para todos”, criado pelo governo Federal em 2003 e que procurava universalizar o abastecimento de energia elétrica no Brasil, o que também fomentou pesquisas nesta área por diversas universidades;
- Em 2008, pesquisadores da Universidade de Brasília registraram um tipo de turbina denominado turbina hidrocinética de terceira geração. Esta consiste em turbinas construídas a partir de técnicas modernas de produção e materiais que permitem redução dos custos de produção por meio do aumento da escala de produção. Os rotores destas máquinas foram otimizados e uma envoltória (difusor) para o rotor foi desenvolvida com objetivo de melhorar seu desempenho (Figura 2.12). A otimização do desempenho das turbinas hidrocinéticas é uma tendência dos trabalhos atuais como demonstram os trabalhos de Rodrigues (2012) e Ibarra (2015).

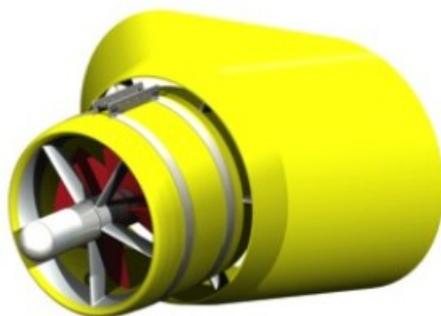


Figura 2.12: Turbina hidrocinética desenvolvida por pesquisadores da Universidade de Brasília, denominada turbinas de 3ª geração (van Els e Brasil Jr, 2015)

- No Brasil, a tendência atual é o desenvolvimento de turbinas de maiores dimensões para aproveitamento do potencial remanescente em grandes hidrelétricas. O desenvolvimento destas turbinas levará a novas tecnologias para ancoragem e interconexão com a rede e poderá servir de base para o desenvolvimento de turbinas de marés e oceanos.

2.2.6. Curva de coeficiente de potência

O coeficiente de potência é normalmente determinado a partir de relações com a razão de velocidade na ponta das pás λ ($C_P = C_P(\lambda)$), dado pela relação entre a

velocidade periférica no rotor e a velocidade do escoamento (Khan et al., 2009b – Equação 2.24).

$$\lambda = \frac{\Omega R}{V} \quad (2.24)$$

Onde: R = Raio externo do rotor (m), Ω = velocidade angular do rotor (rad/s) e V = velocidade média do escoamento (m/s). A Figura 2.13 apresenta a relação entre C_P e λ para vários tipos de rotores de turbinas eólicas. Por esta observa-se que, em termos gerais, as turbinas de fluxo cruzado apresentam λ (ou seja, menor velocidade e rotação), o que caracteriza uma vantagem destas máquinas. Por outro, os valores de C_P destas são inferiores as da turbinas axiais (como já discutido na seção 2.2.3).

Por causa das perdas, em um rio, os coeficientes de potência destas turbinas serão naturalmente reduzidos (Kumar e Saini, 2016). A relação entre λ e o coeficiente de potência C_P pode ser entendida de forma intuitiva. Se as lâminas da turbina girarem muito devagar, a maior parte da água passará pelo rotor sem ser capturada pelas lâminas. No entanto, se a turbina girar muito rápido, as lâminas sempre viajarão através da água usada e turbulenta. Deve haver intervalos de tempo suficientes entre duas lâminas que viajam pelo mesmo local para que a nova água possa entrar e a próxima lâmina possa aproveitar a energia dessa nova água (Riegler 1983, *apud* Pham, 2014).

A Figura 2.14 apresenta uma curva de $C_P \times \lambda$ para uma turbina hidrocínética de rios. Nesta figura observamos que o C_P da máquina é inferior ou próximo a 0,3 para todos os valores de λ . A Tabela 2.2 apresenta os valores de λ ótimos (que resultaram no máximo C_P) de diversos trabalhos que envolveram projetos de turbinas hidrocínéticas. O valor médio de λ resultante desta Tabela foi igual a 3. Este valor pode ser utilizado como dado inicial para um projeto de um rotor hidrocínético.

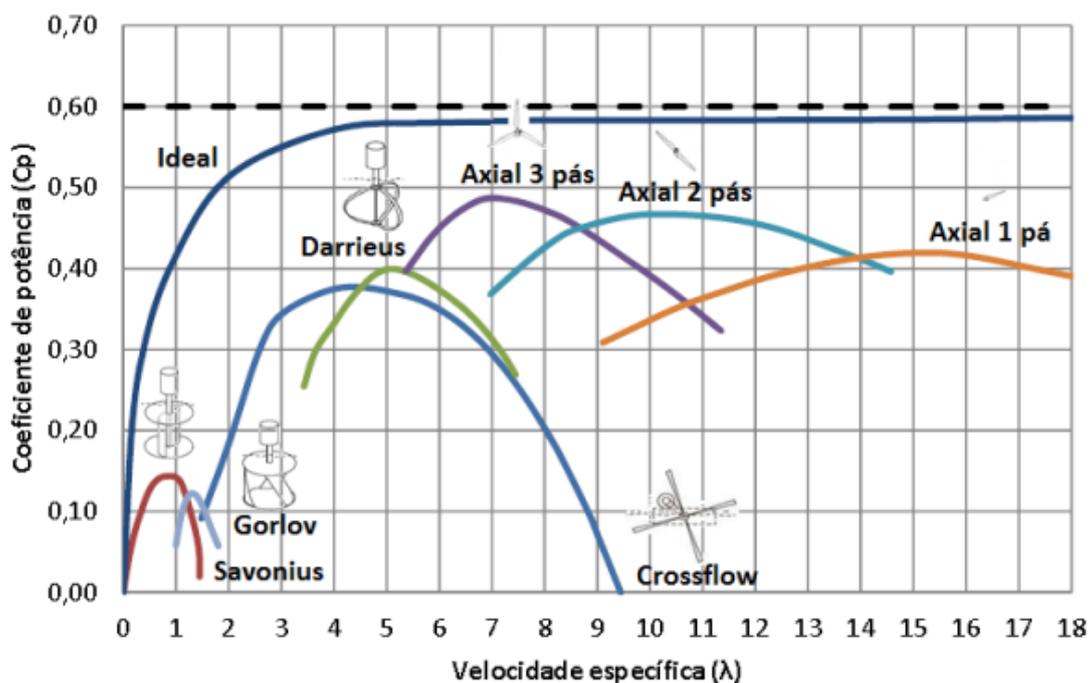


Figura 2.13: Relação entre C_p , λ e o limite de Betz em turbinas eólicas. Adaptado de Araújo (2016) e Botan et al. (2016)

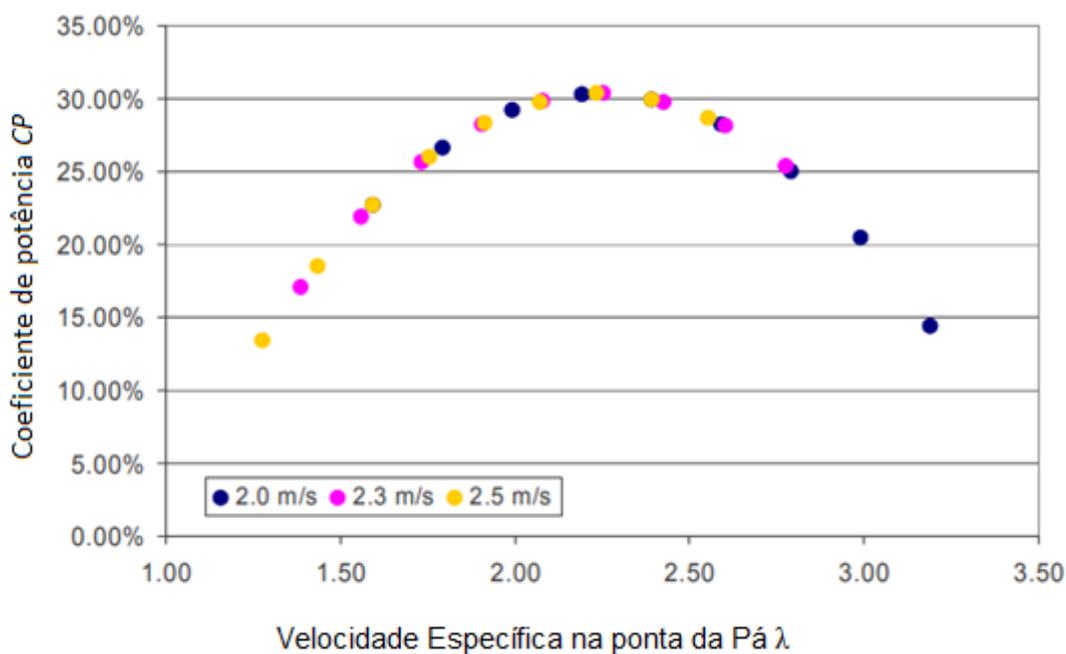


Figura 2.14: Relação entre C_p e λ em turbinas hidrocineéticas de rios. Curva de C_p x λ em função da velocidade do escoamento. Adaptado de Kassam (2009).

Tabela 2.2: λ ótimo e C_p máximo resultante de diversos estudos de turbinas hidrocinéticas presentes na literatura

Nome	Metodologia	C_p máximo	λ ótimo
Ibarra et al. (2014)	Turbina hidrocinética axial Poraquê, estudada por meio de ferramentas CFD	0,222	1,23
Schleicher et al. (2015)	Microturbina hidrocinética axial estudada por meio de ferramentas CFD	0,43	2
Ibarra (2015)	Turbina axial com rotor de pá com torção estudada por meio de ferramentas CFD	0,316	1,215
Cavagnaro e Polagye (2016)	Dados de medição em campo de uma turbina de fluxo cruzado	0,17	1,34
Wang et al. (2019)	Microturbina hidrocinética axial estudada por meio de ferramentas CFD	0,252	6
Tamper et al. (2017)	Turbina axial com difusor estudada por meio de ferramentas CFD	0,607	4,839
Tamper et al. (2017)	Turbina axial sem difusor com correção estudada por meio de ferramentas CFD	0,436	4,126
Kumar and Saini (2017a)	Turbina hidrocinética <i>Savonius</i> com ângulo de torção de 12,5° para uma velocidade do escoamento de 2 m/s, estudada por meio de ferramentas CFD	0,39	0,9
Badea et al. (2014)	Turbina hidrocinética pequena de 1 kW estudada por meio de ferramentas CFD	0,44	3,5

2.2.7. Desafios para desenvolvimento da energia hidrocinética

Khan et al. (2008) listou os principais desafios para o desenvolvimento de energia hidrocinética em rios em 2008. Como a tecnologia hidrocinética ainda não alcançou maturidade para desenvolvimento em larga escala, estes desafios ainda persistem e podem ser resumidos em:

- Inventário de potencial: Qual a intensidade de sítios com potencial hidrocinético economicamente viável disponível? Como investigar o potencial destes sítios, analisando-se as características dos rios e determinando-se a energia anual disponível nestes? Além disto, será necessária a avaliação das características dos rios como profundidade, dados da seção transversal e da qualidade e vida aquática. Como as bases de dados globais não estão prontas para embasar análises energéticas são necessários o desenvolvimento de métodos para análise destas bases de dados (Khan et al., 2008).
- Viabilidade econômica: Um fator dominante para o sucesso de qualquer tecnologia de geração de energia é o custo da energia, que compreende elementos como: Custo de capital; operação e manutenção; simplicidade do

arranjo do parque hidrocínético; disponibilidade de equipamentos, mão de obra e materiais; dentre outros. Muitos outros fatores que tem impacto indireto nos custos são: confiabilidade do sistema (operações em condições regulares e severas), aceitação social (Impacto visual, apoio político e atitude pública) e desempenho do sistema (eficiência e controles) (Khan et al., 2008).

- Impactos ambientais: Os impactos inseridos por um parque hidrocínético devem ser mais bem investigados, sobretudo fatores como: alterações do escoamento abaixo e adversidades causadas a plantas aquáticas e animais (Khan et al., 2008).
- Design do sistema: O layout ótimo de um sistema hidrocínético também é um desafio a ser vencido. Do ponto de vista econômico, um design simples usando materiais disponíveis é preferível. Uma provável unidade completa exigiria uma variedade de componentes como: rotor, montagem, flutuação, amarração, conversor de potência, instrumentos de controle e dispositivos de proteção. Selecionar uma configuração ideal do rotor entre uma variedade de tipos de eixos horizontais e verticais também é necessário, bem como a determinação do número de pás e materiais destas. Como as turbinas são expostas ao fluxo de água e operam com baixa velocidade, a escolha do gerador também deve ser realizada de modo cuidadoso. Por fim, é necessário ainda integrar todos estes equipamentos em um sistema de ancoragem que irá requerer análise estrutural e de confiabilidade do sistema (Khan et al., 2008).
- Controle e operação: O desenvolvimento de métodos de controle da operação é outro desafio. Seguindo o exemplo da energia eólica, três fases devem ser identificadas na operação do sistema: i) Partida; ii) Rastreamento de potência máxima e iii) proteção e desligamento. A Figura 2.15 apresenta um esquema destas três fases de operação (Khan et al., 2008).

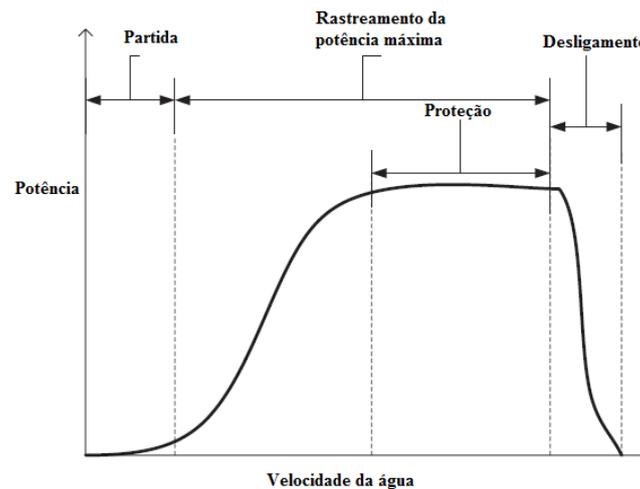


Figura 2.15: Fases do controle da operação de uma turbina hidrocinética. Adaptado de Khan et al. (2008)

- Base de conhecimentos: O maior desafio para o desenvolvimento hidrocinético é a falta de suficiente informação e escassez da base de conhecimento. Aparentemente os estudos atuais focam no desempenho do rotor e se esquecem de analisar a eficácia geral do sistema. Como os desafios presentes ainda são diversos é preciso uma abordagem multidisciplinar para resolvê-los. As contribuições podem vir de áreas como: i) Engenharia civil ou de recursos hídricos: Análises hidrológicas, de ancoragem e impactos ambientais; ii) Engenharia elétrica: Design do sistema, desenvolvimento de geradores elétricos de baixa velocidade, controle da operação da turbina, conexão com a rede, etc.; iii) Engenharia mecânica: Design do rotor e de dispositivos de canalização para aumento da velocidade do fluido na passagem pela turbina, análises estruturais, sistema de ancoragem e flutuação, avaliações de cavitação, etc. (Khan et al., 2008).

Khan et al. (2008) citam ainda que todas estas áreas para desenvolvimento de conhecimento devem ser ancoradas em políticas de apoio, empreendedorismo e produção em escala industrial.

Tiago filho et al. (2016a), após um P&D sobre energia hidrocinética no Norte do Brasil chega as seguintes conclusões para fomentar um maior desenvolvimento desta tecnologia no âmbito nacional:

- Implementar parcerias e intercâmbios com as instituições de pesquisa e desenvolvimento tecnologia a área de energias hidrocinéticas;

- Criar sinergias com instituições nacionais para o desenvolvimento tecnológico em energias hidrocínéticas fluviais e oceânicas, tais como: UNIFEI, UNB, UFMA e UFRJ;
- Desenvolver tecnologias nacionais visando ganhos de eficiência nos componentes hidroelétricos e de controle de parques hidrocinético;
- Elaborar procedimentos para a concepção, dimensionamento, arranjo e de implantação de parques hidrocinético;
- Promover um programa de prospecção do potencial hidrocinético na bacias amazônicas e dos trechos de potenciais remanescentes dos rios das regiões sul e sudeste.

2.2.8. Potencial hidrocinético

Como discutido no tópico anterior, a identificação de potenciais hidrocinéticos é um dos desafios para o desenvolvimento desta forma de geração. Neste sentido trabalhos com metodologias diversas tem procurado identificar este tipo de potencial. Resumos destes trabalhos estão apresentados na Tabela 2.3.

Tabela 2.3: Resumo de trabalhos sobre prospecção de potencial hidrocinético presentes na literatura

Autores	Potencial identificado	Metodologia aplicada
EPRI (2012)	Potencial teórico de 39,6 TWh/ano em rios do Alasca com vazão superior a 283 m ³ /s. Potencial tecnicamente recuperável estimado em 19,9 TWh/ano	Obtenção do potencial teórico utilizando a equação da potência hidráulica e do potencial recuperável por meio da multiplicação por um fator de recuperação ajustado por meio de diversos parâmetros hidráulicos usando o software HEC-RAS
EPRI (2012)	Potencial teórico total dos Estados Unidos igual a 1381 TWh/ano e potencial técnico recuperável de 119,9 TWh/ano	Obtenção do potencial teórico utilizando a equação da potência hidráulica e do potencial recuperável por meio da multiplicação por um fator de recuperação ajustado por meio de diversos parâmetros hidráulicos usando o software HEC-RAS
Holanda et al. (2017)	Potencial remanescente a jusante da UHE Tucuruí, no estado do Pará (Brasil). As vazões da região analisada neste trabalho variam entre 5.000 e 23.000 m ³ /s, vazões que resultaram em	Análise realizada por meio da resolução das equações de <i>Saint-Venant</i> (2.15 e 2.16), validadas por dados experimentais. O potencial

Tabela 2.3: Resumo de trabalhos sobre prospecção de potencial hidrocínético presentes na literatura

Autores	Potencial identificado	Metodologia aplicada
	velocidades médias variáveis entre 1 e 1,8 m/s. O potencial elétrico obtido foi de 2,04 GWh/ano, com potência instalada próxima a 250 kW	estudado pelos autores foi realizado considerando 10 turbinas de 10 m de diâmetro, por meio dos elementos de lâmina.
Punys et al. (2015)	Potencial do Rio <i>Neris</i> na Lituânia: densidade de potência média igual a 0,30 kW/m ² e potência hidrocínética média igual a 39 kW. Em alguns trechos esta densidade excede 1 kW/m ² e em pouquíssimos pontos supera 2 kW/m ² . Em condições de baixa vazão a potência média disponível nas seções é de 22 kW. A velocidade média ao longo do rio analisado pelos autores apresentou forte variação em função do trecho analisando, estando entre 0,3 e 2,3 m/s.	Potencial avaliado por meio do software HEC-RAS e de ferramentas de geoprocessamento.
Filizola et al. (2015)	Potencial hidrocínético médio de 8 estações fluviométricas da bacia amazônica (Entre os países do Peru, Brasil e Equador) de 107 MW (valor máximo de 135 MW) para cada 1000 m ² de seção transversal.	Análise realizada utilizando imagens de ADCP bem como dados hidrológicos e hidráulicos já disponíveis.
Jenkinson e Cornett (2014)	Estimativa de potencial hidrocínético total teórico de 750 GW no Canadá, sendo 190 GW deste potencial localizado na província de Quebec.	Avaliação por meio de correlações hidrológicas para estimativa da vazão, geometria do canal, dentre outras grandezas hidráulicas de interesse. Modelagem validada com dados experimentais de medição de velocidade e geometria por meio de 80.000 medições de velocidade em 430 estações ao longo do país.

2.2.9. Custos de sistemas hidrocínéticos

Uma das grandes dificuldades dos estudos econômicos de energia hidrocínética em rios é a estimativa de custos. Conforme observam Ramirez et al. (2016), uma vez que a aplicação comercial da tecnologia hidrocínética ainda não alcançou uma fase madura, custos de implantação e operação destas turbinas ainda não são amplamente disponíveis. Os mesmos autores utilizam valores variáveis entre 3000 e 7000 USD/kW em suas análises.

Johnson and Pride (2010) apresentam estimativas de custos de sistemas hidrocínéticos no Alasca de potências de 40, 60 e 590 kW. Os custos unitários de instalação destes sistemas foram de, respectivamente, 7875, 4716 e 3220 USD/kW. Observa-se que tais estimativas se aproximam da faixa de valores adotada por Ramírez

et al. (2016) citada anteriormente. Kusakana e Vermaak (2013) estudaram sistemas híbridos hidrocínético-Diesel na África do Sul. Os custos de capital e de geração (não nivelados, ou seja, não corrigidos em função da inflação) obtidos pelos autores para um sistema hidrocínético residencial com baterias e inversores foram de, respectivamente, 12.500 USD/kW e 330 USD/MWh.

Kumar e Saini (2017b) estimaram o custo dos principais componentes com base em material, manufatura, pesquisa, design e custos de montagens. Os autores validaram as estimativas com base em custos de turbinas de queda zero disponíveis nos mercados e projetos já instalados. A Tabela 2.4 apresenta as estimativas obtidas pelos autores e o coeficiente de correlação R^2 resultante.

Tabela 2.4: Estimativas de custos de sistemas hidrocínéticos obtidas em Kumar e Saini (2017b)

Descrição	Equação	R^2
Custo por kW (C_{un} em INR ^a /kW) de um sistema hidrocínético com turbina <i>Darrieus</i>	$Ln(C_{un}) = -0,0641 \cdot Ln(P) + 12,152$ (2.25)	0,9487
Custo por kW (C_{un} em INR/kW) de um sistema hidrocínético com turbina <i>Savounious</i>	$C_{un} = 249.197,24 \cdot (P^{-0,0748}) \cdot (V^{-0,848})$ (2.26)	0,50
Custo por kW (C_{un} em INR/kW) de um sistema hidrocínético com turbina <i>Gorlov</i>	$C_{un} = 257.815,63 \cdot (P^{-0,0941}) \cdot (V^{-0,1183})$ (2.27)	0,647

^a Os custos foram expressos em Rupias indianas (*Indian Rupees – INR*). A taxa de conversão de reais em dólares foi adotada como sendo igual a 0,05 INR/R\$, valor do dia 02/11/2017. Contudo para correta conversão destes valores para reais é necessária a consideração do fator de importação, o que será levado em conta na metodologia do presente artigo

Assim como a estimativa de potencial, o estudo dos custos de implantação é fundamental para a prospecção de viabilidade econômica de parques hidrocínéticos e a ausência de dados disponíveis dificulta a difusão de estudos que demonstrem as vantagens e desvantagens financeiras destes sistemas.

2.3. Fluidodinâmica Computacional

Como resume Tu et al. (2013), a fluidodinâmica computacional (Do inglês, *Computational Fluid Dynamics - CFD*) é uma ciência que procura analisar o comportamento do escoamento de fluidos e como este influencia processos que pode incluir transferência de calor e reações químicas em processos de combustão integrando conhecimentos da fluidodinâmica, matemática e computação. De acordo com Correia

(2009), a Fluidodinâmica Computacional (*CFD*) é o termo dado ao grupo de técnicas matemáticas, numéricas e computacionais, usadas para obter, visualizar e interpretar soluções computacionais para as equações de conservação de grandezas físicas de interesse de um dado escoamento.

2.3.1. Passos para utilização das ferramentas CFD

Segundo Versteeg e Malalasekera (1999) os códigos de CFD consistem em três elementos principais:

- Pré-processamento
- Solução das equações (*Solver*)
- Pós-processamento

Cada um destes elementos é composto por uma série de etapas. Tu et al. (2013) exploram ainda a interconectividade destes três elementos, apresentada na Figura 2.16. Por meio desta vemos os passos necessários para cada um dos elementos. Lomax et al. (1999) divide ainda a aplicação das ferramentas CFD, de modo mais conciso, em 4 passos: i) Especificação do problema e sua geometria; ii) seleção da estratégia de construção de malhas, condições de contorno e do método numérico; iii) seleção das equações governantes e das condições de contorno e iv) avaliação e interpretação dos resultados. A seguir, cada um destes 4 passos serão brevemente apresentados.

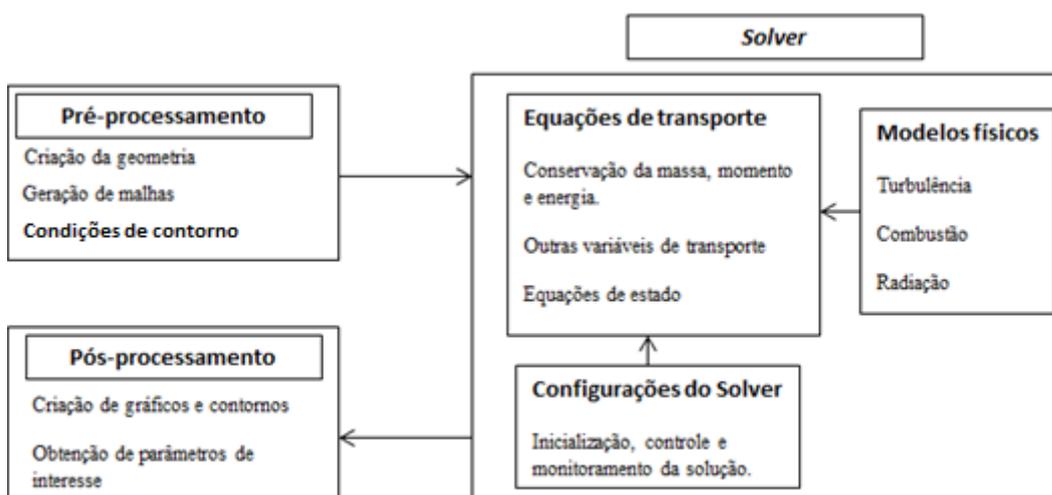


Figura 2.16: Interconectividade entre os elementos da análise CFD. Adaptado de Tu et al. (2013)

2.3.2. Equações fundamentais

Segundo Tu et al. (2013), as ferramentas CFD são baseadas nas equações de transporte na forma diferencial, estas equações representam a descrição matemáticas das leis de conservação, tais como: i) Conservação da massa; ii) Quantidade de movimento de movimento linear é angular e iii) Conservação da energia com base na Primeira lei termodinâmica, sendo acopladas pela equação de estado.

O desenvolvimento detalhado destas equações pode ser obtido, dentre diversas literaturas, nos capítulos 2 de Anderson Jr (1995) e 3 de Tu et al. (2013), para diversas situações (fluidos compressíveis e incompressíveis, viscosos ou não viscosos, caso conservativo e não conservativo, etc.). No presente trabalho serão apresentadas somente as equações resultantes do caso incompressível (caso das análises aqui compreendidas) em sistema cartesiano. A equação 2.28, mostra de forma geral de apresentação das equações de conservação para uma variável (escalar ou vetorial) genérica ϕ para o caso incompressível.

$$\frac{\partial \phi}{\partial t} + \frac{\partial(u\phi)}{\partial x} + \frac{\partial(v\phi)}{\partial y} + \frac{\partial(w\phi)}{\partial z} = \frac{\partial}{\partial x} \left(\Gamma \frac{\partial \phi}{\partial x} \right) + \frac{\partial}{\partial y} \left(\Gamma \frac{\partial \phi}{\partial y} \right) + \frac{\partial}{\partial z} \left(\Gamma \frac{\partial \phi}{\partial z} \right) + S_\phi \quad (2.28)$$

Onde: t = tempo; x, y e z = coordenadas cartesianas; u, v e w = componentes do vetor velocidade V em cada uma das direções cartesianas; Γ = coeficiente de difusão e S_ϕ = termo fonte. A equação (2.28) é chamada equação de transporte para a propriedade genérica ϕ no caso incompressível. Do lado esquerdo desta estão apresentados os termos de aceleração local (1º termo da equação) e da aceleração convectiva. Do lado direito estão os termos difusivos (que são função de Γ) e o termo fonte (S_ϕ).

A Tabela 2.5 apresenta um resumo das equações diferenciais para escoamentos compressíveis, como: equação da conservação da massa; equações conhecidas como equações de *Navier-Stokes*. Onde: ρ = massa específica; V = vetor velocidade composto pelas componentes u, v e w ; V = módulo do vetor velocidade; p = pressão estática; equação da energia, onde f = vetor força resultante agindo em um elemento de fluido por unidade de massa, composto pelas componentes f_x, f_y e f_z ; μ = viscosidade molecular absoluta; λ_V = segundo coeficiente de viscosidade; T_e = temperatura; $V^2/2$ = energia cinética por unidade de massa; gz = energia potencial por unidade de massa; \hat{u} = energia interna por unidade de massa; e τ_{ij} = tensão (de compressão ou cisalhante) na direção j exercido em um plano perpendicular ao eixo i .

Tabela 2.5: Equações governantes para fluidos compressíveis em coordenadas cartesianas. Elaborada pelos autores com base em Anderson Jr (1995), Tu et al. (2013) e White (2011).

Conservação da massa	$\frac{\partial u}{\partial x} + \frac{\partial v}{\partial y} + \frac{\partial w}{\partial z} = 0$	(2.29)
Equações da quantidade de movimento: Direção x:	$\begin{aligned} & \frac{\partial(\rho u)}{\partial t} + \frac{\partial(\rho u^2)}{\partial x} + \frac{\partial(\rho uv)}{\partial y} + \frac{\partial(\rho uw)}{\partial z} \\ & = -\frac{\partial p}{\partial x} + \frac{\partial}{\partial x} \left(\lambda_v \nabla \cdot \mathbf{V} + 2\mu \frac{\partial u}{\partial x} \right) + \frac{\partial}{\partial y} \left[\mu \left(\frac{\partial v}{\partial x} + \frac{\partial u}{\partial y} \right) \right] \\ & + \frac{\partial}{\partial z} \left[\mu \left(\frac{\partial w}{\partial x} + \frac{\partial u}{\partial z} \right) \right] + \rho f_x \end{aligned}$	(2.30)
Equações da quantidade de movimento: Direção y:	$\begin{aligned} & \frac{\partial(\rho v)}{\partial t} + \frac{\partial(\rho uv)}{\partial x} + \frac{\partial(\rho v^2)}{\partial y} + \frac{\partial(\rho vw)}{\partial z} \\ & = -\frac{\partial p}{\partial y} + \frac{\partial}{\partial x} \left[\mu \left(\frac{\partial v}{\partial x} + \frac{\partial u}{\partial y} \right) \right] + \frac{\partial}{\partial y} \left(\lambda_v \nabla \cdot \mathbf{V} + 2\mu \frac{\partial v}{\partial y} \right) \\ & + \frac{\partial}{\partial z} \left[\mu \left(\frac{\partial w}{\partial y} + \frac{\partial v}{\partial z} \right) \right] + \rho f_y \end{aligned}$	(2.31)
Equações da quantidade de movimento: Direção z:	$\begin{aligned} & \frac{\partial(\rho w)}{\partial t} + \frac{\partial(\rho uw)}{\partial x} + \frac{\partial(\rho vw)}{\partial y} + \frac{\partial(\rho w^2)}{\partial z} \\ & = -\frac{\partial p}{\partial z} + \frac{\partial}{\partial x} \left[\mu \left(\frac{\partial u}{\partial z} + \frac{\partial w}{\partial x} \right) \right] + \frac{\partial}{\partial y} \left[\mu \left(\frac{\partial w}{\partial y} + \frac{\partial v}{\partial z} \right) \right] \\ & + \frac{\partial}{\partial z} \left(\lambda_v \nabla \cdot \mathbf{V} + 2\mu \frac{\partial w}{\partial z} \right) + \rho f_z \end{aligned}$	(2.32)
Equações da energia	$\rho \frac{d(\hat{u} + \frac{V^2}{2} + gz)}{dt} + \mathbf{V} \cdot \nabla p + p \nabla \cdot \mathbf{V} = \nabla \cdot (k \nabla T_e) + \nabla \cdot (\mathbf{V} \cdot \tau_{ij})$	(2.33)

As equações da Tabela 2.5, quando aplicadas a um escoamento com divergente de velocidade $\nabla \cdot \mathbf{V} = 0$, resultam nas equações de Navier Stokes para fluidos incompressíveis. Se forem desprezados ainda os efeitos viscosos, onde os efeitos de difusão de massa e condutividade térmica sejam negligenciados, elas resultam nas equações de *Euler*, muito conhecidas na mecânica dos fluidos, com algumas soluções analíticas. Vale ressaltar que a equação da energia (2.33) não faz parte das aplicações do presente trabalho, devido ao fato do escoamento das aplicações desta tese ser isotérmico. Um resumo destas equações pode ser obtido em Anderson Jr (1995). Tu et al. (2013) acrescentam ainda às equações de turbulência as equações governantes da fluidodinâmica computacional. Estas serão tratadas separadamente no texto.

2.3.3. Equações de turbulência

Um escoamento que se encontre em regime laminar pode tornar-se instável se existem forças inerciais e/ou gradientes de energia potencial que alterem as camadas laminares, provocando instabilidades (região de transição) e originando assim o desenvolvimento de um escoamento turbulento (Espinosa, 2016). O campo de escoamento turbulento é caracterizado por flutuações de velocidade em todas as suas componentes (Saad, 2011). Grande parte (se não a maior parte) dos escoamentos de interesse da engenharia são turbulentos (Tu et al., 2013). A determinação da turbulência, necessariamente requer de algumas aproximações com base em análises semi-empíricas, resultados assim os modelos de turbulência aplicados para a solução do campo de escoamento. Entretanto é importante o uso adequado destes modelos considerando as particularidades da análise em curso.

O campo de escoamento turbulento é representado pela variação temporal da velocidade, como por exemplo na direção x , pela média temporal, que é independente do tempo (\bar{u}) (quando o escoamento é permanente), e a flutuação que varia com o tempo (u') (Davidson, 2016). Esta divisão é apresentada na equação 2.34 e ilustrada na Figura 2.17.

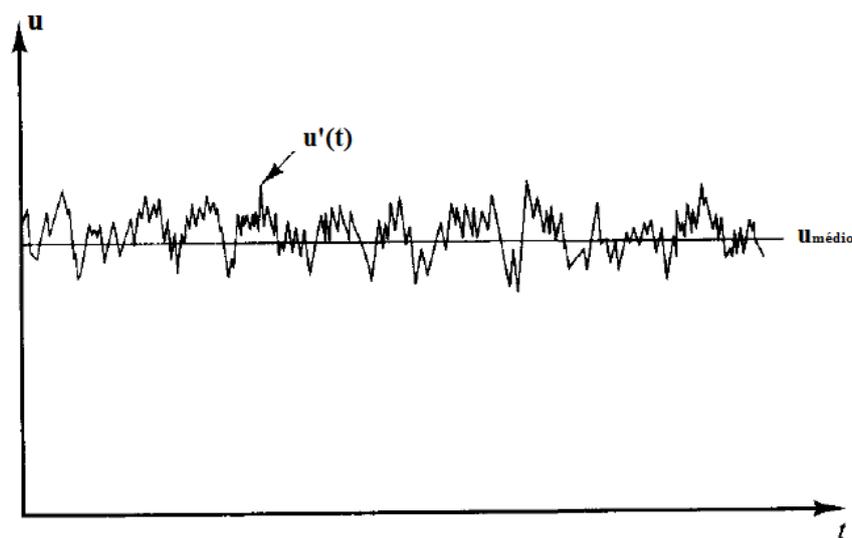


Figura 2.17: Flutuações de velocidades em um escoamento turbulento. Adaptado de Versteeg e Malalasekera (1995)

$$u = \bar{u} + u'(t) \quad (2.34)$$

De acordo com Davidson (2016) uma das razões desta divisão é que quando se procura medir grandezas do escoamento normalmente o interesse está em valores médios. Uma descrição detalhada da turbulência, considerando todas as escalas de tempo e espaço cobrindo todo o espectro de energia cinética de Kolmogorov, seria quase impossível, ainda como os recursos computacionais atuais.

Sendo assim, uma abordagem é introduzir a média e a flutuação nas equações de *Navier-Stokes* (tópico anterior), sendo estas transformadas equações das médias de Reynolds (no caso incompressível e bidimensional), normalmente designadas por equações RANS (do inglês: *Reynolds-Averaged Navier-Stokes*) e estão apresentadas nas equações 2.35 a 2.38 no formato 2D, para simplificação das expressões propostas (Tu et al. 2013; Davidson, 2016)

$$\frac{\partial \bar{u}}{\partial x} + \frac{\partial \bar{v}}{\partial y} = 0 \quad (2.35)$$

$$\begin{aligned} \frac{\partial \bar{u}}{\partial t} + \frac{\partial(\bar{u}\bar{u})}{\partial x} + \frac{\partial(\bar{v}\bar{u})}{\partial y} + \\ = -\frac{1}{\rho} \frac{\partial \bar{p}}{\partial x} + \frac{\partial}{\partial x} \left(\bar{v} \frac{\partial \bar{u}}{\partial x} \right) + \frac{\partial}{\partial y} \left(\bar{v} \frac{\partial \bar{u}}{\partial y} \right) + \frac{\partial}{\partial x} \left[\bar{v} \frac{\partial \bar{u}}{\partial x} \right] \\ + \frac{\partial}{\partial y} \left[\bar{v} \frac{\partial \bar{v}}{\partial x} \right] - \left[\frac{\partial(\overline{u'u'})}{\partial x} + \frac{\partial(\overline{u'v'})}{\partial y} \right] \end{aligned} \quad (2.36)$$

$$\begin{aligned} \frac{\partial \bar{v}}{\partial t} + \frac{\partial(\bar{u}\bar{v})}{\partial x} + \frac{\partial(\bar{v}\bar{v})}{\partial y} \\ = -\frac{1}{\rho} \frac{\partial \bar{p}}{\partial y} + \frac{\partial}{\partial x} \left(\bar{v} \frac{\partial \bar{v}}{\partial x} \right) + \frac{\partial}{\partial y} \left(\bar{v} \frac{\partial \bar{v}}{\partial y} \right) + \frac{\partial}{\partial x} \left[\bar{v} \frac{\partial \bar{u}}{\partial y} \right] + \frac{\partial}{\partial y} \left[\bar{v} \frac{\partial \bar{v}}{\partial y} \right] \\ - \left[\frac{\partial(\overline{u'v'})}{\partial x} + \frac{\partial(\overline{v'v'})}{\partial y} \right] \end{aligned} \quad (2.37)$$

$$\begin{aligned} \frac{\partial \bar{T}_e}{\partial t} + \frac{\partial(\bar{u}\bar{T}_e)}{\partial x} + \frac{\partial(\bar{v}\bar{T}_e)}{\partial y} \\ = \frac{\partial}{\partial x} \left(\frac{k}{\rho C_p} \frac{\partial T_e}{\partial x} \right) + \frac{\partial}{\partial y} \left(\alpha \frac{\partial T_e}{\partial y} \right) - \left[\frac{\partial \overline{u'T_e'}}{\partial x} + \frac{\partial \overline{v'T_e'}}{\partial y} \right] \end{aligned} \quad (2.38)$$

Onde: \bar{u} , \bar{v} , \bar{T}_e , \bar{p} são valores médios, u' , v' , p' e T_e' são flutuações e α é a difusividade térmica do fluido. As equações 2.35 a 2.38 são similares ao do regime laminar com a exceção da presença de termos adicionais sob formato $\overline{a'b'}$. A consequência é o surgimento de 3 incógnitas nas equações médias temporais da quantidade de movimento, conhecidas como tensões de *Reynolds* e dois novos termos na equação da energia. Em um caso 3D, devido a presença do termo w' seriam verificados 9 novos termos na equação da quantidade de movimento e 3 novos termos na equação da energia (Tu et al., 2013). Mais uma vez vale ressaltar que as equações da energia não se envolvem nas resoluções do presente trabalho, devido ao fato do escoamento ser isotérmico (Equação 2.38).

As equações médias temporais de turbulência foram resolvidas por *Boussinesq* por meio da associação das tensões de *Reynolds* com as taxas médias de deformação, conforme equações 2.39 a 2.41 (Tu et al., 2013).

$$-\rho \overline{u'u'} = 2\mu_T \frac{\partial \bar{u}}{\partial x} - \frac{2}{3}\rho k \quad (2.39)$$

$$-\rho \overline{u'v'} = \mu_T \left(\frac{\partial \bar{v}}{\partial x} + \frac{\partial \bar{u}}{\partial y} \right) \quad (2.40)$$

$$-\rho \overline{v'v'} = 2\mu_T \frac{\partial \bar{v}}{\partial y} - \frac{2}{3}\rho k \quad (2.41)$$

Onde: μ_T é a viscosidade turbulenta e k é a energia cinética turbulenta. Já para solução das flutuações ligadas à temperatura na equação da energia, o transporte turbulento da temperatura é tomado como sendo proporcional ao gradiente do valor médio da quantidade em transporte, conforme as equações 2.42 e 2.43 (Tu et al., 2013).

$$-\rho \overline{u'T'} = \frac{\mu_T}{Pr_T} \frac{\partial \bar{T}_e}{\partial x} \quad (2.42)$$

$$-\rho \overline{v'T'} = \frac{\mu_T}{Pr_T} \frac{\partial \overline{T}_e}{\partial y} \quad (2.43)$$

Onde: Pr_T = número turbulento de *Prandtl*. Esta razão é aproximadamente constante e diversos códigos CFD adotam que esta grandeza é sempre igual a 1.

2.3.4. Modelos de turbulência

Dada à complexidade da turbulência associada aos altos números de Reynolds, onde são representados a maioria dos escoamentos na engenharia, a solução, necessariamente deve ser simplificada por meio da modelagem do campo de tensores de Reynold. A energia cinética turbulenta e as flutuações desta são introduzidas nas RANS, resultando a equação de transporte de energia cinética turbulenta k (turbulent kinetic energy) que por sua vez resulta numa outra de dissipação de energia ε . Com base nas teorias de comprimento de escala e velocidade e definida a viscosidade turbulenta com base nas variações de k e ε (Versteeg e Malalasekera, 1995). Como lista Saad (2011) diversos são os tipos de modelos de turbulência, dentre os quais estão: i) Modelo algébrico (modelos de 1ª ordem baseado no comprimento de mistura); Modelos de uma equação; Modelo de duas equações (k - ε ; k - ω ; dentre outros); Modelo de segunda ordem (tensões algébricas e modelo de tensões de Reynolds).

Três dos modelos de turbulência mais utilizados nos códigos comerciais de CFD serão apresentados no presente trabalho. Um resumo mais amplo sobre os modelos de turbulência pode ser obtido em Saad (2011) e em Davidson (2016).

a) O modelo k - ε

De acordo com Tu et al. (2013) o modelo k - ε é um modelo de duas equações comumente utilizado em problemas de engenharia. Neste modelo, a energia cinética turbulenta k_T e a taxa de dissipação de energia turbulenta ε podem ser expressas em notação tensorial conforme as equações 2.44 a 2.46

$$k = \frac{1}{2} u'_i u'_i \quad (2.44)$$

$$\varepsilon = \left(\frac{\mu_T}{\rho} \right) \left(\frac{\partial u'_i}{\partial x_j} \right) \left(\frac{\partial u'_i}{\partial x_j} \right) \quad (2.45)$$

$$\mu_T = \frac{C_\mu \rho k^2}{\varepsilon} \quad (2.46)$$

Onde: C_μ = constante do modelo.

As equações de energia cinética turbulenta k e taxa de dissipação de energia turbulenta ε para um fluido com propriedades constantes são deduzidas a partir das equações do escoamento turbulento e estão apresentadas nas equações 2.47 e 2.48. Sendo os termos P_T e D_T iguais à produção e destruição de energia cinética turbulenta, dados pelas equações 2.49 e 2.50.

$$\frac{\partial k}{\partial t} + u \frac{\partial k}{\partial x} + v \frac{\partial k}{\partial y} = \frac{\partial}{\partial x} \left(\frac{\mu_T}{\rho \sigma_k} \frac{\partial k}{\partial x} \right) + \frac{\partial}{\partial y} \left(\frac{\mu_T}{\rho \sigma_k} \frac{\partial k}{\partial y} \right) + P_T - D_T \quad (2.47)$$

$$\frac{\partial \varepsilon}{\partial t} + u \frac{\partial \varepsilon}{\partial x} + v \frac{\partial \varepsilon}{\partial y} = \frac{\partial}{\partial x} \left(\frac{\mu_T}{\rho \sigma_\varepsilon} \frac{\partial \varepsilon}{\partial x} \right) + \frac{\partial}{\partial y} \left(\frac{\mu_T}{\rho \sigma_k} \frac{\partial \varepsilon}{\partial y} \right) + \frac{\varepsilon}{k} (C_{\varepsilon 1} P_T - C_{\varepsilon 2} D_T) \quad (2.48)$$

$$P_T = \frac{2\mu_T}{\rho} \left[\left(\frac{\partial u}{\partial x} \right)^2 + \left(\frac{\partial v}{\partial y} \right)^2 \right] + \frac{\mu_T}{\rho} \left(\frac{\partial u}{\partial y} + \frac{\partial v}{\partial x} \right)^2 \quad (2.49)$$

$$D_T = \varepsilon \quad (2.50)$$

Onde: σ_k , σ_ε , $C_{\varepsilon 1}$ e $C_{\varepsilon 2}$ são constantes do modelo. Segundo Tu et al. (2013), todas constantes do modelo k - ε já foram resolvidas para uma grande gama de escoamento turbulentos sendo obtidos os seguintes valores: $C_\mu = 0,09$; $\sigma_k = 1$; $\sigma_\varepsilon = 1,3$; $C_{\varepsilon 1} = 1,44$ e $C_{\varepsilon 2} = 1,92$.

b) Modelo k - ω

O modelo k - ω é um dos modelos de turbulência mais comuns. Trata-se de um modelo de duas equações que incluem efeitos como convecção e difusão de energia cinética turbulenta (Woo Oh, 2010). De acordo com Davidson (2016), neste modelo as equações para energia cinética turbulenta k são resolvidas com base na vorticidade ω denominado dissipação específica. Segundo ANSYS (2006a) este é o modelo mais utilizado para análises aeroespaciais e em escoamentos internos (turbomaquinas, canais, tubulações, entre outros). As equações básicas deste modelo estão apresentadas nas equações 2.51 a 2.53.

$$\mu_T = \frac{k\rho}{\omega} \quad (2.51)$$

$$\frac{\partial k}{\partial t} + \bar{u}_j \frac{\partial k}{\partial x_j} = \tau_{ij} \frac{\partial \bar{u}_i}{\partial x_j} - \beta^* k \omega + \frac{\partial}{\partial x_j} \left[(v + \sigma^* v_T) \frac{\partial k}{\partial x_j} \right] \quad (2.52)$$

$$\frac{\partial \omega}{\partial t} + \bar{u}_j \frac{\partial \omega}{\partial x_j} = \frac{\alpha \omega}{k} \tau_{ij} \frac{\partial \bar{u}_i}{\partial x_j} - \beta \omega^2 + \frac{\partial}{\partial x_j} \left[(v + \sigma v_T) \frac{\partial \omega}{\partial x_j} \right] \quad (2.53)$$

Onde: v e v_T = viscosidade cinemática e viscosidade cinemática turbulenta. As constantes numéricas do modelo são definidas na equação 2.54 (Woo Oh, 2010).

$$\alpha = \frac{5}{9} \quad \sigma = \frac{1}{2} \quad \sigma^* = \frac{1}{2} \quad \beta = \frac{3}{40} \quad \beta^* = \frac{9}{100} \quad \varepsilon = \beta^* \omega k \quad (2.54)$$

c) Modelo SST

O modelo $k-\varepsilon$, apesar de robusto e eficaz para vários tipos de escoamento, apresenta quedas de eficiência quando o escoamento envolve camadas limite em condições de não equilíbrio, o que implica em problemas na previsão da separação do escoamento, o que pode prejudicar o estudo de escoamentos em difusores, pás de turbinas e perfis aerodinâmicos. Para resolver tais dificuldades novos modelos foram desenvolvidos, dentre os quais podemos citar o modelo SST (*Shear Stress Transports*). Este modelo foi desenvolvido por Menter (1993) (ANSYS, 2004). Este modelo opera por meio de uma mudança gradual do modelo $k-\omega$ entre a região próxima da parede até a região turbulenta da camada limite (Woo Oh, 2010). Segundo ANSYS (2004), o modelo SST ainda aplica o modelo $k-\varepsilon$ no restante do escoamento na região externa a camada limite. Uma função de mistura garante uma transição suave entre os dois modelos.

2.3.5. Leis de parede

Outra valiosa ferramenta no entendimento e análise de turbulência é obtida pela análise dimensional do escoamento perto da parede. Esta é conhecida como Lei da parede e se deriva da consideração de que a turbulência perto da fronteira sólida é função unicamente das condições da camada limite, independente das condições do escoamento fora desta camada (Brennen, 2006).

De acordo com Brennen (2006), sempre que em um escoamento turbulento em que as flutuações turbulentas tenderem a zero nas proximidades das paredes, aparecerá

uma camada muito fina em que o escoamento será necessariamente laminar no qual $u^+ = y^+$.

White (2011) explica que existem três regiões principais no escoamento turbulento próximo a parede: i) Subcamada viscosa: a tensão viscosa domina; ii) Camada externa: a tensão turbulenta domina; iii) Camada intermediária ou de superposição: ambos os tipos de tensão são importantes. Estas regiões são explicitadas nas Figura 2.18a e 2.18b, onde é apresentado o perfil universal de velocidades próximas à parede. Na Figura 2.18a a velocidade adimensional u^+ é dada pela razão entre a velocidade média \bar{u} com a velocidade de atrito u_t . Na velocidade 2.18b pode-se visualizar ainda as tensões na camada limite, que se dividem em tensões laminares e turbulentas, sendo que as tensões laminares decrescem conforme se aproxima da região turbulenta da camada limite.

Em um escoamento turbulento a região próxima à parede apresenta elevados gradientes das variáveis de interesse. Por tal motivo é muito importante garantir a quantidade e tamanho adequados das células da malha nesta região, a fim de se capturar da melhor forma os fenômenos físicos que ali ocorrem. Este requisito pode ser controlado por meio do parâmetro adimensional y^+ , definido como sendo a menor distância adimensional desde a parede até o primeiro nó sobre ela, o qual é calculado por meio da Equação 2.55 (Espinosa, 2016).

$$y^+ = \frac{\rho y u_t}{\mu} \quad (2.55)$$

Onde u_t é a velocidade de atrito definida a partir da tensão cisalhante na parede τ_p , conforme equação 2.56 (White, 2011).

$$u_t = \left(\frac{\tau_p}{\rho} \right)^{1/2} \quad (2.56)$$

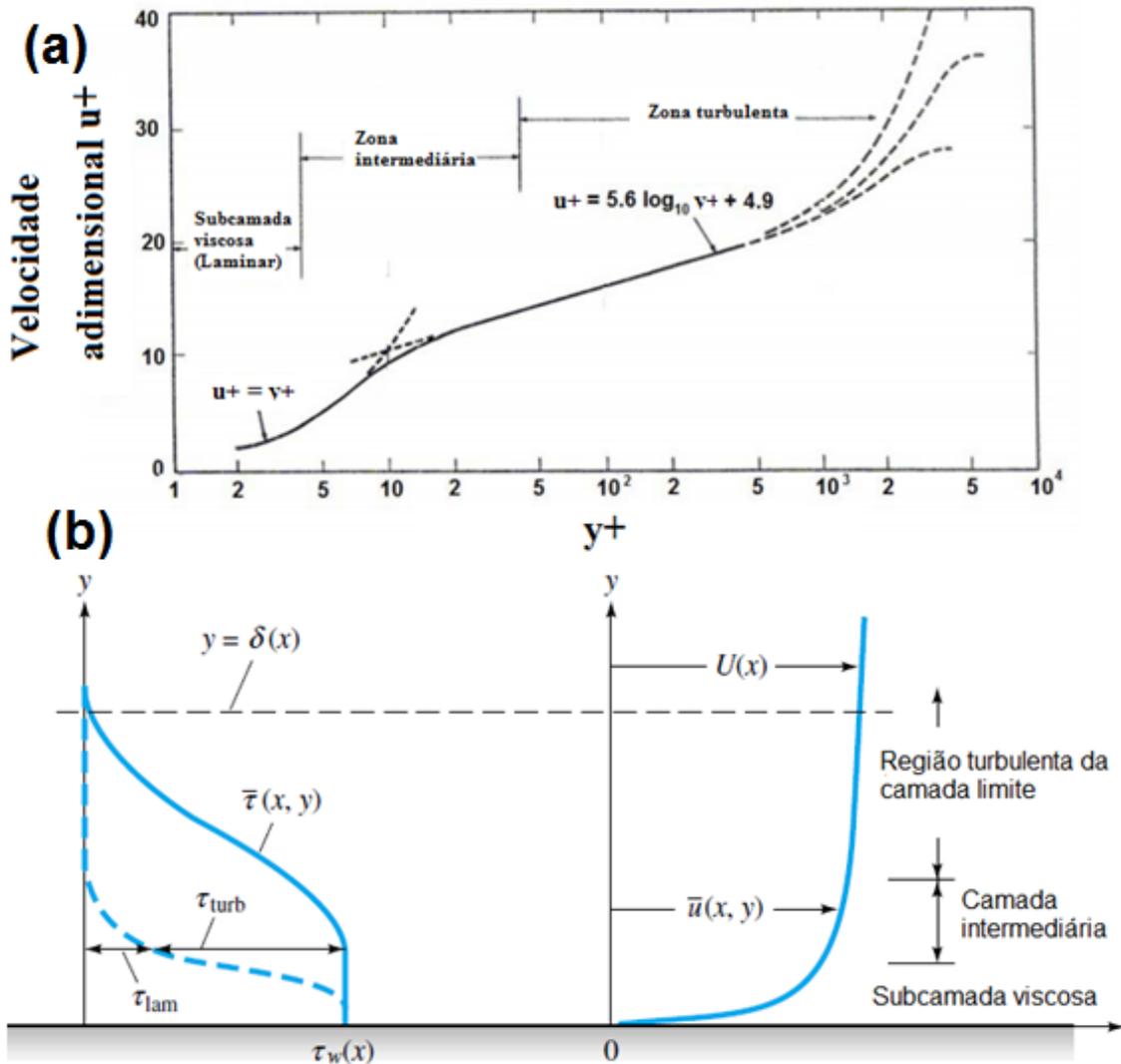


Figura 2.18: Perfis de velocidade no escoamento turbulento próximo a parede. a) Perfil da velocidade adimensional adaptado de Brennen (2006); e b) Perfil de velocidades e tensões obtido em White (2011).

Segundo Salim e Cheah (2009), a subcamada viscosa ocorre para valores de $y^+ < 5$; A camada intermediária ocorre para y^+ entre 5 e 30 e a camada plenamente turbulenta ocorre para valores de y^+ superiores 30. Sendo que uma consideração correta do escoamento nas regiões próximas as paredes determina a predição correta do escoamento turbulento limitado por elas. Conforme Blazek (2011) para resolver o escoamento da camada-limite, duas estratégias são utilizadas. Valores de y^+ próximos de 30 são desejáveis para funções de parede enquanto que valores aproximadamente iguais a 1 são desejáveis para modelagem próximas as paredes (Gerasimov, 2006 *apud* Salim e Cheah, 2009).

2.3.6. Metodologia de resolução das ferramentas CFD

As equações que regem o problema de um fluido em escoamento são geralmente muito complicadas (Veja tópicos 2.3.7 e 2.3.8), o que torna inviável uma solução exata, sendo necessário o uso de uma solução computacional (Fletcher, 2005). De acordo com Tu et al. (2013), a obtenção das soluções computacionais passam por dois estágios: i) Discretização: Conversão das equações diferenciais que regem o problema, bem como das condições iniciais e de contorno em sistemas de equações algébricas discretas; ii) Implementação dos métodos numéricos que providenciem a solução destes sistemas algébricos.

Dentre os métodos de discretização estão os métodos de diferenças finitas e volumes finitos. Resumos sobre as equações que regem estes métodos podem ser encontrados em Tu et al. (2013), Versteeg e Malalasekeera (1995) e Peyret (1996). De acordo com Tu et al. (2013), o método mais utilizado atualmente nos códigos comerciais é o método dos volumes finitos. Este método é importante por permitir bons resultados não somente com em malhas estruturadas, mas também em malhas não estruturadas, que têm se popularizado. Segundo Fletcher (2005), o resultado destes processos é a dedução do comportamento do escoamento que envolve aspectos como: separação do escoamento; fluxos de massa; transferência de calor; forças de arraste, sustentação e fricção; eficiência de difusores e turbinas, etc.

2.4. Aplicações Relacionadas na Literatura

2.4.1. Aplicações de CFD em escoamentos de superfície livre

As características do escoamento em canais abertos (superfície livre) resultam em uma complexa interação entre o fluido e as paredes e leito do canal, envolvendo parâmetros como atrito, gravidade e turbulência. Por muito tempo este fluxo foi modelado de modo unidimensional utilizando-se equações como as equações de Saint-Venant (equações 2.15 e 2.16) e abordagens empíricas (Knight et al., 2005).

Ainda de acordo com os mesmos autores, a evolução computacional promoveu um interesse no estudo computacional tridimensional em diversas áreas, entretanto, até 2005 as aplicações em escoamentos livres ainda se concentravam em aplicações 1D e 2D, com um número relativamente pequeno de análises tridimensionais, devido as

dificuldades como geometria irregular, problemas na representação da rugosidade ou vegetação, etc.

Apesar das dificuldades envolvidas, a simulação computacional de escoamentos de superfície livre, utilizando-se diversos softwares computacionais, permite estudos aplicados aos mais variados propósitos e pode ser aplicada a áreas como: hidrologia, hidráulica, estudos de dispersão de contaminantes e preservação ambiental, transporte de sedimentos e geração de energia.

Uma área particular de interesse no escoamento de superfícies livres é o escoamento sobre barragens. Estes foram analisados por Vuik (2010) usando trabalhos de pesquisadores holandeses. Utilizando o software FLUENT®, considerando um escoamento bidimensional (2D) onde foram consideradas as rugosidades da calha de fundo de canal e da parede da barragem. Na entrada foi considerado como condição de contorno um perfil bidimensional logarítmico de velocidades usando uma função definida pelo usuário (UDF). O escoamento foi modelado contendo um domínio de 3 [m] de altura, sendo 0,5 [m] de água e 2,5 [m] de ar, a fim de se captar a superfície livre. As condições de contorno na saída foram definidas em função da pressão, sendo definida uma função do perfil de velocidades para a água e uma pressão de 0 atm para o ar. Após análise dos resultados sob diversos enfoques (comparação de perfil de velocidades em diversas posições, posição da superfície livre e energia cinética turbulenta) e comparação com resultados experimentais e modelagens em outros softwares, o autor concluiu que os resultados foram satisfatórios e de boa representação da realidade.

Tiago (2011) estudou escoamentos tridimensionais em superfícies livres em canais de diversos formatos obtendo resultados satisfatórios. Para modelagem da superfície livre o autor adotou o mesmo procedimento adotado pelos autores supracitados anteriormente descritos, modelando a superfície livre por meio da inserção de uma camada de ar acima do escoamento e considerando uma malha mais refinada nas zonas de interface água-ar, assim como nas zonas das paredes (fundo e lateral) (Figura 2.19). Este também é o mesmo procedimento adotado Hartloper (2010) para canais com obstáculos.

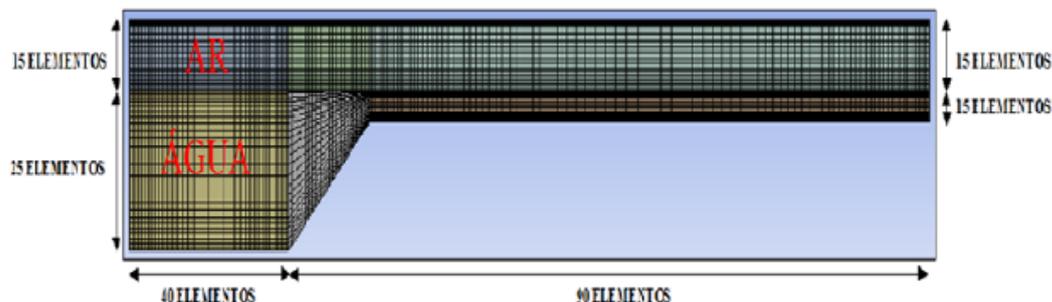


Figura 2.19: Modelagem da superfície livre. Fonte: Tiago (2011)

Tang et al. (2009) estudaram também a modelagem de escoamentos de superfície livre com o objetivo de analisar as particularidades do escoamento ao longo dos meandros de um rio. A análise foi realizada por meio do software ANSYS CFX® em dois cenários: Dentro do leito ($Q = 1,5 \text{ m}^3/\text{s}$) e em épocas de cheia com extravasamento do leito para fora da calha do rio ($Q = 4,3 \text{ m}^3/\text{s}$). A geometria e a malha foram geradas no software ICEM CFD®. As simulações foram realizadas considerando-se fundo rugoso e paredes laterais lisas. O trecho de rio foi criado em uma geometria única, como demonstra a Figura (2.20a). Dentre os resultados obtidos pela simulação estão as velocidades das linhas de corrente (2.20b) e os contornos de velocidade em seções específicas, apresentados na Figura 2.20c, em função da rugosidade adotada para o fundo. O impacto destas rugosidades sobre o perfil de velocidades se mostrou relativamente pequeno se considerarmos que, entre os dois casos, houve uma variação de valores de rugosidade de 600% enquanto que a variação resultante na velocidade máxima não passou de 7%. Uma das dificuldades da simulação de rios é a geração de malhas estruturadas dado que a geometria destes são irregulares e complexas.

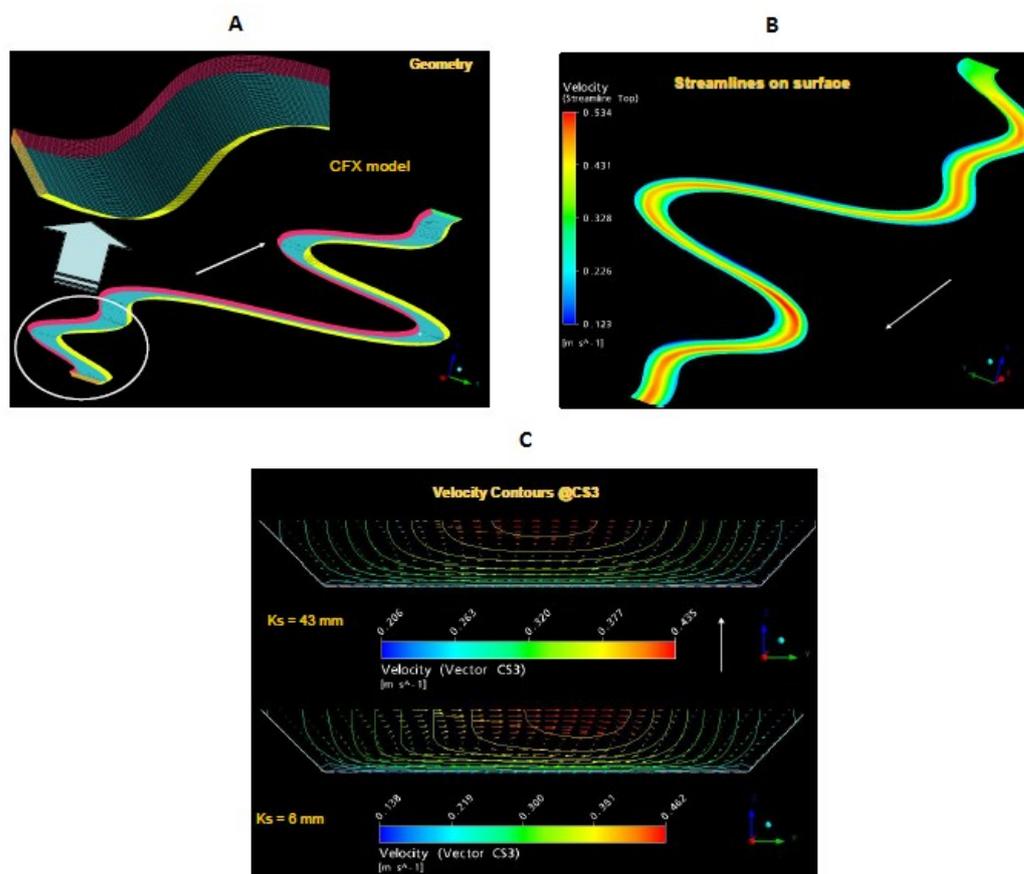


Figura 2.20: Simulação de trecho de rio no software ANSYS CFX®. (a): Geometria do problema. (b) Velocidade das linhas de fluxo obtidas com a simulação. Fonte: Tang et al. (2009)

Knight et al. (2005) escreveram um guia para aplicação dos softwares comerciais de CFD ao estudo de escoamentos de superfícies livres com importantes informações sobre os modelos de turbulência a serem usados no estudo do escoamento de canais. De acordo com os autores o modelo $k-\varepsilon$ de turbulência falhará em obter o escoamento secundário em canais sem variação de geometria. Este fato se dá porque o modelo assume turbulência isotrópica, enquanto esta não é isotrópica e justamente esta anisotropia é responsável pela criação dos escoamentos secundários conforme o escoamento se aproxima das paredes ou superfícies livres em canais retilíneos. Além disto, modelos isotrópicos podem ainda subestimar velocidades na interface superior e superestimá-los na interface menor (Leal et al., 2010).

Assim sendo se torna necessário inserir modelos que considerem as tensões de Reynolds (*Reynolds Stresses Models* - RSM) em canais retilíneos. Os modelos dependentes de ω resolvem as equações ao longo do domínio e requerem uma malha bastante fina para resolução nas fronteiras (Knight et al, 2005).

No caso de canais de geometrias mais complexas (Como os rios que este trabalho se propõe a analisar), nos quais o escoamento secundário se deve mais a geometria do canal do que a turbulência, este pode ser obtido pela utilização do modelo $k-\varepsilon$, gerando resultados próximos aos modelos que consideram as tensões de Reynolds (Knight, 2005).

Ainda sobre a utilização dos modelos de turbulência, Menter (2003) (*apud* Cunha et al., 2011) sugere o uso do modelo SST (*Shear Stress Transport*) que surge do melhoramento dos modelos $k-\varepsilon$ e $k-\omega$, dado que o primeiro é pouco elucidativo nos escoamentos de camada limite e o segundo é muito sensível para descrição de escoamentos livres (Vide seção 2.3.8 onde este modelo foi explicado).

O escoamento de superfície livre também tem sido utilizado para análise dos outros problemas de interesse ambiental envolvendo escoamentos de superfície livre como, por exemplo, dispersão de poluentes em ambientes costeiros (Rosman, et al. 2007; Hamza, et al. 2015, etc.) e transporte de sedimentos em rios ou canais (Shams et al., 2002; Vuik, 2010; Nelson, 2011; etc.) por meio de diversas metodologias. Um exemplo da simulação da dispersão de poluentes, pode ser verificada em Cunha et al. (2011), que para analisar a dispersão de poluentes na orla de Macapá e Santana (AP) utilizou o software ANSYS CFX® e definiu uma geometria tridimensional similar a região oceânica costeira próxima ao continente. Considerando um modelo de turbulência SST (*Shear Stress Transport*), profundidade e níveis de água constantes e um regime transiente os autores estudaram então a dispersão de poluentes na geometria ao longo do tempo em passos de 3 minutos.

Vale ainda citar que são escassas na literatura as aplicações CFD do tipo que este projeto se propõe a estudar o escoamento em rios para fins de aproveitamento de energia hidrocínética. Como exemplo de aplicação pode-se citar Cunha et al. (2010) que estudaram o escoamento em uma foz de Rio Matapi (Amapá – Brasil) usando o software ANSYS CFX® considerando regime transiente e presença de marés. Os autores utilizaram para modelagem o modelo SST (*Shear Stress Transport*) e a geometria foi construída com base em dados de batimetria. A simulação numérica, obtida pelos autores proporcionou uma razoável visualização da situação real do escoamento natural demonstrando qualitativamente onde (um dos objetivos do presente projeto), como e quando (quando devido ao regime transiente adotado devido presença das marés), exatamente, ocorrem às maiores intensidades das velocidades. A Figura 2.21 apresenta um esquema da geometria construída pelos autores bem como os resultados obtidos

pelas suas simulações em duas situações: vazante (predomínio do fluxo em direção ao mar em detrimento da intrusão da maré no continente) e enchente (predomínio da intrusão da maré no continente em detrimento do fluxo em direção ao mar).

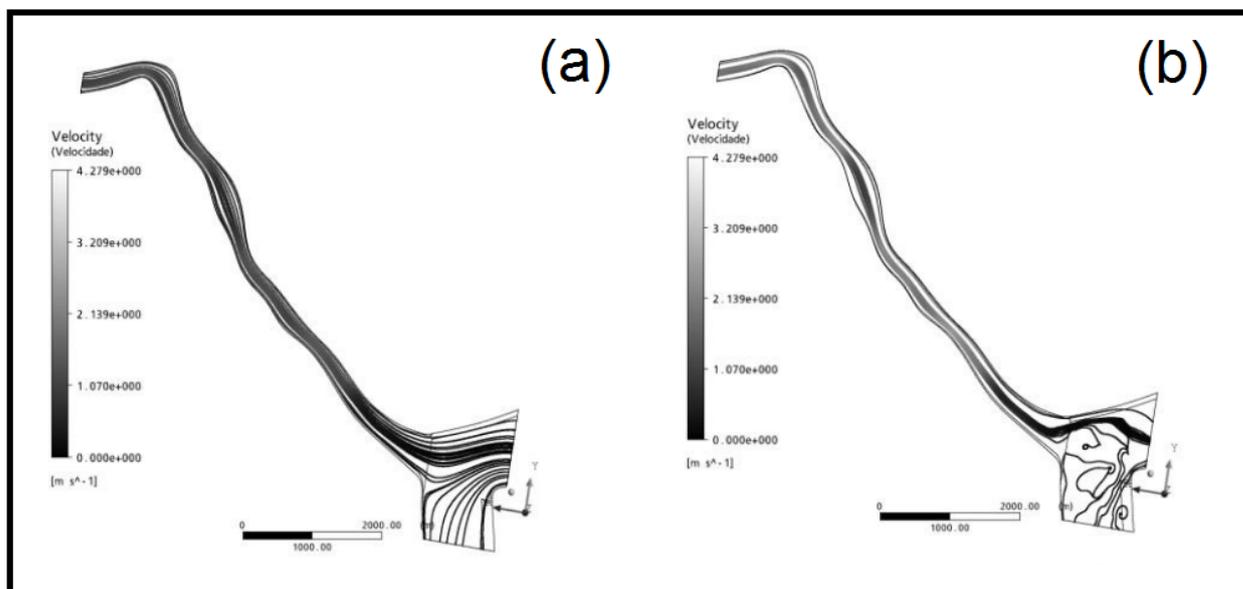


Figura 2.21: Resultados obtidos por Cunha et al. (2010). (a) Resultados da simulação na foz considerando vazante e (b) Resultados da simulação considerando maré-enchente

Além disso, a simulação permitiu a observação do fato dos campos de velocidade tender a serem mais intensos nos estreitamentos do canal e mais estagnados nos alargamentos ou quando ocorrem recirculações inversas ao escoamento causadas pelas irregularidades geométricas do canal. Ainda, verificou-se que em alguns “cantos” (curvas muito acentuadas, próximo de 90° de curvatura), as velocidades aumentam devido à recirculação positiva e concorrente ao escoamento, alcançando valores próximos de 2 m/s ou maiores (Cunha et al., 2010).

2.4.2. Aplicações de CFD para estudos de turbinas hidrocínéticas

As aplicações de CFD para estudo de turbinas hidrocínéticas (tanto de rios quanto de marés) são fartas na literatura. Diversos tipos de rotores foram analisados sob as mais variadas condições por diversos autores. Grande parte dos trabalhos focam no estudo de desempenho dos rotores por meio da análise das curvas de relação entre C_P e λ (como em Ibarra et al., 2014; Riglin et al., 2016b; etc. – veja discussão sobre estas curvas no tópico 2.2.6) ou na esteira formada após o rotor (como em Riglin et al., 2016a; Brasil Jr et al., 2016; Kumar e Saini, 2017a; etc. – veja discussão sobre as esteiras no tópico 2.2.4). Trabalhos como de Schleicher et al. (2013) se diferenciam por

focar no design e integridade estrutural da turbina e Silva et al. (2017) por analisar também a possibilidade de cavitação nas mesmas.

2.5. Projeto de uma Turbina Hidrocinética

Neste tópico serão apresentados os princípios de um projeto de turbina hidrocinética que serão utilizados para avaliação da esteira produzida pelo aproveitamento hidrocinético a ser planejado na presente tese.

2.5.1. Teoria do disco atuador

O escoamento ao redor de uma turbina hidrocinética (Seja eólica, hidrocinética de rios ou de oceanos) é muito complexo. As pás são compostas por vários aerofólios e são montadas coletivamente para maximizar a extração de energia em uma determinada velocidade do escoamento natural. A complexidade do problema inclui escoamento turbulento, tridimensional e variável no tempo, com criação de vórtices, de modo que é impraticável obter algum conhecimento analítico básico do funcionamento destas turbinas sem simplifica-lo excessivamente (Schmitz, 2019).

A teoria do disco atuador auxilia a superação destas complexidades e permite uma abordagem inicial do problema. Podemos, portanto, considerar o rotor como um disco atuador infinitesimalmente espesso (superfície) que entra em contato com o escoamento de modo axial (Schmitz, 2019). Segundo Manwell (2002), as seguintes considerações são necessárias: i) Fluxo de fluido homogêneo, incompressível e estável; ii) Escoamento sem atrito; iii) Número infinito de pás; iv) Impulso uniforme sobre o disco (que simula a área do rotor); v) esteira não rotativa; vi) Pressão estática muito acima e a jusante do rotor é igual à pressão estática ambiente não perturbada. A Figura 2.22 demonstra os efeitos sobre o escoamento causados pelo rotor (simulado pelo disco atuador).

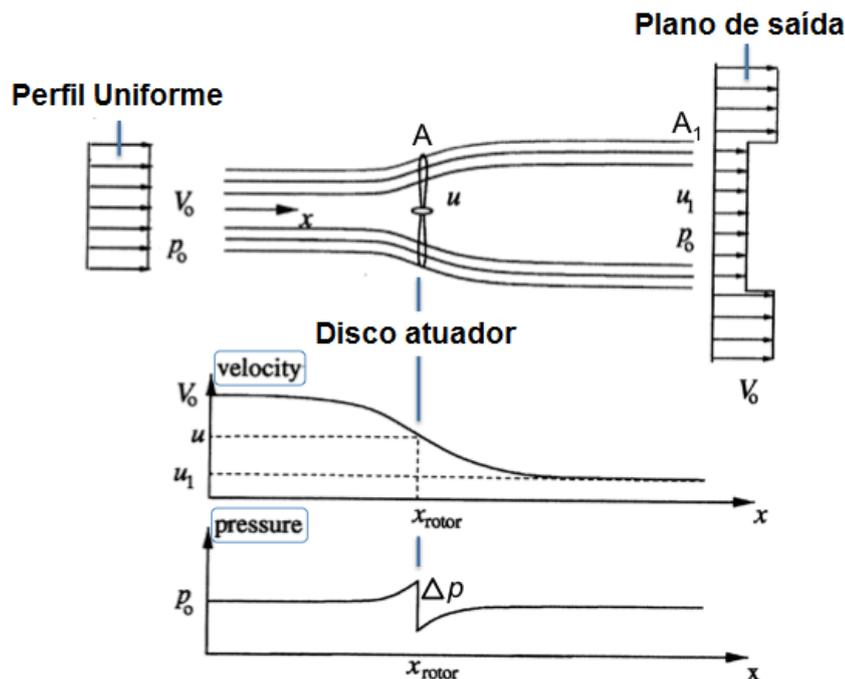


Figura 2.22: Efeitos do disco atuador sobre o escoamento. Adaptado de Hansen (2008)

Por causa da extração de energia, há uma redução de velocidade até o disco atuador que prolonga a jusante do mesmo. Também se verifica uma expansão das linhas de corrente após o disco, que pode ser facilmente explicada pela equação da continuidade (Se V diminui, A deve aumentar). Como a velocidade se reduz após o disco, a pressão deve aumentar como resultado direto da equação de *Bernoulli*. Além disto, a pressão a jusante do disco deve ser igual à pressão atmosférica na linha de corrente. O único comportamento que resolve fisicamente este problema é a ocorrência de um salto, de uma descontinuidade de pressão Δp do escoamento ao passar pelo disco como demonstra a Figura 2.22 (Schmitz, 2019).

Para análise do disco atuador definimos um fator chamado de fator de indução axial a que relaciona a velocidade do escoamento V_0 com a velocidade no disco atuador a conforme a equação 2.57 (Hansen, 2008). Este parâmetro é de extrema importância no projeto de máquinas hidrocínéticas e, conforme equacionamento desenvolvido por Schmitz (2019) pode ser utilizado juntamente com a equação de *Bernoulli* para determinação das equações da velocidade a jusante do disco (u_1), da queda de pressão (Δp), força de impulso (T) e potência (P) do disco atuador (equações 2.58 a 2.61).

$$u = V_0(1 - a) \quad (2.57)$$

$$u_1 = V_0(1 - 2a) \quad (2.58)$$

$$T = \dot{m}\Delta V = \dot{m}(V_0 - u_1) = 2\rho V_0^2 A(1 - a)a \quad (2.59)$$

$$\Delta p = \frac{T}{A} = 2\rho V_0^2(1 - a)a \quad (2.60)$$

$$P = \frac{\dot{m}(V_0^2 - u_1^2)}{2} = 2\rho V_0^3 A(1 - a^2)a \quad (2.61)$$

O fator de indução axial pode ser relacionado com os coeficientes de potência (C_P – já definido na equação 2.22) e de impulso (C_T - definido na equação 2.62) da teoria de *Betz*, conforme demonstra a Figura 2.23. Para valores de a superior a 0,5 ($C_T > 1$), a teoria de *Betz* é inválida (Hansen, 2008) e temos uma esteira turbulenta caracterizada por um escoamento reverso que progride do plano de saída em direção ao disco atuador (Schmitz, 2019). O máximo rendimento teórico de extração de energia é obtido para $a = 1/3$, quando o C_P alcança o limite teórico de *Betz* de 0,593 (Veja Figura 2.23). Portanto quanto mais um projeto de turbina hidrocínética se aproxime de $a = 1/3$, maior será o rendimento desta turbina.

$$C_T = \frac{T}{0,5\rho V_0^2 A} \quad (2.62)$$

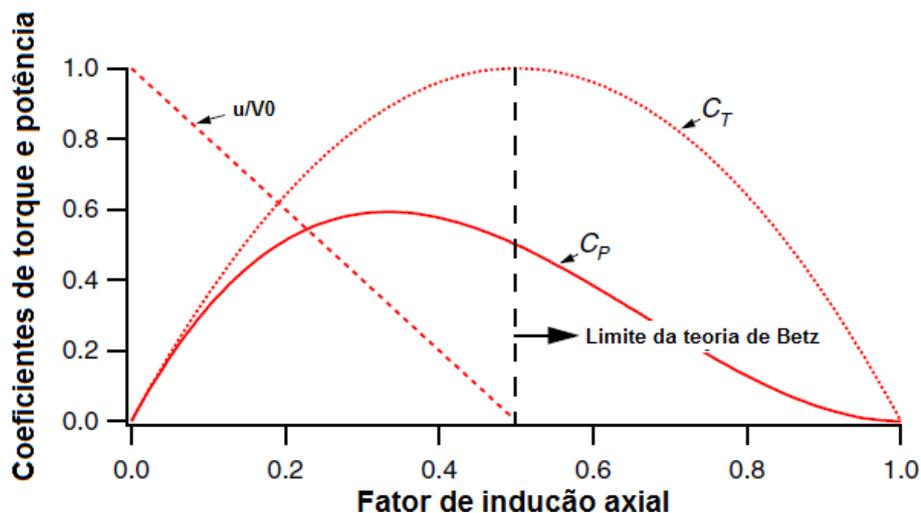


Figura 2.23: Relação entre fator de indução axial e a teoria de Betz. Adaptado de Manwell et al. (2002)

2.5.2. Teoria do disco rotor

Neste modelo um passo a mais é dado com relação à teoria do disco atuador, sendo que rotação adicionada à esteira pelo disco é considerada. Por este modelo é demonstrado que a esteira rotativa (Figura 2.24) reduz o coeficiente de *Betz* teórico de 0,593 (Schmitz, 2019).

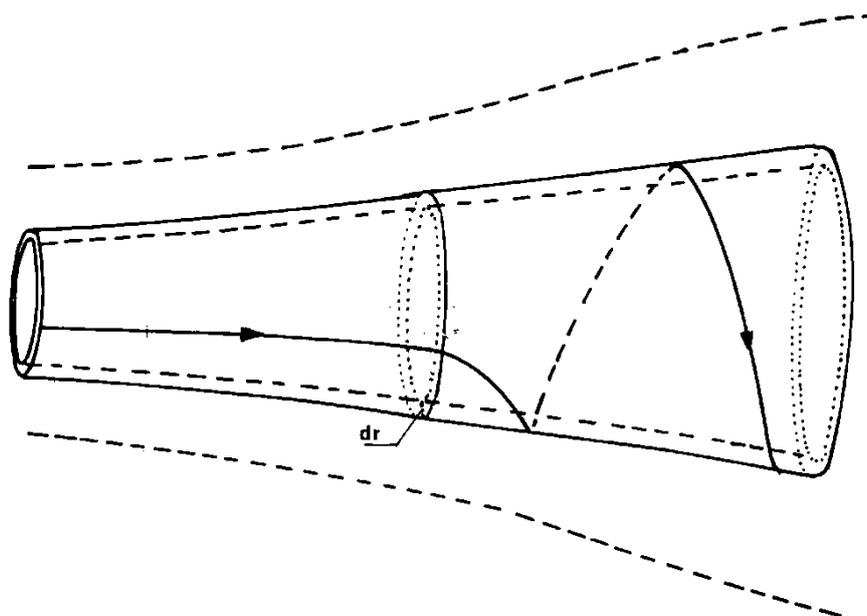


Figura 2.24: Linhas de fluxo em rotação após passagem pelo disco. Manwell et al. (2002)

De acordo com Schmitz (2019), a teoria do disco atuador tem a geração de potência no disco em função do impulso (T) e do fator de indução axial (a). Na teoria do disco rotor a potência é função do torque (M) e da velocidade angular do disco (Ω). Isso equivale a dizer que além do fator de indução axial a , um fator de indução angular a' também influenciará a potência do disco rotor. Este é definido pela equação 2.63 (Mahmuddin, 2017).

$$a' = \frac{\omega}{2\Omega} \quad (2.63)$$

Onde Ω é a velocidade angular do disco e ω é a velocidade de giro transferida à esteira formada.

Pode-se então usar os fatores a e a' para se definir a queda de pressão (Δp), o torque (M) e a potência (P) incrementais derivadas da teoria do disco rotor ao longo das

diversas seções da pá da turbina hidrocínética. Estes são apresentados nas equações (2.64 a 2.66) conforme desenvolvidas por Schmitz (2019).

$$\Delta p = 2\rho\Omega^2 r^2(1 + a')a' \quad (2.64)$$

$$dM = \rho u \omega r^2 dA = 4\pi\rho(1 - a)a'V_0\Omega r^3 dr \quad (2.65)$$

$$dP = \Omega dM = 4\pi\rho(1 - a)a'V_0\Omega^2 r^3 dr \quad (2.66)$$

Nota-se então que os parâmetros a e a' são fundamentais no projeto de uma turbina hidrocínética dado que estão relacionados à suas principais grandezas. Manwell et al. (2002) desenvolveram equações que mostram o comportamento destes parâmetros com relação ao limite de *Betz* e ao rendimento máximo da turbina. Os resultados destas equações podem ser observados na Figura 2.25. A Figura 2.25a demonstra que conforme nos afastamos do cubo em direção à ponta da pá, o fator de indução axial a ótimo se aproxima do valor de $1/3$, valor que resulta no maior C_P possível, definido pelo limite de *Betz* = 0,593. Tal fato coincide com uma diminuição do fator de indução angular a' , que tende a zero nas proximidades da ponta da pá e implica na conclusão de que o efeito da rotação da esteira (definido por a') diminuindo o fator a e contribui para um valor máximo do C_P inferior ao limite de *Betz*.

Este é o mesmo comportamento que pode ser observado (de modo implícito) na Figura 2.25b. Esta expressa à variação do C_P máximo teórico que pode ser obtido por uma turbina em função da sua razão de velocidade na ponta da pá - λ . Observa-se que enquanto o limite do C_P em um modelo sem rotação é sempre constante e igual a 59,3%, em um modelo com rotação (valores mais expressivos de a') são verificadas perdas que impedem que o limite teórico de *Betz* seja atingido. A Figura 2.25b também permite a conclusão de que maiores valores de λ são preferíveis no projeto de uma turbina hidrocínética, a fim de que o efeito da rotação da esteira não contribua com perdas significativas no rendimento máximo que a turbina possa atingir.

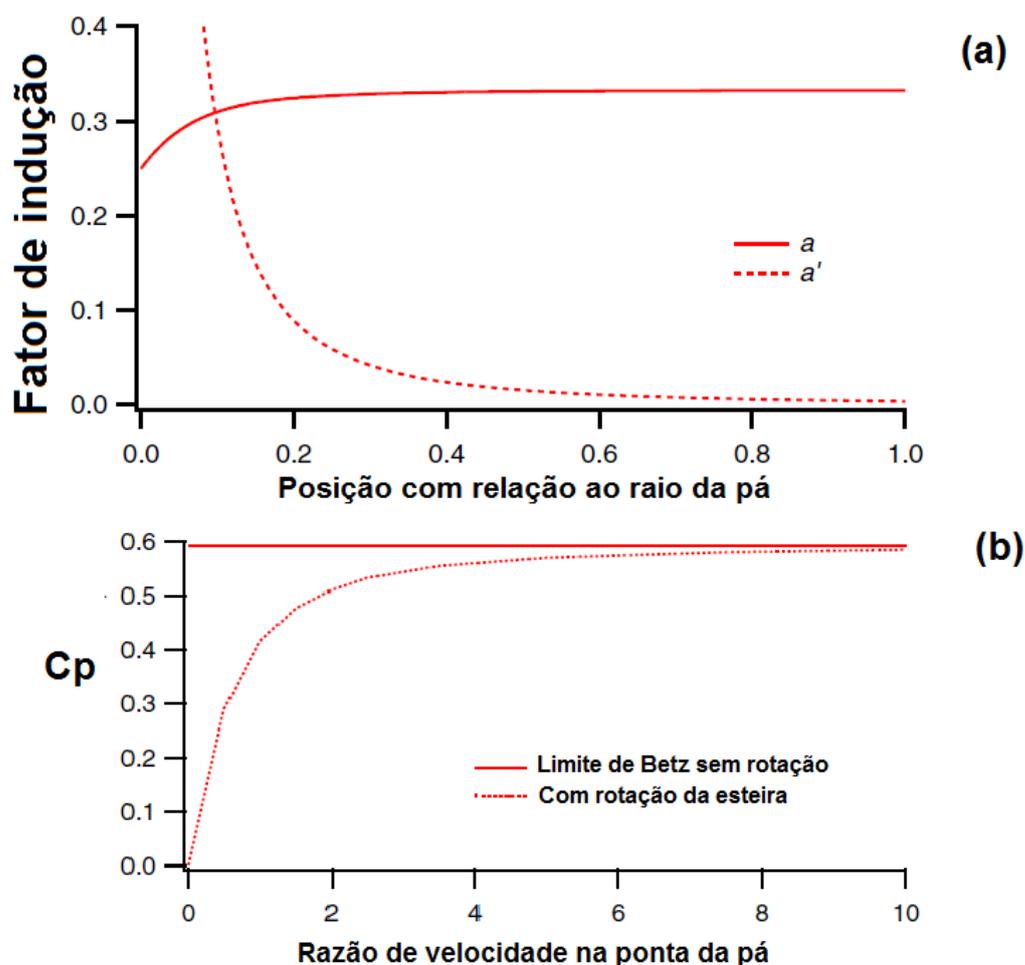


Figura 2.25: Relação entre os fatores de indução e o limite de *Betz*. (a) Relação entre os fatores de indução ao longo da pá; e (b) Relação entre o limite de *Betz* e os efeitos da esteira. Adaptado de Manwell et al. (2002)

2.5.3. Teoria da quantidade de movimento em um elemento de pá

A teoria da quantidade de movimento em um elemento de pá (do inglês, *Blade Element Theory – BEM*) permite o cálculo de grandezas de interesse em cada uma das seções das pás de uma turbina (Li et al., 2014). Manwell et al. (2002) explica que por meio desta teoria pode-se determinar: (i) Características de desempenho (forças, características do escoamento no rotor, coeficiente de potência) para uma pá da qual se tenha informações como corda e torção, considerando-se a rotação da esteira, arrasto, perdas devidas a um número finito de pás; e (ii) um design "ideal" da pá, considerando-se a rotação de esteira e um número infinito de pás. Este design de lâmina pode ser usado como ponto de partida para uma análise mais aprofundada do projeto. Neste método a lamina é analisada por meio de diversos elementos de pá de raio dr e corda c . Sendo r a posição do elemento e R o raio da pá.

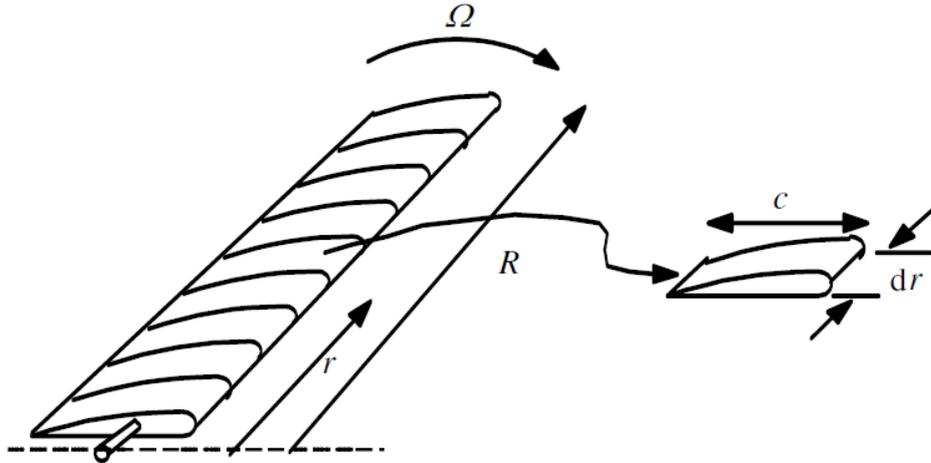


Figura 2.26: Divisão da pá em diversos elementos. Manwell et al. (2002)

As forças de sustentação e arraste em cada seção podem ser obtidas usando a teoria de sustentação das pás, descritas nas equações 2.67 a 2.68 (Souza, 2011; Li et al., 2014).

$$dL = 0,5\rho V_R^2 C_L c dr \quad (2.67)$$

$$dD = 0,5\rho V_R^2 C_D c dr \quad (2.68)$$

Onde: c = corda da pá, V_R = Velocidade resultante na pá do rotor, C_L e C_D são os coeficientes de sustentação (do inglês: *lift*) e arraste (do inglês: *drag*) e dL e dD são as forças de sustentação e arraste em cada seção da pá.

Os coeficientes de sustentação e arraste podem ser obtidos de perfis aerodinâmicos já padronizados ou por meio de ensaios em protótipos. A velocidade resultante na pá do rotor pode ser calculada pelos triângulos de velocidade na pá do rotor (demonstrados na Figura 2.27), como sendo a hipotenusa do triângulo composto pela velocidade axial resultante no disco ($V_0(1-a)$ – equação 2.57) e a velocidade rotacional resultante na pá ($\Omega r(1+a')$), conforme demonstra a equação 2.69 (Corke, 2016).

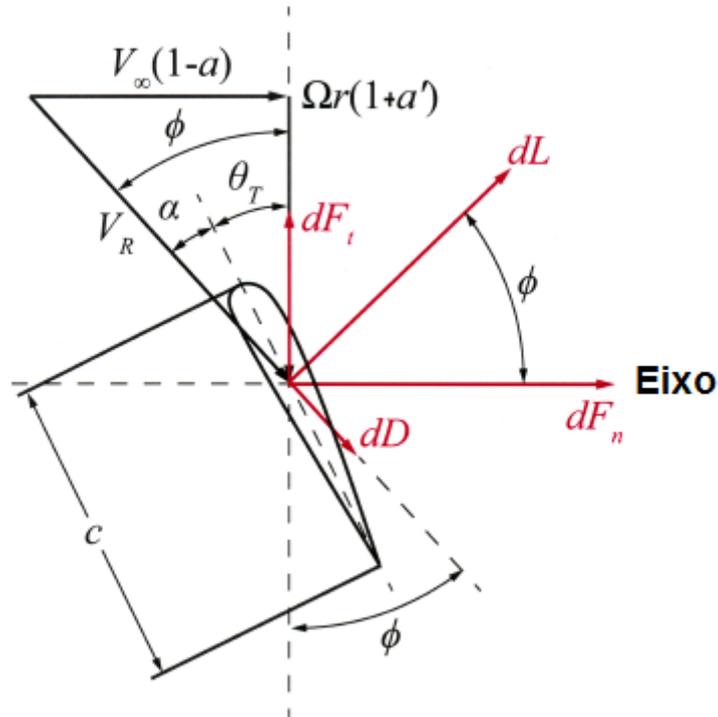


Figura 2.27: Forças e velocidades atuantes no elemento de pá. Corke (2016)

$$V_R = \sqrt{[V_0(1-a)]^2 + [\Omega r(1+a')]^2} \quad (2.69)$$

Na Figura 2.27 observam-se ainda diversos ângulos. São estes: i) ângulo de torção da pá (θ_T), função do perfil da mesma; ii) ângulo entre a sustentação e a direção normal, ou simplesmente, ângulo entre a velocidade resultante e a direção tangencial (ϕ); e iii) ângulo de ataque entre o escoamento e a corda (α). Um quarto ângulo não demonstrado na Figura 2.27 e que influencia as análises da teoria do elemento de pá é o ângulo de montagem (θ_M), no qual a pá é montada ao cubo (Corke, 2016). Por meio destes ângulos, as forças normais e tangenciais atuantes sobre cada elemento de pá podem ser calculadas e reescritas em um formato similar ao das forças de sustentação e arrasto por meio de coeficientes C_n (normal) e C_t (tangencial) que envolvam os coeficientes de sustentação e arraste e o ângulo ϕ , conforme as equações 2.70 e 2.71 (Hansen, 2008).

$$dF_n = dL \cos \phi + dD \sin \phi = 0,5 \rho V_R^2 C_n c dr \quad (2.70)$$

$$dF_t = dL \sin \phi - dD \cos \phi = 0,5 \rho V_R^2 C_t c dr \quad (2.71)$$

Por meio destas forças, são definidos o torque o impulso e a potência atuante nas diversas seções da pá do rotor, conforme demonstram as equações 2.72 a 2.74, escritas considerando-se o número de pás B e um fator de correção F (fator de correção de *Prandtl*) que corrige os valores das grandezas de interesse devido às perdas na ponta da pá ocasionadas por vórtices que são formados neste ponto (equação 2.75) (Corke, 2016).

$$dT = dF_n = 0,5BF\rho V_R^2 C_n c dr \quad (2.72)$$

$$dM = rdF_t = 0,5BF\rho V_R^2 C_t c r dr \quad (2.73)$$

$$dP = \Omega dM = 0,5\Omega BF\rho V_R^2 C_t c r dr \quad (2.74)$$

$$F = \frac{2}{\pi} \cos^{-1} \left(e^{\frac{-B(R-r)}{2r \text{sen}\phi}} \right) \quad (2.75)$$

Por fim, ao se igualar o impulso da teoria do disco atuador (equação 2.59) com o impulso da teoria do elemento de pá (equação 2.72) e o torque da teoria do disco rotor (equação 2.65) com o da teoria o torque obtido na equação 2.73, são obtidas expressões que permitem enfim o cálculo dos fatores de indução axial e angular (a e a') da turbina (equações 2.76 e 2.77), parâmetros (como já discutido) extremamente importantes para o cálculo de todas as grandezas de interesse da mesma (Hansen, 2008; Corke, 2016).

$$a = \frac{1}{\frac{4F \text{sen}^2 \phi}{\sigma C_n} + 1} \quad (2.76)$$

$$a' = \frac{1}{\frac{4F \text{sen}\phi \cos\phi}{\sigma C_t} - 1} \quad (2.77)$$

Onde: σ = solidez, definido como a área do disco ocupada por pás, conforme equação 2.78 (Hansen, 2008).

$$\sigma = \frac{cB}{2\pi r} \quad (2.78)$$

Nota-se pelas equações que os parâmetros a e a' são o ponto de partida e o objetivo da sequencia de equações desenvolvidas neste capítulo. Assim sendo, pode-se aplicar um processo iterativo, de onde se parte de uma atribuição inicial destes fatores até que estes possam ser calculados pelas equações 2.76 e 2.77. Este processo deve ser

repetido até que o resíduo entre a atribuição inicial e o valor calculado seja satisfatório (Manwell et al., 2002; Hansen, 2008).

3. METODOLOGIA

A metodologia do presente trabalho se divide em 5 partes principais, a saber: i) Levantamentos e análise dos dados experimentais: Levantamento experimental dos dados fluviométricos e batimétricos dos rios a jusante das barragens das UHEs de Samuel e Curuá-Una e preparação dos trechos para modelagem computacional; ii) Modelagem numérica dos rios: Tratamento dos dados coletados em campo, definição e aplicação de uma metodologia para modelagem computacional de ambos os rios utilizando o software *ANSYS CFX*®; iii) Cálculos energéticos e econômicos: prospecção do potencial hidrocínético, identificação dos trechos de maior potencial e avaliação da viabilidade econômica da implantação de um parque hidrocínético nos rios estudados; iv) Preparação de rotina hidrocínética utilizando dados da modelagem numérica para automatização e otimização das avaliações energéticas e econômicas de parques hidrocínéticos; e v) Estudo da turbina e do arranjo do parque hidrocínético: Pré-projeto e Modelagem no *ANSYS FLUENT*® de uma turbina hidrocínética por meio do modelo do disco atuador para identificação da interação entre a turbina e o rio e posterior definição do arranjo do parque hidrocínético. A Figura 3.1 apresenta um fluxograma que resume as etapas do presente trabalho. Estas etapas serão detalhadas nas seções posteriores da metodologia.

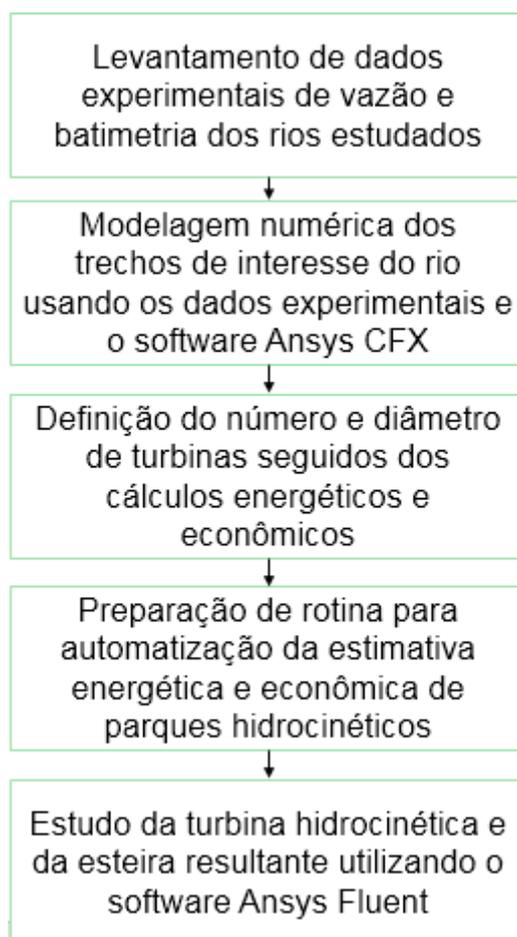


Figura 3.1. Fluxograma das etapas da metodologia do presente trabalho

3.1. Levantamentos Experimentais

Os rios estudados neste trabalho estão localizados a jusante das UHEs de Samuel e Curuá-Una (localizadas na Figura 3.2). Ambas as usinas analisadas operam em regime de regularização e estão localizadas na Bacia hidrográfica do Rio Amazonas. A Bacia hidrográfica amazônica compreende áreas pertencentes a sete Estados da Federação e ocupa, aproximadamente, 3,8 milhões de km² do território nacional. Sua hidrografia apresenta, além do curso principal, o rio Solimões/Amazonas, uma vasta quantidade de tributários. O clima desta região é classificado como variando de úmido a super-úmido, isso devido a características muito próprias, como as advindas do fato de a região receber uma intensidade média anual de chuvas da ordem de 2.460mm e possuir temperaturas médias anuais entre 25° e 29° C (BRASIL, 2006).



Figura 3.2: Mapa com a localização das duas usinas estudadas. Google Earth (2019).

O primeiro rio analisado é o Rio Jamari localizado a Jusante da UHE Samuel, no município de Ferreira Candeias do Jamari, Estado de Rondônia a 52 km em linha de Porto Velho. Este está situado na Bacia hidrográfica do rio Amazonas (Bacia 1 e Sub-bacia 15). As coordenadas da usina são: Latitude: $08^{\circ}45'00''$ S e Longitude $63^{\circ}25'00''$ W (Tiago Filho et al., 2016b). A área de inundação da UHE Samuel é de 656 km^2 (Dams-Info.org, 2018). As Figuras 3.3 e 3.4 apresentam trechos do rio Jamari a jusante da UHE Samuel.



Figura 3.3: Vista a jusante da UHE Samuel (Tiago Filho et al., 2016b)



Figura 3.4: Fotografias da UHE Samuel: a) Lado esquerdo: Acesso a uma das margens do Rio Jamari; b) Lado direito: Jusante da barragem da UHE Samuel (Tiago Filho et al., 2016b)

Já o segundo rio analisado é o Rio Curuá-Una localizado a Jusante da UHE Curuá-Una, no município de Curuá-Una, Estado do Pará a 70 km ao sul da cidade de Santarém. Este está situado na Bacia hidrográfica do Rio Amazonas (Bacia 1 e Sub-bacia 18). As coordenadas da usina são: Latitude: $02^{\circ}49'11.49''$ S e longitude $54^{\circ}17'59.64''$ W (Tiago Filho et al., 2016b). A área de inundação da UHE Curuá-Una é de 121 km^2 (Dams-Info.org, 2018). A Figura 3.5 apresentam trechos do rio Curuá-Una. A Figura 3.6 apresenta um mapa contendo a localização de ambas usinas. Não há rios afluentes contribuindo para vazões nos rios considerados na presente tese nos trechos estudados.



Figura 3. 5: a) Lado esquerdo: Trecho a jusante da UHE Curuá-Una e b) Trecho de corredeiras com afloramento rochoso (Tiago Filho et al., 2016b)



Figura 3.6: Mapa contendo localização de ambas as usinas analisadas. (a) UHE Samuel; (b) UHE Curuá-Uná. Imagens de Google Earth obtidas em Dams-Info.org (2018)

Para modelagem numérica dos rios e prospecção do potencial hidrocínético foram necessários estudos topo-batimétricos e fluviométricos em diversas seções transversais ao escoamento em conjunto com o levantamento do perfil de velocidade respectivo a cada seção, visto que o posicionamento dos hidrogeradores é realizado de maneira a aperfeiçoar a geração de energia elétrica visando aproveitar os locais onde as velocidades do escoamento são maiores, permitindo o fornecimento de maior energia cinética as pás do rotor. O levantamento batimétrico pode ser definido como o estudo da continuidade da topografia entre duas margens, a fim de se conhecer o terreno submerso na água. Esse conhecimento pode auxiliar diversos estudos, em suas mais variadas áreas, como construção de barragens, estudo de assoreamento para navegação fluvial ou potencial gerador de energia para a instalação de usinas hidrelétricas, entre outros. As Figuras 3.7 e 3.8 apresentam a vista por cima das demarcações das seções transversais onde foram medidos dados de batimetria e velocidades em ambos os rios estudados. Conforme se vê nestas Figuras, as seções foram numeradas (de 1 a 61 no rio Jamari e de 1 a 64 no rio Curuá-Una) com objetivo de se facilitar o trabalho com as mesmas. O número de seções foi determinado pela distância percorrida na coleta de dados a jusante dos rios estudados, de modo que não fosse superada a área de concessão das usinas, o que facilitaria a construção do parque hidrocínético pela mesma empresa operadora da usina. Esta distância foi de aproximadamente 5 km em ambos os rios.

Na Figura 3.9 detalha-se o processo de coleta de dados com os equipamentos ADCP e ecobatímetro mergulhados no rio a fim de se medir a velocidade de escoamento e profundidade do mesmo. Ressalta-se, que é necessário que em todas as medições as seções sejam georreferenciadas de formas a possibilitar o posicionamento das seções levantadas em campo em relação ao plano cartesiano, permitindo a realização de estudos, dimensionamento e posicionamento de estruturas na calha fluvial.



Figura 3.7: Definição de seções para levantamento de perfis do Rio Jamari (Tiago Filho et al., 2016b)



Figura 3.8: Definição de seções para levantamento de perfis do Rio Curuá-Una. (Tiago Filho et al., 2016b)

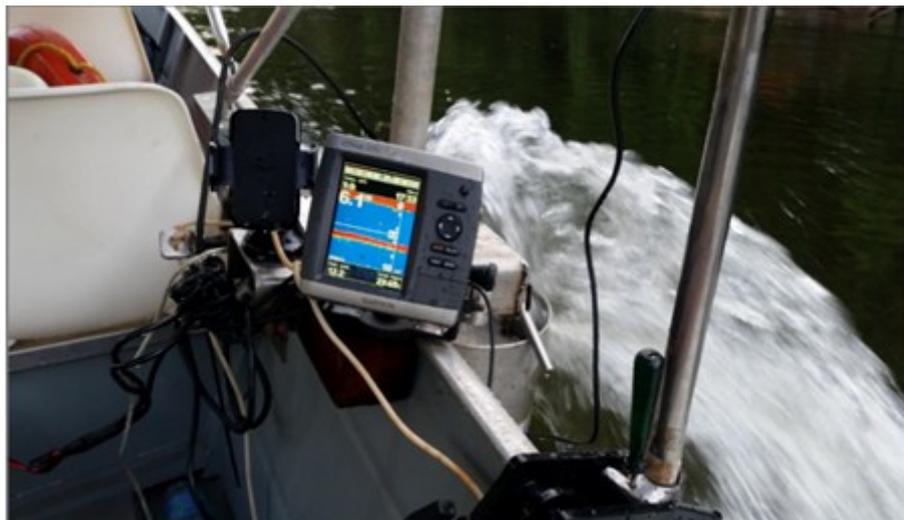


Figura 3.9. Levantamento da batimetria e correntometria das seções transversais (Tiago Filho et al., 2016b)

As campanhas experimentais foram realizadas em julho de 2015, ou seja, em um período de seca. Contudo, devido ao fato de ambas as usinas serem de regularização, as vazões medidas nos dias de campanha não foram necessariamente às vazões mínimas do regime anual de vazão do rio (fato que será discutido com mais detalhes nas seções posteriores). Para a execução dos trabalhos realizados em campo para coleta dos perfis de velocidade e batimetria foram utilizados os seguintes equipamentos:

- ADCP Teledyne RDI WorkHorse Sentinel 1220kHz com firmware e atualizações compatíveis com medição de vazão e correntes;
- Ultrabook para coleta e interpretação dos dados;
- Equipamento DGPS para posicionamento global;
- Equipamento ecobatímetro Syqwest Bathy 500-MF de múltiplas frequências para levantamento preliminar;
- Software HYPACK® para coleta e processamento de dados topobatimétricos;
- Software Winriver II® para coleta e integração dos dados de correntes;
- Suporte para os equipamentos;
- Barco para movimentação ao longo das seções dos rios. A velocidade da embarcação apresentou grande variação entre as seções transversais de ambos os rios estudados, variando de 0,02 a 0,9 m/s, sendo que no rio Curuá-uma estas velocidades foram em geral superiores ao do Rio Jamari.

As seções escolhidas variam entre as coordenadas 2° 48.7' S e 54° 17.8' O a 2° 48.68' S e 54° 16.6' O no Rio Coruá-Una, e 8° 44.8' S e 63° 27.6' O a 8° 44.92' S e 63° 29.3' O no Rio Jamari.

As Figuras 3.10 e 3.11 apresentam a montagem dos equipamentos de medição no barco de trabalho.

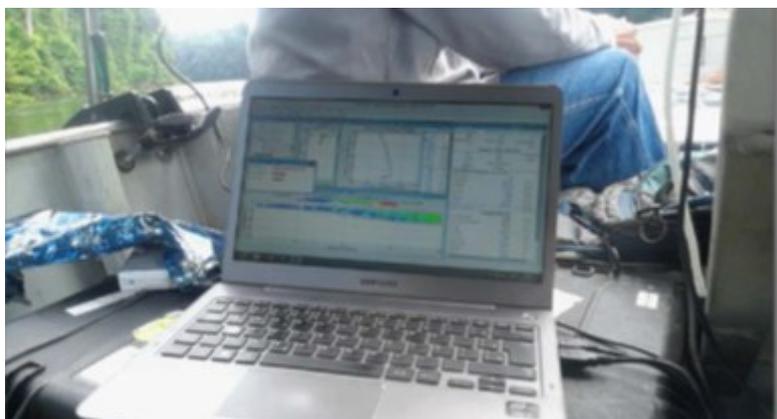


Figura 3.10: Computador utilizado para coleta de dados (Tiago Filho et al., 2016b)

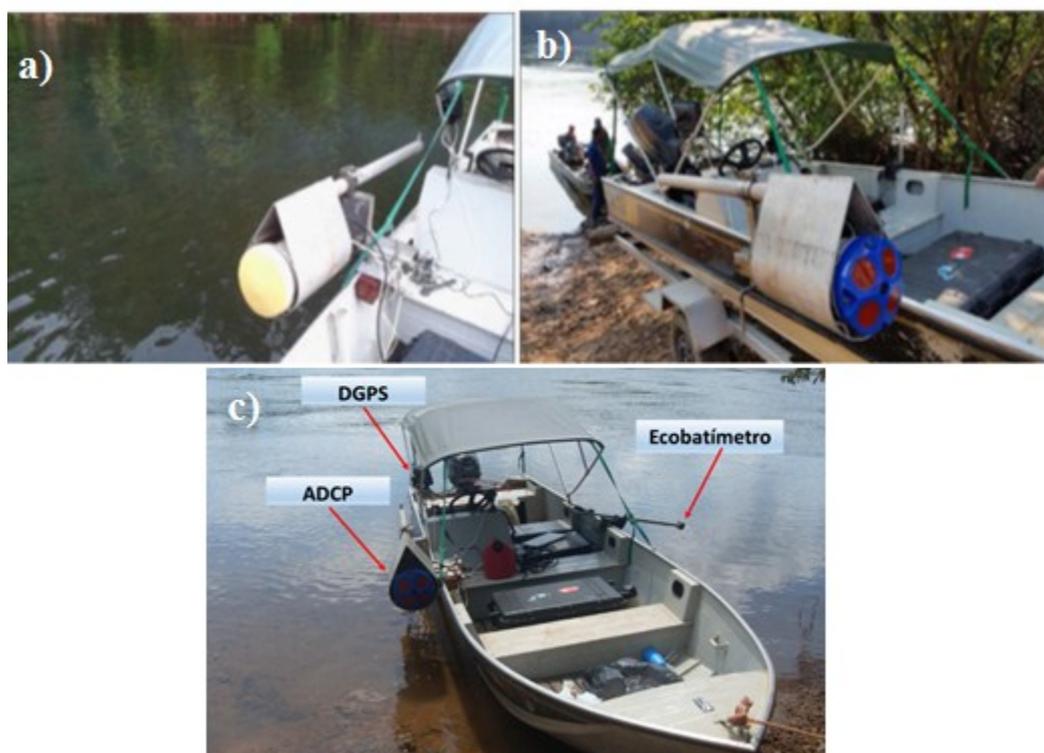


Figura 3.11: Logística de montagem e calibração do ADCP. a) Montagem da ADCP; b) Barco estacionado as margens do rio; e c) Barco com equipamentos de medição montados em sua estrutura (Tiago Filho et al., 2016b)

A Figura 3.12 apresenta um exemplo do resumo dos resultados gerados pelo ADCP em uma das seções analisadas. Os resultados cedidos pelo ADCP são bem

amplos e nem todos foram utilizados no trabalho. Na Figura 3.10 vemos dados como: vazão, distribuição de velocidades, velocidade média, comprimento da seção, percurso realizado pelo barco, velocidade da embarcação, etc. Os dados de topografia medidos em campo foram obtidos em extensão ‘.XYZ’. Nem todas as seções levantadas serão utilizadas no presente trabalho, dado que o objetivo desta tese é a localização das áreas de melhor potencial para implantação de um parque hidrocínético. A metodologia para seleção dos trechos é explicada na seção 3.2.

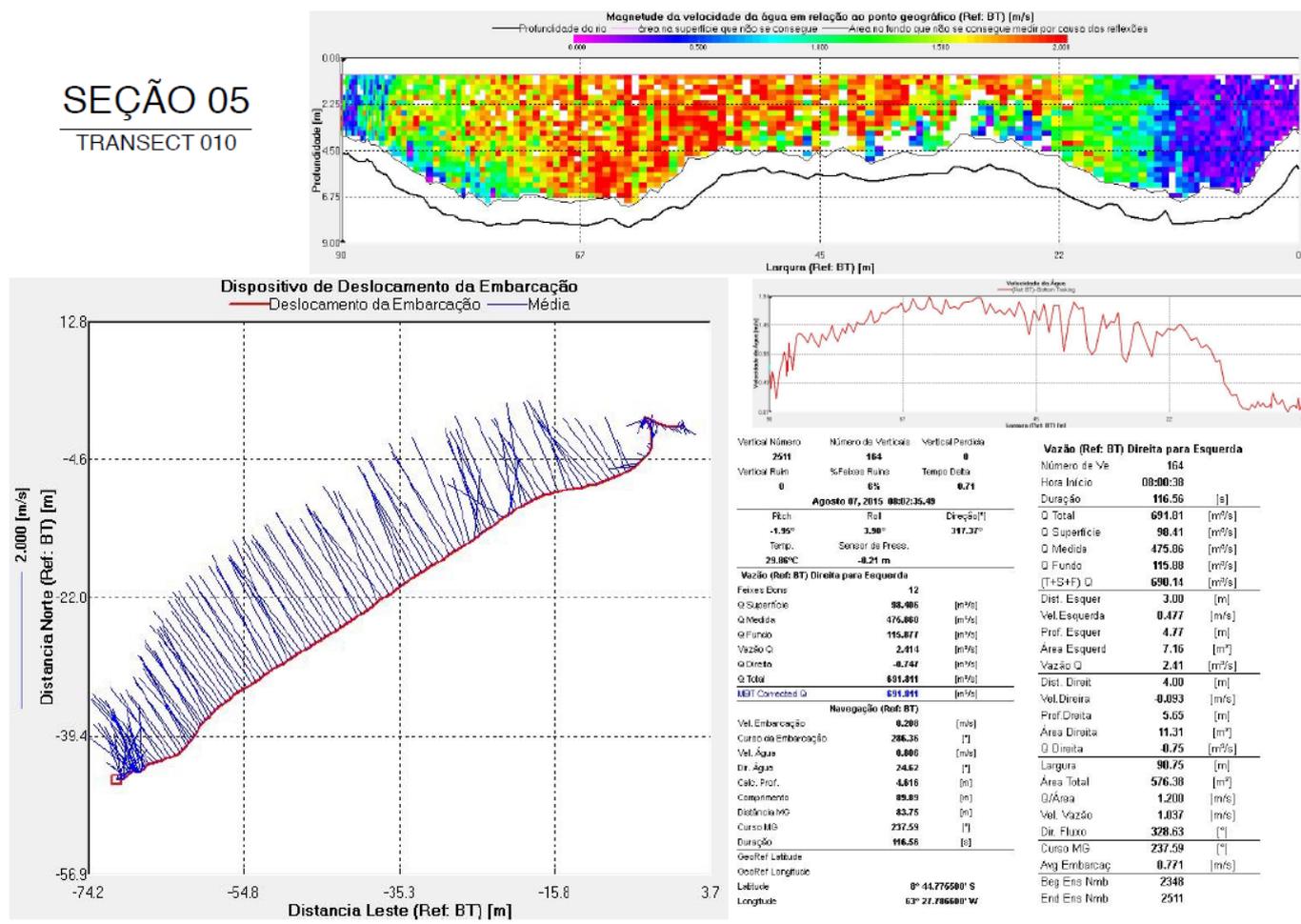


Figura 3.12: Exemplo de seção escolhida dentro dos critérios para a instalação de máquinas hidrocínéticas

3.1.1. Determinação das declividades de fundo e outros parâmetros hidráulicos

Isolando-se a declividade I_0 na equação 2.10, observa-se nesta equação que, com exceção do coeficiente de *Manning* n_M , todos os fatores associados à declividade puderam ser facilmente determinados por meio dos levantamentos de vazão e batimetria realizados em campo. O coeficiente de Manning n_M por sua vez não é um fator

adimensional e possui determinação empírica, sendo adotado como sendo igual a 0,035 conforme sugerido por Porto (2006) para rios com meandros e bancos pouco profundos com vegetação e pedras, realidade próxima do rio estudado. Como a equação 2.10 assume um trecho de rio entre duas regiões com seção transversal constante, e no caso estudado, a seção transversal do rio variava de ponto a ponto, optou-se por calcular a declividade de cada trecho coletado invés de se calcular uma declividade média para todo rio. Para tal foram utilizadas as médias das áreas e perímetros molhados das seções transversais de entrada e saída de cada trecho. Assim sendo, a equação 2.10 pode ser reescrita da seguinte forma (3.1) (Lobão et al., 2016):

$$I_{ij} = \left(\frac{n_M Q}{\bar{A} \cdot \bar{R}_h^{\frac{2}{3}}} \right)^2 \quad (3.1)$$

Onde: I_{ij} é a declividade do trecho de rio definido pelas seções i e j ; \bar{A} é a média das áreas molhadas das seções transversais i e j e \bar{R}_h é o raio hidráulico médio das seções transversais i e j . Pela aplicação da equação 3.1, pode-se então proceder com o cálculo da declividade de todos os trechos do rio.

Outros parâmetros hidráulicos investigados no presente trabalho (Com auxílio das modelagens numéricas), com objetivo de uma melhor caracterização do rio, foram: i) Número de Froude (Fr – Equação 2.3); ii) a constante k (Equação 2.4) e iii) relação entre a área de máxima velocidade na seção transversal e área total (A_{max}/A).

3.2. Modelagem numérica dos rios

3.2.1. Tratamento dos dados coletados em campo e geração da geometria

Os dados de topografia medidos em campo foram obtidos em extensão ‘.XYZ’. Estes podem ser inseridos diretamente ao software ICEM CFD®, ou abertos em arquivos de extensão ‘.txt’ ou em planilhas do Excel, para visualização ou demais estudos preliminares. Este tipo de arquivo em pontos pode ser transferido para plataformas do Solidworks® ou outro softwares CAD para a criação da geometria.

Por meio da análise dos gráficos de resultados apresentados pelo software do ADCP (Resultados como os da Figura 3.10), a escolha preliminar dos trechos hábeis para a instalação de máquinas hidrocínéticas pode ser realizada. De modo geral, seções cuja velocidade média superava 0,9 m/s e que apresentavam uma distribuição de

velocidades adequada foram escolhidas. Seções com velocidades inferiores a estas só foram tomadas com o objetivo de formar trechos com aquelas de maiores velocidades.

As seções com velocidades atrativas para implantação de parques hidrocínéticos foram então utilizadas para construção de trechos de rio. Por meio dos dados experimentais em extensão ‘.XYZ’, as geometrias destes trechos foram construídas para posterior simulação e análise do escoamento. Nas Tabelas 3.1 e 3.2 são apresentados os trechos selecionados (e as seções que os compõem) para modelagem dos rios à jusante da UHE Samuel e da UHE Curua-Uná, respectivamente. As Figuras 3.13 e 3.14 identificam cada um destes trechos.

Tabela 3.1: Trechos selecionados para a modelagem numérica do Rio Jamari.

Trecho	Seção Transversal	Velocidade média m/s	
1	1	0,882	
	2	0,922	
	3	0,88	
	4	1,009	
	5	1,037	
2	21	1,071	
	22	0,99	
	23	1,109	
	24	0,925	
	25	0,832	
	26	0,887	
	27	1,226	
	33	0,991	
	34	1,152	
	35	1,101	
	3	36	0,955
		37	1,094
		38	1,023
		39	1,041
		40	0,963

Tabela 3.1: Trechos selecionados para a modelagem numérica do Rio Jamari.

	46	1,001
	47	1,02
	48	1,113
4	49	0,719

Tabela 3.2: Trechos selecionados para a modelagem numérica do rio Curuá-Una

Trecho	Seções	Velocidade média [m/s]
1	9	0,604
	10	0,721
	11	1,038
2	19	0,688
	20	0,918
3	23	0,761
	24	0,885
	25	0,888
4	25	0,888
	26	0,75
	27	1,532
5	27	1,532
	28	1,45

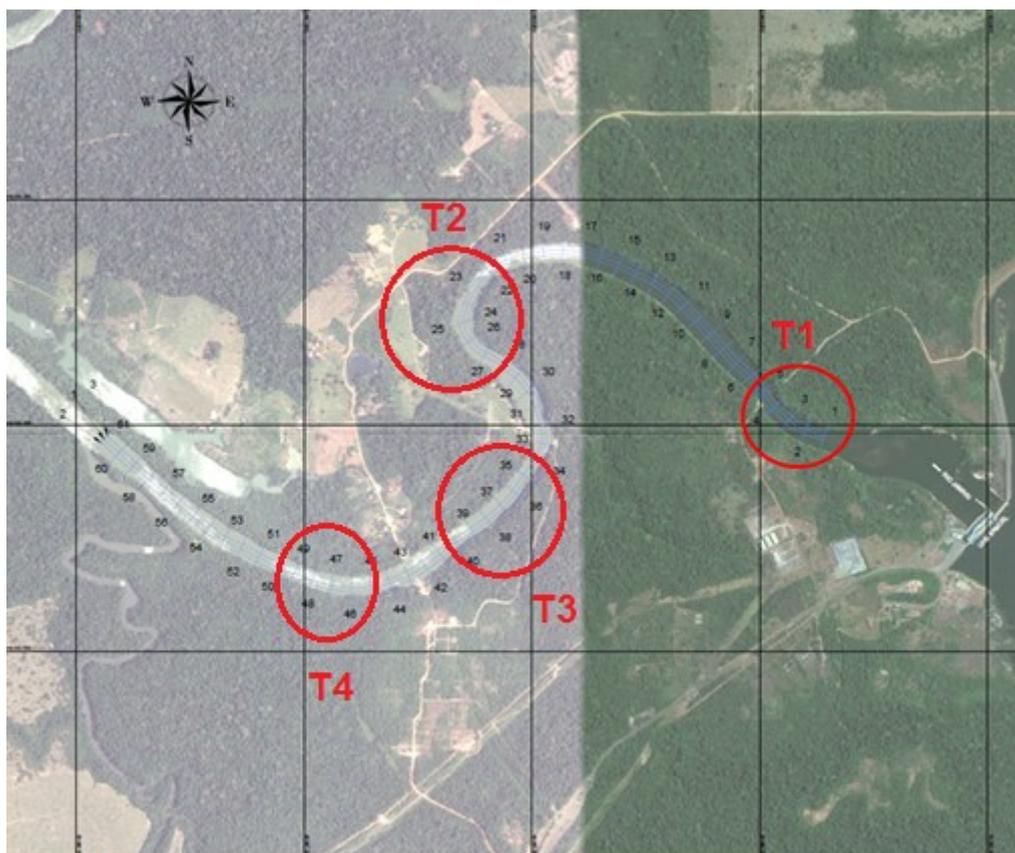


Figura 3.13: Trechos do rio Jamari analisados durante a modelagem

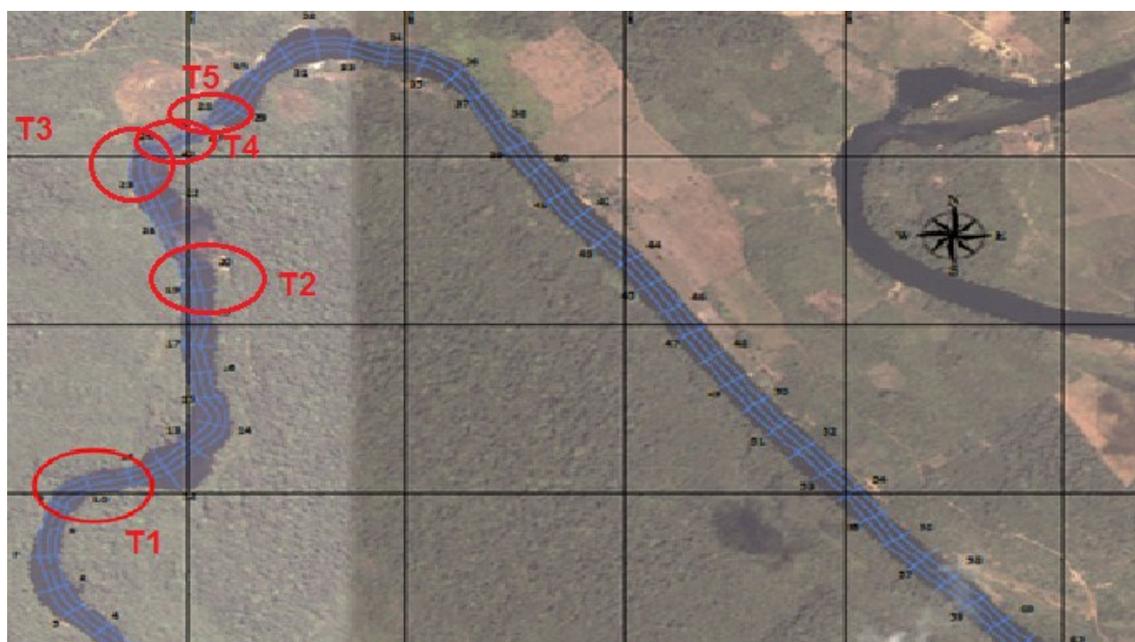


Figura 3.14: Trechos do rio Curuá-Una analisados durante a modelagem

Os dados das seções molhadas do rio (onde continha fluxo) foram transferidos para o software ICFM CFD® em forma de pontos. A partir da plotagem dos pontos, os

comandos para criação de curvas foram utilizados para ligação dos pontos e criação dos limites das seções transversais, posteriormente transformadas em superfícies também por meio de comandos próprio do ICEM CFD®. Como a geometria do presente trabalho se tratava de um rio natural cujos dados foram coletados em um barco cujo movimento foi perturbado pelas correntes, vários pontos medidos se afastaram da seção transversal que se procurava medir.

A geometria de tais seções precisou ser corrigida para que se assemelhasse ao máximo a uma única seção transversal do rio. O mesmo ocorreu com as seções com excessivas protuberâncias no fundo, dado que seções com alto índice de irregularidade apresentaram problemas na etapa de geração das malhas. Tais suavizações podem ter levado a leves variações das grandezas geométricas das seções com relação aos dados originais obtidos pela ADCP. Os efeitos das protuberâncias citadas, contudo, não estarão de todo perdidos, uma vez que serão em parte considerados na inserção do coeficiente de rugosidade de fundo (Calculado na seção 3.2.3).

O nível de água em cada rio foi determinado por meio da observação da distância entre a lâmina d'água e o fundo da primeira seção transversal dos resultados obtidos pelo ADCP. O nível nas demais seções transversais foi mantido constante a fim de que se obtivesse maior realidade do problema do escoamento em um canal de superfície livre, submetido à mesma pressão em todos os pontos (Pressão atmosférica).

Um cuidado necessário para posterior geração das malhas foi à elevação de 20 cm no nível de água em todo rio. Tal elevação, apesar de desprezível com relação à profundidade total do rio, se tornou importante por impedir arestas muito agudas nas seções de entrada e saída dos trechos do rio, permitindo uma melhor inserção de malhas naquela região.

A geometria final dos trechos gerada foi dividida em 5 regiões, a saber: (1) Entrada: caracterizada pela seção transversal de entrada no trecho; (2) Saída: caracterizada pela seção transversal de saída do trecho; (3) Superfície: dada pela superfície livre do rio; (4) Fundo: composta por toda região do fundo, parede e margens dos rios e (5) Lados: ocasionada pela inserção da elevação de 20 cm, esta caracteriza toda região lateral orientada a unir a parte do fundo com a superfície livre. Estas regiões são exemplificadas na Figura 3.15.

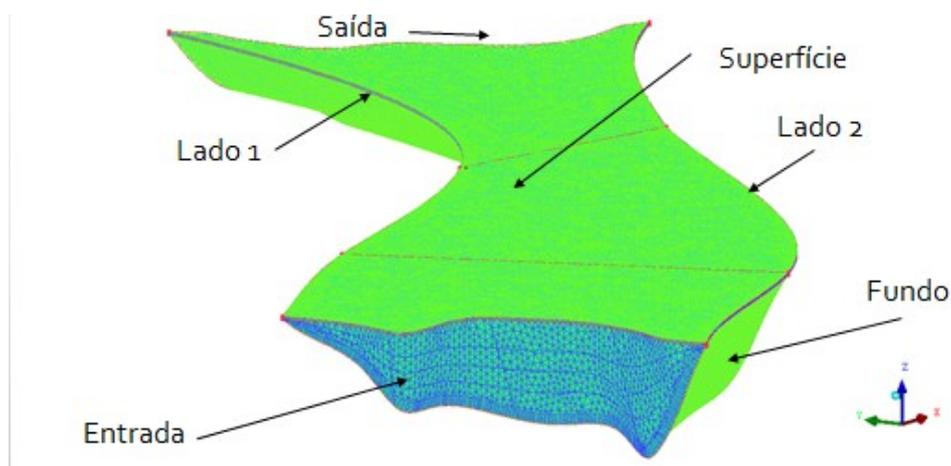


Figura 3.15: Exemplo da divisão de regiões nos trechos de rio estudados

3.2.2. Geração de malhas

De posse da geometria já criada deve-se seguir com a criação da malha, que pode ser realizada por meio das ferramentas de criação disponíveis no comando *Mesh* do software ICEM CFD®. A escolha do número de elementos da malha depende da precisão almejada nas simulações, tomando-se o cuidado de não se tomar uma malha excessivamente refinada, que requererá excessivo tempo computacional, nem uma malha pouco robusta, o que implicará em uma modelagem pouco precisa. Sendo assim a malha escolhida deve ser refinada, isto é, com um maior número de elementos nas regiões de maior interesse de estudo e mais rústicas nas demais regiões.

A malha gerada nos trechos do presente trabalho foi uma malha não estruturada prismática, caracterizada pela mixagem de elementos tetraédricos, hexaédricos e prismáticos. Para isto, foram utilizados os comandos *global mesh* para geração preliminar das malhas grosseiras e *part mesh* para refinamentos. A ferramenta *part mesh setup* permite selecionar parâmetros de refinamento, isto é, altura máxima dos elementos, tipos de elemento, taxa de crescimento da altura dos mesmos, etc. Os parâmetros de refinamento selecionados variaram com as dimensões do trecho estudado. Conforme discutido no tópico 2.3.10, uma consideração correta do escoamento nas regiões próximas as paredes determina a predição adequada do escoamento turbulento limitado por elas. No presente trabalho utilizaram-se valores de y^+ (Equação 2.56) próximos de 100 para cálculo da altura do primeiro elemento, o que permitia a captura dos efeitos da camada limite dado que este estaria presente na camada externa turbulenta. Tal cálculo foi realizado utilizando um aplicativo online

disponível em *POINTWISE* (S/d). Para aplicação das alturas de elementos de melhor refinamento no fundo do rio (região de geometria irregular) optou-se pela geração de 4 camadas prismáticas de elementos de pequena altura nesta região.

3.2.3. Pré-processamento da modelagem numérica

Conforme discutido na seção 2.3.2, a utilização de softwares de CFD (como é o caso do software utilizado no presente trabalho, o *ANSYS CFX*®) se inicia na etapa de pré-processamento, que requer, além da definição da geometria e das malhas, a seleção do modelo de turbulência a ser utilizado, das constantes do problema e das condições de contorno. Estes passos foram realizados no aplicativo CFX-Pre do software *ANSYS CFX*®.

A caracterização das regiões e as condições de contorno inseridas estão apresentadas na Tabela 3.3. O modelo de turbulência utilizado foi o *Shear Stress Transport* (SST) conforme Menter (2003) (*apud* Cunha et al., 2011), que sugere o uso do modelo SST (*Shear Stress Transport*) obtido a partir do melhoramento dos modelos $k-\varepsilon$ e $k-\omega$, dado que o primeiro é pouco elucidativo nos escoamentos de camada limite e o segundo é muito sensível para descrição de escoamentos livres. Este mesmo modelo também foi o adotado por Shams et al. (2002) em suas análises de escoamentos livres.

Tabela 3.3: Caracterização das diversas regiões da geometria

Região	Caracterização da região	Condição de contorno
Superfície	<i>Free Slip Wall</i> (Parede com livre escorregamento)	-
Fundo	<i>No Slip Wall</i> (Parede fixa)	-
Lados	<i>No Slip Wall</i> (Paredes fixas)	-
Entrada	<i>Inlet</i>	Perfil de velocidade medido em campo com ADCP
Saída	<i>Outlet</i>	Perfil de velocidade medido em campo com ADCP

Na Tabela 3.3 pode-se observar que tanto o fundo quanto os lados foram simulados como paredes fixas. A superfície livre foi simulada como sendo uma parede com livre escorregamento, que corresponde a assumir a velocidade normal e as componentes da tensão tangencial como nulas nesta superfície (Ferreira, 2012), como aplicado por Ferreira (2012), Dettmer et al. (2013) e Schleicher et al. (2015). Como não se procurava saber o comportamento da interação entre ar e água na superfície e nem a

captura de eventuais ressaltos ou remansos durante a modelagem, mas somente as velocidades dentro de trechos interpolados a partir de perfis de velocidades já fixados entre duas seções, optou-se por esta abordagem mais simples ao invés de uma modelagem bifásica, que por sua vez, consumiria maior tempo computacional e requereria dados mais detalhados. Além disto, foram realizados testes utilizando-se modelo bifásico, contudo os resultados obtidos não convergiram de forma adequada.

Como as rugosidades no software *ANSYS CFX*[®] deve ser inserida a partir de seu valor absoluto (ε_A), aplicou-se a equação 3.2 (Porto, 2006; McGahey e Samuel, 2004) para cálculo de ε_A (em m) a partir do coeficiente de *Manning* n_M . O coeficiente n foi adotado como sendo igual a 0,035 conforme sugerido por Porto (2006) em rios com meandros e bancos pouco profundos em condições regulares com vegetações e rochas - realidade próxima do rio estudado.

$$\varepsilon_A = \left(\frac{n_M}{0,039} \right)^6 \quad (3.2)$$

A aplicação da equação 3.2 permitiu a obtenção de uma rugosidade absoluta de 42 cm, entretanto White (2011) sugere uma variação entre 24 a 90 cm para rios. No presente trabalho optou-se por utilizar uma rugosidade absoluta de 30 cm, valor próximo ao resultado da equação 3.2 e que se encaixa na variação sugerida por White (2011). Contudo testes com rugosidades diferentes serão realizados para se verificar o impacto destas sobre os perfis de velocidade nas seções transversais dos rios.

As seções de entrada e saída de cada trecho foram simuladas por meio da inclusão dos perfis de velocidades medidos em campo. Estes foram inseridos no software *ANSYS CFX*[®] em arquivos de formato CSV (Arquivos separados por vírgulas, ou em inglês, *Comma Separated Values*) relacionando coordenadas X, Y e Z com as velocidades correspondentes. Estes valores de velocidade foram calculados por meio de médias entre as verticais coletadas pelo ADCP durante o levantamento em campo. A Figura 3.16 apresenta um exemplo dos dados de velocidade ao longo da seção transversal obtidos após tratamento da planilha de dados gerado pelo ADCP. Optou-se por inserir estas velocidades como sendo perpendiculares as seções transversais, isto é, em direção similar a do curso do rio, dado que mesmo que estivessem em ângulos diferentes em determinada seção, os vetores de velocidade logos e ajustariam a corrente natural do rio em seções adjacentes. A opção de se inserir perfis de velocidade e saída durante a modelagem se deu pelo fato de que a partir destas imposições, o software

calculará os perfis de velocidade intermediários, atendendo a condições reais obtidas na medição em campo.

	A	B	C	D	E	F	G	H	I	J	K	L	M	N	O	P	Q	R	S	T	U	V	W	X	
1																									
2	0.385	1.316	1.684	1.363	2.237	2.22	1.52	1.747	2.434	1.636	1.537	1.846	1.663												
3		1.286	1.612	1.664	2.812	1.166	1.819		1.574	2.216	2.262	1.775	1.665	0.347											
4	0.672	0.855	0.362	1.483	1.877	0.373		1.28	1.433	0.873	0.337	0.432	0.687	1.384											
5	1.619	1.646	1.437	0.541	0.865	1.283	1.547	1.23	1.265	0.558	0.634	1.538	1.367	0.684	0.557										
6	1.334	1.435	1.361	1.313	1.485	1.424	0.374	0.833	1.266	1.488															
7	1.231	1.234	1.518	1.245	1.234	1.537	1.783	2.433	2.33	1.425	1.213		0.851	0.564	0.191	0.653	0.431	0.765	0.219	0.633	1.888				
8	0.51	1.222	1.723	0.371	1.518	1.283	1.713	2.882	1.628	1.581	1.435	1.448	1.63	1.385	0.328	0.53	0.888								
9	2.175	1.432	1.2	2.283		1.344	1.433	1.343	1.346	1.328	1.586	1.476	1.426	1.423	1.386	1.382	1.845	0.857	0.62						
10	0.816	0.871	0.528	0.645	0.242	0.86	1.311	1.526	1.674	1.781	1.52	1.334	1.476	1.433	2.247	2.833	2.581	2.433							
11	1.184	0.374	1.411		0.657	1.578	1.848	1.524	1.764	1.245	0.376	1.575	1.334	1.137	1.385	1.514	1.588								
12	1.882	0.323	0.512	1.882	1.843		0.574	0.443	0.383	0.332	1.851		1.632	1.564	1.466	1.888	2.186								
13	1.11	0.384	0.367	0.865	0.322	1.573	1.748	1.325	1.448	1.646	2.175	2.213	2.162	2.863	1.352	2.14	2.857	2.343	2.35	0.233					
14	1.362	1.67	2.847	0.873	1.68	2.848	1.333	1.867	2.888	1.348	1.722	1.853	1.841	2.466											
15	1.343	1.582	1.577	2.234	2.722	3.823									1.333	1.534	1.344	0.728							
16	2.418	2.753	2.821	2.575	3.423		0.86	2.37	2.888	2.858	2.765	3.231	3.882	2.622	3.534	3.873	3.511								
17						2.788	2.486	2.324	2.725	2.355	3.137	3.234	2.642	2.627	2.664	2.475									
18	2.326	2.568	2.782				2.413	2.344	3.386	3.413		2.481	2.386	1.844	1.333										
19	2.873	1.772	0.34	0.437	0.824	0.635		1.333	1.315	1.683	1.45	1.588		1.581	0.585	0.533									
20	0.383	1.57			0.885	0.433	0.841	0.38	1.483	0.273		1.227	1.777												
21	0.331	1.834								2.115			1.337	1.888	1.515										
22	0.33	1.586	1.514	0.552	0.428	0.337	1.484	1.746	2.243	2.157	1.458	0.75	0.355	1.826	1.285	1.134									
23			0.683			0.784	1.287	1.152		1.34	1.447	1.846	2.325	1.847	1.252	1.256									
24	1.321	1.447	1.243	1.861	0.351	0.767	0.686	0.774	0.233		0.741	0.73	0.788	1.242	1.882	2.226									
25	1.153	0.733	0.782	1.578	1.452	1.283	1.163	1.837	0.456					0.532											
26	0.685	0.318	0.395	0.472	1.282	1.2	0.387	0.668	2.282	2.883															
27	0.561	0.33	0.574	0.862	1.118	0.342	0.754	0.7	1.328	2.33	2.887														
28	0.521	0.3	0.745	0.453	1.323	1.543	0.847	0.527	0.13	1.571	1.88														
29	0.183	0.382	0.417	0.873	1.364	1.262	1.467	1.425	0.724																
30	0.555	0.468	0.228	0.53	0.384	0.838	0.225		0.786	1.476															
31	0.355	0.481																							
32	0.567	0.685	0.618	0.583	0.788	0.61	0.543	1.45	0.843	0.642															
33	0.733	1.473	1.44	0.843	1.233	1.661	2.113	1.388	0.755	0.614	0.482														
34	0.87	0.372	0.512	0.588	1.818	0.53	0.483	0.131	0.473	0.432	0.225	0.455													
35	0.342	0.435	1.243	1.113	1.136	0.342	0.51	0.311	0.323	0.688	0.486	0.254	0.661												
36	1.853	1.743	1.763	1.684	1.572	0.635	0.286	0.418	0.767	0.34	0.456	0.246	0.481												
37	0.238	0.517			0.683	0.266	0.232	0.774	0.233	0.115	0.543	0.421													
38																									
39	0.784	0.718	1.185	1.133	0.783	0.853	0.48	0.138	0.53	0.427															
40	0.315	0.36	1.163	1.138	0.518	0.483	0.4																		
41	0.276	0.442	0.576	0.744	0.783	0.27																			
42	0.521	0.524	0.446	0.515	0.836	0.45																			
43	0.812	1.877	0.575	0.428	0.447	0.775																			
44	1.323	0.66	0.38	0.328	0.842	0.546																			
45	0.613	0.186	0.63	0.673	0.344																				
46	0.331	0.385																							
47	0.556	0.467																							

Figura 3.16: Planilha de dados de velocidade ao longo da seção transversal gerados pelo ADCP após tratamento dos dados

Em média foram inseridos no CFX, 180 valores de velocidade pontuais por seção, sendo 6 pontos de velocidade por cada vertical e em média, 30 verticais por seção transversal. O trabalho de preparação dos perfis de velocidade foi realizado de modo manual. De modo mais específico, os valores de verticais variaram ente 14 e 50, em função das dimensões da seção. As seis profundidades escolhidas para inserção dos dados de velocidade foram: i) no fundo ($y = 0$); ii) a 0,25 m do fundo ($y = 0,25$); iii) a 0,2 m da superfície ($y = y_{sup} - 0,2$) e iv) três pontos intermediários entre os pontos ii e iii e equidistantes entre si.

Após a preparação das condições de contorno no *CFX-Pre*, o *Solver* foi acionado. O número de iterações máximo escolhido foi 3000 iterações e a precisão escolhida para convergência foi de $5 \cdot 10^{-5}$. Finalmente, após a simulação no *CFX Solver*, prosseguiu-se com o pós-processamento e a análise dos resultados.

3.3. Cálculos energéticos e econômicos

3.3.1. Estimativa da potência hidrocínética disponível e da potência elétrica

Para os cálculos energéticos do presente trabalho foram utilizados os conceitos de potência hidrocínética e coeficiente de potência descritos no tópico 2.2.2. De posse da distribuição de velocidades em cada seção obtida a partir da simulação numérica pode-se calcular o potencial hidrocínético disponível em cada seção considerando-se somente as regiões de maiores velocidades pela equação 3.3. Por meio desta calculou-se a potência elétrica (P_{el}) passível de ser obtida (equação 3.4). Os trechos de potência elétrica disponível acima de 15 kW foram selecionados para instalação do parque hidrocínético, sendo o somatório da P_{el} nestes trechos igual a potência instalada em todo o parque (3.5).

$$P_h = \rho A_{max} \frac{V_{max}^3}{2} \quad (3.3)$$

$$P_{el} = \rho A_T \frac{V_T^3}{2} C_P \eta_G N_T \quad (3.4)$$

$$P_{el\ parque} = \sum_{trechos} P_{el} \quad (3.5)$$

Onde: A_{max} = área das regiões de máxima velocidade, V_{max} = velocidade máxima do escoamento na seção, A_T = Área de passagem pelo escoamento através do rotor da turbina, V_T = velocidade do escoamento através do rotor da turbina, η_G = rendimento do gerador elétrico – adotado igual a 90%, C_P = Coeficiente de potência = 0,3 (Valor próximo aos valores citados por Kumar e Saini, 2016 e Riglin et al., 2016b) e N_T = número de turbinas hidrocínéticas por seção transversal.

Conforme discutido no tópico 2.2.4, é necessário que seja respeitada uma distância mínima que é função do diâmetro das máquinas a fim de que o escoamento recupere sua velocidade original anterior à turbina. Esta distância mínima sugerida varia entre os trabalhos presentes na literatura (Ibarra et al., 2014; Riglin et al., 2016a; Brasil Jr et al., 2016). No presente trabalho optou-se pela utilização de uma distância 8D longitudinal e 2,5D lateral, valor condizente com os trabalhos anteriormente citados. Por meio destas distâncias o número de turbinas foi determinado em cada seção.

Para determinação da variação temporal do potencial hidrocinético utilizou-se dados de vazão medidos em 2014 e as curvas históricas de correlação entre vazão e área molhada ($Q \times A$) e entre vazão e velocidade média ($Q \times V$) em estações fluviométricas a jusante de ambas as barragens, cedidos pela administração das usinas (Figura 3.17 a 3.19). As estações fluviométricas utilizadas foram: i) Cachoeira de Samuel (código: 15460012) localizada no rio Jamari aproximadamente a 5 km da barragem de Samuel e com área de drenagem de 15280 km²; e ii) Barragem conjunto 4 (código: 18121006) localizada no rio Curuá-Una aproximadamente a 1km da barragem de Curuá-Una e com área de drenagem de 14748 km².

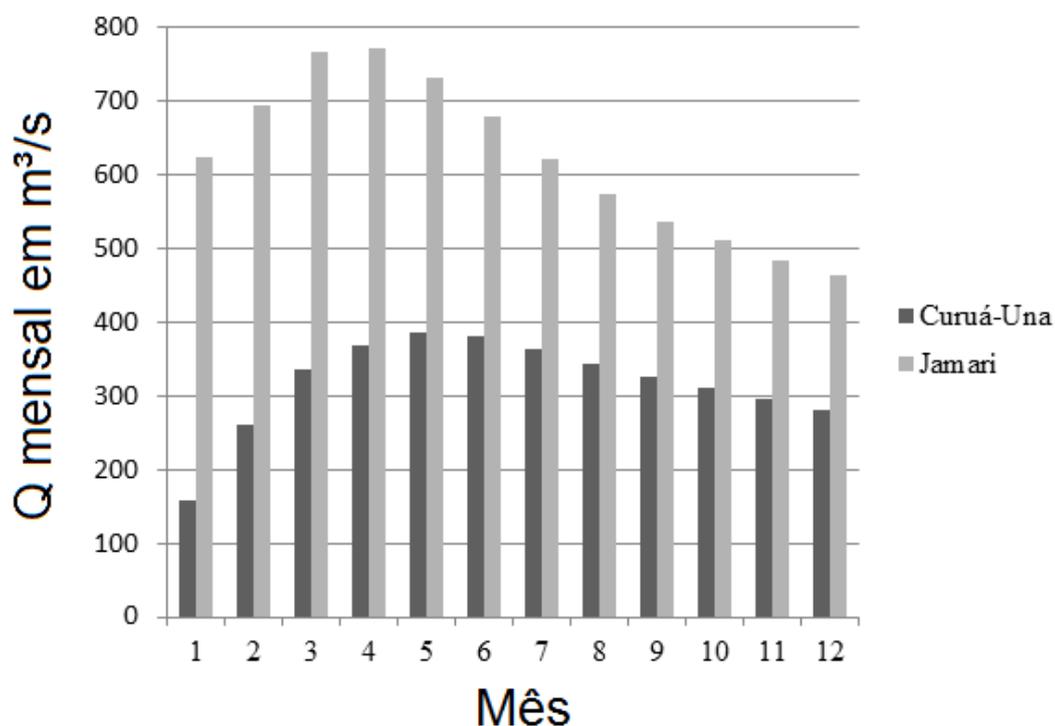


Figura 3.17: Distribuição da vazão média mensal ao longo dos anos em estações fluviométricas a jusante da barragem das usinas de Samuel (Rio Jamari) e Curuá-Una (ELETRONORTE, 2016b)

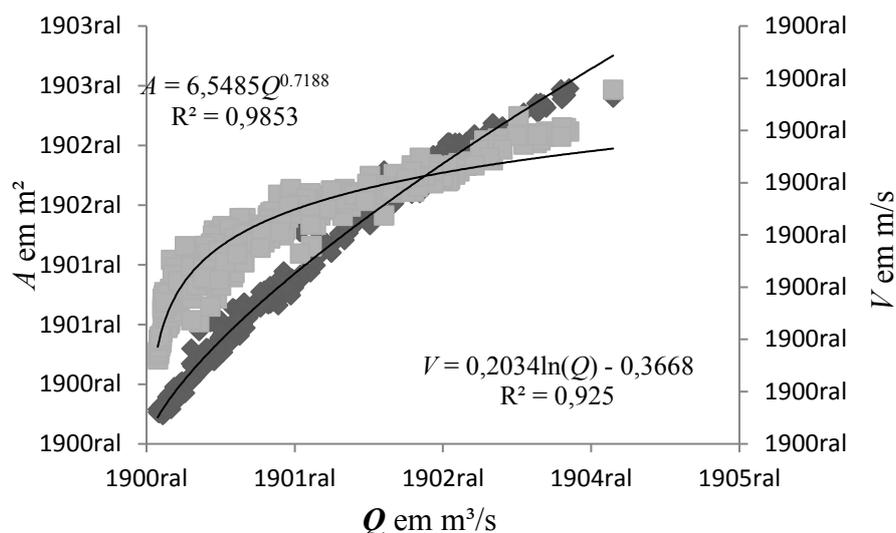


Figura 3.18: Correlação entre vazão, área molhada e velocidade média no Rio Jamari entre os anos de 1981 e 2006 (ELETRONORTE, 2016b)

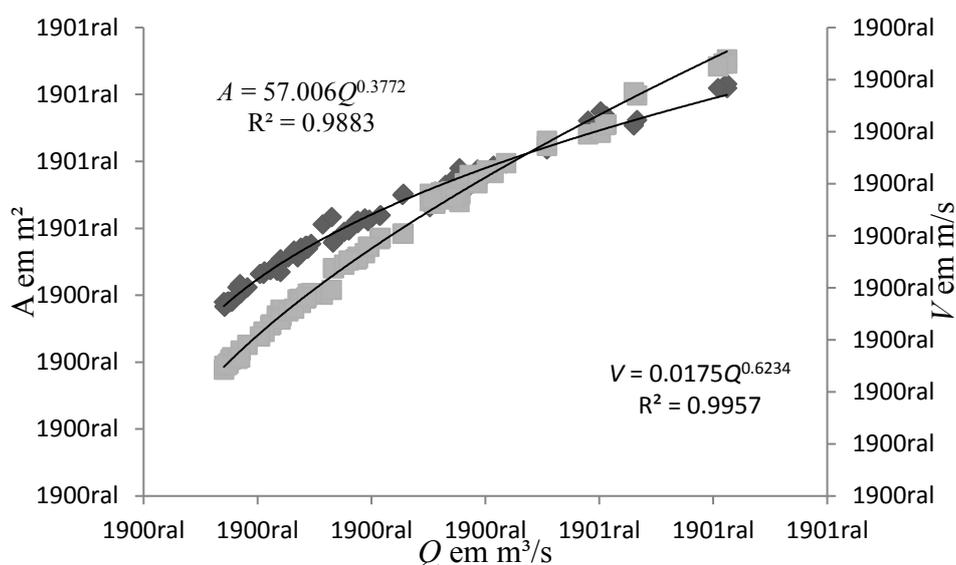


Figura 3.19: Correlação entre vazão, área molhada e velocidade média no Rio Curuá-Una entre os anos de 1970 e 1973 (ELETRONORTE, 2016b)

Os dados de vazão médios dos dias de campanha experimental em ambos os rios foram utilizados a fim de se calcular a área molhada e velocidade média nas estações fluviométricas nos dias da campanha por meio das equações das Figuras 3.13 e 3.14. Admitindo-se que as relações entre as V e A de cada seção com as estações fluviométricas se manteriam constantes ao longo do ano, pode-se utilizar os dados de Q médios mensais da Figura 3.14 a fim de se estimar as velocidades médias e áreas molhadas nos trechos de maior potencial hidrocínético ao longo de todos os meses do ano.

De posse destes dados e das razões $k = V_{m\acute{a}x}/V$ (equação 2.7) e $A_{m\acute{a}x}/A$, obtidos em cada trecho por meio da simulação em CFX, pode-se estimar as áreas máximas e velocidades máximas nos trechos de interesse e, por fim, as equações 3.3 e 3.4 foram aplicadas para cálculo da potencia hidrocínética e elétrica em cada trecho em todo ano.

Aplicando-se a equação 3.6, a energia elétrica passível de ser obtida no sistema hidrocínético em cada seção pode ser calculada.

$$E = P_{el} f_c \Delta_t \quad (3.6)$$

Onde: E = Energia elétrica passível de ser produzida, f_c = fator de capacidade e Δ_t = tempo de operação.

O fator de capacidade f_c é obtido pela relação entre a energia efetivamente gerada (E_{ger}) pelo parque hidrocínético e a energia que este geraria se operasse ao longo de todo ano com velocidades que suprissem sua potência elétrica máxima ($P_{el} \times 8760$ – Equação 3.6). Enquanto Ramírez et al. (2016) adotaram valores de fator de capacidade de 70% em suas análises econômicas de sistemas hidrocínéticos, McGlynn (2014) sugere valores que se encontram na faixa de 65 a 95%. No presente trabalho o fator de capacidade será calculado pela aplicação da equação 3.6 com base nas variações mensais da potência elétrica disponível nos trechos de interesse.

$$f_c = \frac{E_{ger}}{P \ 8760} \quad (3.7)$$

3.3.2. Cálculos econômicos

Os principais parâmetros utilizados para análise de viabilidade econômica no presente trabalho foram: o Valor Presente Líquido (VPL em USD) e Custo Nivelado da Eletricidade (do inglês, *Levelized Cost os Electricity* – resultando na sigla $LCOE$, conforme Branker et al., 2011 – Em UDS/MWh). Se o VPL for inferior à zero, o empreendimento é inviável. Para valores superiores a zero o empreendimento apresentará viabilidade (Equação 3.8). O $LCOE$, por sua vez, refere-se à razão entre a somatória dos custos transferidos ao ano inicial e a energia também descontada no tempo (Equação 3.9 - Branker et al., 2011). De modo prático, o $LCOE$ equivale à tarifa mínima de venda de energia para viabilização do empreendimento (Rangel, 2016).

$$VPL = \sum_{t=1}^m \frac{E \cdot T - C_{OM}}{(1+i)^t} - I \quad (3.8)$$

$$LCOE = \frac{\sum_{t=1}^m \frac{C_n}{(1+i)^t}}{\sum_{t=1}^m \frac{E}{(1+i)^t}} \quad (3.9)$$

Onde: C_n = Custo a cada ano (USD); Onde: E = Energia produzida anualmente (MWh/ano); T = tarifa de venda de energia; m = Vida útil do empreendimento, adotada como sendo 20 anos; i = Taxa de desconto anual; t = ano; C_{OM} = custo de operação e manutenção em USD/ano e I = investimento inicial ou custo de capital em USD, calculado a partir do produto entre o custo unitário (C_{un}) e a potência instalada do empreendimento.

Como discutido no tópico 2.2.9, os estudos econômicos de sistemas hidrocínéticos são dependentes de estimativas de custos de implantação destes sistemas, custos estes ainda incipientes devido à ausência de produção comercial de turbinas hidrocínéticas. Para superar esta dificuldade, a presente tese apresenta uma análise econômica dividida em três partes:

- 1) **Estimativa do custo unitário máximo (C_{unmax}) para viabilização do parque hidrocínético em ambos os rios analisados:** Análise realizada por meio da variação do parâmetro C_{un} até que o VPL (equação 3.8) seja igual à zero (valor limiar para obtenção de viabilidade econômica de um empreendimento). O valor de C_{unmax} obtido poderá ser estabelecido como custo máximo que um sistema hidrocínético a ser desenvolvido poderá atingir para viabilização do empreendimento. Devido ausência de dados para geração hidrocínética, nestas análises foram considerados valores de tarifa de venda de energia e custos de operação e manutenção similares aos das pequenas centrais hidrelétricas, a saber, 227,02 R\$/MWh (ANEEL, 2016a) e 2,5% do investimento inicial (IRENA, 2012), tecnologia parecida com a hidrocínética por também utilizar o recurso hídrico na geração de energia. A taxa de desconto adotada foi de 10%. Contudo devido à possibilidade de variação desta taxa ao longo do tempo, foi analisada ainda sensibilidade dos resultados as variações deste valor.
- 2) **Estudo da faixa de variação do $LCOE$ da geração hidrocínética em ambos os rios analisados:** Tal cálculo segue a mesma perspectiva das análises realizadas por Ramirez et al. (2016), a saber, de que o estudo econômico de sistemas hidrocínéticos deve considerar as incertezas e possíveis variações

associadas aos parâmetros dos sistemas. Este cálculo foi realizado utilizando metodologias similares às aplicadas por autores como Vinent (2016) e Moreira et al. (2017), onde foram considerados 20.000 cenários gerados pela variação aleatória dos parâmetros envolvidos dentro das faixas de valores recomendadas pela literatura (Tabela 3.4). Por meio da equação 3.8, o *LCOE* foi então estimado para cada um dos 20.000 cenários. Os valores mais prováveis de *LCOE* foram então identificados por meio de histogramas e utilizados para avaliação da viabilidade econômica dos parques hidrocinéticos aqui estudados.

Tabela 3.4: Faixas de variações adotadas na análise de incertezas econômicas

Parâmetro	Faixa de variação	Fonte
Custo de operação e manutenção	1 a 4%	Intervalo baseado nos custos de operação e manutenção de pequenas centrais hidrelétricas ^a sugerido por IRENA (2012).
Taxa de desconto	9 a 11% a.a	Valor adotado
Custo unitário	4000 a 6500 ^b USD/kW	Valores baseados na faixa de custos adotada por Ramirez et al. (2016)

^a Optou-se por utilizar as faixas de custos de operação e manutenção das PCHs, tecnologia parecida com a hidrocinética por também utilizar o recurso hídrico na geração de energia. Contudo, como se pode observar nos dados de Rangel et al. (2019), esta faixa de valores de custo de manutenção em função do investimento também contempla os valores de outras fontes como solar e eólica.

^b A taxa de conversão de dólares em reais foi adotada com sendo igual a 3,25 R\$/USD, valor do dia 02/11/2017. Estes custos envolvem todo processo de instalação e engenharia dos parques hidrocinéticos.

3) Estudo utilizando as curvas de custo de sistemas hidrocinéticos contendo

turbinas Darrieus desenvolvido por Kumar e Saini (2017b): Nesta etapa da análise econômica optou-se por utilizar as curvas de custo de Kumar e Saini (2017b) (Equação 2.25 – Tabela 2.4) para turbinas *Darrieus* (Vide Figura 2.7), já que os dados destes autores consideravam a variação dos custos em função da potência. A análise foi realizada para um sítio em potencial genérico ao invés dos rios analisados. Cinco valores de potência das turbinas foram considerados, a saber: 2, 5, 10, 20 e 25 kW e para cada um deles foram construídos mais uma vez os 20.000 cenários aleatórios. Foram calculados os *LCOEs* e *VPLs* de todos os cenários e os *LCOEs* médios e a probabilidade de viabilidade do empreendimento (*PV*, definida no presente trabalho como a razão entre o número de cenários com viabilidade econômica e o número de cenários totais – Equação 3.10 baseada em Santos et al., 2017) foram relacionados com as

potências analisadas. Além das faixas de variações dos parâmetros da Tabela 3.4 adotaram-se ainda faixas de variações para a tarifa de venda de energia (T), taxas de importação (TI) e fator de capacidade (f_c – dado que esta etapa não analisa um sítio específico). Estas estão apresentadas na Tabela 3.5.

$$PV = N_{CV}/N_{CT} \quad (3.10)$$

Onde: N_{CV} = número de cenários com viabilidade econômica e N_{CT} = número de cenários totais = 20.000.

Tabela 3.5: Faixas de variações adotadas nas análises com a turbina *Darrieus*

Parâmetro	Faixa de variação	Fonte
Tarifa de venda de energia	200 a 250 R\$/MWh	Intervalo construído a partir de um valor de tarifa de venda de energia de PCHS em 2016 (227 R\$/MWh – ANEEL, 2016a)
Taxa de importação	20 a 50% do I	Valor adotado
f_c	65 a 80%	McGlynn (2014) sugere que os valores para f_c se encontram na faixa de 65 a 95%. Entretanto, visando cálculos mais conservadores, foram utilizados valores entre 65 e 80%.

3.4. Rotina para Estimativa de Potencial Hidrocinético

A metodologia desenvolvida para estimativa energética e econômica do parque hidrocinético nos dois rios estudados foi adaptada e, com auxílio das médias das razões entre velocidade máxima e velocidade média (k – equação 2.4), área de máxima velocidade e área molhada do rio (A_{max}/A) e potencia elétrica e potencia hidrocinética disponível (P_{el}/P_h) obtidas entre as diversas seções durante as simulações computacionais utilizadas, desenvolveu-se uma rotina denominada R_1 no software *Scilab*® para estimativa preliminar de potencial hidrocinético de rios dos quais se tenha dados históricos de vazão (Q) e área molhada (A). Este é um software científico e gratuito, que permite um ambiente de computação numérica semelhante ao *Matlab*®. O

Scilab® tem sido utilizado por diversos autores para aplicações na área de análises energéticas (Resende e Kwong, 2014 e Costa et al., 2019).

A rotina R1 aqui desenvolvida utiliza conceitos da hidrologia como a curva de permanência (explicada no tópico 2.1.3) e pode ser aplicada para prospecção de potencial em estações fluviométricas das quais se disponham dados de vazão e área molhada. O objetivo da R1 é automatizar e refinar a aplicação da metodologia para estimativa energética por meio dos dados obtidos na simulação numérica.

De posse dos dados históricos de vazão e do traçado da curva de permanência, pode-se estimar a potência hidrocínética ótima de uma turbina a ser instalada em determinada seção transversal de um rio por meio da adaptação da metodologia de seleção de potência do máximo benefício líquido (MBL) comumente aplicada em hidrelétricas (apresentada por autores como Cardoso *et al.*, 2007, Santos et al., 2016a, dentre outros). Esta metodologia consiste em se calcular a viabilidade econômica da implantação de cada uma das vazões da curva de permanência, e determinar-se a vazão (e conseqüentemente a potência) ótima que resulta no máximo benefício econômico da central, como demonstra a Figura 3.20 (obtida em Santos et al., 2017).

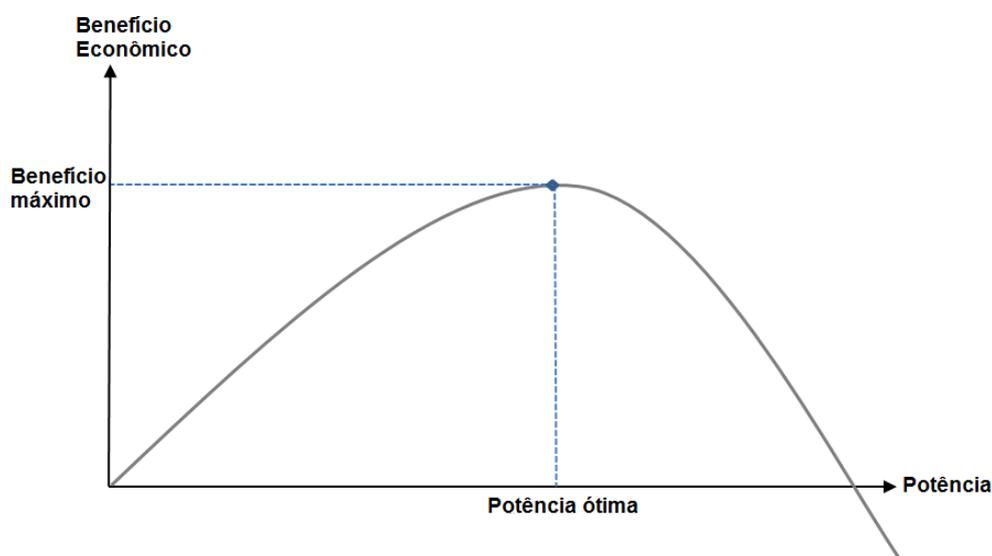


Figura 3.20: Método do máximo benefício líquido (Santos et al., 2017)

Para o cálculo da viabilidade econômica é necessário o cálculo da energia passível de ser produzida por cada potência da curva de permanência. Assim sendo, a curva de permanência de vazões pode ser convertida em uma curva de permanência de potências (*CPP*). A área abaixo de determinada potência nesta curva será proporcional a energia e pode ser calculada por meio do método dos trapézios (também adaptado da

metodologia de hidrelétricas, conforme Souza et al., 2009 e Santos et al., 2016a), método representado pela Figura 3.21 e que resulta na equação 3.11.

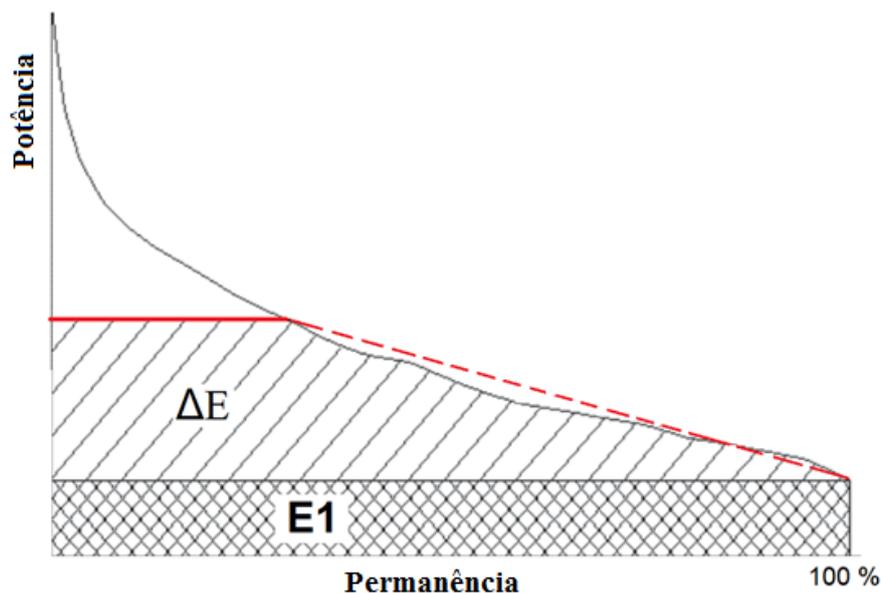


Figura 3.21: Cálculo de energia pela curva de permanência por meio do método dos trapézios. Adaptado de Cardoso et al. (2007)

$$E(n) = E(n-1) + \frac{1}{2} [d(n-1) + d(n)] [P(n) - P(n-1)] \quad (3.11)$$

Onde: n é a ordem de uma dada permanência, d é a permanência em h/h, P é a potência em kW, e E é a energia em kWh/h.

A rotina desenvolvida se divide nos seguintes passos e é resumida no fluxograma da Figura 3.22:

- i) Leitura dos dados históricos de vazão e área molhada (Vazão em ordem crescente);
- ii) Traçado da curva de permanência de vazão (pela equação 2.10);
- iii) Cálculo do potencial hidrocínético (equação 3.3) estimativa da potência elétrica passível de ser instalada (pela razão média entre potencia hidrocínética e elétrica, adotada de acordo com as seções transversais estudadas) e da energia elétrica passível de ser gerada para cada uma das vazões e permanências (equação 3.6);
- iv) Entrada de dados econômicos (taxa de juros i e tarifa de venda de energia T);
- v) Cálculo da viabilidade econômica para cada uma das permanências estudadas por meio da metodologia do VPL (equação 3.8). O custo unitário por kW adotado na rotina R_1 foi de 5000 USD/kW, média dos valores

sugeridos por Ramírez et al. (2016) e o custo de operação e manutenção foi adotado como sendo igual ao das PCHs 3% ao ano do investimento (devido a dificuldade de obtenção de dados específicos para hidrocínéticas – IRENA, 2012);

- vi) Plotagem de gráficos e seleção do ponto ótimo (máximo VPL e P_{el} ótima para a turbina);
- vii) Cálculo do custo nivelado de energia (equação 3.9) e do fator de capacidade (equação 3.7) para o ponto ótimo e exibição dos resultados.

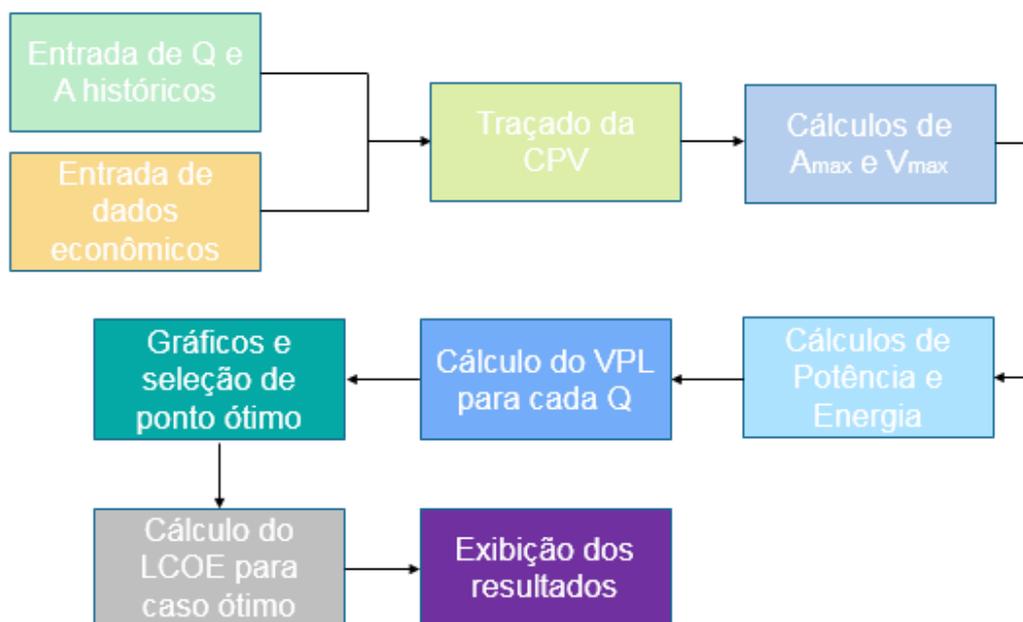


Figura 3.22: Fluxograma contendo o resumo da metodologia da rotina desenvolvida.

Com fim de demonstrar seu funcionamento a rotina R_1 aqui desenvolvida foi ainda aplicada aos dados de uma estação fluviométrica cujos dados históricos de vazão e área transversal nesta estação estavam disponíveis. Os dados desta estação foram obtidos na plataforma *Hidroweb* da Agência Nacional das Águas (ANA, 2019).

3.5. Estudo da Turbina Hidrocínética e da Esteira Resultante

3.5.1. Solução das equações da teoria da quantidade de movimento em um elemento de pá e estudo da turbina hidrocínética

O estudo da turbina hidrocínética foi realizado utilizando-se os conceitos de disco atuador (tópico 2.5.1), disco rotor (tópico 2.5.2), a teoria do elemento de pá (tópico 2.5.3). Este estudo da turbina foi utilizado como base para análise da esteira resultante pela sua inserção em um rio.

As equações da teoria da quantidade de movimento em um elemento de pá (apresentadas no tópico 2.5.3) foram resolvidas por meio de um processo iterativo no software Microsoft Excel®. Este cálculo foi elaborado com base nos passos a seguir, adaptados de Hansen (2008) e Karlsen (2009). Primeiramente um ciclo iterativo foi montado para cálculo dos fatores de indução a e a' . A potência, o impulso e o torque também foram calculados por meio da soma dos valores diferenciais obtidos em cada seção.

- Passo 1: Entrada das características do rio e da turbina (velocidade, massa específica, razão de velocidade na ponta da pá, número de pás e diâmetro da turbina desejado);
- Passo 2: Atribuição de valores iniciais para a e a' . Os valores inicialmente atribuídos foram iguais a zero, conforme orienta Corke (2016);
- Passo 3: Cálculo dos ângulos em cada uma das seções das pás;
- Passo 4: Cálculo da corda, torção e dos coeficientes de sustentação e arraste por meio de dados de um perfil aerodinâmico predefinido para cada uma das seções das pás. O perfil de corda e torção utilizado foi obtido em Corke (2016) referente às pás de uma turbina eólica de 25 kW da Universidade de *Notre Dame* nos EUA. Os coeficientes de arraste e sustentação foram obtidos pelo aerofólio escolhido NACA2415, obtido em Mahmuddin (2016). As equações 3.12, 3.13, 3.14 e 3.15 são aplicadas para cálculo de c , θ_T , C_L e C_D . O ângulo de montagem (entre a pá e o cubo) θ_M escolhido foi de 5° . O diâmetro do cubo adotado foi de $0,2R$ (conforme Corke, 2016).

$$c = 0,1838 \left(\frac{r}{R}\right)^{-0,647} \quad (3.12)$$

$$\theta_T = 27,937 \left(\frac{r}{R}\right)^2 - 51,287 \left(\frac{r}{R}\right) + 23,995 \quad (3.13)$$

$$C_L = 0,327 + 0,1059\alpha - 0,0013\alpha^2 \quad (3.14)$$

$$C_D = 0,006458 - 0,000272\alpha + 0,000219\alpha^2 - 0,0000003\alpha^3 \quad (3.15)$$

- Passo 5: Cálculo dos coeficientes normais e tangenciais por meio das equações 2.70 e 2.71;
- Passo 6: Cálculo de a e a' para cada uma das seções da pá pelas equações 2.76 e 2.77;
- Passo 7: Comparação dos valores atualizados de a e a' com os anteriores. O critério de convergência aqui definido está apresentado na equação 3.16. O critério adotado garante (devido ao uso dos valores em módulo) que o desvio entre cada valor de a e a' , atualizados e anteriores, em cada elemento de pá sejam pequenos e a soma deles nunca ultrapasse o valor de 10^{-2} . Caso este critério seja satisfeito, os valores de a e a' estão definidos e pode-se prosseguir com os passos posteriores. Caso não seja, o cálculo iterativo retorna ao passo 2 usando os valores de a e a' calculados nos passos 6 e 7. Um número máximo de iterações de 1000 foi definido.

$$\sum_{r=r(\text{cubo})}^R (|a(j) - a(j-1)| + |a'(j) - a'(j-1)|) < 10^{-2} \quad (3.16)$$

- Passo 8: Cálculo dos valores de torque, potência e impulso diferenciais ao longo dos diversos elementos de pá (equações 2.72 a 2.74), bem como dos valores integrais destas grandezas atuantes no rotor por meio da soma dos valores diferenciais ao longo de toda pá;
- Passo 9: Cálculo dos coeficientes finais de potência (C_P) e impulso (C_T), por meio das equações 2.23 e 2.62;
- Passo 10: Cálculo queda de pressão ao longo do rotor e da velocidade tangencial atuante no rotor (V_t) pelas equações 3.17 (Li et al., 2014) e 3.18 (Corke, 2016). A utilidade destes parâmetros será explorada na seção 3.5.2.

$$\Delta P(r) = \frac{B}{4\pi r} \rho V_R^2 c (C_L \cos\phi - C_D \sin\phi) \quad (3.17)$$

$$V_t = \Omega r (1 + a') \quad (3.18)$$

A figura 3.23 apresenta um fluxograma que resume os passos apresentados acima.

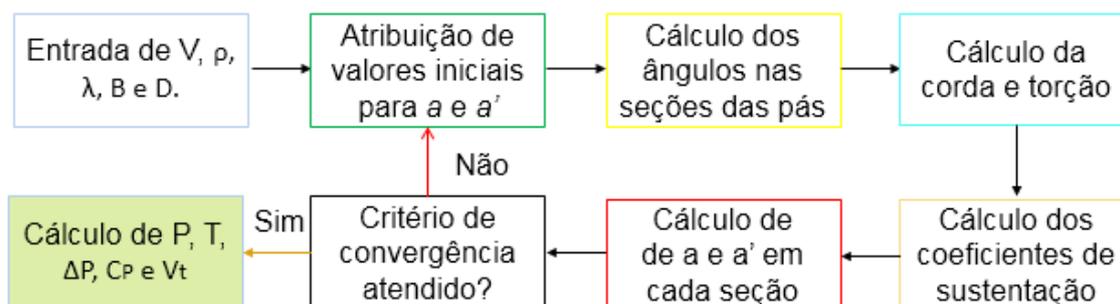


Figura 3.23: Fluxograma contendo o resumo da metodologia para aplicação das equações da teoria do elemento de pá.

Ao se aplicar estes passos pode-se obter a caracterização da geometria, das forças atuantes e do desempenho da turbina.

3.5.2. Estudo da esteira rotativa

Conforme já discutido, o estudo da esteira rotativa após a passagem do escoamento por uma turbina hidrocínética é fundamental para análise do arranjo do parque hidrocínético. No presente estudo, a avaliação da esteira rotativa foi realizada usando um dos trechos de rio já estudados durante a etapa de prospecção de potencial por meio da modelagem numérica. Foi selecionado um trecho de alto potencial hidrocínético e elétrico e o modelo do disco atuador foi utilizado, por meio do software *ANSYS Fluent*®, para simulação da operação de uma turbina neste trecho. O modelo do disco atuador permite simplificar a análise em CFD de um rotor por meio da inserção de um disco no lugar do rotor, geometria de características mais simples.

Diversos autores tem aplicado esta metodologia em simulações numéricas obtendo resultados satisfatórios, tais como: Nguyen et al. (2016) em seus estudos sobre turbinas de maré; Li et al. (2014) que comparou os resultados de uma hélice com a geometria completa e com o disco, obtendo resultados próximos e satisfatórios em ambas abordagens; Król e Król (2018) que estudaram jatos de ventilação em tuneis usando diversas metodologias de simulação do disco atuador; e Howland et al. (2016) estudaram esteiras formadas por turbinas eólicas usando o modelo do disco atuador obtendo informações importante acerca da esteira de turbinas eólicas por meio deste modelo.

O disco foi inserido numa seção transversal de alta velocidade neste trecho, dentro da região de velocidade máxima ($A_{m\acute{a}x}$) a fim de se observar a formação da esteira e as características do escoamento nesta estrutura em um ambiente perturbado pelas curvaturas e saliências do canal natural de onde se dispunham dados reais de perfis de velocidade medidos em campo. Tal análise é até o momento inovadora, pois apesar de diversos autores estudarem a esteira de turbinas hidrocínéticas em rios usando modelos em canais regulares de seção constante (como Riglin et al., 2016a; Brasil Jr et al., 2016; e Ibarra, 2015), a literatura ainda é escassa com relação a estudo de esteiras em canais naturais com dados reais de perfis tridimensionais de velocidade.

As simulações computacionais foram realizadas no software *ANSYS Fluent*® usando a condição de contorno ‘*fan*’ na face frontal do cilindro que permite a criação de um cilindro e inserção de dados de saldo de pressão e velocidade tangencial ao longo do disco. Estes foram obtidos pela teoria do elemento da pá em função do raio, conforme as equações 3.17 e 3.18 (passo 10 do tópico 3.5.1), e inseridos no software. As demais faces do cilindro foram definidas pela condição ‘*interior*’, o que as define como interiores ao rio.

Os dados de queda de pressão foram inseridos por meio de um documento de texto usando a codificação que é lida pelo software (codificação esta obtida em ANSYS, 2009). Já os dados de velocidade tangencial foram inseridos por meio dos coeficientes de um polinômio que relacionava V_t em função do raio r ajustado aos dados de velocidade tangencial por meio do software Microsoft Excel®.

A esteira gerada pela inserção do disco foi avaliada para três situações de operação da turbina: operando com C_P mínimo, C_P médio e C_P máximo, dado que para cada ponto de operação da turbina, obtinham-se novos perfis de ΔP e V_t .

O diâmetro do disco foi determinado por meio da disponibilidade de área nessa região de máxima velocidade. Os dados de velocidade de entrada medidos em campo e os dados de velocidade superficial resultantes da simulação anterior sem o disco foram utilizados como condições de contorno deste novo caso e inseridos no *Fluent* por meio de documentos de texto.

Na saída foi utilizado o valor de pressão média calculada pela equação da pressão hidrostática e pela profundidade média do rio. A rugosidade de fundo utilizada foi à mesma utilizada nas simulações sem o disco atuador, igual a 30 cm (conforme explicado na seção 3.2.3.). A Tabela 3.6 resume as diversas regiões e condições de contorno utilizadas.

Tabela 3.6: Caracterização das diversas regiões da geometria na simulação do disco atuador

Região	Caracterização da região	Condição de contorno
Superfície	<i>Free Slip Wall</i> (Parede com livre escorregamento e tensões de cisalhamento iguais a 0)	Perfil de velocidades obtido na simulação anterior sem o disco atuador
Fundo	<i>No Slip Wall</i> (Parede fixa)	Rugosidade $\epsilon_A = 30$ cm
Lados	<i>No Slip Wall</i> (Paredes fixas)	-
Entrada	<i>Inlet</i>	Perfil de velocidade medido em campo com ADCP
Saída	<i>Outlet</i>	Pressão hidrostática média
Disco atuador	<i>Fan</i>	Perfil de velocidade tangencial e de queda de pressão obtidos pela teoria da quantidade de movimento no elemento de pá

A malha utilizada no rio foi à mesma utilizada nas modelagens numéricas anteriores (explicadas na seção 3.2.2). O aplicativo *part mesh setup* foi utilizado para geração de malhas no disco. O modelo numérico utilizado foi o mesmo das simulações do rio, o SST (Menter, 2003; Cunha et al., 2011). O número de iterações foi definido igual a 1000. Para que a solução permitisse obtenção de melhores resultados e fossem reduzidos os resíduos durante o processo iterativo, foram utilizados fatores de sub-relaxamento para pressão (de 0,3 a 0,2), para energia cinética turbulenta (de 0,8 para 0,5), dissipação de energia cinética (de 0,7 para 0,4) e quantidade de movimento (de 0,7 para 0,4). De acordo com ANSYS (2006b) esta é uma prática que pode ser utilizada para escoamentos turbulentos.

O resíduo de convergência foi de 10^{-4} . A convergência da equação da continuidade não foi obtida nas simulações, contudo ao término das 1000 iterações a solução estava estabilizada. Caso um maior número de iterações fosse aplicado, a solução apresentava convergência, mas o comportamento obtido era anômalo e fugia das definições do problema físico do disco atuador. Uma região de alta velocidade era formada após o disco atuador e a dissipação da esteira não era verificada. Aparentemente, este comportamento se deve a uma convergência forçada da equação da continuidade que gera um aumento anômalo na velocidade no rio. Outra possível explicação é que em certo ponto, a esteira entra em um estado similar ao transitório, e pequenos vórtices começam a ser formados dentro dos vórtices maiores da esteira, o que

acarreta erros no regime permanente investigado. Se este for o caso, modelos de turbulência mais acurados e o estado transiente podem ser utilizados na investigação mais detalhada da estrutura de vórtices do fenômeno. Como o objetivo do presente trabalho é uma análise mais ampla e genérica da esteira, focando sua dissipação, suas relações com o rio e o posicionamento de novas turbinas, tem-se que a metodologia aqui aplicada sem convergência total da conservação da massa (embora a solução esteja estabilizada) e em regime permanente é suficiente.

De posse dos resultados da esteira do primeiro disco, pode-se observar os campos de velocidade e definir a inserção de novos discos com objetivo de avaliar o impacto destes na estrutura do escoamento ao longo do rio. Com esta análise, esta tese apresentará uma metodologia completa para escolha da posição das turbinas, considerando a esteira produzida, por meio de ferramentas CFD, que pode ser replicada para planejamento de parques hidrocínético em qualquer rio. A metodologia de simulação destes novos discos foi similar a do primeiro. Os valores de V_t e ΔP foram calculados utilizando o mesmo projeto de turbina do caso para um único disco, sendo os valores corrigidos somente em função dos novos valores de velocidade das regiões onde os novos discos foram inseridos no rio. Os perfis de V_t e ΔP inseridos nos discos adicionais sempre foram àqueles obtidos no ponto de máximo rendimento e a malha gerada neste cenário foi refinada com um maior número de elementos devido a maior complexidade adquirida pelo problema neste cenário.

A potência extraída pela disposição das turbinas pode ser calculada pela teoria da quantidade de movimento no elemento de pá (equação 2.76) e pela potência, calculou-se a energia elétrica passível de ser gerada (equação 3.6), utilizando fator de capacidade médio entre a faixa sugerida por McGlynn (2014) (80%). Tomando-se o custo unitário médio por kW, taxa de juros e custo de operação e manutenção dispostos na Tabela 3.4, pode-se calcular a viabilidade econômica desta disposição por meio dos parâmetros VPL e $LCOE$ (equações 3.8 e 3.9). Esta última análise de viabilidade econômica do trabalho pretende demonstrar que a metodologia aqui apresentada não permite somente a prospecção de potencial de um parque hidrocínético, como também o planejamento de um parque específico com definição de arranjo, disposição das turbinas e avaliação energética e econômica da configuração planejada.

4. RESULTADOS

4.1. Levantamento e Análise dos Dados de Campo

As Tabelas 4.1 e 4.2 apresentam um resumo dos resultados das grandezas hidráulicas e geométricas das seções de interesse obtidas pelo ADCP em ambos os rios. Os parâmetros raio hidráulico (R_h – Equação 2.1) e lamina d'água média (y_m) foram calculados a partir dos dados obtidos pelo ADCP.

Tabela 4.1: Grandezas hidráulicas e geométricas das seções de interesse do Rio Jamari

Seção	Q (m ³ /s)	A (m ²)	L (m)	P (m)	V (m/s)	R_h (m)	y_m
1	624,501	704,06	109,00	101,22	0,882	6,956	6,459
2	648,695	707,41	103,74	90,97	0,922	7,776	6,819
3	638,022	725,85	95,53	88,73	0,88	8,180	7,598
4	646,773	682,25	87,09	79,61	1,009	8,570	7,834
5	691,656	576,38	90,75	83,21	1,037	6,927	6,351
21	661,158	638,8	89,79	98,9	1,071	6,459	7,114
22	654,122	660,73	93,72	104,9	0,99	6,299	7,050
23	666,339	623,33	81,66	77,37	1,109	8,056	7,633
24	645,669	711,09	103,18	97,88	0,925	7,265	6,892
25	664,909	774,05	106,41	102,93	0,832	7,520	7,274
26	640,494	722,09	82,51	76,36	0,887	9,456	8,752
27	659,019	568,12	95,83	77,67	1,226	7,315	5,928
33	647,039	686,15	102,84	98,27	0,991	6,982	6,672
34	640,501	589,78	79,63	89,56	1,152	6,585	7,407
35	654,287	615,51	82,61	76,12	1,101	8,086	7,451
36	643,268	670,77	94,22	93,8	0,955	7,151	7,119
37	631,215	601,73	95,46	90,55	1,094	6,645	6,303
38	658,216	668,24	105,24	93,6	1,023	7,139	6,350
39	655,106	629,91	94,24	82,69	1,041	7,618	6,684

Tabela 4.1: Grandezas hidráulicas e geométricas das seções de interesse do Rio Jamari

40	638,837	672,46	115,22	112,07	0,963	6,000	5,836
46	659,659	660,32	98,72	82,85	1,001	7,970	6,689
47	656,106	646,41	90,89	79,77	1,02	8,103	7,112
48	661,644	607,57	89,79	75,2	1,113	8,079	6,767
49	338,826	487,52	88,19	81,52	0,719	5,980	5,528

Tabela 4.2: Grandezas hidráulicas e geométricas das seções de interesse do Rio Curuá-Una

Seção	Q (m ³ /s)	A (m ²)	L (m)	P (m)	V (m/s)	R_h (m)	y (m)
9	175,165	320,23	80,1	83,13	0,604	3,852	3,998
10	174,517	264,42	84,91	84,65	0,721	3,124	3,114
11	182,218	192,62	66,06	67,81	1,038	2,841	2,916
19	180,328	275,31	86,97	91,32	0,688	3,015	3,166
20	179,183	207,87	83,73	88,71	0,918	2,343	2,483
23	173,014	238,64	99,32	99,67	0,761	2,394	2,403
24	172,842	193,12	64,6	66,73	0,885	2,894	2,989
25	164,516	161,29	33,82	51,23	0,888	3,148	4,769
26	166,292	210,23	33,32	45,68	0,75	4,602	6,309
27	169,016	120,04	27,17	30,00	1,532	4,001	4,418
28	191,613	175,47	44,84	49,47	1,45	3,547	3,913

Observamos na Tabela 4.1 uma redução brusca da vazão entre as seções 48 e 49 do Rio Jamari. Isto é explicado pelo fato das campanhas neste rio terem sido realizadas em diferentes dias, e nos dias das medições das seções 49 em diante, houve o desligamento de uma das turbinas da UHE Samuel. A Figura 4.1 apresenta graficamente a variação das áreas das seções transversais dos rios Jamari e Curuá-Una. Nela observamos uma maior variabilidade das áreas no rio Curuá-Una. As Tabelas 4.3 e 4.4 apresentam os resultados de declividade média (Calculada pela equação 3.1) nos trechos formados pelas seções de interesse.

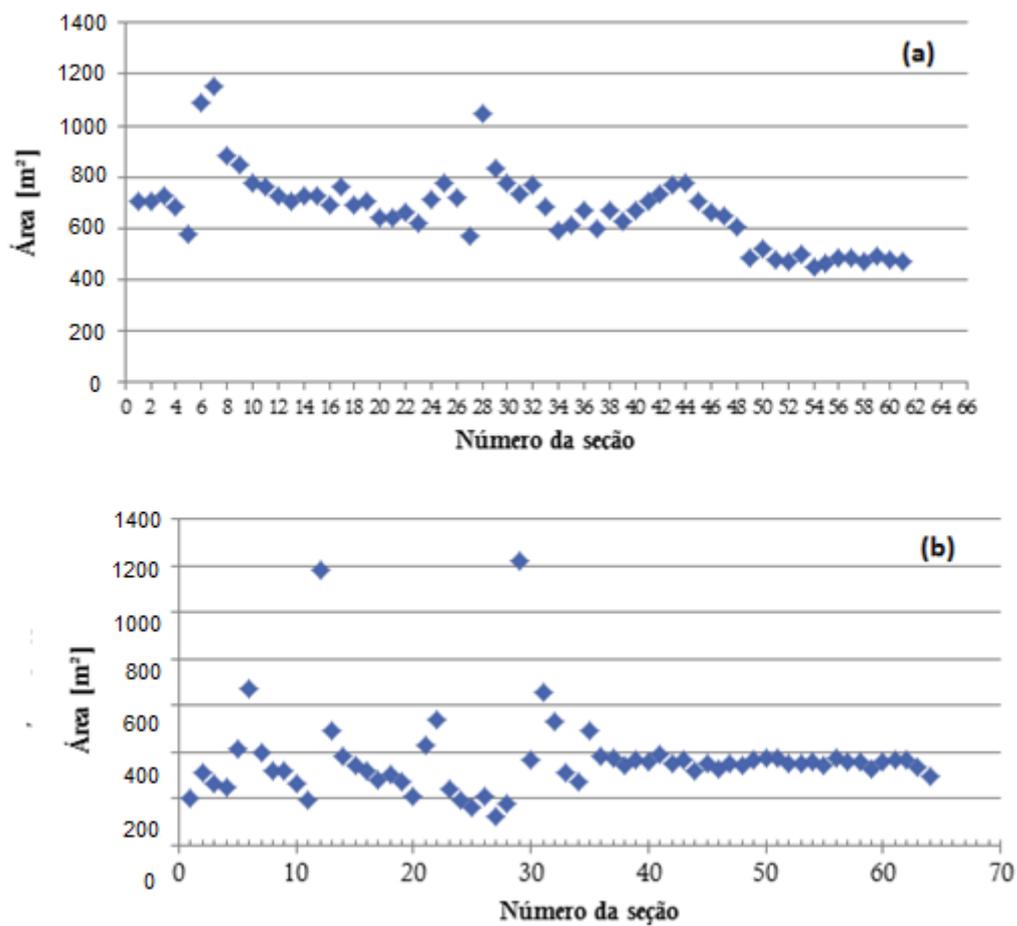


Figura 4.1: Distribuição das áreas das seções transversais dos rios: (a) Jamari e (b) Curuá-Una

Tabela 4.3: Declividades das seções analisadas no rio Jamari

Seções	Declividade I_0 cm/km
1 e 2	6,72
2 e 3	6,30
3 e 4	5,92
4 e 5	8,47
21 e 22	10,73
22 e 23	9,42
23 e 24	8,16
24 e 25	6,43
25 e 26	5,72
26 e 27	6,74
33 e 34	9,79

Tabela 4.3: Declividades das seções analisadas no rio Jamari

34 e 35	9,82
35 e 36	8,53
36 e 37	9,53
37 e 38	9,22
38 e 39	8,79
39 e 40	9,84
46 e 47	7,76
47 e 48	8,26
48 e 49	9,98
Média	8,31

Tabela 4.4: Declividades das seções analisadas no rio Curuá-Una

Seções	Declividade I_0 [cm/km]
9 a 10	8,32
10 a 11	16,53
19 a 20	18,30
23 a 24	22,07
24 a 25	26,88
25 a 26	16,01
26 a 27	17,42
27 a 28	27,82
Média	19,1

Pela análise da Tabela 4.3 podemos observar que os valores de declividade estimadas para o Rio Jamari variaram entre 5 e 10 cm/km, sendo o valor final médio igual a 8,31 cm/km. Este valor é coerente dado que é pouco maior a realidade de vários rios da bacia amazônica, cuja declividade é fraca e seus principais afluentes possuem declividade da ordem de 2 a 3 cm/km (Brasil das Águas, 2015). Como já discutido na seção 3.1.1 foi necessário à consideração das áreas médias para cálculo das declividades trecho a trecho. Os desvios entre a área média e a área de entrada dos trechos foram de $4,45 \pm 7,64$ % para o Rio Jamari e de $19,28 \pm 16,4$ % para o Rio Curuá-Una, o que demonstra a maior variação típica das seções de Curuá-Una, onde se verifica um

acentuado estreitamento entre as seções 23 a 28. Contudo, devido aos baixos valores de declividade encontrados, e a percepção de que ao longo de todo trecho estudado não haveria a diferença de nem 1 m de nível, e de que trecho a trecho a diferença de nível seria imperceptível na modelagem numérica (da ordem de milímetros), optou-se por não considerar a declividade durante as simulações computacionais.

Para o Rio Curuá-Una, os valores de declividade foram superiores, sendo que estas variaram entre 8 e 27 cm/km, sendo o valor final médio do rio igual a 19.1 cm/km. Tal fato pode ser explicado pela maior variação dos parâmetros geométricos das seções transversais do Rio Curuá-Una (A , L , P e R_h – vide Tabelas 4.3 e 4.4 e Figura 4.1), o que aumentou os erros associados aos dados geométricos médios utilizados no cálculo da declividade. Ainda assim a diferença de nível trecho a trecho do rio seria imperceptível e também foi desconsiderada na modelagem numérica.

4.2. Geração de Geometria, Malhas e Convergência Numérica

Conforme discutido anteriormente, para a modelagem numérica dos trechos de interesse, foi necessária a criação da geometria e das malhas dos rios. A Figura 4.2 apresenta o exemplo da geometria final gerada no ICEM CFD para um dos trechos de Rio analisados. Na Figura 4.2 é notória a complexidade da geometria a ser simulada dado que esta envolve curvas e saliências no fundo e nas seções de entrada.

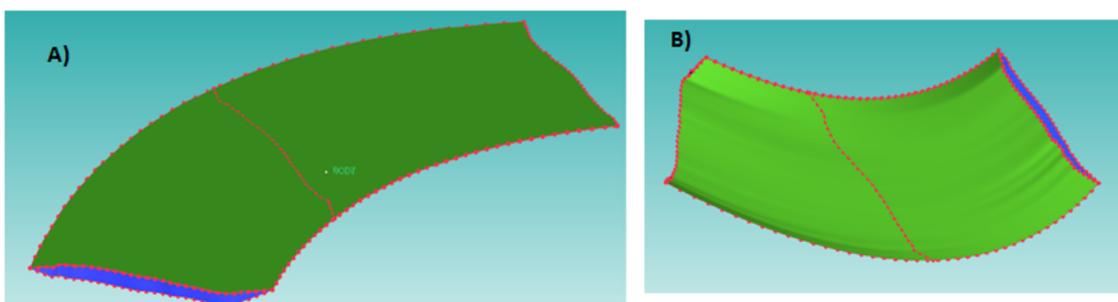


Figura 4.2: Geometria gerada em um dos trechos analisados relativo ao Rio Jamari. a) vista da Superfície Livre e b) vista do fundo

Conforme exposto na Tabela 3.1, foram selecionados 4 trechos para simulação no Rio Jamari. Contudo, com o objetivo de se diminuir o tempo computacional e melhorar a eficácia das simulações, que apresentaram problemas em seus resultados iniciais, os trechos 2 e 3, por serem mais extensos (compostos pela união de, respectivamente, 9 e 6 seções transversais coletadas em campo) foram divididos, criando-se sub-trechos para cada desses trechos. Assim sendo obteve-se um número

final de 7 trechos para simulação numérica, a saber: trecho 1 (Seções 1 a 5), trecho 2.1 (seções 21 a 23), trecho 2.2 (seções 23 a 25), trecho 2.3 (seções 25 a 27), trecho 3.1 (seções 33 a 37), trecho 3.2 (seções 37 a 40) e, finalmente, trecho 4 (seções 46 a 49). Para o Rio Curuá-Una, o trecho subdividido foi o trecho 4. Os resultados nesta porção do rio (Seções 25 a 27) também não se ajustaram aos experimentais, o que pode ser explicado pela redução e velocidade entre as seções 25 e 26 seguida de um abrupto aumento de velocidade em direção a seção 27 (Para uma velocidade média superior a 1,5 m/s – Veja Tabela 4.2). Por esta causa o trecho 4 foi redefinido como sendo formado pelas seções 26 e 27.

As Figuras 4.3 e 4.4 apresentam exemplos das malhas não estruturadas geradas nos trechos analisados. Na Figura 4.3 podemos observar a presença das 4 camadas de malha mais refinadas, criadas com objetivo de melhor refinamento do fundo do Rio, conforme discutido na seção de metodologia. A Figura 4.4 apresenta as malhas geradas ao longo de um trecho completo de rio. Por esta, nota-se, o grande número de elementos criados sobre a geometria. Estes dados são mais bem apresentados nas Tabelas 4.5 e 4.6, que demonstram o número de elementos e nós obtidos em cada um dos trechos estudados. Tal fato pode ser explicado pelas maiores áreas das seções transversais destes rios (vide Figura 4.1).

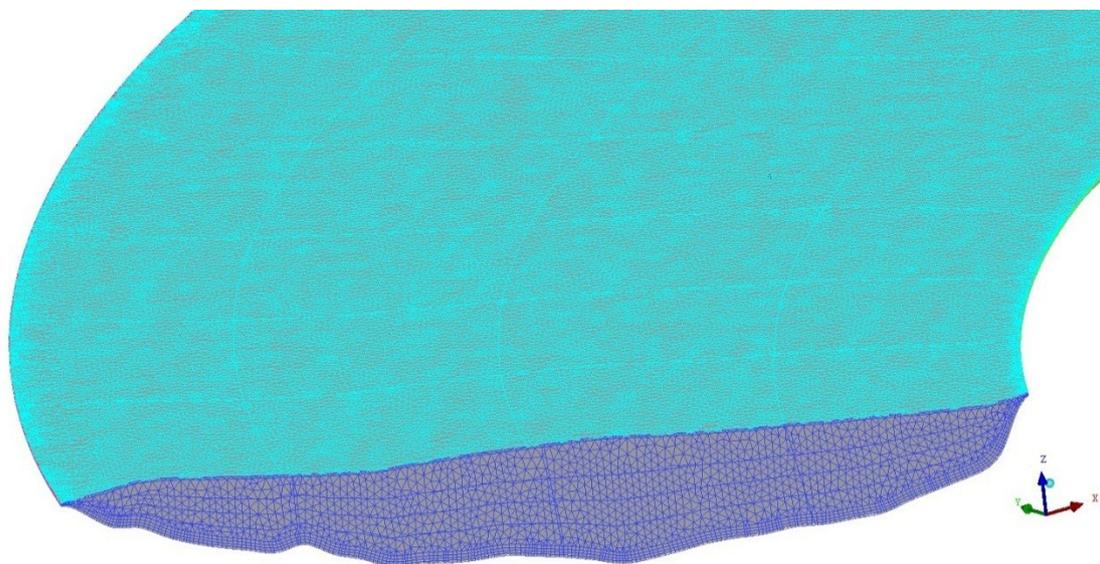


Figura 4.3: Malhas geradas em um dos trechos estudados – foco na seção de entrada

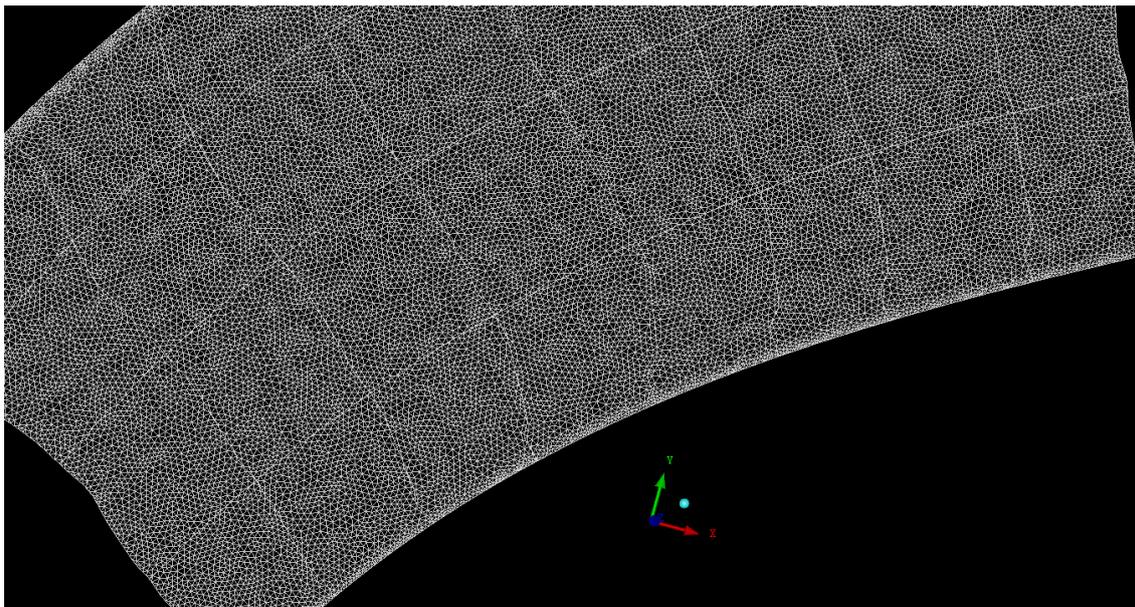


Figura 4.4: Malhas geradas em um dos trechos estudados – foco em toda superfície

Tabela 4.5: Caracterização das malhas nos diversos trechos estudados do Rio Jamari

Numeração do trecho	Número de nós	Número de elementos
1	1.781.208	5.190.792
2.1	863.909	2.567.197
2.2	937.800	2.714.923
2.3	427.059	2.028.253
3.1	1.665.450	4.991.957
3.2	1.334.721	3.875.329
4	2.190.471	7.706.949

Tabela 4.6: Caracterização das malhas nos diversos trechos estudados do Rio Curuá-Una

Numeração do trecho	Número de nós	Número de elementos
1	778.908	2.412.183
2	550.361	1.721.196
3	908.272	2.668.037
4	687.070	1.788.717
5	515.814	1.372.010

As simulações dos resultados duraram até no máximo 163 iterações. Contudo, na grande maioria dos casos a convergência foi obtida até no máximo 80 iterações. Em alguns casos, a convergência não foi atingida e os resíduos das equações de movimento se estabilizaram antes do limite de convergência ser atingido. Contudo até mesmo nestes casos, os resíduos finais foram inferiores ou bem próximos a 10^{-4} . A Figura 4.5 apresenta a convergência dos resultados das equações de quantidade de movimento, contendo no eixo y o resíduo de cada iteração e no eixo x os valores do número de iterações, para o trecho 1 do Rio Jamari. A convergência neste trecho se deu em 63 iterações.

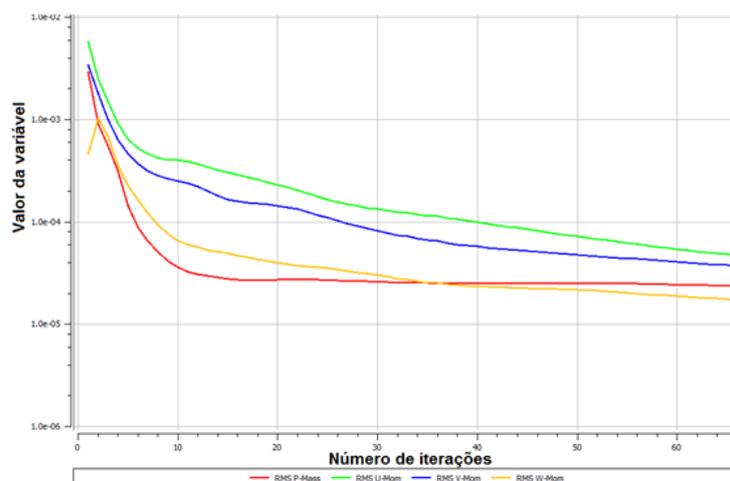


Figura 4.5. Convergência dos resultados da equação da quantidade de movimento para o trecho 1 do Rio Jamari

4.3. Resultados da Modelagem Numérica

Devido ao grande número de trechos simulados, as imagens contendo os resultados das simulações numéricas serão apresentados somente para as seções do trecho 1 do Rio Jamari (Seção 1 a 5 – Vide Tabela 3.1). As imagens das demais seções serão apresentadas nos apêndices (Apêndice A - distribuição de velocidades das seções simuladas em CFX e Apêndice B - distribuição de velocidades das seções obtidas pelo ADCP).

A metodologia de simulação (descrita na seção 3.2.3) foi modificada em dois dos trechos analisados para maior qualidade dos resultados. Estes foram os trechos 4 do Rio da UHE Samuel e o trecho 3 de Curuá-Una. O primeiro foi modificado porque (conforme discutido no tópico 4.1) as campanhas neste rio foram realizadas em diferentes dias, e nos dias das medições das seções 49 em diante, houve o desligamento de uma das turbinas da UHE Samuel, ocasionando uma redução da vazão. Desta forma

não se dispunha dos perfis de velocidade na última seção deste trecho em condições iguais as dos demais. Optou-se então por utilizar como condição de contorno na saída a pressão média (estimada pela equação 4.1). Já o trecho 3 de Curuá-Una foi simulado utilizando diversas metodologias. A metodologia que mais colaborou com a diminuição de erros foi a utilização da velocidade média medida com o ADCP como condição de contorno na saída.

$$p_m = \rho g y_m \quad (4.1)$$

Na Figura 4.6 é apresentada a distribuição de pressão absoluta (hidrostática + pressão de atmosférica) na entrada do trecho 1 do Rio Jamari. Observamos por esta Figura, como era de se esperar, o aumento linear da pressão em função da profundidade, seguindo a equação da pressão hidrostática (Equação 4.2). Em todas as demais seções a distribuição da pressão absoluta seguiu este mesmo formato.

$$p = p_{atm} + \rho g y \quad (4.2)$$

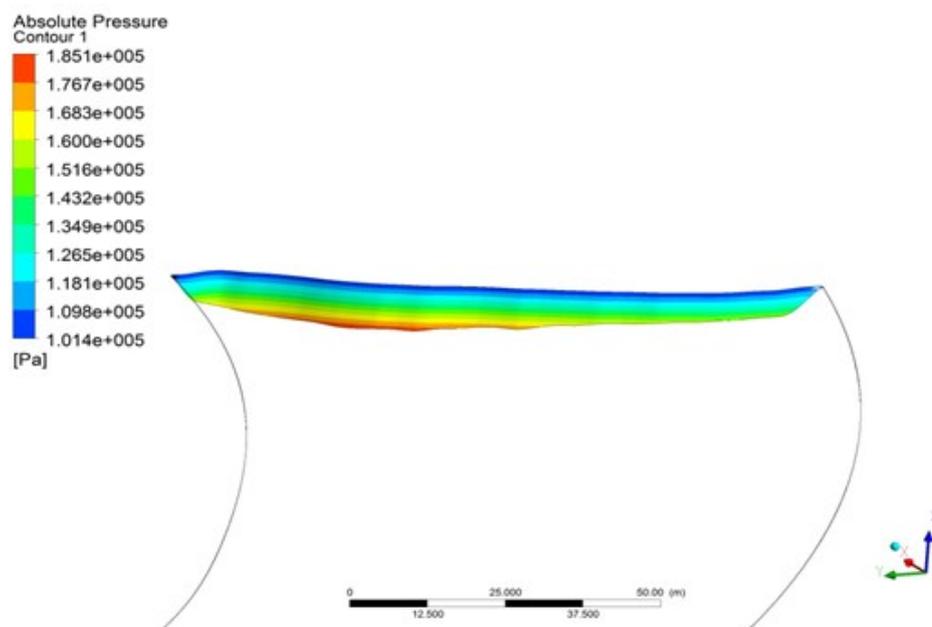


Figura 4.6: Distribuição de pressão absoluta na seção transversal de entrada do 1º trecho analisado no Rio Jamari

As Figuras 4.7 a 4.11 apresentam a distribuição de velocidades nas seções: de entrada (Seção 1 – Figura 4.7), saída (Seção 5 – Figura 4.11) e intermediárias (seções 2, 3 e 4 – Figuras 4.8 a 4.10) do Rio Jamari, simuladas e medidas experimentalmente (apresentadas na lateral direita das Figuras). Pela observação destas Figuras nota-se que os resultados da simulação permitem perfeitamente a observação das regiões de

velocidades máximas e das velocidades nestas regiões, o que permitiu o cálculo da potência hidrocínética e elétrica disponível em cada seção.

Pela comparação visual dos resultados simulados e medidos experimentalmente, observamos a proximidade entre os resultados de entrada e saída medidos experimentalmente e resultantes no CFX, o que permite a conclusão de que as condições de contorno inseridas são satisfatórias (ressaltando-se que os resultados obtidos experimentalmente e numericamente apresentam escalas diferentes). As seções intermediárias simuladas numericamente também se aproximaram dos resultados medidos em campo (Figuras 4.8, 4.9 e 4.10), com velocidades máximas próximas ao centro da seção transversal contendo velocidades da ordem de 1 a 1,5 m/s (cor vermelha e alaranjada nos resultados numéricos e cor verde clara nos resultados experimentais). Claramente, os poucos pontos amarelados e avermelhados nos resultados experimentais que representavam velocidades superiores a 1,5 m/s nem sempre são representados nos resultados simulados devido à interpolação que o programa realiza e ao cálculo de velocidades médias necessárias para inserção dos perfis de velocidade medidos em campo no software *ANSYS CFX*®. Entretanto o comportamento geral e as regiões de máxima velocidade são capturadas com qualidade pela modelagem numérica.

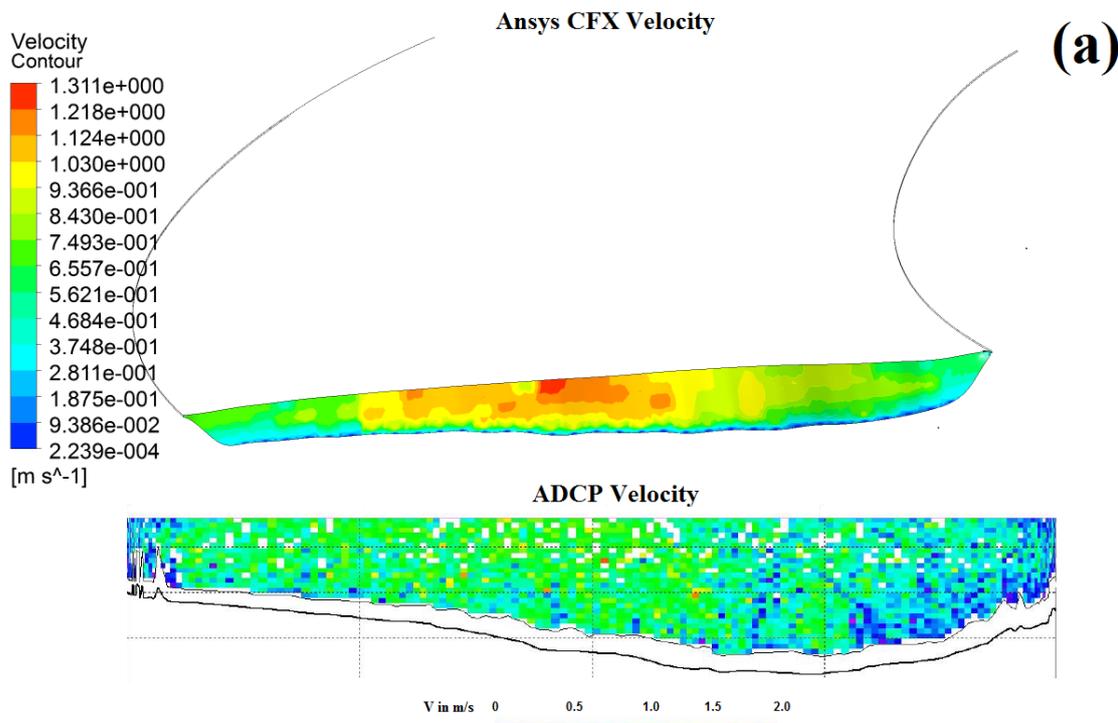


Figura 4.7: Resultados numéricos da seção transversal de entrada (seção 1) do Rio Jamari

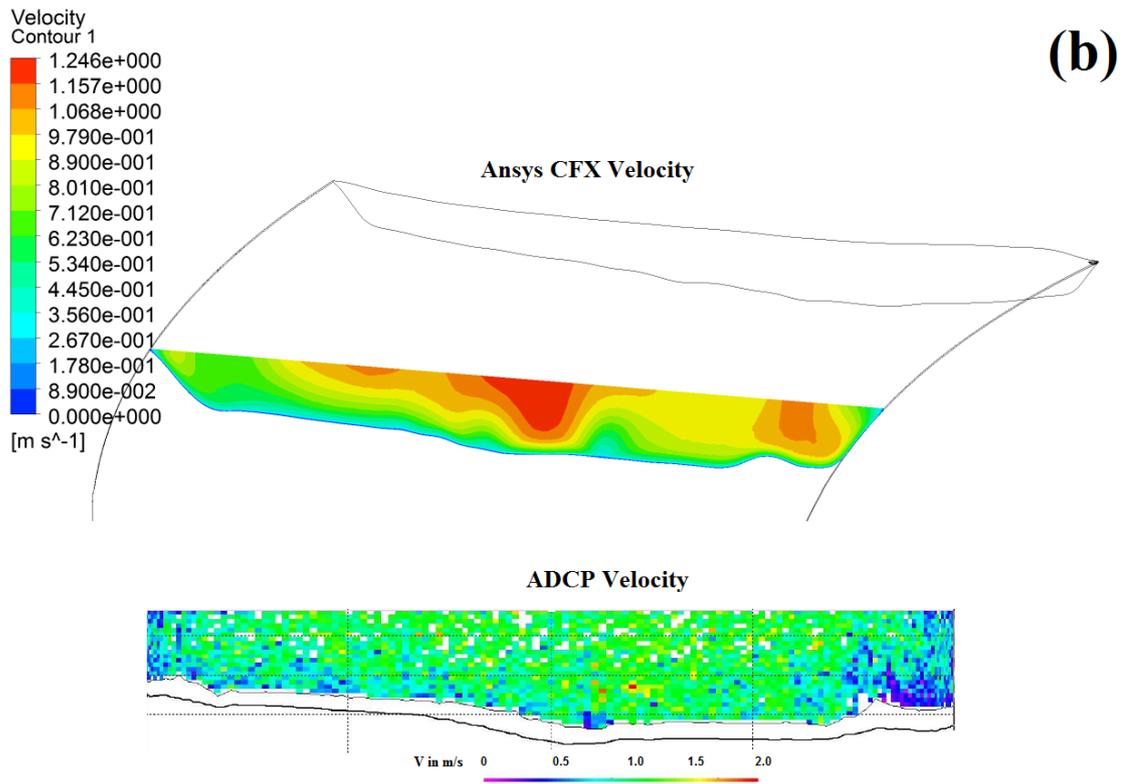


Figura 4.8: Resultados numéricos da seção transversal intermediária 1 (seção 2) do Rio Jamari

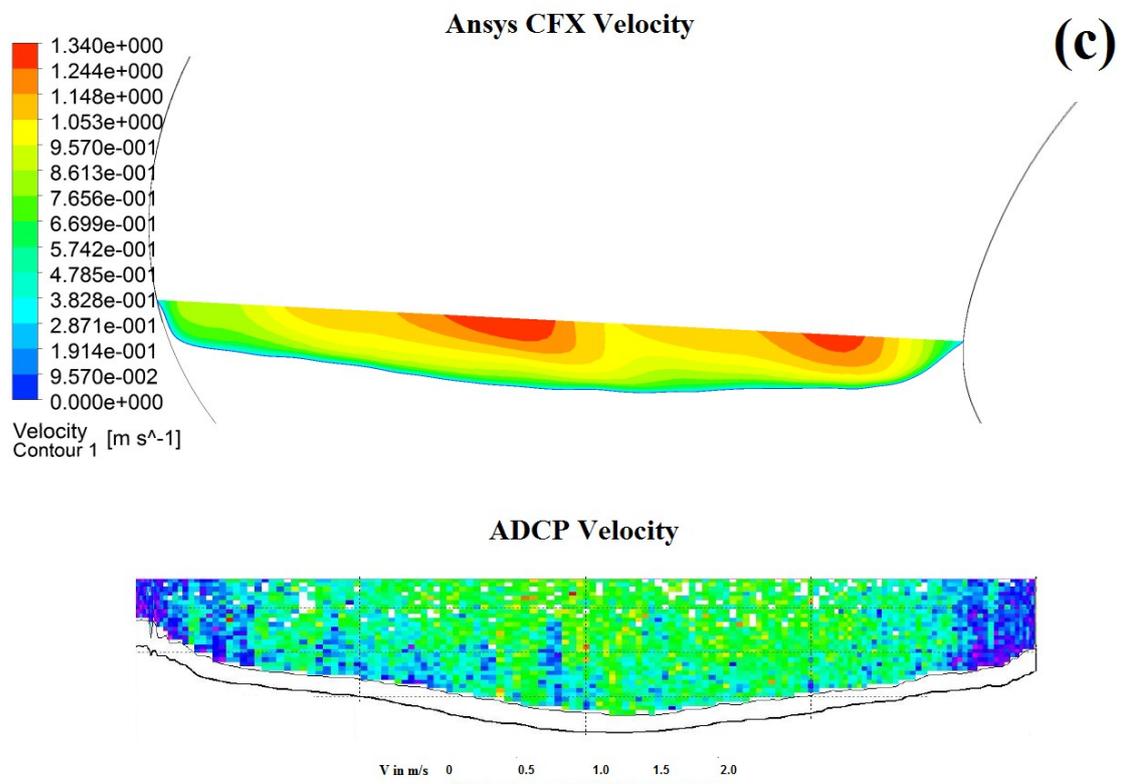


Figura 4.9: Resultados numéricos da seção transversal intermediária 2 (seção 3) do Rio Jamari

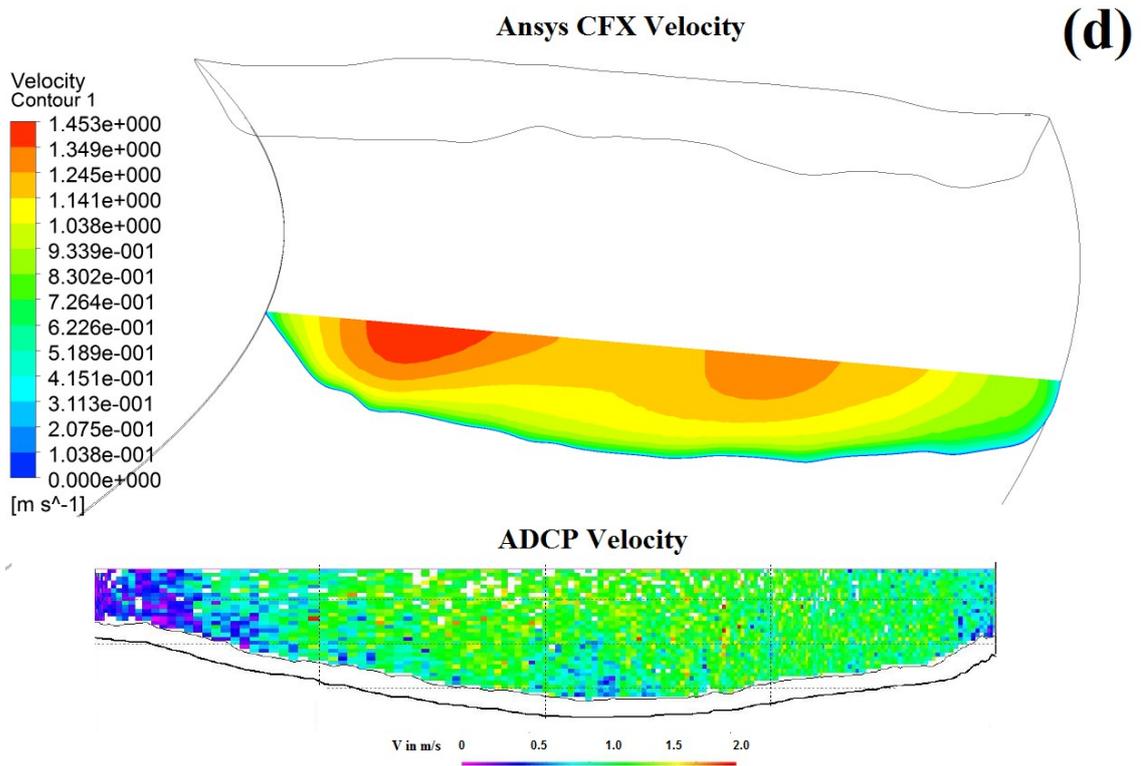


Figura 4.10: Resultados numéricos da seção transversal intermediária 3 (seção 4) do Rio Jamari

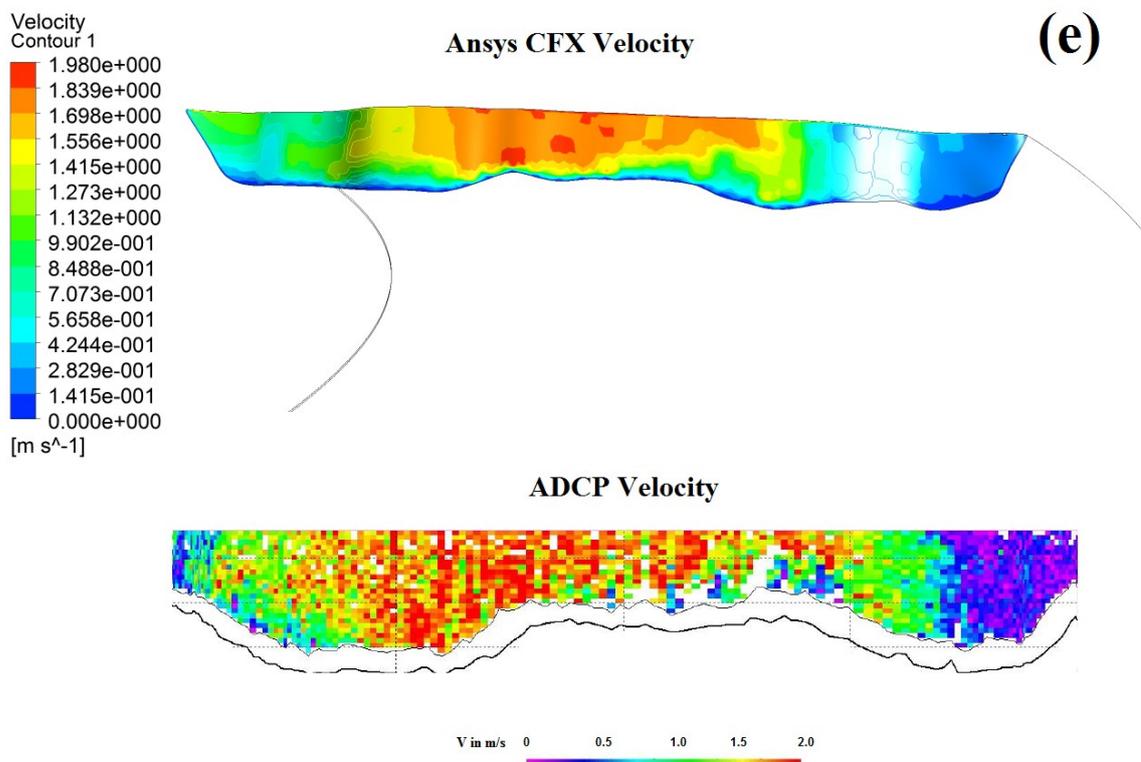


Figura 4.11: Resultados numéricos da seção transversal de saída (seção 5) do Rio Jamari

Nas Figuras 4.12 e 4.13 são apresentadas as linhas de fluxo e o contorno de velocidades na superfície do trecho analisado. Pela Figura 4.12 podemos observar a orientação imposta pela curvatura do rio sobre as linhas de fluxo, o que provocou leves perturbações da mesma. Na figura 4.13 observamos que as velocidades na superfície se tornam mais intensas em direção à saída do trecho analisado, sendo as linhas de máxima velocidade concentradas entre o centro e a margem direita.

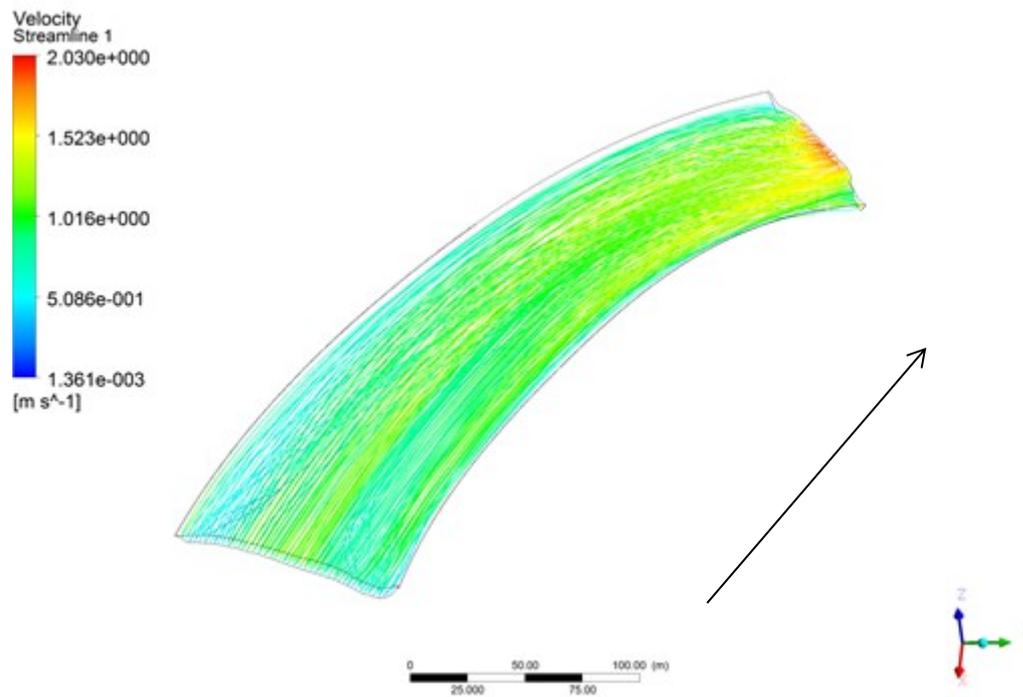


Figura 4.12: Linhas de fluxo do trecho analisado

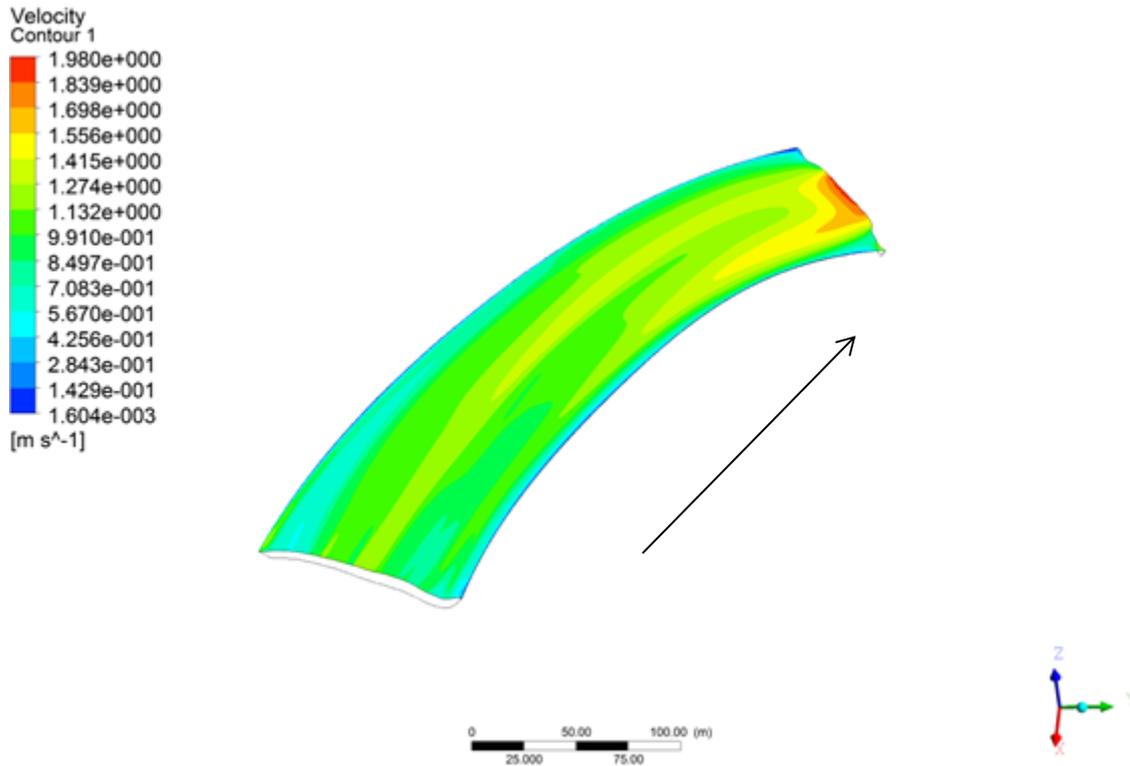


Figura 4.13: Contorno de velocidades na superfície do trecho analisado

A Figura 4.14 a seguir apresenta a variação da viscosidade turbulenta ao longo do fundo e superfície do trecho 1 do Rio Jamari. Conforme explicado nas equações 2.43 a 2.45, a viscosidade turbulenta (Ou viscosidade de *Eddy*) relaciona as tensões turbulentas ou de Reynolds, dadas pelas flutuações nos valores das componentes da velocidade, com os gradientes de velocidade médios. Assim sendo, é de se esperar que os maiores valores de viscosidade turbulenta sejam obtidos nas regiões de maior velocidade, que é exatamente o resultado obtido na Figura 4.15, que demonstra viscosidades turbulentas mais elevadas na região de superfície próxima a saída e viscosidades menos elevadas na região do fundo.

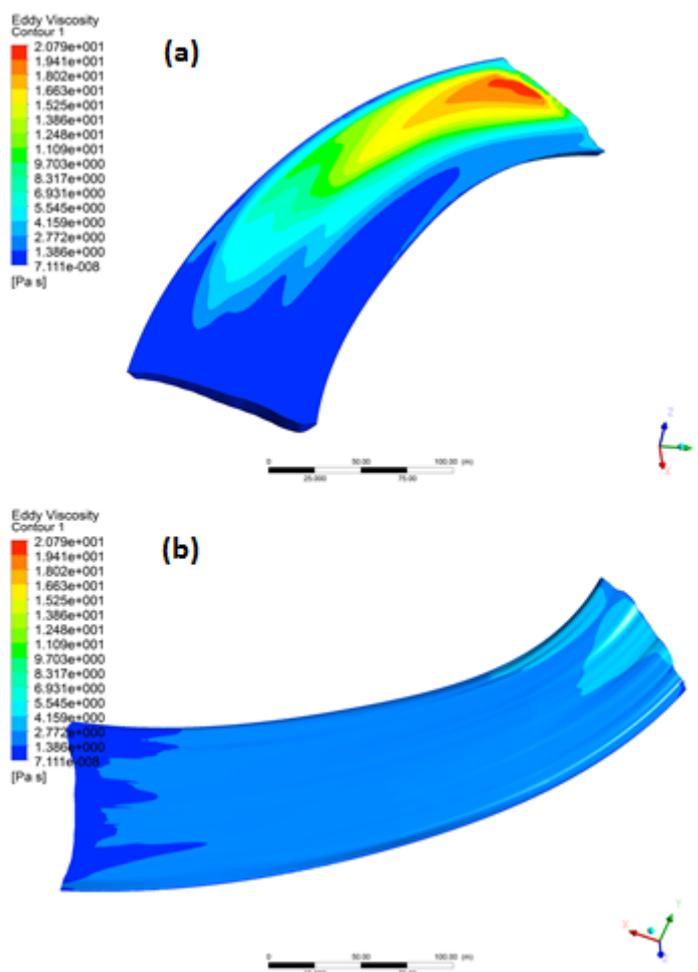


Figura 4.14: Viscosidade turbulenta no trecho 1 do Rio Jamari. (a) superfície; (b) fundo

Como se pode observar comparando os apêndices A e B, As únicas seções cujos resultados simulados da distribuição de velocidades se afastaram significativamente das medidas experimentalmente foram às seções 34 de Jamari e 24 e 25 de Curuá-Una (Esta ultima por causa da já discutida metodologia aplicada ao seu trecho, diferente das demais, onde foi considerada como condição de contorno a velocidade média na saída, o que não possibilitou a visualização de nenhuma distribuição de velocidades – Ver Figura A34).

A Figura 4.15 apresenta um gráfico do comportamento da velocidade no trecho 1 do Rio Jamari (analisado anteriormente) ao longo da coordenada x, no centro do rio. Com a curva do rio (Veja Figura 4.13), a coordenada x para de crescer e a velocidade aumenta consideravelmente. Antes da curva, quando o rio seguia seu curso na coordenada x e esta aumentava consideravelmente, a velocidade diminuía. Este comportamento mostra que no início da curvatura o escoamento no centro do rio sofre uma frenagem e que este acelera após a curva.

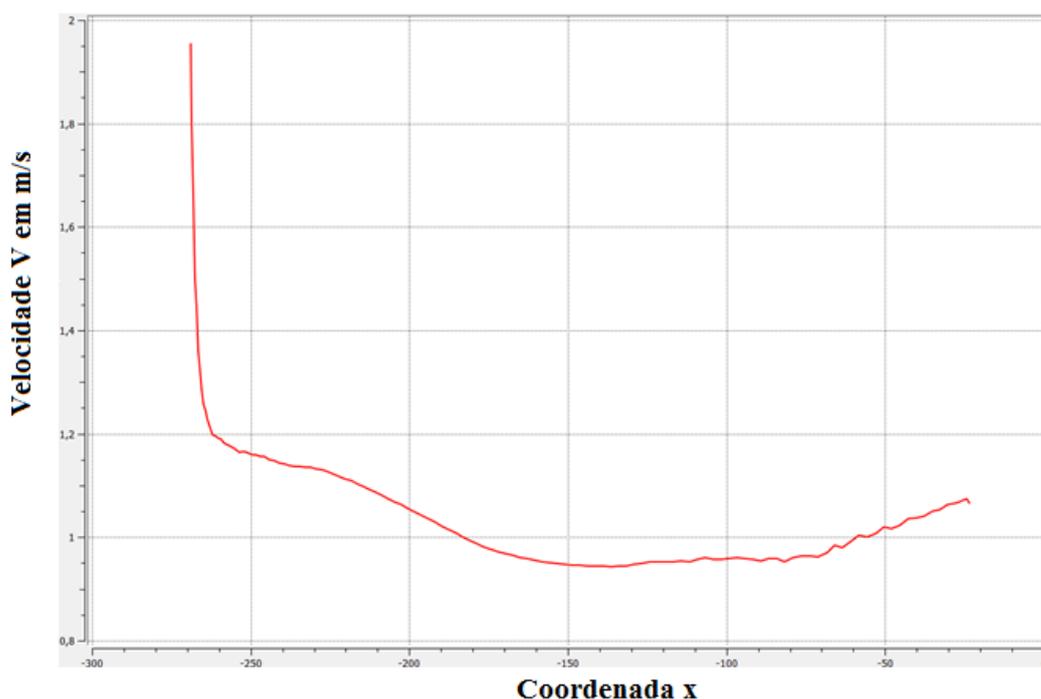


Figura 4.15: Comportamento da velocidade ao longo da coordenada x no centro do Rio Jamari

Pela observação dos perfis de velocidade medidos e simulados nas Figuras acima, observamos que embora as menores velocidades estejam localizadas nas regiões do fundo, estas não são excessivamente pequenas. Isso implica em uma movimentação constante de sedimentos nas proximidades da camada de fundo, intensa no caso de rios amazônicos devido sua elevada carga de sedimentos. Esta movimentação terá efeito modelador sobre as formas de fundo devido aos processos de erosão e sedimentação. Com isto, alterações sobre os perfis de velocidade e profundidade disponível serão verificadas ao longo do ano o que pode implicar em mudanças no perfil de velocidade sobre as camadas superiores alterando a disponibilidade energética nas turbinas. Por causa destas alterações no fundo, também se verifica a necessidade de um espaçamento mínimo (folga) entre as turbinas e o fundo. Conforme demonstram os resultados de Machado et al. (2017a), a implantação de turbinas hidrocínéticas submersas de marés não tem influência significativa nos processos de sedimentação do ambiente aquático, não reduzindo a possibilidade de formação de acúmulos de sedimentos que poderiam alterar o relevo e influenciar na trajetória do fluxo incidente na própria turbina. Espera-se que o mesmo comportamento seja verificado em turbinas hidrocínéticas em rios.

Outro ponto que deve ser ressaltado e que se relaciona com os sedimentos presentes no rio é a danificação ou redução de potência que a elevada carga de sedimentos dos rios amazônicos (caso do presente trabalho) pode ocasionar sobre a turbina hidrocínética (Como observam Machado et al., 2017b). Além disso, movimentação dos sedimentos aliada à rotação das turbinas tem impacto negativo sobre a comunidade bentônica de fundo do ambiente aquático (Union of Concerned Scientists, 2008). Para uma comparação mais adequada das velocidades foram calculados os desvios relativos entre as velocidades médias obtidas experimentalmente e computacionalmente. Estes são apresentados nas Figuras 4.16 e 4.17. Pela Figura 4.17 observamos que na seção 26 há presença de um desvio consideravelmente alto (42%). Este é o maior desvio verificado em todas as seções analisadas em ambos os rios. Entretanto, os desvios médios foram bem menos elevados. Os desvios relativos médios obtidos foram de 11,0% para o Rio Jamari e 13,2% para o Rio Curuá-Una. Com estes resultados, pode-se concluir uma maior qualidade dos resultados no Rio da UHE Samuel (dado que apresentou menores desvios mesmo possuindo um maior número de seções). Em geral ambos os rios apresentaram um desvio relativo médio de 11,7%, sendo o desvio absoluto em média igual a 0,143 m/s por seção.

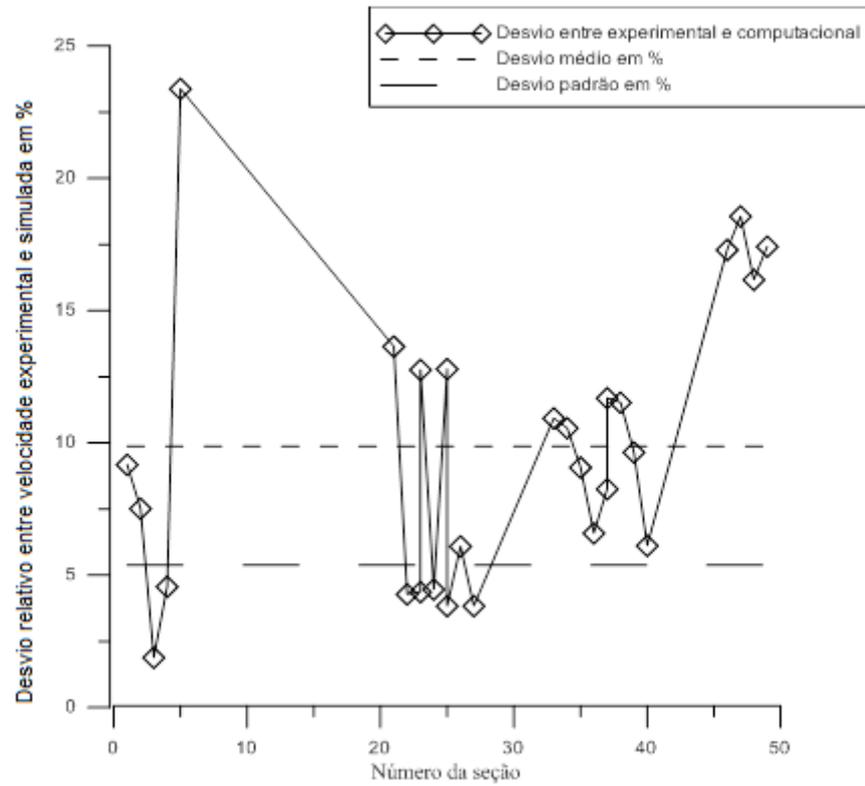


Figura 4.16: Desvios entre as velocidades médias obtidas numericamente e experimentalmente nas seções do Rio Jamari

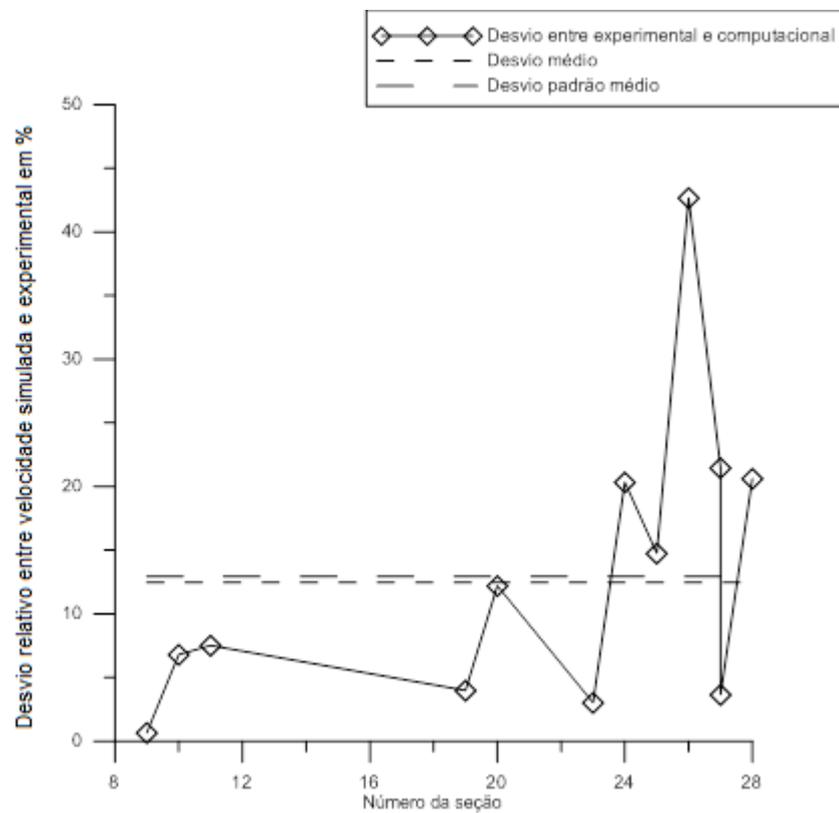


Figura 4.17: Desvios entre as velocidades médias obtidas numericamente e experimentalmente nas seções do Rio Curuá-Una

Dois dos fatores, a parte da metodologia numérica, e que podem ter influenciado nos erros obtidos entre as velocidades experimentais e numéricas são: i) distorções na geometria ocasionadas pela já explicada suavização necessária para reprodução da geometria e geração de malhas no software utilizado. A seção transversal 25, possuía por exemplo, uma área de 774,05 m² segundo resultado do ADCP. No *ICEM* o valor obtido para a geometria reproduzida foi de 746,41 (distorção de 3,6%); e ii) faixa de erros de medição próprias da operação do ADCP, que podem ter falhado em reproduzir a real condição do escoamento e acarretado erros na comparação com a simulação numérica das seções intermediárias do rio. Contudo, apesar destes fatores, o nível médio dos erros obtido foi baixo, o que demonstra a satisfatoriedade dos resultados obtidos pela modelagem CFD.

O impacto das rugosidades sobre os resultados do perfil de velocidade também foi analisado. Foram comparados duas situações do 1º trecho do Rio Jamari: parede lisa e rugosidade de 30 cm. No apêndice C (Figuras C1 a C3) são apresentados os resultados de perfil de velocidade das seções intermediárias e de saída deste trecho simulado com ambas as metodologias. Não foram identificadas diferenças significativas entre o comportamento da velocidade em ambas as metodologias, contudo os valores de velocidade máxima foram superiores no caso da rugosidade de 30 cm.

Para a segunda seção intermediária, próxima à saída e depois de uma curva (região onde o escoamento acelera - Figura A69), esta diferença de velocidade máxima chega até 0,08 m/s. Tal comportamento pode ser explicado por uma maior turbulência na região de fundo que se reflete em uma maior velocidade nas camadas superiores. No caso das simulações com a parede lisa, os perfis de velocidade as regiões de velocidade máxima se mostraram aproximar mais do fundo. Para a seção de saída, no qual foram utilizados valores medidos como condição de contorno foram encontradas pouca ou quase nenhuma alteração sobre os perfis de velocidade. A Tabela C1 no Apêndice C são comparadas as velocidades médias das seções transversais do trecho 1 e 3 do Rio Jamari. Observamos que apesar das diferenças no perfil de velocidade, as velocidades médias são praticamente idênticas.

De posse das simulações de todas as seções pode-se obter a velocidade máxima e as áreas das regiões de velocidade máxima de cada seção. Como se observa nas

Figuras 4.6 e 4.8 as zonas de maiores velocidades em algumas seções foi excessivamente reduzida o que fez com que fossem consideradas como áreas de máxima velocidade, em algumas seções, aquelas que envolviam os 2 ou 3 maiores valores de velocidade e como velocidade máxima uma média destes valores. Foram também calculadas a constante de velocidade máxima k (dada pela relação entre V_{max} e V - equação 2.7) e a relação entre a área de máxima velocidade pela área total (A_{max}/A). Estas estão apresentadas nas Tabelas 4.7 e 4.8.

Tabela 4.7: Distribuição dos parâmetros relacionados à área máxima no Rio Jamari

Seção	A_{max} (m ²)	V_{max} (m/s)	k	A_{max}/A
1	163,500	1,062	1,205	0,232
2	190,485	1,068	1,158	0,269
3	184,180	1,196	1,359	0,254
4	322,850	1,245	1,234	0,473
5	143,090	1,770	1,707	0,248
21	146,300	1,280	1,195	0,229
22	162,480	1,440	1,455	0,246
23	168,500	1,400	1,262	0,270
24	160,940	1,610	1,741	0,226
25	216,050	1,263	1,517	0,279
26	175,000	1,355	1,528	0,242
27	123,370	1,681	1,371	0,217
33	228,870	1,155	1,165	0,334
34	166,230	1,390	1,206	0,282
35	85,813	1,247	1,132	0,139
36	74,880	1,246	1,305	0,112
37	178,570	1,242	1,135	0,297
38	101,920	1,293	1,264	0,153
39	149,400	1,300	1,249	0,237
40	116,270	1,375	1,428	0,173
46	222,820	1,226	1,225	0,337
47	171,490	1,300	1,275	0,265
48	111,580	1,390	1,249	0,184
49	105,060	1,405	1,954	0,215

Tabela 4.8: Distribuição dos parâmetros relacionados à área máxima no Rio Curuá-Una

Seção	A_{max} (m ²)	V_{max} (m/s)	k	A_{max}/A
9	69,89	0,721	1,194	0,218

Tabela 4.8: Distribuição dos parâmetros relacionados à área máxima no Rio Curuá-Una

10	66,07	0,928	1,287	0,250
11	50,59	1,200	1,156	0,263
19	61,4	0,800	1,163	0,223
20	48,9	1,170	1,275	0,235
23	36,93	0,890	1,170	0,155
24	69,62	1,234	1,394	0,361
26	56,2	1,850	2,467	0,267
27	36,43	1,850	1,208	0,304
28	30,67	2,491	1,718	0,175

Pelas Tabelas 4.7 e 4.8 observam-se que as áreas máximas variaram entre 74 e 323 m² no Rio Jamari e 30 a 70 m² no Rio Curuá-Una. Apesar das maiores áreas máximas no primeiro rio, quando se analisa as relações de áreas observa-se que os valores se aproximaram bastante em ambos os rios. Os maiores valores de velocidade máxima foram obtidos nas seções 48 (Rio Jamari) e seção 28 (Rio Curuá-Una). A Tabela 4.9 apresenta um resumo dos valores médios de todas as grandezas geométricas e hidráulicas de interesse de ambos os rios. Por esta observamos que todos os parâmetros apresentam uma variação mais intensa no Rio Curuá-Una. Por exemplo, ao analisarmos os valores de área verifica-se que o desvio padrão das áreas em ambos os rios é o mesmo, contudo este corresponde a 10% da área média em Jamari e 35% em Curuá-Una. O mesmo padrão é observado em outros parâmetros como y e P . Verifica-se então uma maior regularidade no Rio Jamari.

A velocidade V_{max} média foi próxima em ambos os rios, sendo, contudo, o desvio padrão muito superior em Curuá-Una. O número de Froude médio foi superior também neste rio, demonstrando maior turbulência destes. Em todos os casos F_r foi inferior a 1 indicando um escoamento subcrítico.

Tabela 4.9: Características hidráulicas e geométricas médias de ambos os rios

Parâmetros	Rio Jamari	Rio Curuá-Una
V_{med} (m/s)	0,999 ± 0,114	0,989 ± 0,352
V_{max} (m/s)	1,324 ± 0,164	1,362 ± 0,566
P (m)	89,133 ± 10,549	67,015 ± 24,905
R_h (m)	7,383 ± 0,824	3,329 ± 0,725
k	1,36 ± 0,185	1,385 ± 0,394
A (m ²)	652,950 ± 64,165	210,726 ± 61,775
A_{max} (m ²)	164,177 ± 51,557	51,194 ± 14,511

Tabela 4.9: Características hidráulicas e geométricas médias de ambos os rios

A_{max}/A	$0,250 \pm 0,070$	$0,250 \pm 0,059$
y (m)	$6,920 \pm 0,693$	$3,648 \pm 1,134$
F_r	$0,122 \pm 0,015$	$0,168 \pm 0,053$

Como já discutido, Troskolanski (1962) indica valores de 1,2 para a constante k . Pelas Tabelas 4.7 a 4.9 vemos que os valores de k do presente trabalho variaram entre 1,1 e 2,5 o que mostra que o valor de 1,2 não pode ser considerado um valor padrão, pois pode variar com outras características das seções. Contudo na Tabela 4.9 vemos que os valores médios de k em ambos os rios se aproximaram bastante estando em torno de 1,35. Assim sendo os valores da Tabela 4.9 podem ser utilizados para estimativa inicial de velocidades máximas em rios no Norte do país, e o desvio padrão para cálculo do erro desta estimativa. Os valores de A_{max}/A também foram os mesmos em ambos os rios. De posse destas estimativas de k e A_{max}/A pode-se então efetuar estimativas preliminares do potencial hidrocínético disponível nas regiões de máxima velocidade em rios do norte do Brasil por um cálculo simples utilizando-se a equação 3.3.

4.4. Cálculos Energéticos

4.4.1. Cálculo de potência hidrocínética

De posse dos resultados das Tabelas 4.7 e 4.8 pode-se aplicar a equação 3.3 para cálculo da potência hidrocínética disponível em cada seção de ambos os rios. Após cálculo da potência hidrocínética pode-se ainda efetuar o cálculo das densidades de potência por unidade de área (DP_A) e por unidade de raio hidráulico (DP_{Rh}). As Tabelas 4.10 e 4.11 apresentam estes resultados.

Tabela 4.10: Potência hidrocínética nos trechos do Rio Jamari

Seção	P_h [kW]	DP_A [kW/m ²]	DP_{Rh} [kW/m]
1	98,028	0,139	14,093
2	116,023	0,164	14,920
3	157,546	0,217	19,259
4	311,515	0,457	36,350
5	396,734	0,688	57,275
21	153,407	0,240	23,751
22	242,581	0,367	38,513
23	231,182	0,371	28,695

Tabela 4.10: Potência hidrocínética nos trechos do Rio Jamari

Seção	P_h [kW]	DP_A [kW/m²]	DP_{Rh} [kW/m]
23	231,182	0,371	28,695
24	335,824	0,472	46,225
25	217,379	0,281	28,906
26	217,684	0,301	23,020
27	293,010	0,516	40,059
33	176,321	0,257	25,253
34	223,21	0,378	33,89
35	83,2	0,135	10,29
36	72,42	0,108	10,13
37	171,058	0,284	25,741
38	110,160	0,165	15,430
39	164,116	0,261	21,544
40	151,128	0,225	25,187
46	205,303	0,311	25,759
47	188,382	0,291	23,247
48	149,831	0,247	18,545
49	145,692	0,299	24,362

Tabela 4.11: Potência hidrocínética nos trechos do Rio Curuá-Una

Seção	P_h [kW]	DP_A [kW/m²]	DP_{Rh} [kW/m]
9	13,098	0,187	3,400
10	26,392	0,399	8,449
11	43,710	0,864	15,388
19	15,718	0,256	5,214
20	39,159	0,801	16,712
23	13,017	0,352	5,437
24	65,412	0,940	22,602
26	177,919	3,166	38,659
27	115,343	3,166	28,826
28	236,888	7,724	66,786

O potencial hidrocínético total nas seções analisadas de ambos os rios foi de 5.231 kW no Rio Jamari e 862 kW no Rio Curuá-Una. As seções de maior potencial foram as seções 5 do Rio Jamari e 28 de Curuá-Una. Claramente nem todo potencial hidrocínético é passível de ser aproveitado, o que indica a necessidade de cálculo da potência elétrica para posterior cálculo da energia elétrica passível de ser obtida. As

densidades de potência médias em ambos os rios foram: i) 0,316 kW/m² e 27,73 kW/m para o Rio Jamari e ii) 1,91 kW/m² e 21,8 kW/m para o Rio Curuá-Una. Concluímos que é possível extrair mais energia hidrocínética por m² em Curuá-Una do que no Rio da UHE Samuel, embora o potencial hidrocínético total seja maior neste.

4.4.2. Cálculo de potência elétrica

A potência elétrica foi calculada por meio da equação 3.4 com auxílio das Tabelas 4.7 e 4.8. Optou-se por utilizar turbinas axiais para planejamento do aproveitamento. O número de turbinas (N_T) e o diâmetro (D) das mesmas variaram em função das dimensões da região de máxima velocidade em cada seção. Os resultados de potência elétrica e da relação entre esta e a potência hidráulica disponível (Denominada no presente trabalho de razão de aproveitamento – R_{AP}) estão apresentados nas Tabelas 4.12 e 4.13.

Tabela 4.12: Potência elétrica nos trechos do Rio Jamari

Seção	D (m)	N_T	P_{el} (kW)	R_{AP} (%)
1	2,5	4	3,179	3,242
2	6	1	4,650	4,008
3	1,5	6	2,461	1,562
4	5	4	20,461	6,568
5	3	3	15,875	4,001
21	3	3	6,004	3,914
22	3	3	8,044	3,316
23	5	2	14,547	6,293
24	5	2	22,124	6,588
25	3	4	7,681	3,533
26	3	3	6,385	2,933
27	4	2	16,117	5,500
33	4	3	8,27	4,69
34	3	3	6,99	3,13
35	3	2	3,91	4,448
36	2,5	3	4,06	5,60
37	4	5	10,483	6,128

Tabela 4.12: Potência elétrica nos trechos do Rio Jamari

Seção	D (m)	N_T	P_{el} (kW)	R_{AP} (%)
38	4	3	11,002	9,987
39	4	3	10,497	6,396
40	4	2	8,820	5,836
46	4	3	9,379	4,568
47	3	3	6,290	3,339
48	5	2	20,407	13,620
49	4	2	9,410	6,459

Tabela 4.13: Potência elétrica nos trechos do Rio Curuá-Una

Seção	N_T	D (m)	P_{el} (kW)	R_{AP} (%)
9	2	2	0,318	2,427
10	2	2	0,769	2,915
11	3	2	2,199	5,030
19	4	2	0,869	5,526
20	7	1,3	1,898	4,846
23	2	1,5	0,336	2,584
24	6	2,5	4,491	6,865
26	2	1,5	3,021	1,698
27 ^a	1	5	16,783	14,551
28	1	3	14,741	6,223

^aOs dados da seção 27 utilizados no presente trabalho foram coletados com relação ao trecho 5 de Curuá-Una e não do trecho 4, devido aos menores desvios relativos obtidos nos resultados do trecho 5

Pelas Tabelas 4.12 e 4.13 observamos os baixos índices de razão de aproveitamento de energia hidrocínética em todos os trechos. O valor máximo de R_{AP} em todos os trechos foi obtido na seção 27 de Curuá-Una, sendo igual a 14,5 %. Isto demonstra a necessidade de desenvolvimento de tecnologias de extração energia hidrocínética com maior rendimento.

A potência elétrica total disponível em ambos os trechos foi de: 283,4 kW no Rio Jamari e 62 kW no Rio Curuá-Una. Optou-se, contudo por planejar o parque hidrocínético considerando-se somente as seções com potência elétrica próxima ou superior 15 kW. Assim sendo foram consideradas somente as seções: i) 4, 5, 23, 24, 27 e 48 no Rio Jamari, totalizando uma potência instalada de 109,5 kW; e ii) 27 e 28 no

Rio Curuá-Una, totalizando uma potência instalada de 31,5 kW. Todos estes trechos considerados para implantação do parque hidrocínético apresentou velocidade média na região de máxima velocidade superior a 1,2 m/s, valor que se enquadra nas faixas de velocidades previstas em turbinas hidrocínicas comerciais (como por exemplo Smart Hydro Power, 2014). Assim sendo, não se tem limitação tecnológica para tal aproveitamento.

4.4.3. Variação sazonal do potencial disponível

Com base no procedimento descrito na seção 3.3.1, pode-se calcular a variação sazonal do potencial elétrico disponível em cada seção que compunha o parque hidrocínético nos dois rios, considerando-se que a mesma configuração de turbinas definida anteriormente seria mantida em todo ano. Este resultado é apresentado nas Figuras 4.18 e 4.19. Claramente os potenciais calculados nas Figuras 4.18 e 4.19 são funções das vazões médias mensais e diárias e podem variar em função do regime de vazões defluentes liberadas pelas usinas.

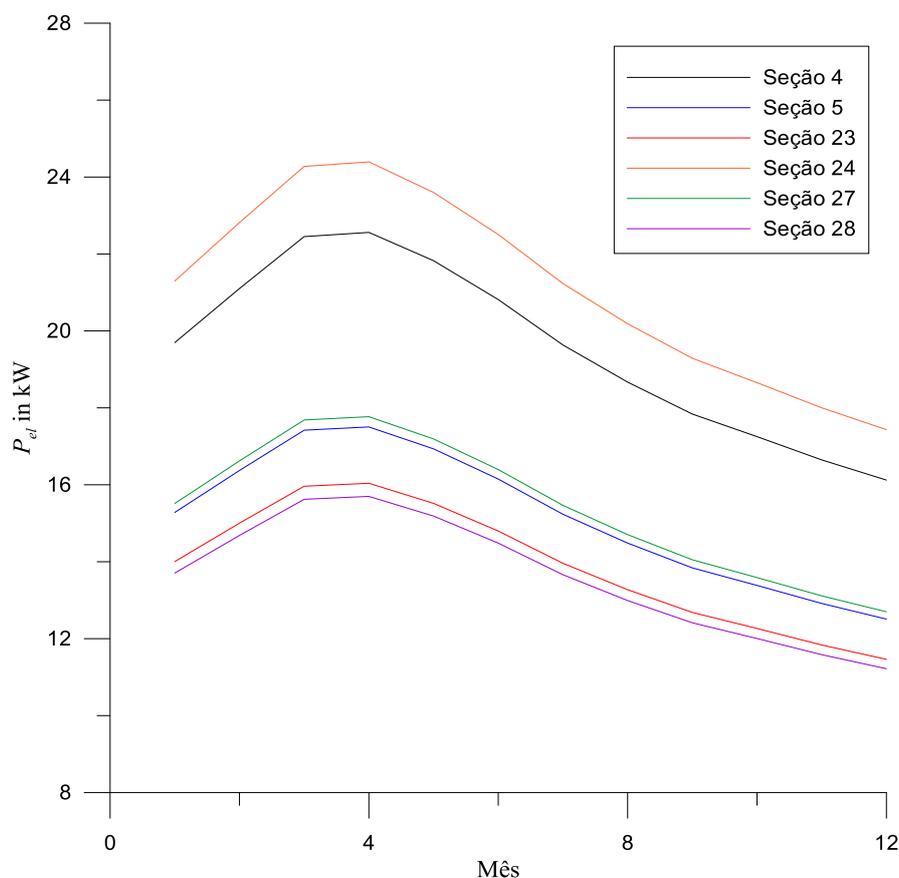


Figura 4.18: Potencial hidrocínético em função do número do mês no Rio Jamari

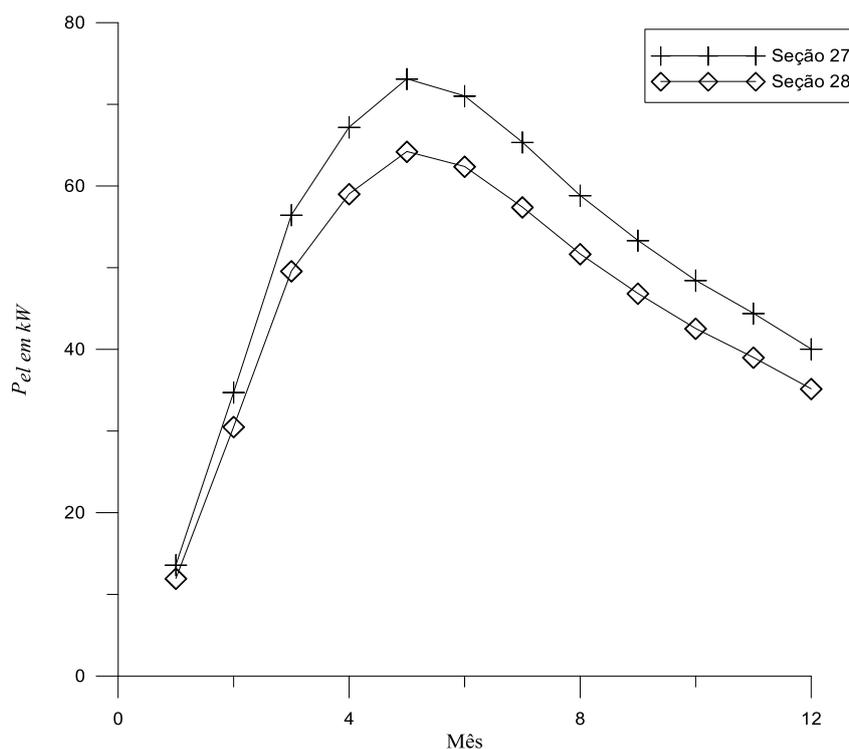


Figura 4.19: Potencial hidrocínético em função do número do mês no Rio Curuá-Una

Nota-se, pelas Figuras 4.18 e 4.19, uma variação muito maior do potencial no rio Curuá-Una, sendo que a potência nas seções selecionadas deste rio podem atingir valores muito mais elevados que as potências elétricas calculadas no cenário da simulação numérica (vide Tabela 4.13). Isto se dá pela baixa vazão do Rio Curuá-Una nos dias de medição experimental ($175 \text{ m}^3/\text{s}$), em um rio que pode atingir vazões muito mais elevadas (próximas $380 \text{ m}^3/\text{s}$). Já a vazão de Samuel no dia da campanha experimental ($661 \text{ m}^3/\text{s}$) esteve próxima à vazão máxima mensal do rio ($780 \text{ m}^3/\text{s}$) (Veja Figura 3.11).

As potências elétricas disponíveis e instaladas de ambos os rios foram comparadas graficamente (Figuras 4.20 e 4.21). Conforme a Figura 4.20, a potência instalada em Curuá-Una tem potencial de ser superior aquela obtida nas simulações computacionais. Optou-se, contudo, por manter-se a mesma potência devido ao fato de, com a configuração da modelagem computacional, a disposição das turbinas poderem ser determinadas com maior segurança e precisão do que pelas estimativas sazonais, dado que nestas não se possui o formato da mancha de máxima velocidade. Pela Figura 4.21, observamos a baixa variação de potencial disponível à jusante da UHE Samuel e a proximidade entre as potências elétricas disponíveis e instaladas ao longo de todo ano

(devido a maior regularidade e menor variabilidade deste rio quando comparado a Coruá-Una, já discutida anteriormente).

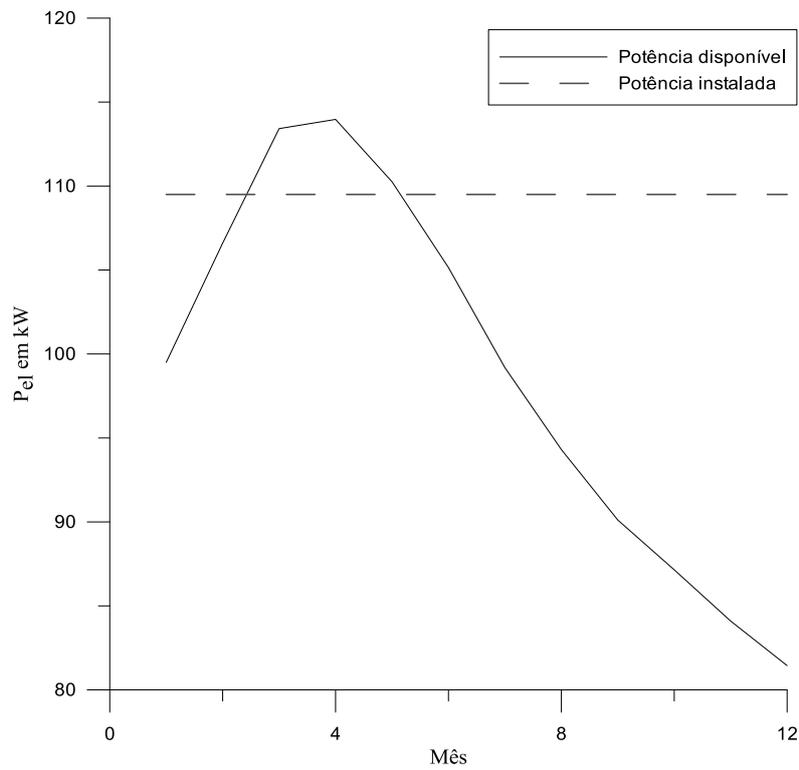


Figura 4.20: Potencial elétrico disponível e instalado em função do número do mês no Rio Jamari

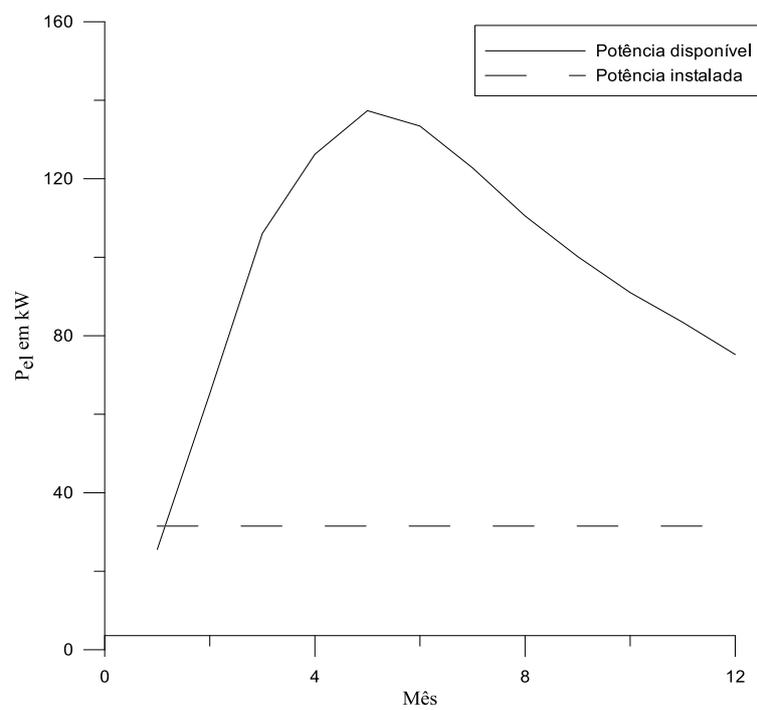


Figura 4.21: Potencial elétrico disponível e instalado em função do número do mês no Rio Curuá-Una

As Figuras 4.20 e 4.21 possibilitam o cálculo do fator de capacidade f_c do parque. Este é definido na equação 3.6 como a relação entre a energia gerada e o potencial total de geração de um empreendimento energético. De modo mais intuitivo, o f_c pode ser dado pela relação entre a área da região definida pela interseção entre as curvas de potência elétrica disponível e instalada e o eixo das abscissas com a área retangular entre a potência instalada e o eixo das abscissas.

Nas Figuras 4.20 e 4.21 é notório, mesmo antes de efetuar qualquer cálculo, o alto fator de capacidade de ambos os parques dado que o Rio Jamari apresenta potência elétrica disponível próxima da instalada em todos os meses e que o Rio Curuá-Una tem potência instalada inferior a disponível em quase todos os meses. Após efetuarem-se os cálculos, e de posse dos valores de f_c aplica-se a equação 3.6 para cálculo da energia passível de ser produzida em ambos os parques hidrocínéticos. Este resultado é apresentado na Tabela 4.14.

Tabela 4.14: Resultados energéticos dos parques hidrocínéticos

Parque hidrocínético	Rio Jamari	Rio Curuá-Una
P_{el} (kW)	109,5	31,5
$P_{el}/P_{max\ mensal}$	0,96	0,23
f_c (%)	89,4%	98,4%
E (MWh/ano)	815,3	258,1

Vale ressaltar que os valores de f_c obtidos são puramente hidráulicos e devem ser reduzidos devido a paradas para manutenção ou em eventos extremos acompanhados de excessiva redução ou elevação das velocidades. Ressalta-se ainda que os cálculos aqui realizados se embasaram nos dados de vazão de 2014 cedidos pela operadora das usinas. Variações do regime de vazão em outros anos tendem a alterar estes resultados. Um último aspecto a se considerar é que os valores de f_c calculados no presente trabalho se enquadram na faixa sugerida por McGlynn (2014) (de 65 a 95%) para parques hidrocínéticos em rios, como já foi citado em tópicos anteriores.

Comparando-se os resultados obtidos com os resultados de Holanda et al. (2017), que também estudaram o potencial hidrocínético a jusante de uma UHE na bacia amazônica Brasileira (a UHE de Tucuruí), nota-se uma proximidade dos resultados, dado que Holanda et al. (2018) também obteve uma potência instalada da ordem de

centenas de kW (aproximadamente 300 kW). Considerando o número de total de turbinas, os parques do presente trabalho resultam em uma potência instalada de 1,88 kW/m de diâmetro de turbina (1,63 kW/m em Samuel e 3,94 kW/m em Curuá-Una) enquanto que Holanda et al. (2018) obteve valores da ordem de 3,0 kW/m de diâmetro de turbina. Estes resultados demonstram mais uma vez a proximidade dos valores de ambos os trabalhos, reforçando a coerência dos cálculos desta tese. Ressalta-se ainda a reduzida densidade de potência obtida nas seções escolhidas do rio Jamari, que se destacam no potencial devido a elevada área das seções transversais.

4.5. Cálculos Econômicos

Conforme explicado na seção 3.3.2, a análise econômica do presente trabalho se dividiu em três partes. Os resultados de cada uma destas etapas serão apresentados a seguir.

4.5.1. Estimativa do custo unitário máximo (C_{unmax}) para viabilização dos parques hidrocinéticos

Devido ao fato da tecnologia hidrocinética ainda não estar difundida comercialmente, muitas são as incertezas nas estimativas de custos de turbinas hidrocinéticas. No presente trabalho optou-se por calcular o custo unitário máximo que o sistema poderia apresentar para que se tornasse viável economicamente ($VPL = 0$ – equação 3.7) ao invés de partir-se de uma estimativa de investimento e prosseguir com o cálculo do VPL . Tal custo pode servir como base para desenvolvimento de sistemas hidrocinéticos futuros. Os resultados estão apresentados na Tabela 4.15.

Tabela 4.15: resultados econômicos dos parques hidrocinéticos

Parâmetro	Rio Jamari	Rio Curuá-Una
<i>Receitas</i> (R\$/ano)	185.090,5	58.600,62
C_{OM} (R\$/ano)	32.481,23	10.283,72
C_{unmax} (R\$/kW)	11.861,89	13.048,62
Investimento máximo (Milhões de R\$)	1,299	0,411

O custo unitário máximo para viabilização do parque em Curuá-Una foi superior ao do Rio Jamari, o que pode ser explicado pela menor potência instalada deste parque (Tabela 4.14). Além disso, devido a uma maior potência instalada no Rio Jamari, o investimento máximo que poderia ser despendido para viabilização do empreendimento é superior neste rio. Ressalta-se que no caso dos sistemas hidrocínéticos serem importados de empresas estrangeiras, os custos dos sistemas calculados na Tabela 4.15 devem englobar o fator de importação, o que pode dificultar ainda mais a atratividade dos parques hidrocínéticos. A Figura 4.22 apresenta a variação dos custos unitários máximos que os parques hidrocínéticos poderiam custar em cada rio para viabilização do empreendimento em função de variações no valor da taxa de desconto (i). Por esta observa-se que os $C_{unmáx}$ podem variar entre 11 e 16 x 10³ R\$/kW. Em um cenário financeiro mais otimista ($i = 7\%$ a.a), poderiam ser empregados até 16.000 R\$/kW que o parque se viabilizaria para a Tarifa de venda de energia adotada, o que sinaliza a necessidade de taxas de juros menos elevadas para esta tecnologia ao menos até que atinja a fase de maturidade.

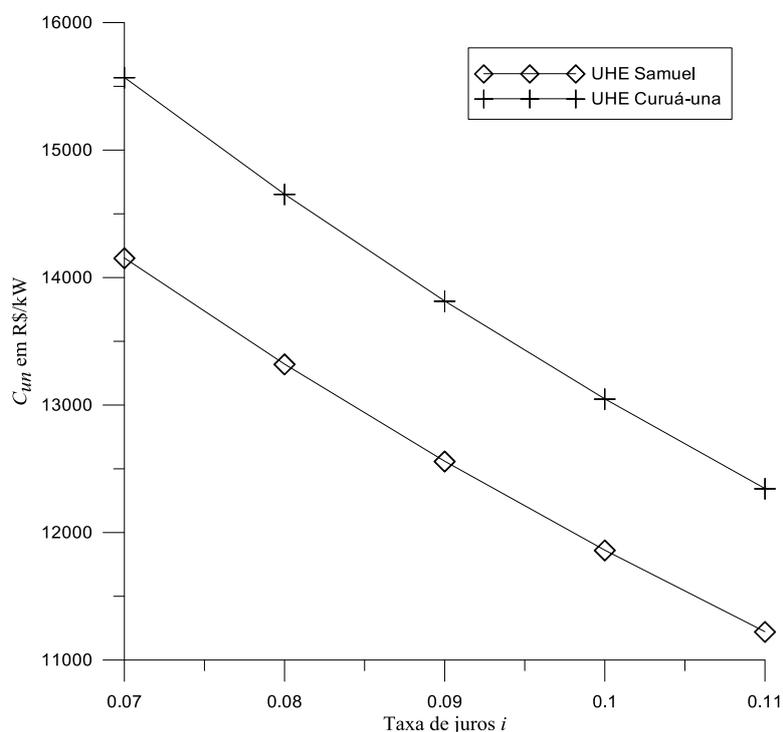


Figura 4.22: Variação do custo unitário máximo em face de variações de taxa de desconto

4.5.2. Estudo das faixas de variação do $LCOE$ da geração hidrocínética nos parques

Ainda devido às incertezas econômicas nas estimativas dos custos de geração hidrocínética, o segundo passo da análise de viabilidade econômica compreendeu a avaliação das possíveis variações do *LCOE* para cada um dos parques. Além das variações dos parâmetros econômicos descritas na Tabela 3.4, variou-se também os valores de fator de capacidade f_c em função dos valores previamente calculados na Tabela 4.14. Para a UHE Samuel, a faixa adotada foi de 84 a 89% e 94 a 98% para Curuá-Una. Os resultados obtidos estão apresentados nas Figuras 4.23 e 4.24.

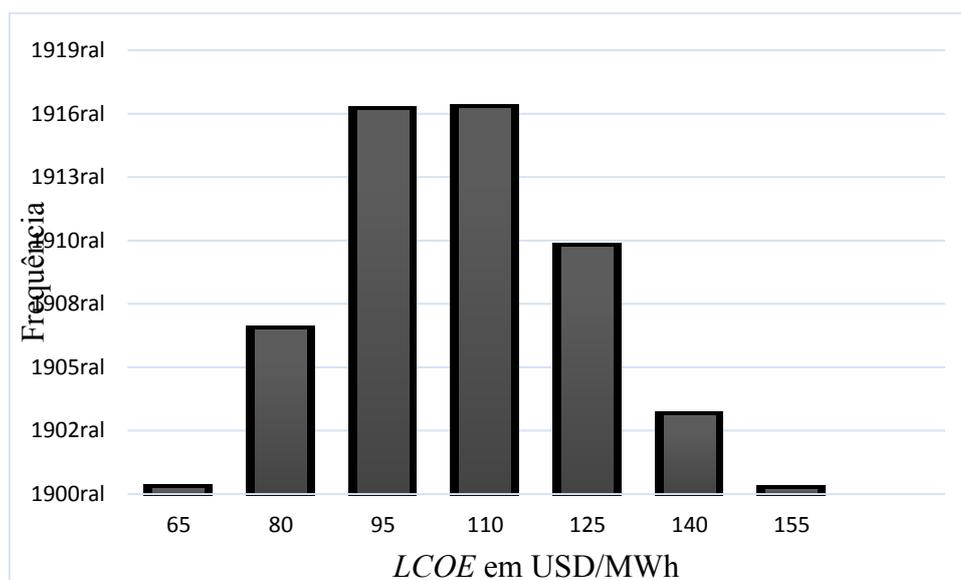


Figura 4.23: Histograma de resultados do LCOE para o Rio Jamari

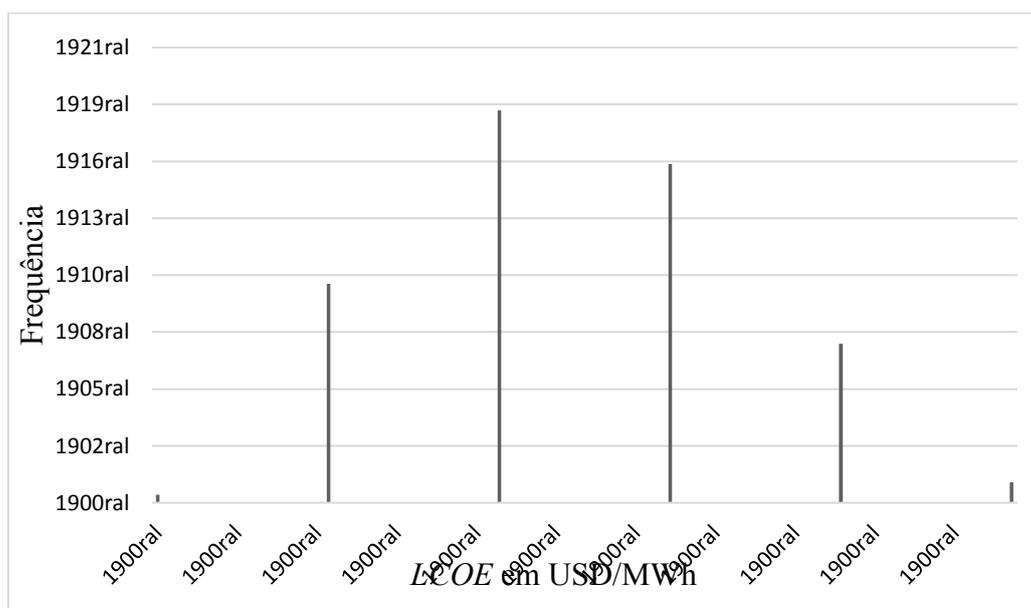


Figura 4.24: Histograma de resultados do LCOE para o Rio Curuá-Una

Pelas Figuras 4.22 e 4.23 observamos que os custos mais prováveis em ambos os parques são: 110 USD/MWh em Jamari e 90 USD/MWh em Curuá-Una, e que estes seguem uma distribuição próxima a distribuição normal. A Tabela 4.16 apresenta os *LCOEs* médios e as faixas de variação mais frequentes (ou seja, aquelas que englobavam mais de 80% dos 20.000 cenários – Conforme Santos et al., 2019) destes em cada um dos rios. Por estas faixas pode-se ter uma previsão segura da variação dos custos destes sistemas, mesmo, considerando-se as incertezas econômicas.

Tabela 4.16: resultados econômicos dos parques hidrocinéticos.

Parâmetro	Rio Jamari	Rio Curuá-Una
<i>LCOE</i> médio (USD/MWh)	98,65	88,93
Desvio padrão do <i>LCOE</i> (USD/MWh)	16,46	14,7
Faixa de variação mais frequente dos <i>LCOE</i> (USD/MWh)	95-125	75-105

Pela Tabela 4.16 observa-se que os custos em Curuá-Una foram em geral inferiores aos custos em Jamari, o que pode ser explicado pelo maior fator de capacidade do parque neste Rio. Contudo observamos na Tabela 4.14 que o parque hidrocinético do Rio Jamari aproveita um percentual de potência disponível muito superior ao segundo, produzindo maior energia. Com a maior produção de energia, maior serão as receitas deste empreendimento. Assim sendo, dependendo da tarifa praticada, o parque a jusante da UHE Samuel pode ser até mais atrativo financeiramente que o parque de Curuá-Una.

Como o *LCOE* representa a tarifa mínima para viabilidade econômica de um empreendimento energético, a Tabela 4.17 compara os resultados de *LCOE* para o sistema hidrocinético (utilizou-se o parque do Rio Jamari para esta comparação, devido aos custos mais elevados) com as tarifas de venda de energia das demais fontes. Pela Tabela observa-se que os custos da geração em rios superam praticamente as tarifas de todas as fontes, podendo somente vir a competir com a geração fotovoltaica em um intervalo muito pequeno de sua faixa de custos. Os valores de *LCOE* aqui obtidos podem também ser utilizados para planejamento de tarifas de empreendimentos hidrocinéticos em leilões.

Tabela 4.17: resultados econômicos dos parques hidrocinéticos.

Tabela 4.17: resultados econômicos dos parques hidrocinéticos.

Fonte	Tarifa (R\$/MWh)	Referência
Térmicas a gás natural	258	ANEEL (2016b)
Eólica	247	ANEEL (2016c)
Solar fotovoltaica	320	ANEEL (2016c)
PCH	227	ANEEL (2016a)
Tarifa residencial média no Norte do país	460	Warth (2016)
Hidrocinética (LCOE)	308,75 - 406,25	-

A única tarifa superior aos custos dessa forma de geração é a tarifa média residencial do Norte do País. Isto sinaliza a possibilidade de utilização de sistemas hidrocinéticos para geração distribuída, estabelecida no país pelas resoluções 482/2012 e 687/2015 da ANEEL, onde a energia gerada por um empreendimento pode ser utilizado pelo empreendedor para abatimento dos custos com compra de energia em outra propriedade ou outro empreendimento de sua posse. Por exemplo, propriedades rurais que disponham de canais e correntezas com potencial hidrocinético e contenham consumo de energia elétrica por causa de alguma produção agrícola podem lançar mão desta alternativa. Utilizando as tarifas da Tabela 4.17 observamos que os lucros com a venda de energia hidrocinética na microgeração podem variar entre 53,75 a 151,25 R\$/MWh.

A Tabela 4.18 por sua vez compara os valores de *LCOE* da geração hidrocinética com outras fontes de energias. Vemos por esta que o custo desta forma de energia pode vir a ser inferior que os custos do biogás, sendo, contudo inferior aos valores da energia solar fotovoltaica, podendo competir com estas fontes em região em que se tenha potencial disponível para esta forma de geração.

Tabela 4.18: Resultados econômicos dos parques hidrocinéticos.

Fonte	LCOE em R\$/MWh	Referência
Biogás	337	Rangel (2016)
Eólica	246	Rangel (2016)
Solar fotovoltaica	576	Valores residenciais obtidos em Nakabayashi (2015)
PCH	212	Rangel (2016)
Hidrocinética	308,75 - 406,25	-

As turbinas hidrocínéticas, quando aplicadas em rios Amazônicos, podem colaborar com o suprimento de comunidades ribeirinhas e isoladas no estado do Amazonas, colaborando com uma geração de energia mais limpa, barata e sustentável nesse estado. Este estado possui 225 plantas a Diesel, que totalizam 687 MW instalados consumindo mais de 687 milhões de litros de combustível com emissões superiores a 2 MtCO₂ por ano (Alves, 2017). Os custos de energia de sistemas fotovoltaicos nesta região são próximos a 410 USD/MWh. Custos de sistemas a diesel podem variar entre 440 a 670 USD MWh. Sistemas híbridos fotovoltaicos + diesel entre 300 a 400 USD/MWh (Krybus e Pascalicchio, 2011; Malheiro et al., 2015). Desta forma, os custos aqui encontrados para a geração hidrocínética (até 125 USD/MWh) são inferiores as fontes acima apresentadas e poderiam suprir energia para estas comunidades isoladas. A economia nos custos geração distribuída poderia ser empregada para compra de baterias até mesmo nos sistemas hidrocínéticos aumentando a segurança energética destes sistemas.

Além da viabilidade técnica deste tipo de empreendimento, e da possibilidade de viabilidade econômica, os impactos ambientais desta tecnologia são reduzidos quando comparados com a geração hidráulica convencional o que deve reduzir as dificuldades com licenciamento ambiental da mesma. Contudo, estudos mais profundos sobre os impactos ambientais ou que estabeleçam uma metodologia para avaliação dos reais impactos desta tecnologia são escassos na literatura.

4.5.3. Estudos de LCOE considerando a turbina *Darrieus*

A última etapa da análise econômica do presente trabalho procurou avaliar a variação dos custos de geração (*LCOE*) e da probabilidade de viabilidade econômica (*PV* – Equação 3.9) em função da potência do sistema, para uma *Darrieus*, importadas da Índia conforme custos levantados por Kumar e Saini (2017b). A Figura 4.25 apresenta estes resultados.

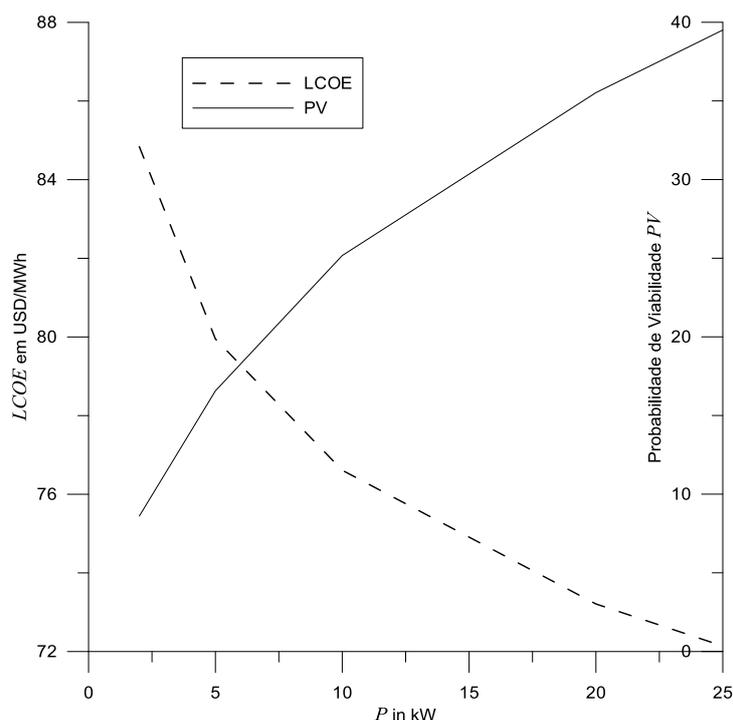


Figura 4.25: Resultados em função da potência da turbina *Darrieus*

Observa-se pela Figura 4.24 a queda do *LCOE* em função da potência instalada. A queda é em média de 0,5 USD/MWh por acréscimo de 1 kW. Não foram consideradas as variações de fator de capacidade que poderiam advir do aumento de potência, sendo considerados cenários em que os sítios em potencial apresentariam sempre fator de capacidade entre 65 e 80% (Tabela 3.5). Vemos ainda que no melhor dos cenários a probabilidade de viabilidade foi de 40%, mostrando a inviabilidade geral das hidrocínéticas para as tarifas aqui utilizadas (Tarifas de PCHs: 200-250 R\$/MWh), mostrando que esta tarifa requer tarifas especiais como as da geração distribuída analisadas na seção 4.5.2.

4.6. Rotina para Prospecção de Potencial Hidrocínético

A rotina R_1 desenvolvida para prospecção de potencial hidrocínético seguiu os passos da seção 3.4, e foi aplicada aos dados de uma estação fluviométrica cujos dados históricos de vazão e área transversal estavam disponíveis no portal Hidroweb. A R_1 solicita a entrada de dados de tarifa de venda de energia e de taxa de juros. Em vista das discussões do tópico 4.5, foi utilizado uma tarifa de venda de energia de 350 R\$/MWh (dentro do intervalo de viabilidade calculada para o LCOE) e uma taxa de juros de 9% ao ano.

O gráfico da Figura 4.26 apresenta o resultado gerado pelo software Scilab®. Nela observamos a curva de permanência de vazões (4.26a), a curva de permanência de potência elétrica (calculada a partir da vazão e áreas resultantes - 4.26b), a curva de energia em função da potência (4.26c) e a curva de *VPL* em função de potência elétrica (4.26d). Nota-se, pela Figura 4.26b que potências superiores a 10 kW só estão disponíveis nesta seção do leito do rio a 5% do ano. Na Figura 4.26c, visualiza-se que conforme se aumenta a potência, o incremento de energia diminui, indicando a existência de uma potência ótima, determinada na Figura 4.26d. Nesta ultima figura, observa-se ainda que a potência de máxima viabilidade econômica é pequena e que a grande maioria das potências elétricas implicam em *VPLs* negativos.

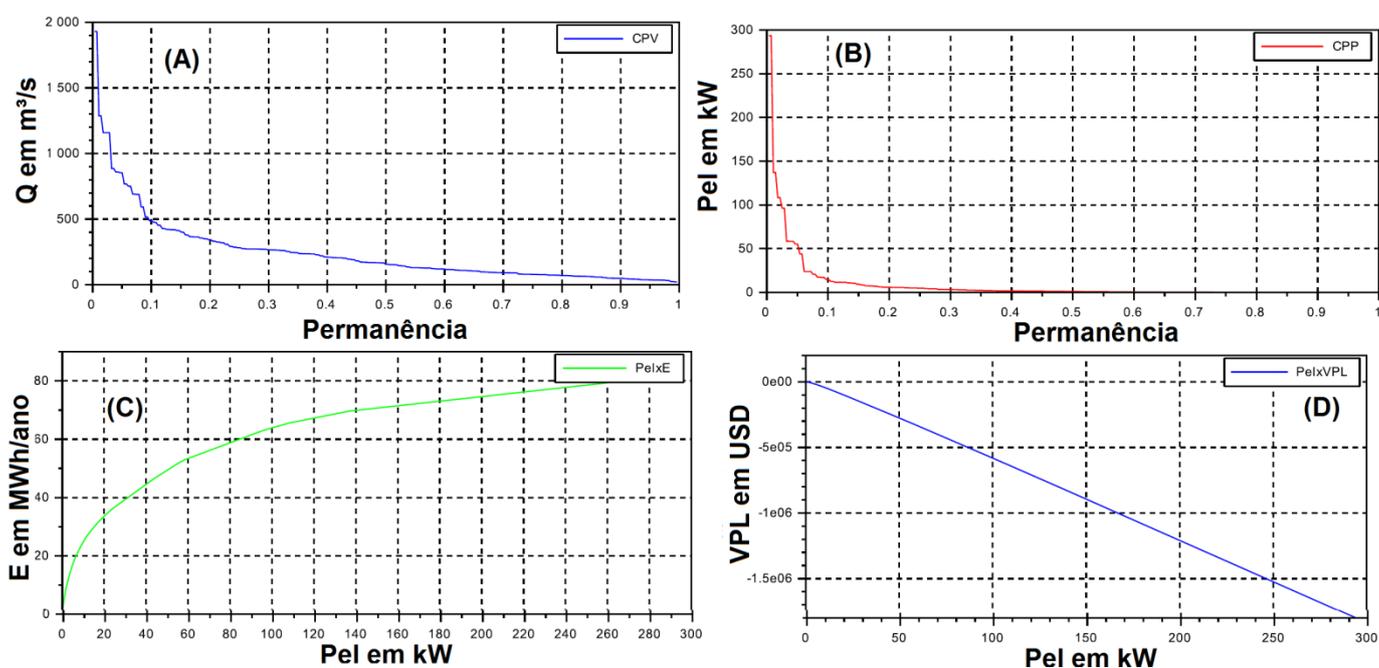


Figura 4.26: Resultados gráficos da rotina desenvolvida R₁. (a) curva de permanência de vazões; (b) curva de permanência de potência elétrica; (c) relação entre potência e energia elétrica; (d) relação entre VPL e potência elétrica

Os resultados da Tabela 4.19 também são gerados pelo Scilab® (em USD e convertidos para R\$) e se referem aos principais parâmetros no ponto economicamente ótimo do aproveitamento hidrocínético nesta seção do rio. Nesta Tabela, também são apresentados os resultados para um cenário alternativo mais otimista, onde foi adotada uma tarifa de venda de energia de 500 R\$/MWh (valor superior ao anterior) e uma taxa de desconto de 7% ao ano. Os resultados da Tabela 4.19 demonstram que os valores de

LCOE calculados são compatíveis com os anteriormente calculados no tópico 4.5 (vide Tabela 4.18), demonstrando a confiabilidade destes.

Tabela 4.19: Resultados econômicos do aproveitamento hidrocinético em dois cenários para a seção analisada

Parâmetro	Cenário inicial: $T = 350$ R\$/MWh e $i = 9\%$ a.a	Cenário alternativo otimista: $T = 500$ R\$/MWh e $i = 7\%$ a.a
<i>VPL</i> máximo em R\$	236,7	5795
Fator de capacidade f_c em %	90,20	66,96
<i>LCOE</i> em R\$/MWh	323,9	389,02
P_{el} em kW	0,13	0,85
<i>E</i> em MWh/ano	1	4,93

Ainda pela Tabela 4.19, nota-se que o aumento da tarifa de venda de energia proporcionou um aumento não só do VPL (em mais de 20 vezes) como também da energia gerada (em quase 5 vezes). Isto demonstra que as variações econômicas, não só impactam na rentabilidade do empreendimento, como também na energia gerada, no fator de capacidade e, portanto no aproveitamento do recurso natural. Assim os parâmetros econômicos dos aproveitamentos hidrocinéticos devem ser escolhidos pelo governo (quando dependente destes) de modo a considerar suas influências diretas na energia gerada pelo empreendimento. Por fim, é mostrado pela Tabela 4.19 que o melhor aproveitamento não necessariamente é aquele de menor *LCOE* e que, quando tarifas de venda de energia mais elevadas são empregadas, pode-se ter uma maior liberdade no custo de energia do empreendimento.

A rotina R_1 é, portanto, utiliza os dados da modelagem numérica e é útil para prospecção de potencial hidrocinético e pode ser aplicada para diversas seções de um rio, permitindo a determinação da potência ótima da turbina a ser instalada em cada seção.

4.7. Análise de Comportamento da Turbina Hidrocinética e da Dissipação de Energia na Esteira

4.7.1. Pré-projeto da turbina

O trecho de rio estudado nesta parcela do trabalho que investigará o pré-projeto da turbina e a esteira formada é o trecho 2.2 do Rio Jamari. O diâmetro do disco foi

definido em 4,0 m. Este valor foi escolhido por se adaptar (embora não a preenchesse por completo) na região de máxima velocidade e alto potencial resultante da simulação do mesmo trecho sem o disco atuador. Os passos iterativos para solução das equações da teoria da quantidade de movimento em um elemento de pá descritos na seção 3.5.1 foram aplicados para desenvolvimento da turbina hidrocínética. Conforme explicado anteriormente, os dados de entrada necessários para o cálculo da turbina foram: diâmetro do rotor D , razão de velocidade na ponta das pás λ , número de pás B , velocidade do escoamento V e massa específica do fluido ρ ($\sim 1000 \text{ kg/m}^3$).

O trecho do rio selecionado foi o trecho 2.2 do rio Jamari, composto pelas seções 23, 24 e 25 e que revelou, durante a etapa de simulação numérica, alto potencial geração elétrico, principalmente na seção 24 (superior a 22 kW), onde se planejou a instalação de uma turbina de 4 m de diâmetro de eixo horizontal na região de máxima velocidade desta seção, onde a velocidade máxima média nessa região foi de 1,67 m/s. O número de pás escolhido foi $B = 3$ (conforme as turbinas estudadas por Tampier et al., 2017 e Wang et al., 2019). Os cálculos iterativos para determinar as características da turbina foram conduzidos para diversos valores de λ , contudo só foi obtida convergência para valores de λ entre 3 e 7, o que permitiu o levantamento da curva de C_P por

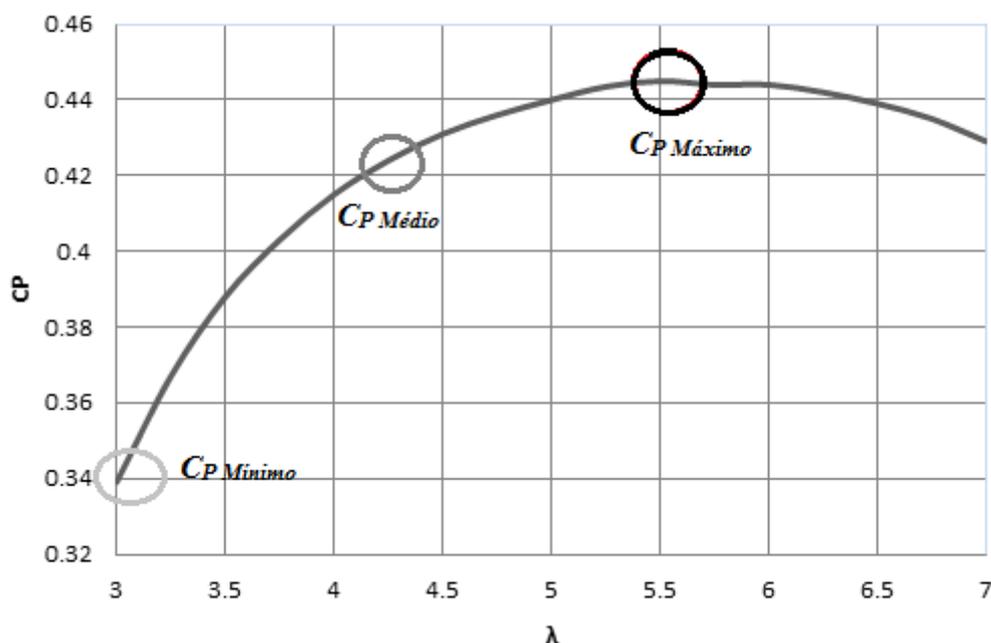


Figura 4.27: Relação entre C_P e λ e para a turbina projetada

Na Figura 4.27, nota-se que o valor ótimo do C_P determinado no pré-projeto é de 0,445, quando λ é igual a 5,5, que corresponde a rotação igual a 43,8 rpm para o local

de implantação estudado no presente trabalho (equação 2.24). As Figuras 4.28 e 4.29 apresentam as variações da corda e ângulo de torção da pá (fatores que não dependem do λ - Figura 4.28) e dos fatores de indução axial e angular e do ângulo de ataque (fatores dependentes de λ - Figura 4.29) para o ponto de máximo C_P da turbina projetada.

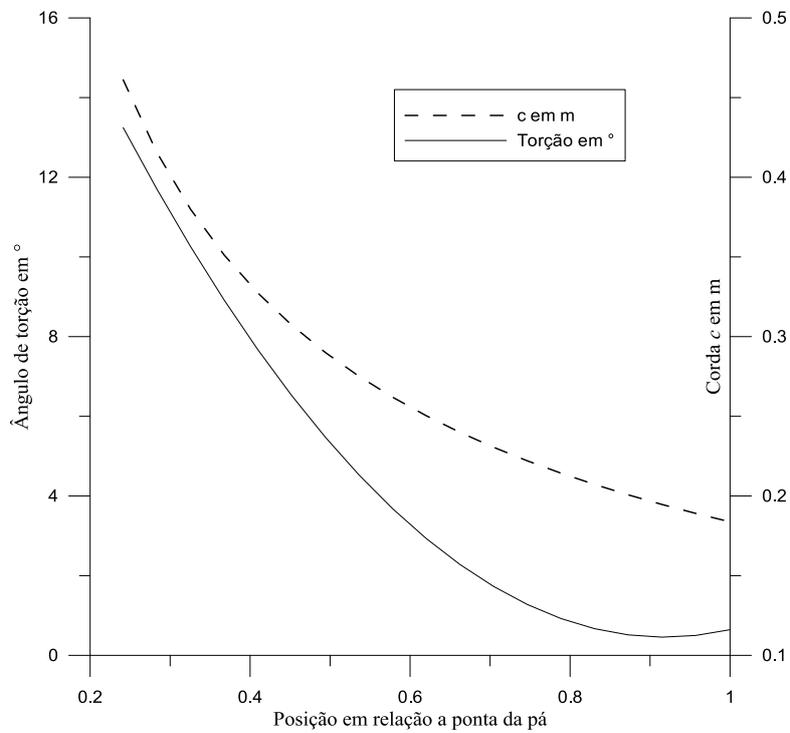


Figura 4.28: Variação da torção e da corda em função do raio

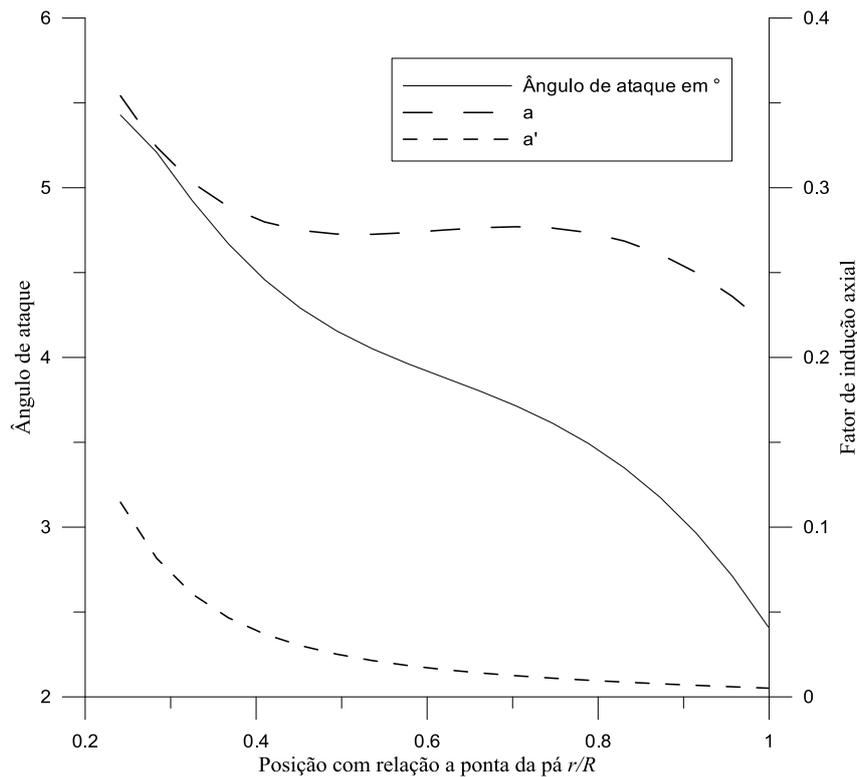


Figura 4.29: Variação dos fatores de indução e ângulo de ataque ao longo do raio

Pela Figura 4.29 observa-se que conforme esperado pela teoria do Elemento de Pá (veja a Figura 2.25) os valores de a' são reduzidos em direção a ponta da pá. Os valores de a também diminuem em direção a ponta da pá devido as maiores perdas nessa região. A Figura 4.30 mostra a variação da potência removida do escoamento pelo rotor considerando o ponto de rendimento máximo. Também devido às perdas na ponta da pá, a extração máxima de potência se dá em 80% do raio, onde a potência extraída é aproximadamente 1 kW. A potência total extraída pela turbina nesse ponto de máximo C_P é de 13 kW.

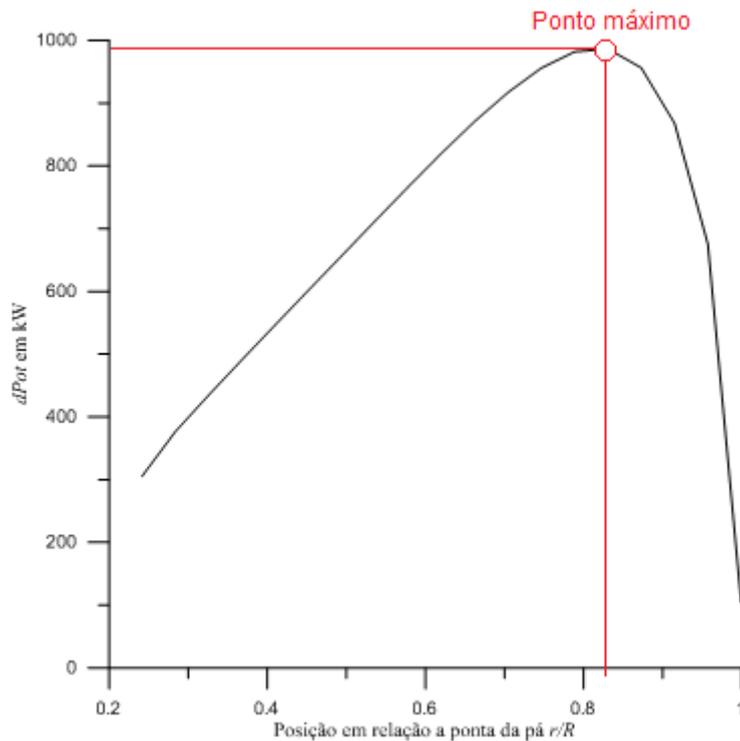


Figura 4.30: Variação da potência extraída ao longo do raio

4.7.2. Estudo da esteira

4.7.2.1. Análise de Resultados em função do C_P

Conforme explicado na seção 3.5.2, a esteira resultante da inserção de uma turbina hidrocinética em um dos trechos de melhor potencial foi estudada em três cenários de ponto de desempenho da turbina, definidos com base na curva de C_P por λ (Figura 4.27), sendo: i) C_P mínimo: $C_P = 0,34$ e $\lambda = 3,0$; ii) C_P médio: $C_P = 0,424$ e $\lambda = 4,25$; e iii) C_P máximo: $C_P = 0,445$ e $\lambda = 5,5$. A rotação resultante em cada um dos três pontos estudados foram iguais a respectivamente: 23,9, 33,89 e 43,85 rpm. Os pequenos valores de rotação (sempre inferiores a 50 rpm) demonstram o pequeno impacto desta tecnologia sobre os peixes, algo já discutido durante a seção de revisão bibliográfica.

A malha resultante gerada foi híbrida não estruturada. No caso de um único disco (único rotor), o número total de elementos do domínio (considerando o disco e o rio) 3.647.976 elementos, sendo o número de elementos no interior do disco de 4136 (veja Figura 4.31). O centro do disco foi aprofundado 2,86 m da superfície livre do rio.

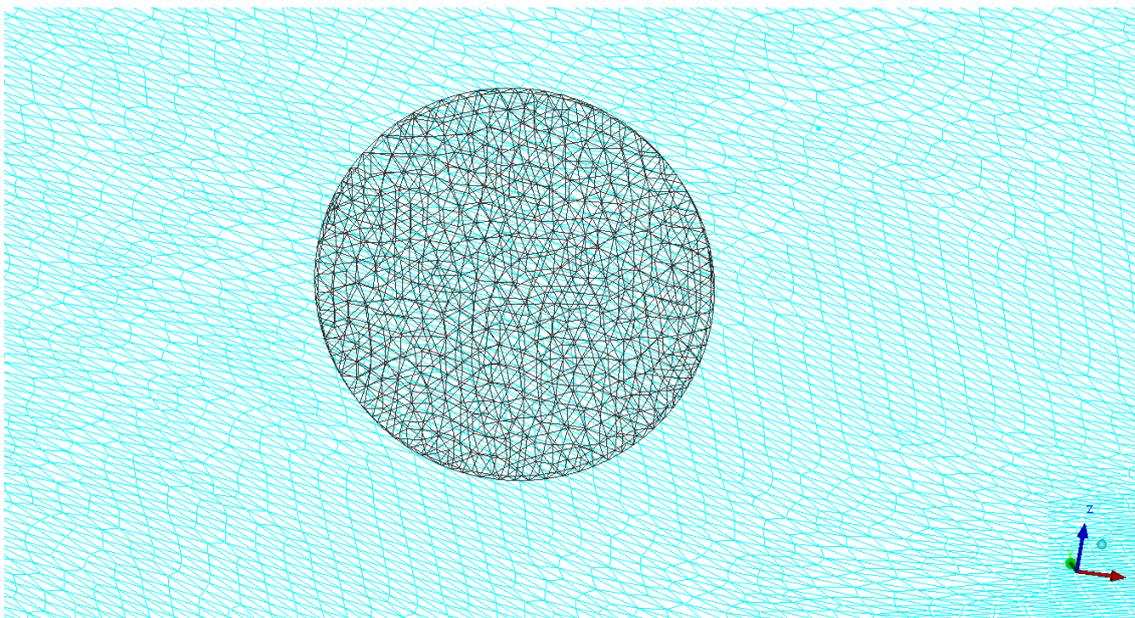


Figura 4.31: malha gerada no disco atuador

As Figuras 4.32 e 4.33 apresentam a variação radial da velocidade tangencial e queda de pressão em cada um destes cenários. Observa-se que conforme se aumenta o C_p , mais elevado o nível de velocidade tangencial e da queda de pressão. Enquanto o crescimento da velocidade é função linear do raio, a pressão decai rapidamente perto do cubo, posteriormente se estabiliza e decresce aceleradamente nas proximidades da pá, devido ao aumento do fator de perda na ponta da pá F . No caso do C_p máximo, tem-se que a velocidade tangencial e a queda de pressão atingem valores superiores a 9 m/s e 1300 Pa.

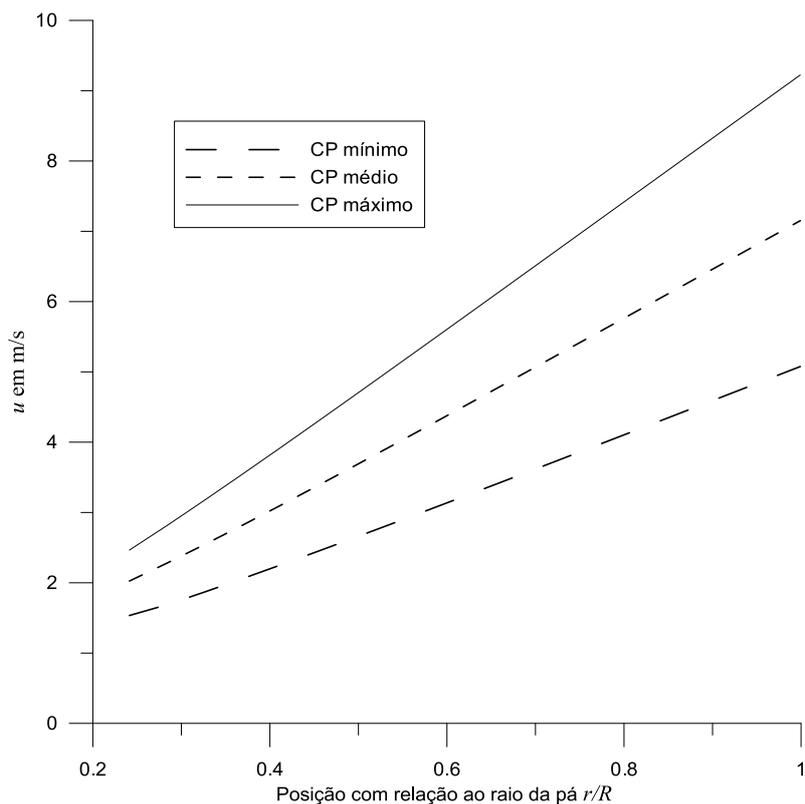


Figura 4.32: Variação da velocidade tangencial em função do raio para cada cenário estudado

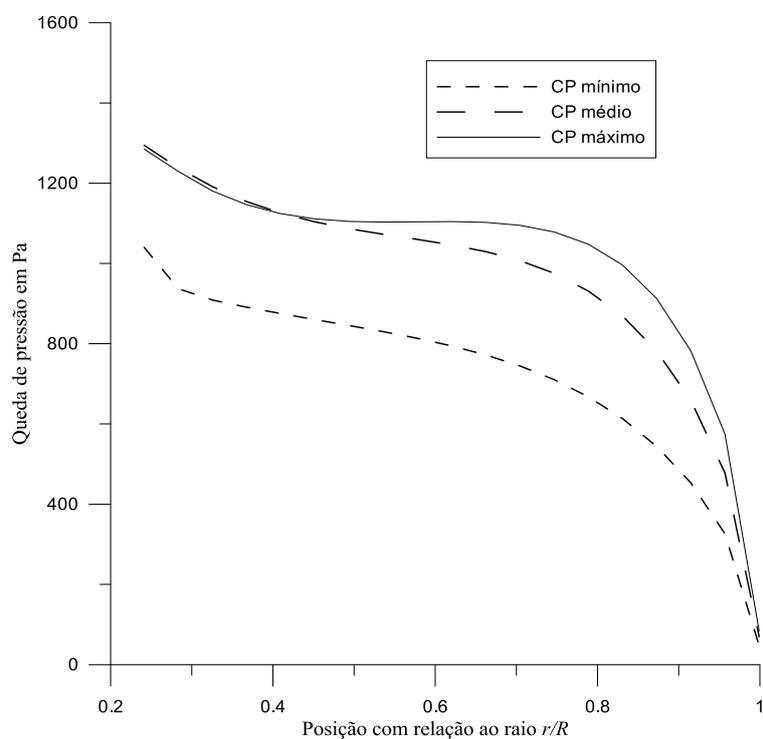


Figura 4.33: Variação da queda de pressão em função do raio para cada cenário estudado

Verificou-se que introduzindo valores constantes de velocidade tangencial e queda de pressão, resultam em esteiras altamente dissipativas, comportamento não real

quando são introduzidos rotores axiais nas correntes em rios. Sendo assim, demonstra-se a importância de uma metodologia que considere o projeto do rotor da turbina para inserir na modelagem computacional as variações destes parâmetros como condição de contorno aplicada no disco atuador, em função do raio.

Quanto à esteira gerada, primeiramente serão apresentados os resultados do cenário de C_P mínimo. As Figuras 4.34, 4.35 e 4.36 apresentam os resultados de linhas de corrente, de velocidade em um plano paralelo a superfície no centro do disco e de velocidade em um plano longitudinal do rio. Pela Figura 4.34 observa-se a perturbação das linhas de corrente provocadas pelo disco atuador. Na Figura 4.35 observa-se uma redução de velocidade na linha central do disco. Esta redução de velocidade é atenuada com o percurso, sendo que a mesma volta a crescer conforme se verifica o aumento da seção transversal do rio. Na Figura 4.35 pode-se ainda observar uma leve elevação da velocidade a jusante do disco, intensificada nas laterais da esteira. Esta elevação é mais claramente observada na Figura 4.36, onde em um plano longitudinal próximo ao disco se observa que a esteira só é formada após essa zona de acréscimo de velocidade. Esse comportamento do caso de menor rendimento pode ser devido a uma limitação da metodologia de solução numérica específica deste cenário, devido a menor rotação deste caso. Outra explicação plausível é que devido à baixa rotação, uma porção do escoamento encontrou passagem pelas pás da turbina (simuladas pelo disco), o que causou uma elevação da velocidade a jusante do obstáculo. Entretanto se verá nos resultados dos outros casos, que essa elevação de velocidade é significativamente reduzida em pontos de maiores rendimentos.

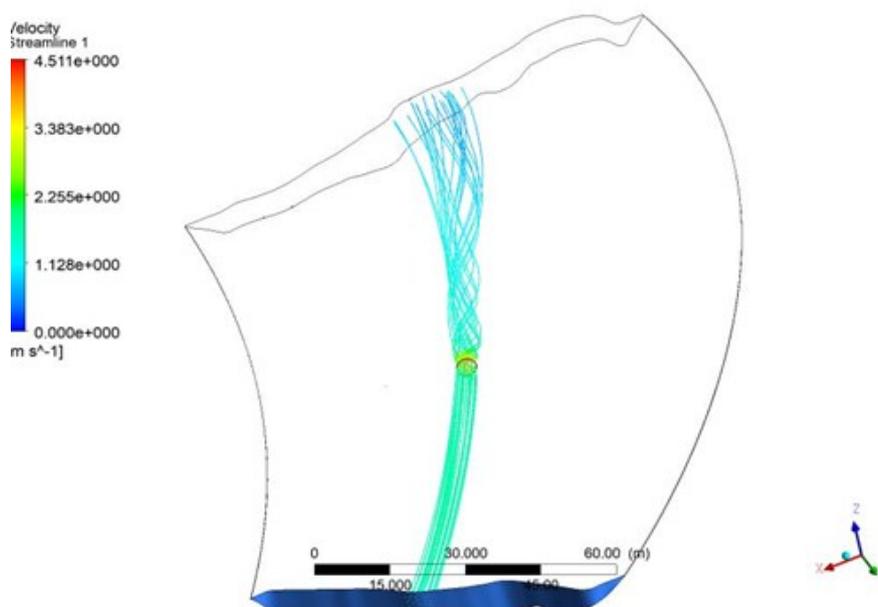
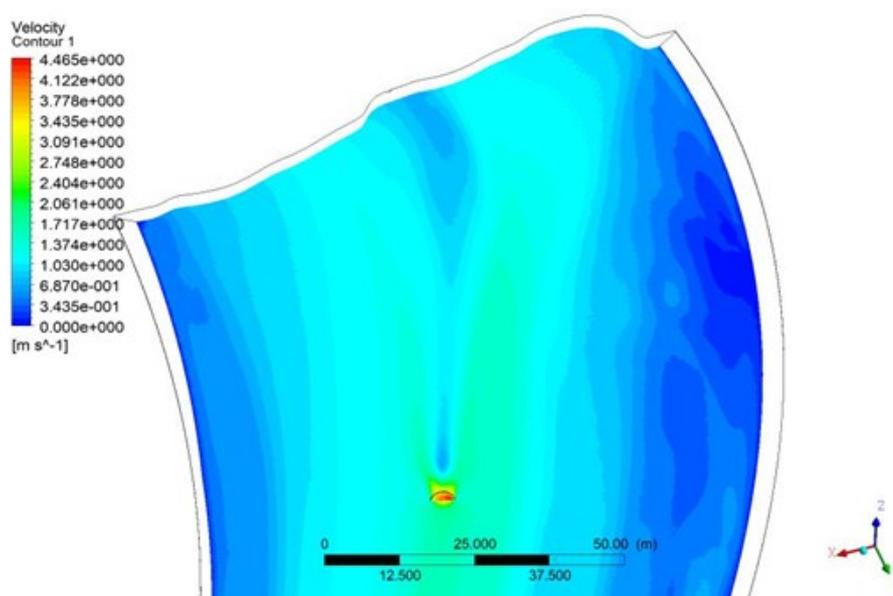
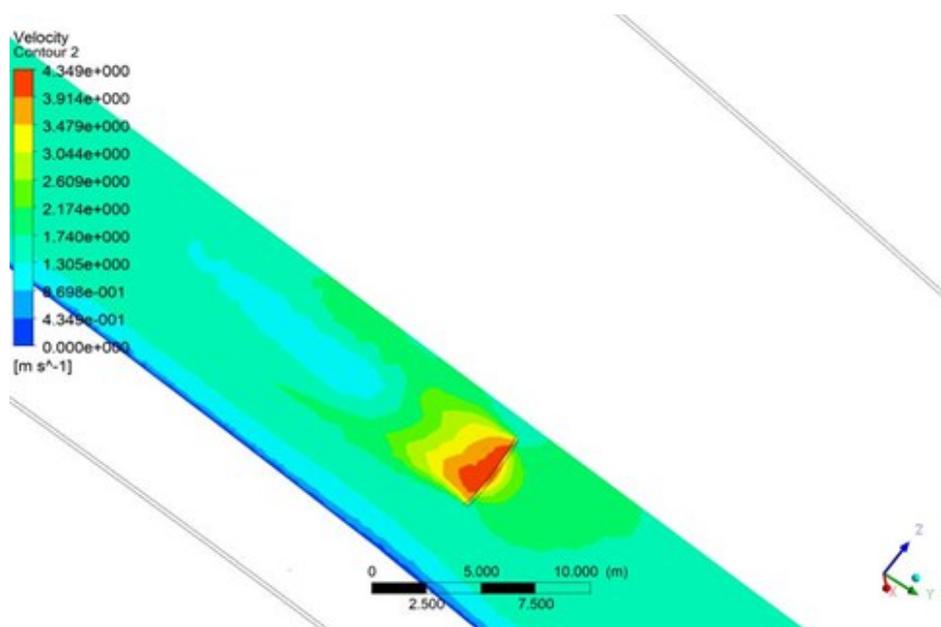


Figura 4.34: Linhas de fluxo para o caso de C_P mínimoFigura 4.35: Distribuição de velocidades em um plano paralelo a superfície para o caso de C_P mínimoFigura 4.36: Distribuição de velocidades em um plano longitudinal para o caso de C_P mínimo

As figuras 4.37 e 4.38 apresentam os resultados de linhas de corrente e dos contornos de velocidade por um plano longitudinal para o caso de C_P médio. Na primeira, observa-se um maior volume da esteira (maior expansão das linhas de fluxo) e um melhor comportamento da distribuição da velocidade após o disco, onde se observa uma redução de velocidade mais bem definida e mais extensa quando comparada a situação anterior. Este resultado indica que o modelo se adaptou melhor a pontos de

melhor rendimento da turbina, possivelmente devido a maior rotação. Na Figura 4.38 se observa ainda que a velocidade se reduz de 1,8 m/s para aproximadamente 0,3 m/s, redução substancial e próxima a 83,3%. A recuperação da velocidade nunca retorna para o patamar inicial, o que pode ser explicado pelo alongamento da seção transversal do rio.

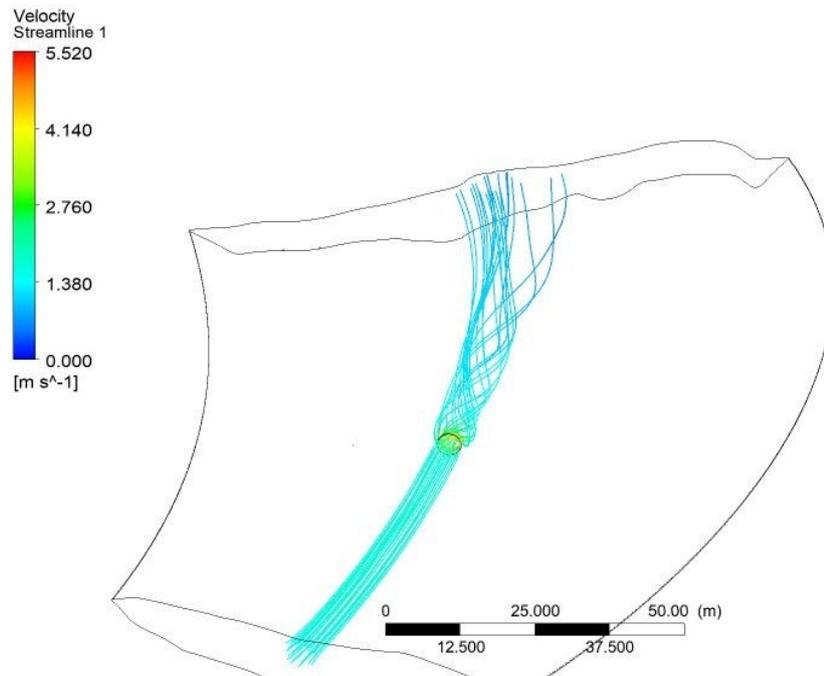


Figura 4.37: Linhas de fluxo para o caso de C_p médio

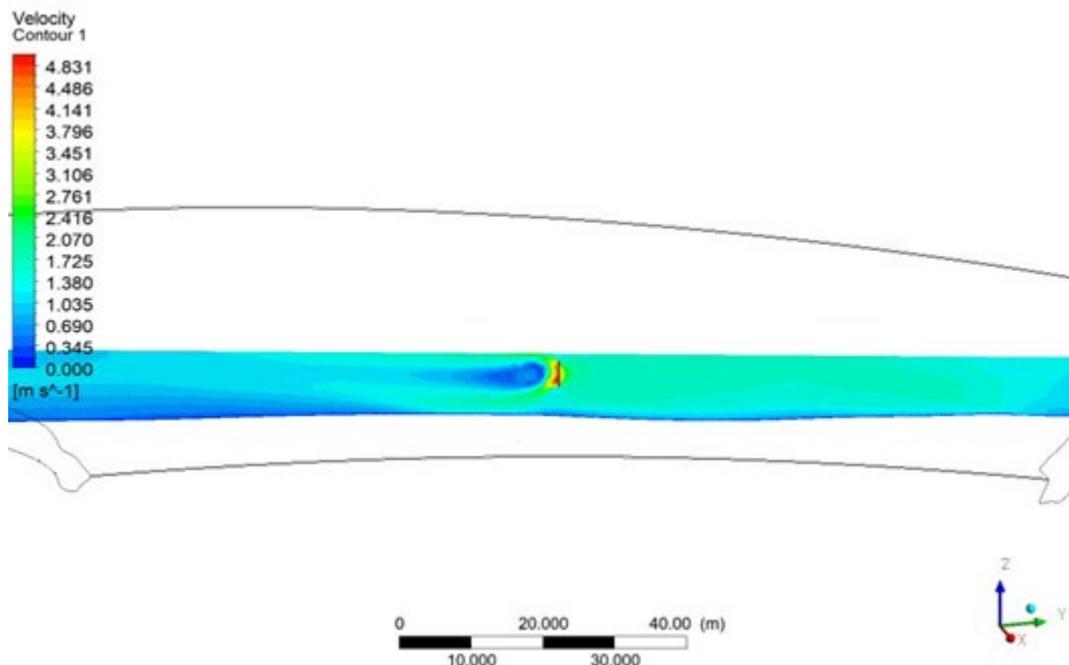


Figura 4.38: Distribuição de velocidades em um plano longitudinal para o caso de C_p médio

As Figuras 4.39 e 4.40 apresentam o resultado dos contornos de velocidade em um plano paralelo a superfície e que corta o centro do disco e em um plano longitudinal para o $C_{p\text{máx}}$. Comparando a Figura 4.40 com a Figura 4.38, nota-se a diferença das esteiras resultante entre os casos de $C_{p\text{méd}}$ e $C_{p\text{máx}}$, sendo esta região mais espessa, atingindo uma maior profundidade e com maior redução velocidade no segundo caso. Observa-se ainda que em ambos os casos algumas linhas do escoamento se desviam do disco (devido a perda de energia que ele impõe) e faixas de maior velocidade são verificadas nas laterais abaixo do disco.

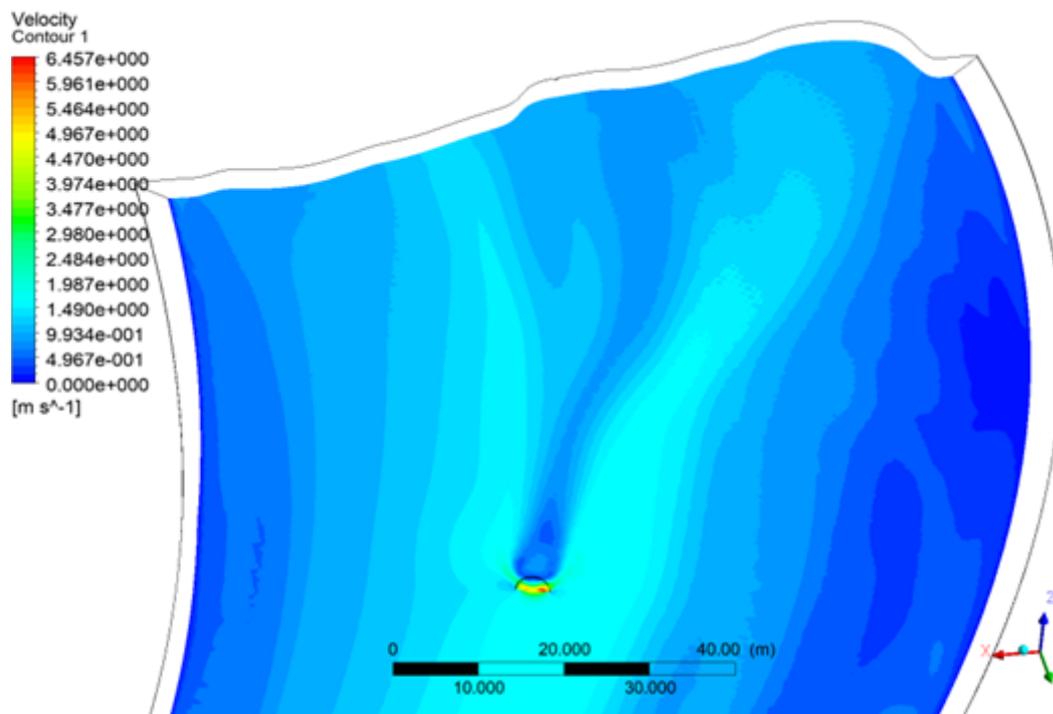


Figura 4.39: Contornos velocidades em um plano paralelo a superfície para o caso de C_p máximo

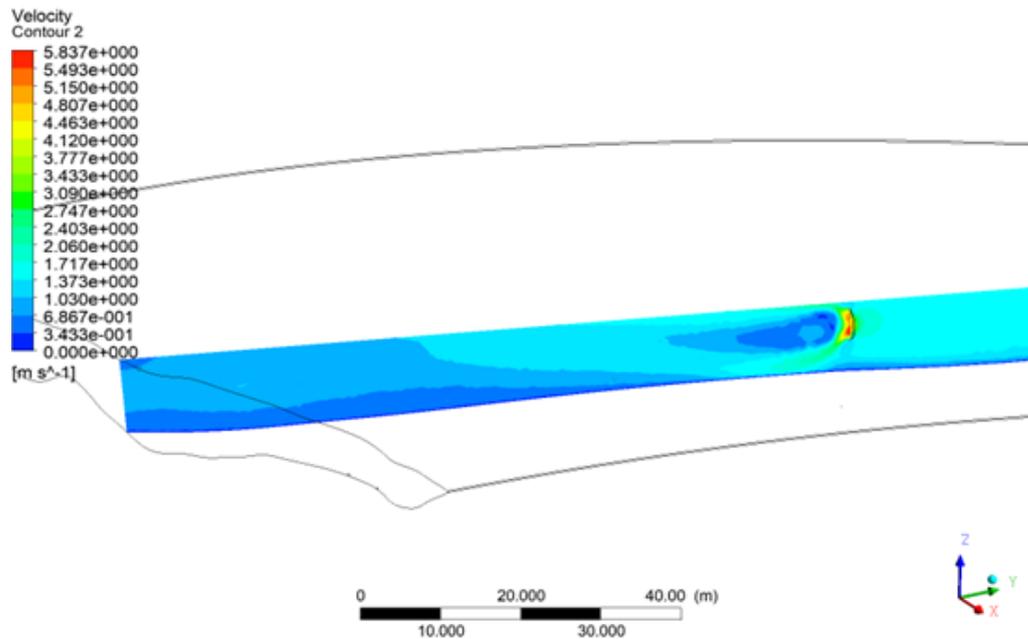


Figura 4.40: Distribuição de velocidades em um plano longitudinal para o caso de C_p máximo

A Figura 4.41 apresenta as linhas de corrente para C_{pmax} . Verifica-se a divergência das linhas logo após o disco, provocadas pela redução de velocidade. Nota-se ainda um descolamento das linhas espiraladas, que mudam de direção com relação à tendência do escoamento em seguir a curva do rio, o que pode ser diagnosticado como mais um dos impactos da turbina sobre o rio além da redução de velocidade e pressão. A Figura 4.42 apresenta a redução de pressão em um plano paralelo à superfície que cruza o centro do disco. O comportamento da pressão é similar ao esperado, onde uma redução de pressão é verificada após o disco, enquanto o restante do rio se mantém com pressão constante. A Figura 4.43 mostra uma iso superfície de *Vortex Core* que permite a visualização da intensidade do vórtice forçado do escoamento ao longo de um centro, pela qual determinou-se o comprimento aproximado da esteira. Observa-se também que a própria geometria do rio, bastante irregular, contribui para geração de alguns vórtices no escoamento (Sobretudo no fundo e na extremidade da curva do rio).

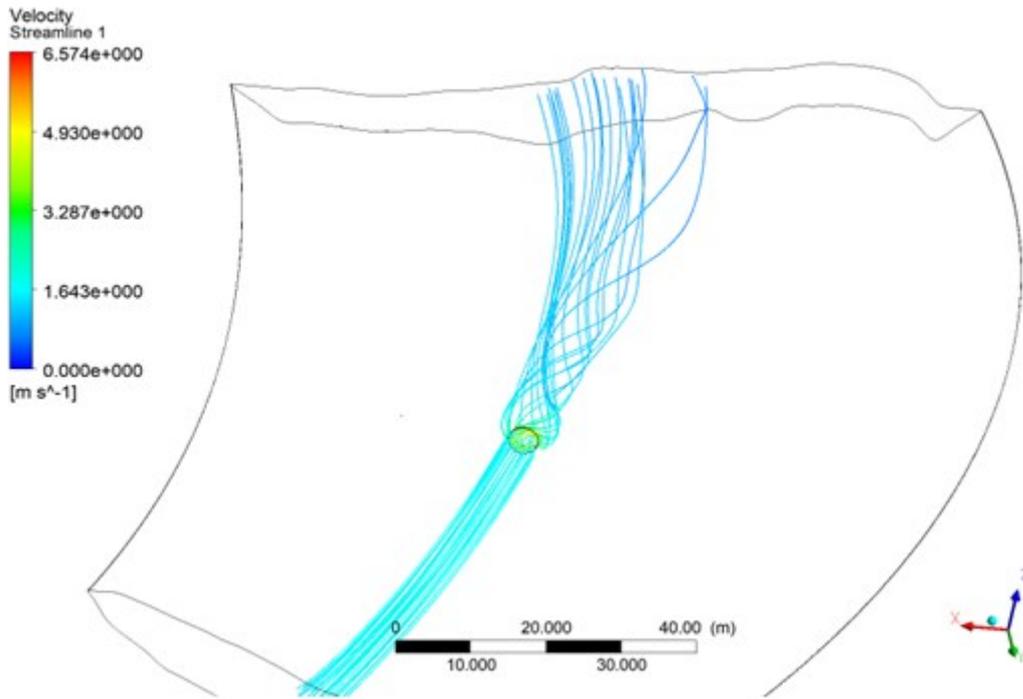


Figura 4.41: Linhas de fluxo para o caso de C_p máximo

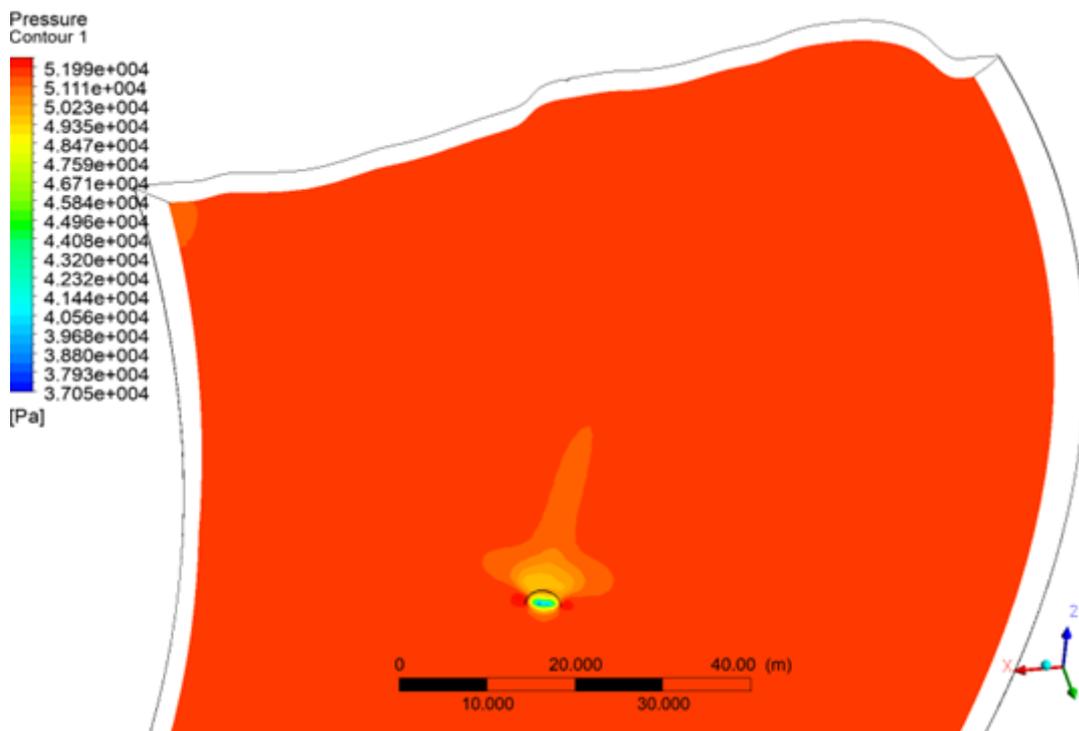


Figura 4.42: Distribuição de pressão em um plano paralelo a superfície para o caso de C_p máximo

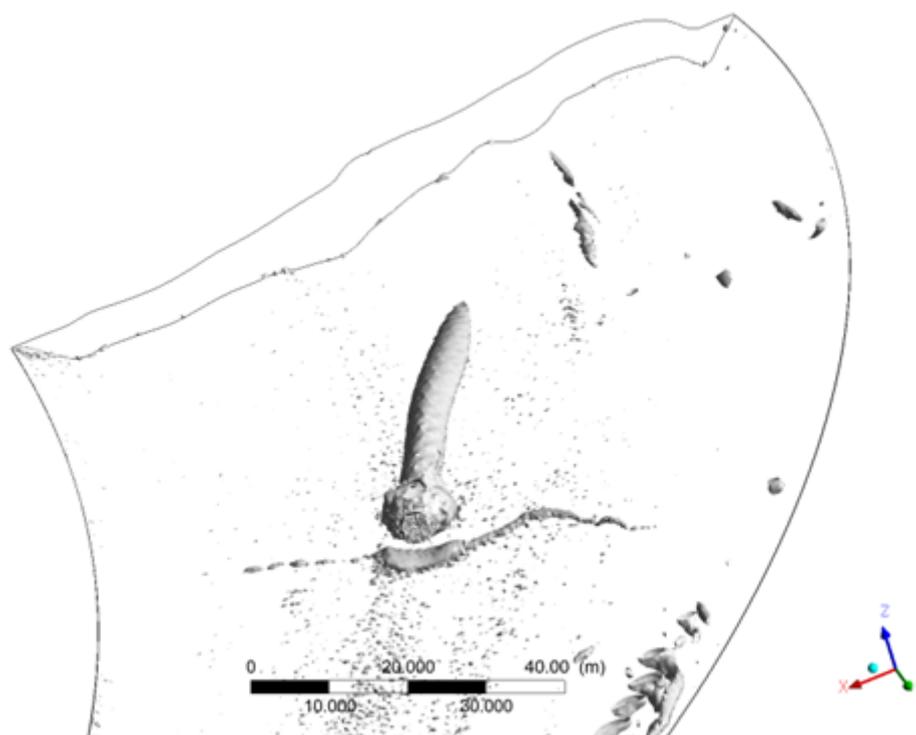


Figura 4.43: Intensidade de giro gerada pelo comando *vortex core region*

A Figura 4.44 apresenta a evolução do impacto da esteira sobre as seções transversais. Vemos que o núcleo de máxima velocidade a montante do disco é totalmente reduzido pela presença do disco, e se verifica então, uma acentuada queda de velocidade na direção das linhas de fluxo ao longo diversas seções transversais que se dissipam ao longo do curso do rio. É notório o impacto da esteira formada sobre a distribuição transversal das velocidades, o que dificulta a presença de pontos de alta velocidade para inserção de uma nova turbina sob a trajetória da esteira. Verifica-se então a relevância do uso de ferramentas CFD e da metodologia desenvolvida neste trabalho para quantificação do comprimento da esteira e para a prospecção de regiões de melhor velocidade para inserção de novas turbinas hidrocineéticas. Assim pode se maximizar a energia gerada por um parque hidrocineético de um dado trecho de rio. No ultimo plano transversal, o núcleo de máxima de velocidade foi deslocado para esquerda, o que pode ser explicado pelo meandro natural do rio. Um novo núcleo de alta velocidade também é visto se formando do lado direito o rio.

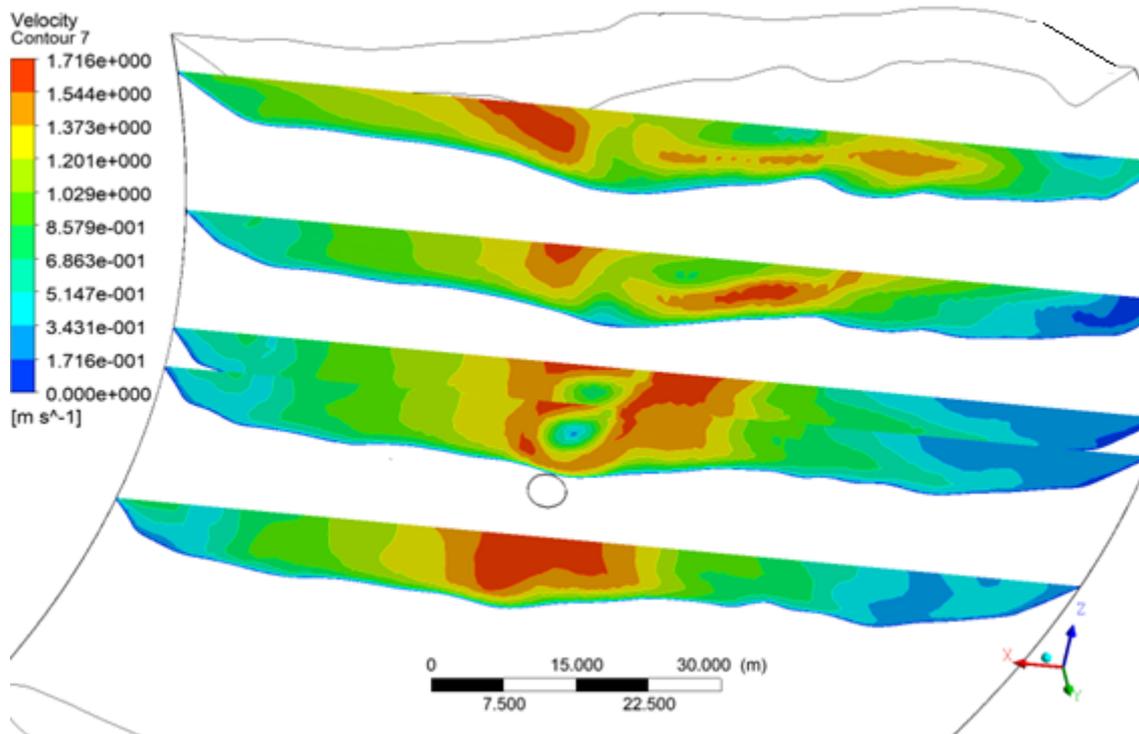


Figura 4.44: Impacto da esteira sobre as seções transversais para o caso de C_p máximo

A Tabela 4.20 apresenta a distância L (ao longo das linhas de fluxo) necessária em termos do diâmetro da turbina (L/D) para que a esteira seja dissipada para cada um dos três cenários estudados. Esta distância não foi determinada pela recuperação da velocidade inicial, dado a configuração do canal natural do rio, esta condição não é satisfeita constatada também pela variação de seção transversal que se alarga em direção à saída, mas sim pelo dissipação do vórtice forçado (*Vortex core*) e readequação do escoamento à direção de curvatura do rio.

Tabela 4.20: Distância da dissipação da esteira nos diversos cenários

Cenário	Distância de dissipação da esteira L/D
C_{Pmin}	8,9D
C_{Pmed}	7,7D
C_{Pmax}	7,3D

Os resultados obtidos na Tabela 4.20 demonstram que no ponto de melhor rendimento da turbina, a esteira gerada é menor do que nos outros casos, mesmo com a rotação sendo superior neste ponto. Isto pode ser explicado pelas maiores perdas verificadas em pontos distantes do melhor rendimento. Tal resultado indica a importância de se utilizar turbinas hidrocinéticas que operem em um ponto próximo ao

máximo rendimento, não somente pela questão da extração de energia individual de cada turbina, mas também, pela possibilidade de inserção de maior número de turbinas.

A menor esteira no ponto de máximo rendimento também pode ser explicada pelos menores valores do fator de indução angular a' obtidos neste ponto, como pode ser verificado na Figura 4.45. Como discutido na seção 2.5.2 e em especial na Figura 2.2.5, a diminuição do fator de indução axial está diretamente associada às perdas de energia e a geração de esteira e turbulência no escoamento, sendo que os valores do limite teórico de *Betz* só são válidos para escoamentos sem formação da esteira rotativa, ou quando a esteira é formada, para altos valores de λ e para fatores de indução axial próximos de 0,3, que é justamente o caso do cenário de $C_{Pmáx}$.

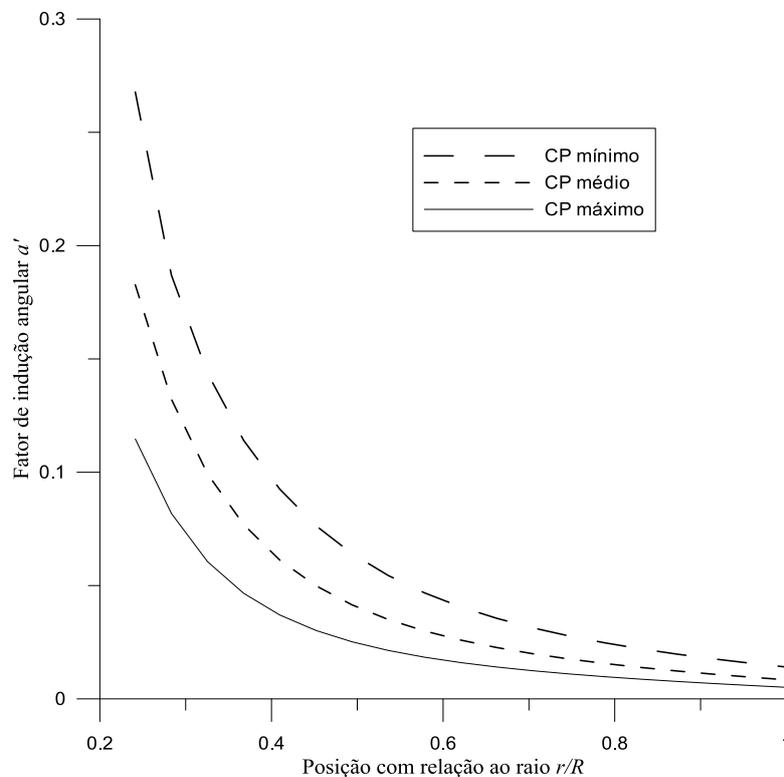


Figura 4.45: Variação da queda de pressão em função do raio para cada cenário estudado

As distâncias calculadas são próximas aos valores reportados na literatura, normalmente calculados utilizando ferramentas CFD e em canais artificiais com perfis de velocidade constante, e que se situam entre 6 e 12 D (Riglin et al. 2016a - 6D; Ibarra, 2014 - 10D; Silva et al., 2016 - 12D). Tal fato demonstra que a consideração das curvas do rio e dos perfis de velocidade naturais do caso aqui estudado, não possui grande impacto sobre a distância típica de dissipação de esteiras. Uma diferença que pode ser citada é que no caso do rio natural as formas são mais complexas e são verificadas

saliências, estreitamentos ou alargamentos e descolamentos das trajetórias das espirais que tornam difícil a determinação de um ponto no qual a velocidade será recuperada como fazem trabalhos que avaliam canais regulares como Silva et al. (2016). Outra observação importante é que os resultados deste trabalho com relação à esteira podem variar em função do nível do rio, vazão, velocidade do escoamento, diâmetro da turbina, etc. Contudo a metodologia aqui elaborada pode ser estendida para problemas similares em correntes de outros rios.

4.7.2.2. Resultados para inserção de novas turbinas

Conforme discutido na metodologia, de posse do resultado da primeira esteira, posições adequadas para inserção de novas turbinas foram investigadas. A Figura 4.46a e b demonstram a posição escolhida para as novas turbinas nos planos paralelo a superfície e transversal do rio e por esta procurou-se investigar uma posição lateral a turbina principal que não fosse afetada pela esteira nela formada. Conforme já explicado, o objetivo desta análise é verificar como a inserção de novas turbinas afetará a esteira gerada pela principal. Sabe-se que o efeito da perturbação influencia o comportamento aerodinâmico do *rotor*, sendo importante a interação entre os campos gerados pelas esteiras, de forma a dissipar menores quantidades de energia. Com isto tem-se uma metodologia completa para escolha da posição das turbinas, considerando a esteira produzida e por meio das análises numéricas locais é possível descrever o campo de escoamento com base em critérios de turbulência, *vortex core*, energia cinética e dissipação de turbulência entre outros.

O segundo e o terceiro discos adicionados são designados por T2 e T3.

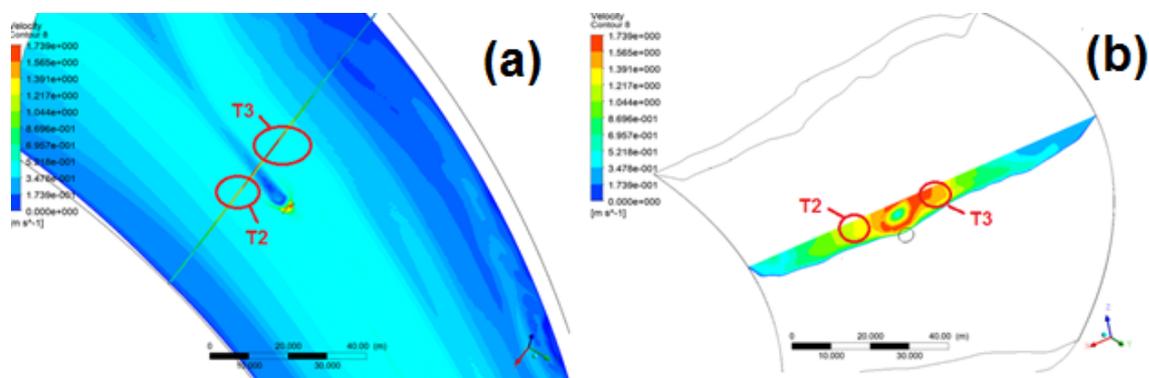


Figura 4.46: Posicionamento escolhido para as turbinas adicionais. (a) Plano paralelo à superfície; e (b) Plano transversal

As novas turbinas foram configuradas com o mesmo diâmetro da primeira. A Tabela 4.21 apresenta o posicionamento das novas turbinas inseridas com relação à superfície, bem como a velocidade média (dado que era variável ao longo do diâmetro da turbina) daquela região. Observa-se que as velocidades da região das turbinas 2 e 3 é consideravelmente inferior a da turbina inicial o que nos leva a esperar um menor comprimento de esteira nestas. Como já explicado, a malha gerada nestes casos foi refinada devido a existência de maiores gradientes de pressão e de velocidade. O número de elementos totais deste caso foi de 5.688.381 elementos. O número de elementos no interior dos três discos foi de 64825 (disco inicial), 80918 (T2), 80921 (T3). A malha resultante é apresentada na Figura 4.47.

Tabela 4.21: Posicionamento das turbinas e velocidade correspondente daquela posição.

Turbina	Aprofundamento do centro da turbina com relação a superfície	Velocidade média m/s
T1	2,86	1,67
T2	2,65	1,20
T3	2,49	1,39

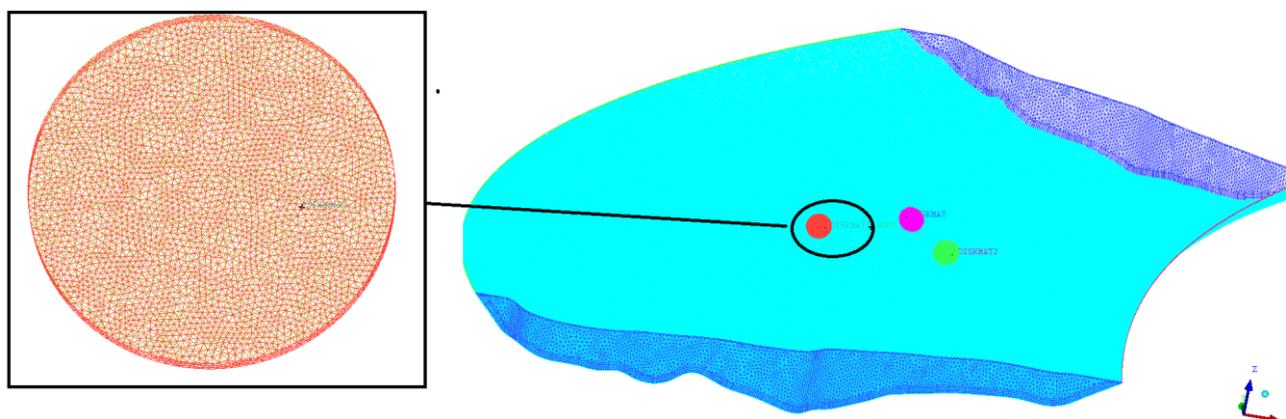


Figura 4.47: Malha no rio e do disco atuador

As Figuras 4.48 e 4.49 apresentam os resultados das linhas de corrente e dos contornos de velocidade num plano paralelo a superfície que corta o centro do disco. Pela Figura 4.48 observa-se como as linhas de corrente da turbina T3 são perturbadas pela interação do campo da esteira principal e pelo efeito da curvatura do rio resultando na formação de um vórtice forçado. A esteira resultante da primeira turbina, juntamente com o escoamento desviado da mesma, incide sobre a terceira, gerando um

comportamento anômalo do escoamento e produzindo maiores quedas de pressão e velocidade tangencial daquelas para as quais a turbina foi projetada. Como resultado, o escoamento nela se divide e do lado esquerdo se verifica o desvio acentuado das linhas de corrente sem redução de velocidade. Do lado direito da turbina T3 o comportamento é mais regular, entretanto a rotação da esteira é dissipada rapidamente (por causa de sua má formação). Tal comportamento demonstra que sob esta condição a T3 não está retirando energia do escoamento.

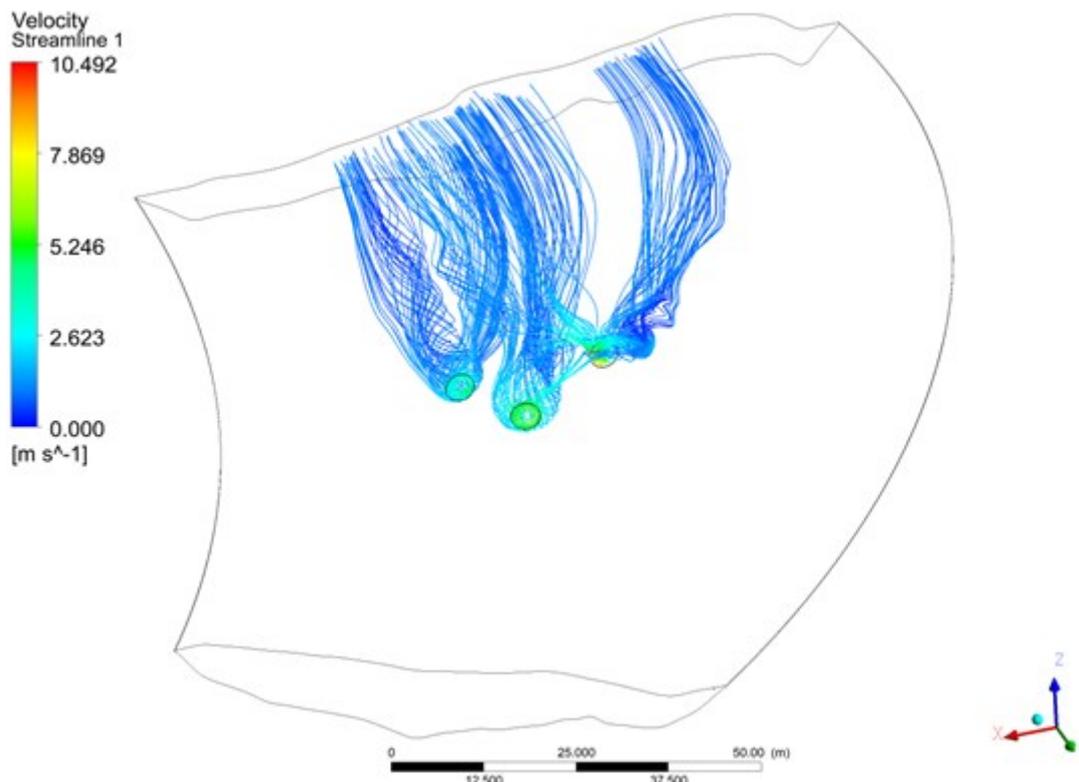


Figura 4.48: Linhas de fluxo dos três discos operando próximos

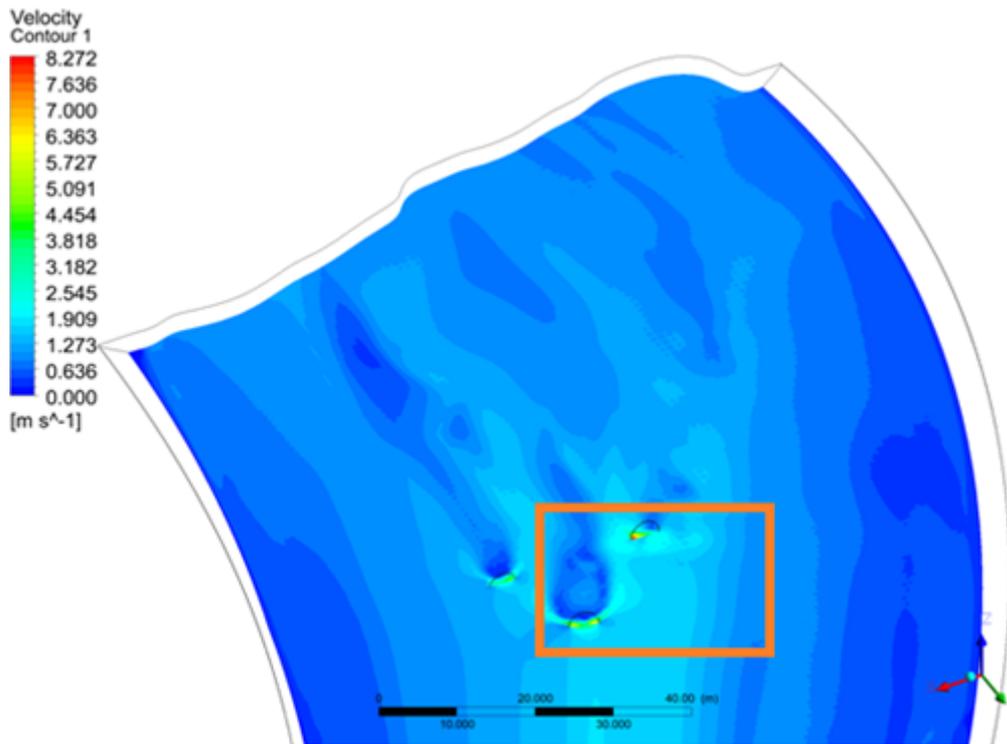


Figura 4.49: Campos de velocidade da operação conjunta dos três discos

As Figuras 4.48 e 4.49 mostram também o impacto da curvatura do rio sobre as esteiras das turbinas. A Figura 4.50 mostra o impacto das turbinas sobre os perfis de velocidade transversais. Nesta nota-se que a região de redução de velocidade das turbinas 1 e 2 são notórias. Já com relação a turbina 3, verifica-se uma redução de velocidade do lado direito com sentido contrário ao curso do rio. Do lado esquerdo não há uma zona definida de redução de velocidade, fato que decorre do mal funcionamento e extração de energia da turbina. A Figura 4.51 mostra os campos de *vortex core* gerados pelas turbinas. É notório que os vórtices da T1 impactaram na turbina T3, alterando a operação na condição nominal desta e gerando novos vórtices que perturbaram todo escoamento naquela região. Já na turbina T2, verifica-se o *vortex core*, independente do vórtice formado pela turbina T1.

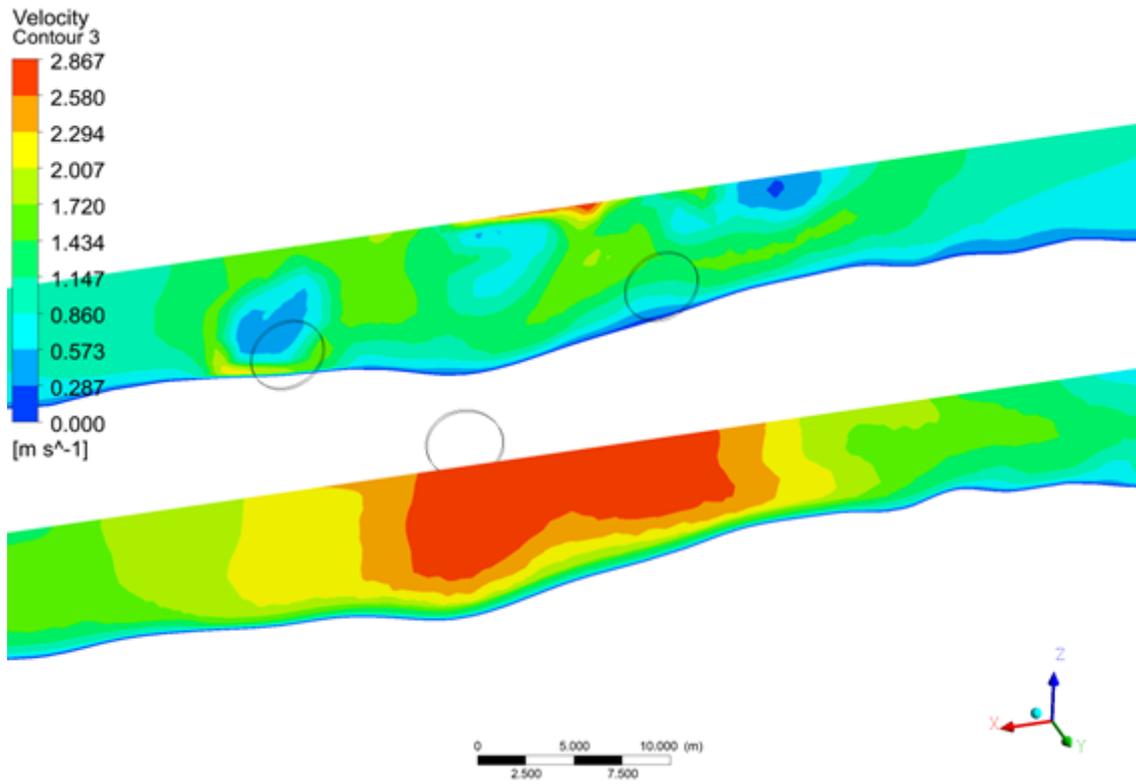


Figura 4.50: Impacto dos três discos sobre a seção transversal



Figura 4.51: Campo de vórtices das três turbinas funcionando em conjunto

Em face destes resultados acima discutidos, conclui-se que a posição escolhida foi adequada para a turbina T2 mas não para a turbina T3. Assim sendo uma nova simulação foi realizado deslocando o disco T3 para uma posição a jusante de T1 (cerca de 35m da T1 – aproximadamente 9D) numa região de maior intensidade de velocidade, onde a média desta foi de 1,2 m/s. Entretanto, esta velocidade não atinge a velocidade do escoamento não perturbado incidente na T1. Existem ainda limitações do tamanho dos rotores devido a profundidade do rio. A baixa velocidade se explica pela dificuldade em se encontrar regiões de alta velocidade para acomodar uma nova turbina de 4m, dado que no corpo hídrico estudado a velocidade diminuía conforme o avanço do rio, por causa de seu alargamento. A Figura 4.52 mostra o deslocamento da turbina T3 neste cenário. Com esta nova turbina pode-se estudar uma nova configuração alternativa do parque hidrocínético com três turbinas idênticas.

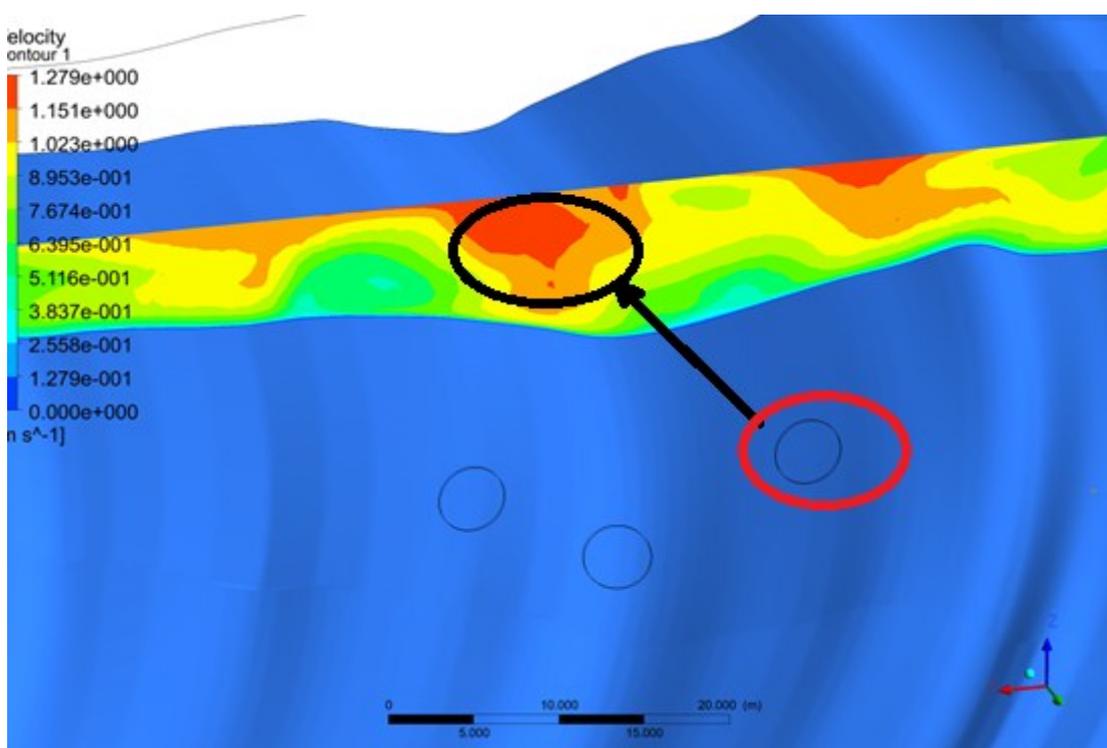


Figura 4.52: Movimentação das turbinas planejada no novo cenário

A Figura 4.53 apresenta os resultados das linhas de corrente deste caso. Verifica-se que, apesar do terceiro disco ainda estar levemente influenciado pelos dois primeiros, tais influências não descaracterizam seu comportamento considerando o desenvolvimento das esteiras. Vemos ainda nesta Figura que a esteira da primeira turbina é mais volumosa e gera uma maior expansão das linhas de corrente, o que pode

ser atribuído a maior velocidade inicial e queda de pressão (e conseqüentemente extração de energia) desta turbina. A Figura 4.54, apresenta o campo de vórtices resultante. Nela observa-se que o comprimento das perturbações geradas pela T1 são mais extensas que a T2, o que era de se esperar em vista da maior velocidade na região onde esse disco foi inserido. Considerações acerca do comprimento da esteira do terceiro disco são prejudicadas pela proximidade deste com a seção de saída.

É importante destacar que as regiões das esteiras devem se dissipar após um certo comprimento do rio, entretanto a condição de contorno não provoca a descontinuidade do escoamento. Um maior detalhamento do campo de escoamento, conduziria a um maior custo computacional com o resultado de prever todas as escalas de turbulência, necessitando de malhas mais refinadas, situação que não é objetivo deste trabalho.

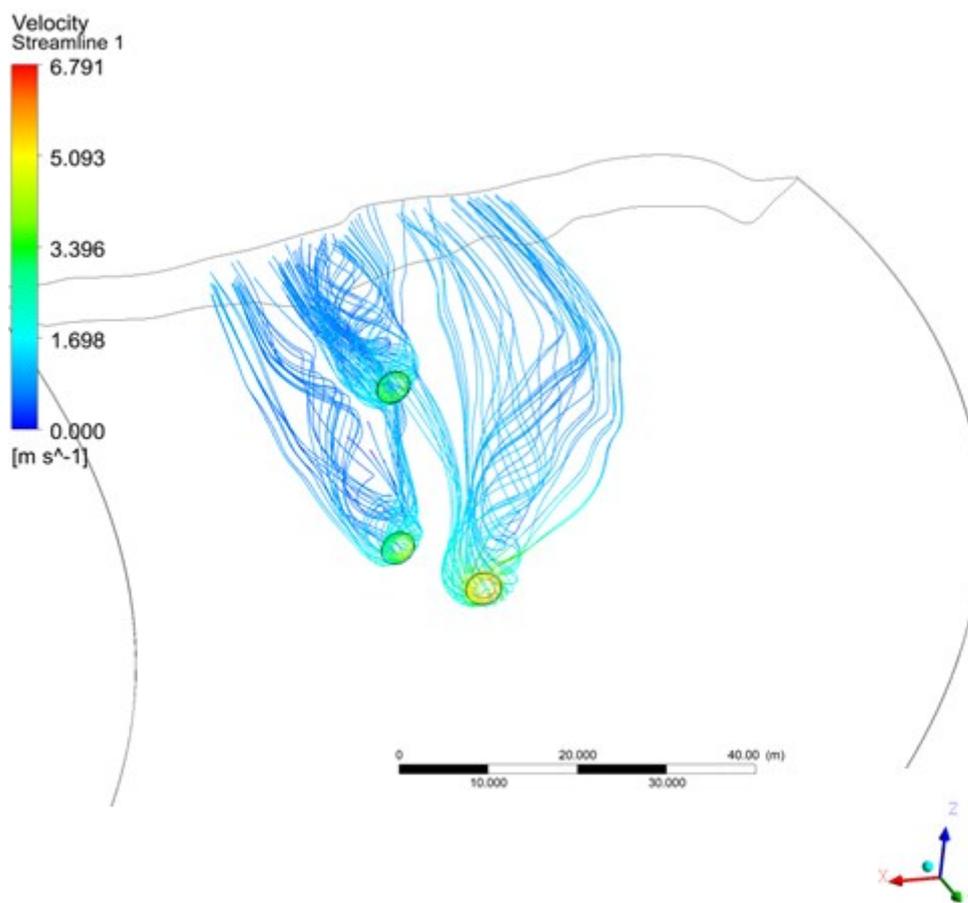


Figura 4.53: Linhas de fluxo do cenário com o disco 3 deslocado

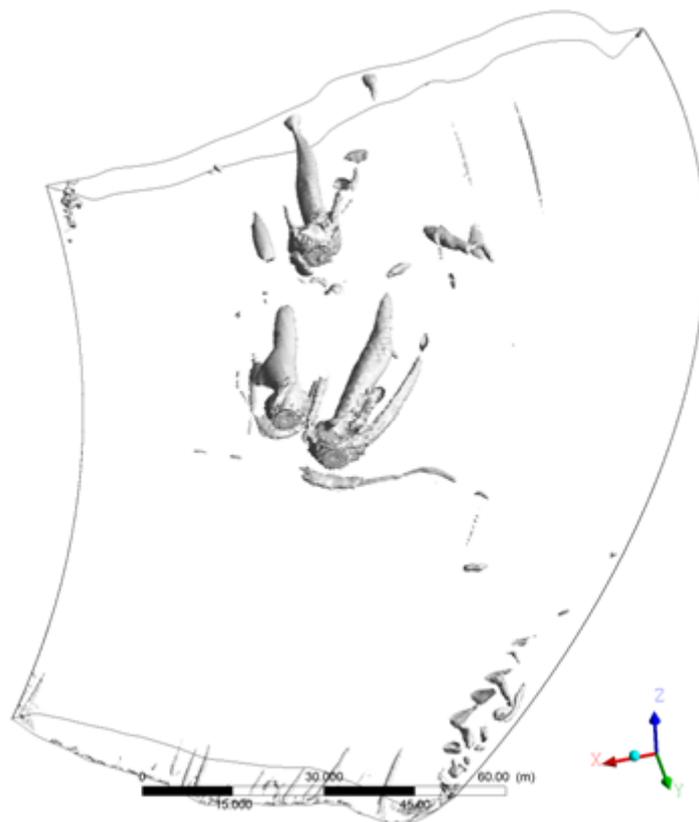


Figura 4.54: Campos de vórtices do cenário com o disco 3 deslocado

A Figura 4.55 apresenta por fim a comparação dos perfis de velocidades de um plano posicionado no centro do primeiro disco e paralelo a superfície livre, sem turbinas (a) e com os discos (b). Os contornos foram gerados para velocidades de até 1,75m/s. Nota-se o grande impacto da inserção das turbinas sobre a velocidade do escoamento definido pela condição de contorno na entrada. Neste cenário seria difícil a inserção de novas turbinas para extração de energia em pontos posteriores a primeira turbina, dado o reduzido valor de velocidade e potencial hidrocínético dispononível e a possibilidade de interferência estres as esteiras.

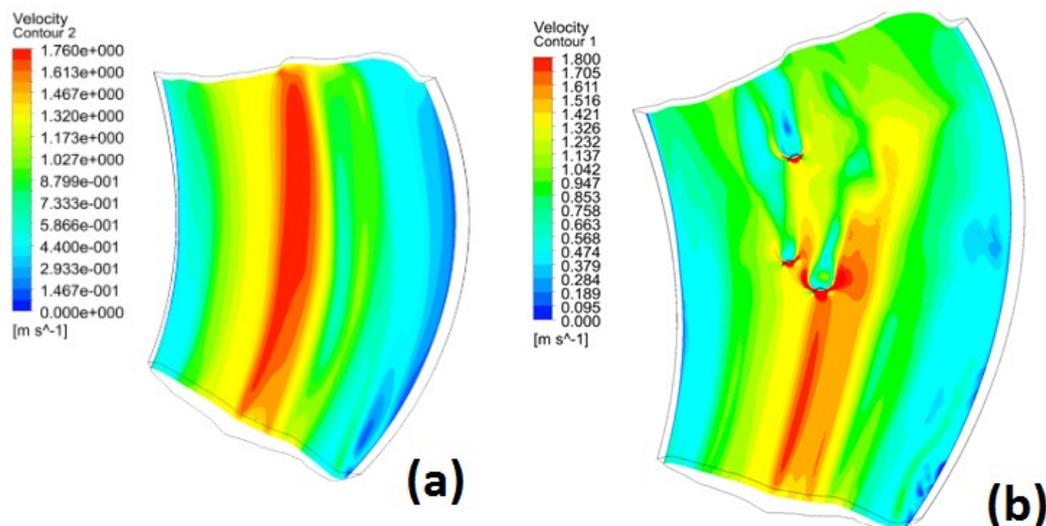


Figura 4.55: Campos de velocidade do rio estudado em um plano passante pelo centro do disco. (a) Perfil inicial; (b) Resultado após inserção dos 3 discos

Com base no projeto da turbina desenvolvida pela teoria da quantidade de movimento no elemento de pá, pode-se calcular a potência extraída pelo arranjo das turbinas como apresentado na Figura 4.55. A primeira turbina permitiu a geração de 13 kW. As turbinas T2 e T3 permitiram a obtenção de 4,83 kW cada. O total extraído foi, portanto, de 22,66 kW. Considerando o rendimento do gerador elétrico de 90% (como adotado na seção 3.3.1), a potência elétrica resultante será igual a 20,39 kW. Pode-se efetuar então os cálculos energéticos e econômicos da implantação das três turbinas, conforme explicado na metodologia (seção 3.5.2). Vide a Tabela 4.22.

Tabela 4.22: Resultados de viabilidade econômica da disposição proposta para 20 anos de vida útil.

Parâmetros	Valor
Tarifa de venda de energia T em US\$/MWh	100
Investimento I em US\$	101.970
Custo de operação e manutenção C_{OM} em US\$/ano	2549,25
E em MWh/ano	128,63
VPL em US\$	-7821
$LCOE$ em US\$/MWh	106,7

Pela Tabela 4.22 é visto que resultado obtido de $LCOE$ (106,7 US\$/MWh) se encaixa na faixa de valores calculados na análise de incerteza econômicas da Tabela 4.16 (entre 90-125 US\$/MWh), o que confirma os valores aqui calculados. A

viabilidade econômica do empreendimento não foi assegurada, dado que o VPL foi inferior a 0 e o LCOE superior a tarifa adotada.

Os resultados deste tópico demonstram a efetividade da metodologia aqui proposta para posicionamento das turbinas, o que permite não só estimativas energéticas, como também avaliações econômicas, englobando todos os passos para implantação de um parque hidrocínético.

5. CONCLUSÕES

A avaliação de potencial e de custos para implantação de parques hidrocínéticos é um dos grandes entraves ao amplo desenvolvimento desta tecnologia, devido a falta de metodologias padronizadas e de disponibilidade de custos em escala comercial de sistemas hidrocínéticos. Neste contexto, o presente trabalho colabora com questões chave para a difusão desta forma de aproveitamento.

Apesar das simplificações necessárias, os resultados simulados foram comparados com resultados experimentais e permitiram uma boa estimativa da distribuição de velocidades na seção. Elas apresentaram um desvio relativo médio inferior a 13% com relação aos valores de velocidade média medidos nos dois rios amazônicos estudados. As simulações permitiram a obtenção de grandezas fundamentais para planejamento do parque hidrocínético e configurações das turbinas, como velocidades máximas e área das regiões de velocidade máxima. Os resultados das simulações foram mais precisos no caso do Rio Jamari, dado que este possui maior regularidade que Curuá-Una. As potências instaladas resultantes foram de 109,5 kW no Rio Jamari e 31,5 kW no Rio Curuá-Una.

Os resultados obtidos permitiram também a observação do pequeno percentual de aproveitamento do potencial hidrocínético disponível pelo parque e a baixa competitividade econômica da tecnologia hidrocínética em face das outras opções energéticas disponíveis, o que revela uma necessidade de desenvolvimento de turbinas hidrocínéticas mais eficientes que possam aproveitar um maior percentual do potencial hidráulico disponível, aumentando a produção de energia do sistema o que levará a um menor custo de geração, que possa competir com outras renováveis como eólica e PCHs cujos custos de geração são inferiores a 250 R\$/MWh, resultando em uma maior atratividade financeira do empreendimento. Para aplicação em comunidades isoladas e ribeirinhas amazônicas, as hidrocínéticas mostraram um custo inferior ao das usinas a diesel e do sistema solar fotovoltaico, mostrando-se uma opção viável para estas comunidades.

A competitividade financeira destes empreendimentos pode ainda ser elevada por meio de incentivos governamentais como elevação da tarifa de venda de energia e diminuição das taxas de juros e das taxas de importação para os componentes deste sistema. Outra opção para viabilização é a inserção dos mesmos dentro das resoluções de microgeração da ANEEL, desde que haja uma demanda que possa ser suprida por

esta energia, devido ao fato da tarifa de economia de compra de energia ser mais elevada que a tarifa de geração.

Os dados obtidos na simulação possibilitaram o desenvolvimento de uma rotina no software Scilab® automatizando e otimizando o estudo de potencial energético e viabilidade econômica da implantação de uma turbina hidrocínética em dada seção transversal com base nos métodos de otimização de potência de pequenas centrais hidrelétricas. A rotina R_1 é mais um produto da presente tese e é útil por poder ser aplicada para estimativas iniciais de potencial hidrocínético em rios que possuam medições experimentais de vazão e batimetria (para determinação da área molhada) por parte do pesquisador ou dados cedidos pelo governo Brasileiro por meio do portal Hidroweb.

O estudo da esteira revelou que a distância da esteira é função do ponto de operação da turbina, sendo que em pontos de melhor rendimento, mais energia é extraída, menos energia é dissipada em forma de vórtice e, portanto menor é a distância de dissipação da esteira. A metodologia proposta que usa a teoria da quantidade de movimento no elemento de pá (*Blade element theory*) unida ao software *ANSYS Fluent*® se mostrou apta para projeto da turbina hidrocínética e estudo da esteira resultante, permitindo o planejamento de um parque hidrocínético em um rio por meio da seleção dos pontos de melhor velocidade e observação do comportamento da operação conjunta das turbinas. Diferentemente do caso de uma turbina eólica, notou-se uma dificuldade de parametrização da distância de dissipação da esteira em função do diâmetro da turbina, dado que existem influências da curvatura e geometria do rio como também de uma turbina na outra.

Uma maior difusão da tecnologia hidrocínética poderá beneficiar comunidades ribeirinhas e isoladas no Amazonas, que não participam do sistema interligado Nacional, dando-lhes uma nova opção de geração de energia de baixo impacto ambiental. Além disso, produtores rurais que consomem energia em seus processos produtivos e dispõem de rios em suas propriedades podem usar a geração hidrocínética para participação do mercado de geração distribuída no país..

Os resultados obtidos permitiram uma avaliação significativa do potencial energético do parque, sendo calculados parâmetros como potência hidráulica, elétrica e estimativa da variação sazonal das potências disponíveis, validando a hipótese desta tese, de que as ferramentas da fluidodinâmica computacional podem ser aplicadas para prospecção de potencial hidrocínético, provendo dados para cálculos energéticos,

econômicos e definição do arranjo do parque hidrocínético com um nível de erros satisfatório, auxiliando a superação dos desafios ainda presentes no desenvolvimento de energia hidrocínética.

6. RECOMENDAÇÕES PARA TRABALHOS FUTUROS

Na primeira parte do trabalho, a modelagem computacional do rio sem turbinas, recomenda-se a simulação computacional dos rios utilizando-se uma abordagem bifásica. Tal abordagem considera um domínio de ar acima da superfície livre do rio (VOF, volume of fluid). Esta abordagem é importante para prever as ondulações em situações de canais com ressaltos hidráulicos com também os efeitos de ondas provocadas pelas rotores hidrocínéticos.

O estudo do parque hidrocínético, com a metodologia aqui apresentada, contudo considerando dados experimentais de batimetria e vazão ao longo das diferentes estações do ano (diferente do presente trabalho que utiliza somente um dado de medição experimental) ou em usinas que não operem com regularização de vazões também são recomendados para futuros trabalhos. O impacto disso sobre a produção energética e viabilidade econômica do parque pode ser investigado. Os resultados em uma usina que não possui regularização podem se tornar interessantes para avaliar o impacto deste fator sobre a viabilidade técnica e econômica do empreendimento. O estudo das esteiras e do arranjo hidrocínético sob estas condições mais variadas também se tornará mais completo.

Esta abordagem experimental pode ser estendida para o mapeamento dos perfis de velocidade em correntes marítimas, devido as menores restrições de área para inserção de turbinas e maiores velocidades do escoamento nessas regiões.

A realização do estudo das esteiras, por meio da inserção das turbinas reais (com número de pás definido) no rio sem utilizar a metodologia do disco atuador também é recomendado com objetivo de comparação com os resultados do modelo do disco atuador.

Estudos em regime transiente, podem ser recomendados em situações da inserção de turbinas com pás ou até simplificadas pelo disco atuador onde o desenvolvimento das esteiras poderão ser observadas desde a condição inicial até a convergência no transitório utilizando modelos de turbulência como SAS (Scale Adaptive Simulation), LES (Large Eddy Simulation) e URANS (Unsteady Reynold Average Navier Stokes).

Com base em algoritmos de otimização e construção de metamodelos é possível otimizar o número de rotores ou discos atuadores, diâmetro e posição com restrições, como o trecho do rio e sendo a função de objetivo maximizar a energia com base em critérios de controle de dissipação das esteiras.

APÊNDICES

APÊNDICE A – DISTRIBUIÇÃO DE VELOCIDADES DAS SEÇÕES SIMULADAS EM CFX

A.1. Rio Jamari

- Trecho 2.1

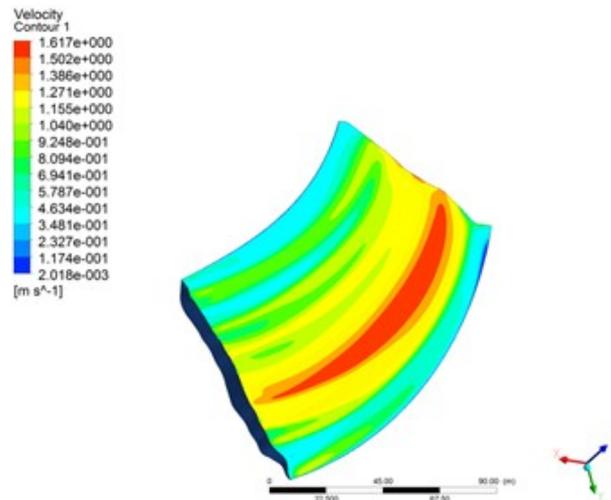


Figura A.1: Distribuição de velocidades na superfície.

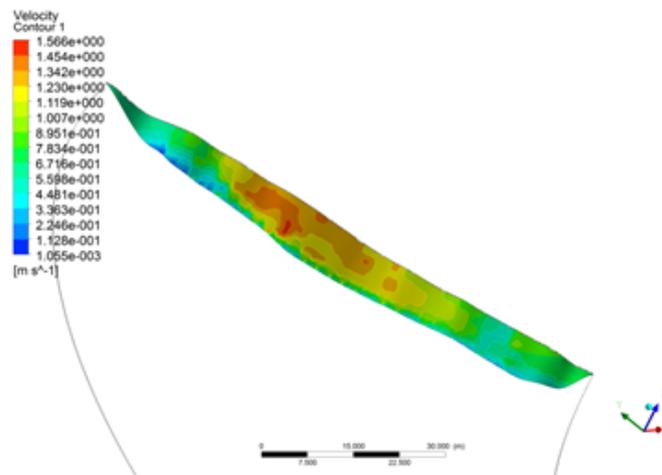


Figura A.2: Distribuição de velocidades na seção de entrada (21)

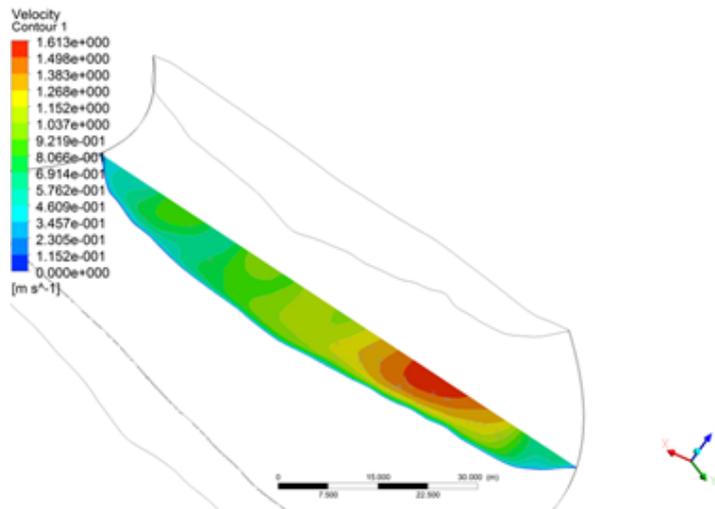


Figura A.3: Distribuição de velocidades na seção central (22)

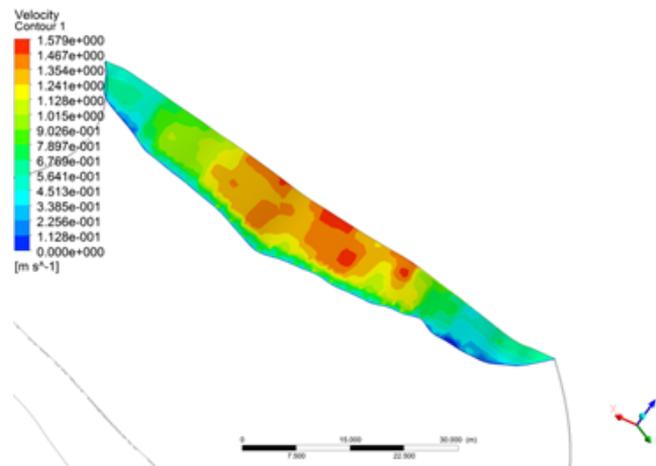


Figura A.4: Distribuição de velocidades na seção de saída (23).

- Trecho 2.2

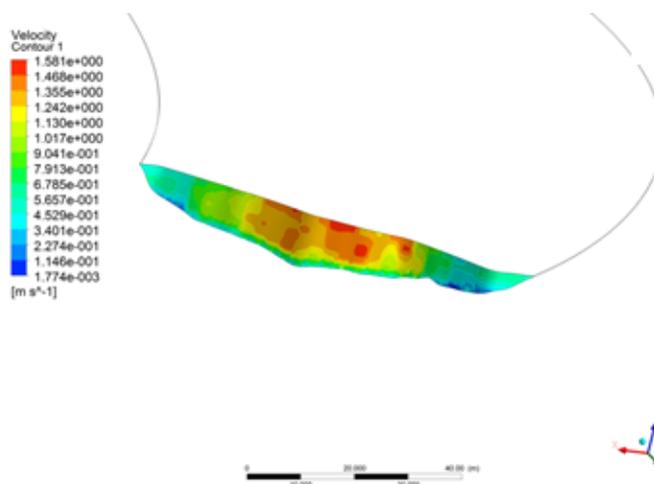


Figura A.5: Distribuição de velocidades na seção de entrada (23).

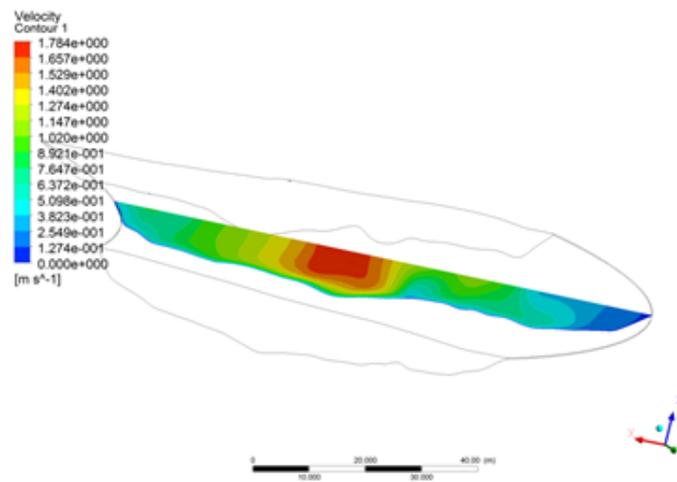


Figura A.6: Distribuição de velocidades na seção central (24).

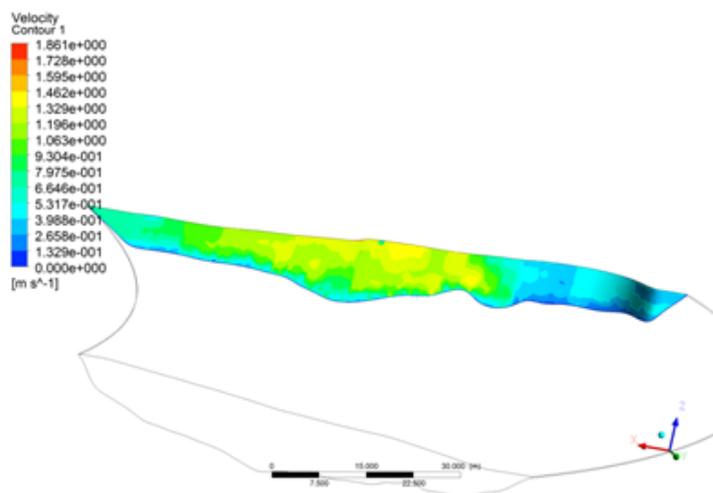


Figura A.7: Distribuição de velocidades na seção de saída (25)

- **Trecho 2.3**

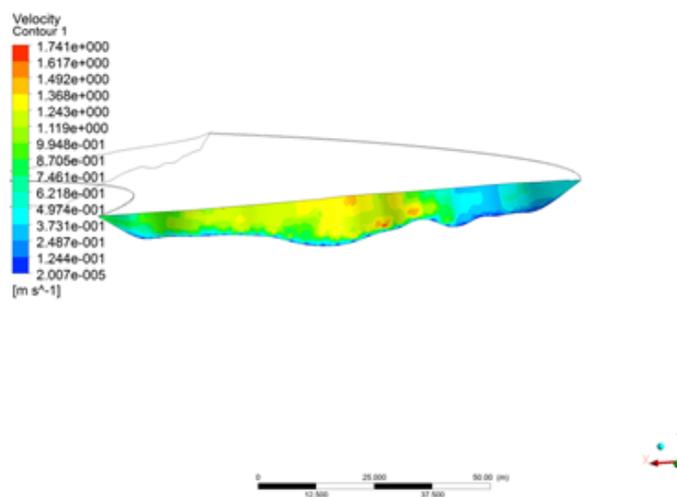


Figura A.8: Distribuição de velocidades na seção de entrada (25).

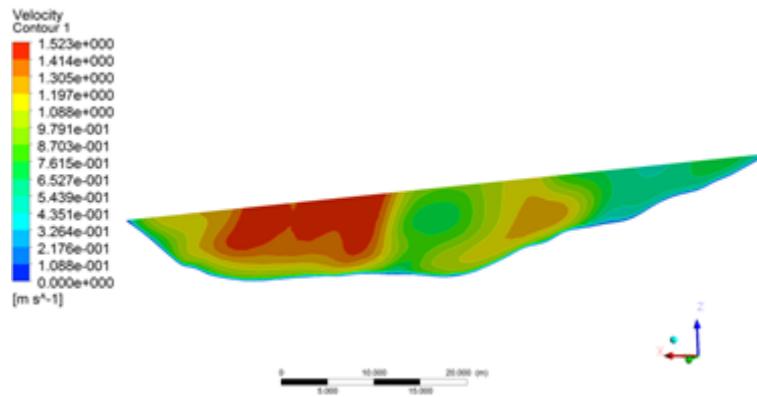


Figura A.9: Distribuição de velocidades na seção central (26).

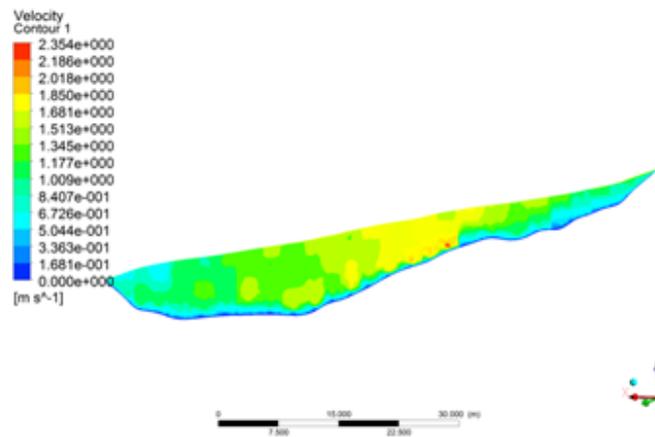


Figura A.10: Distribuição de velocidades na seção de saída (27).

- **Trecho 3.1**

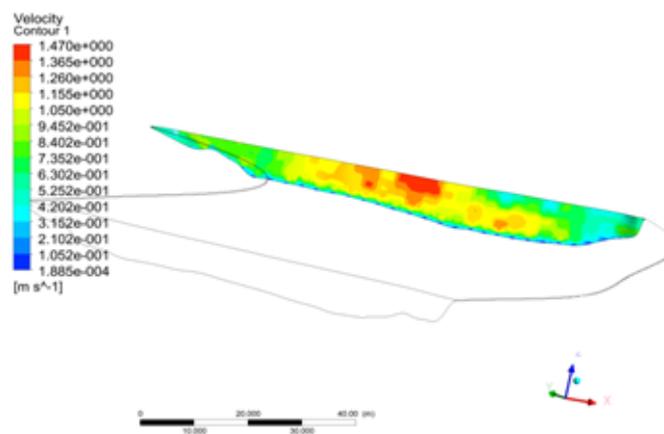


Figura A.11: Distribuição de velocidades na seção de entrada (33).

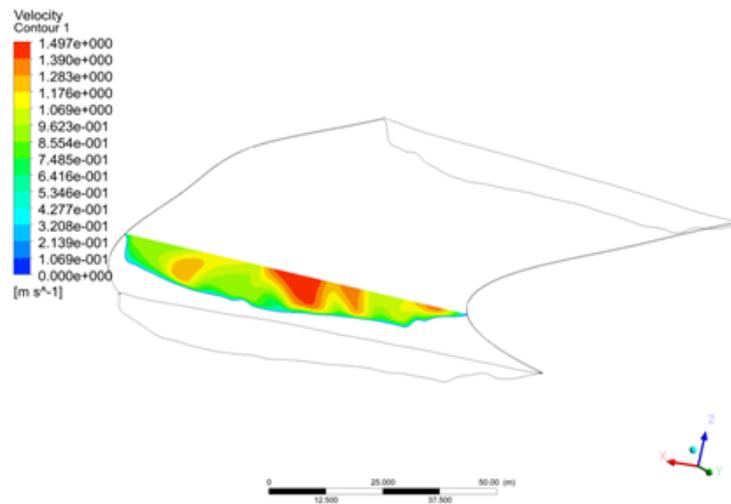


Figura A.12: Distribuição de velocidades na primeira seção intermediária (34).

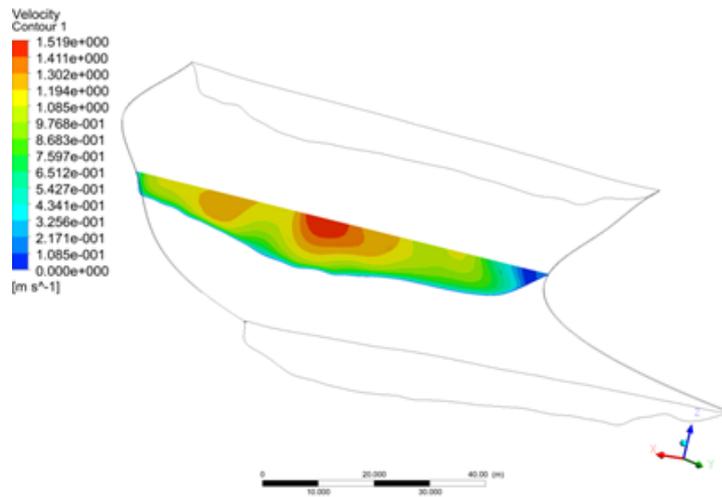


Figura A.13: Distribuição de velocidades na segunda seção intermediária (35).

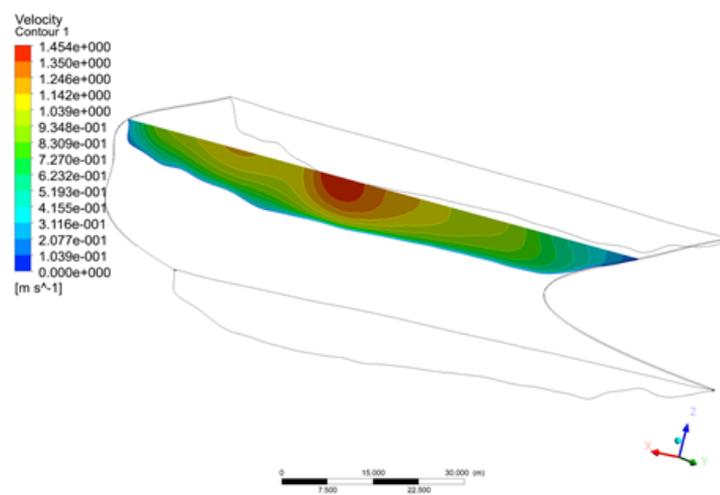


Figura A.14: Distribuição de velocidades na terceira seção intermediária (36).

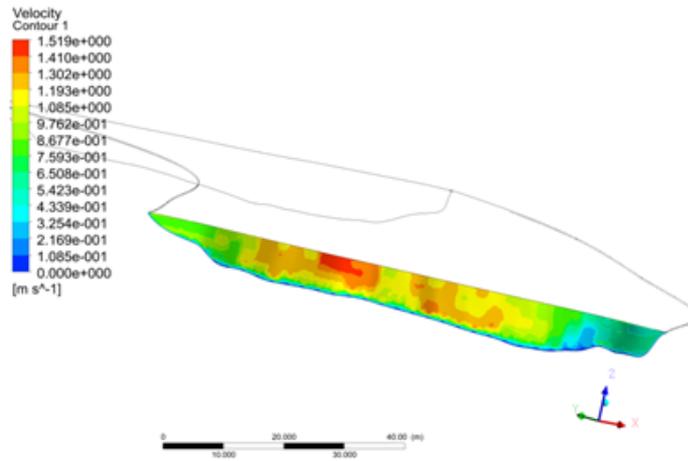


Figura A.15: Distribuição de velocidades na seção de saída (37).

- Trecho 3.2

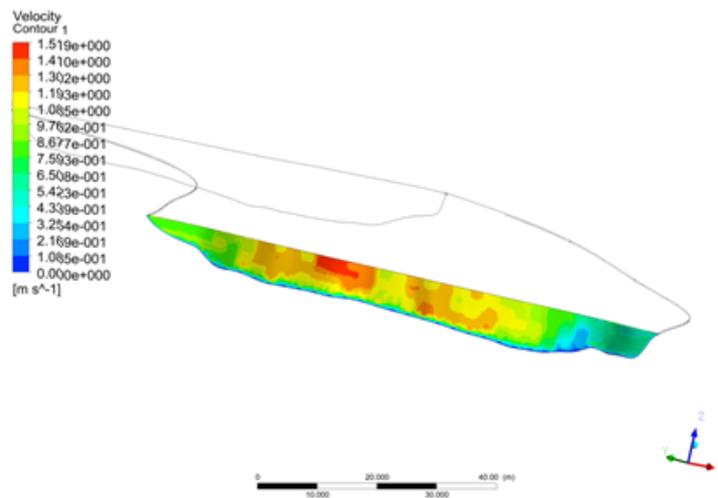


Figura A.16: Distribuição de velocidades na seção de entrada (37).

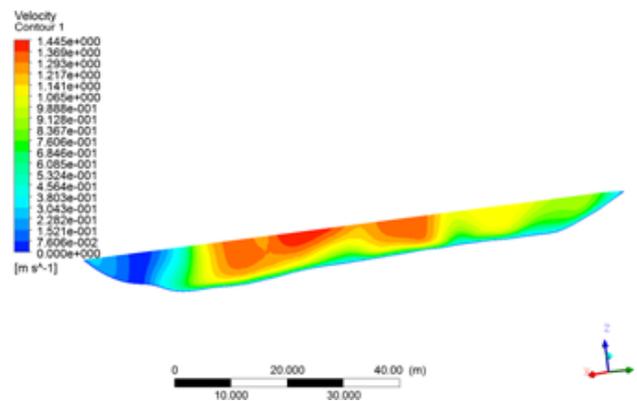


Figura A.17: Distribuição de velocidades na primeira seção intermediária (38).

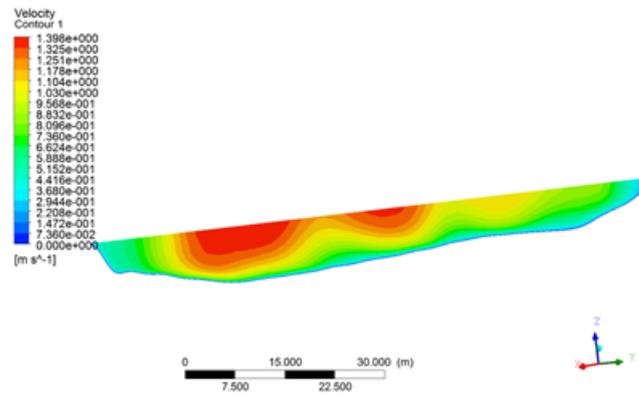


Figura A.18: Distribuição de velocidades na segunda seção intermediária (39).

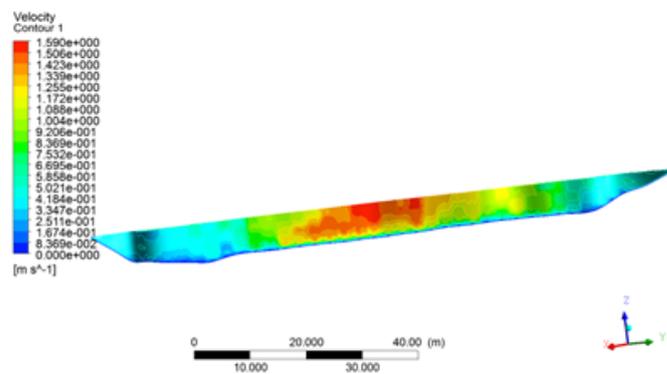


Figura A.19: Distribuição de velocidades na seção de saída (40).

- Trecho 4

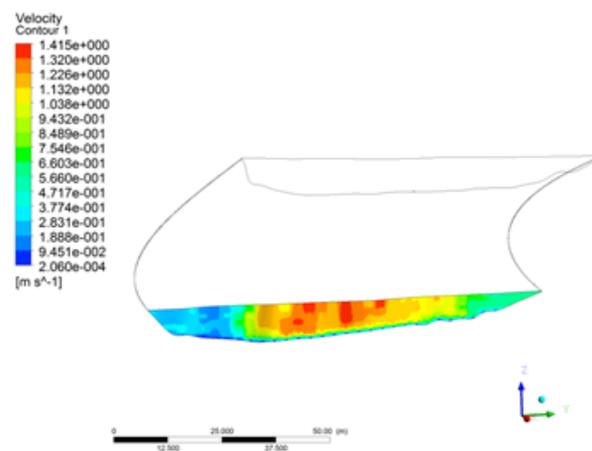


Figura A.20: Distribuição de velocidades na seção de entrada (46).

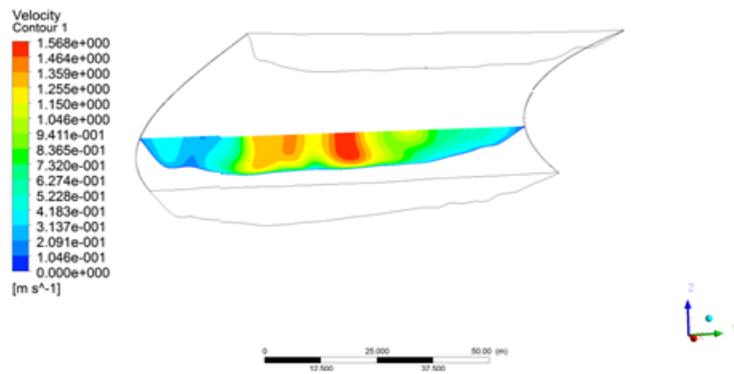


Figura A.21: Distribuição de velocidades na primeira seção intermediária (47).

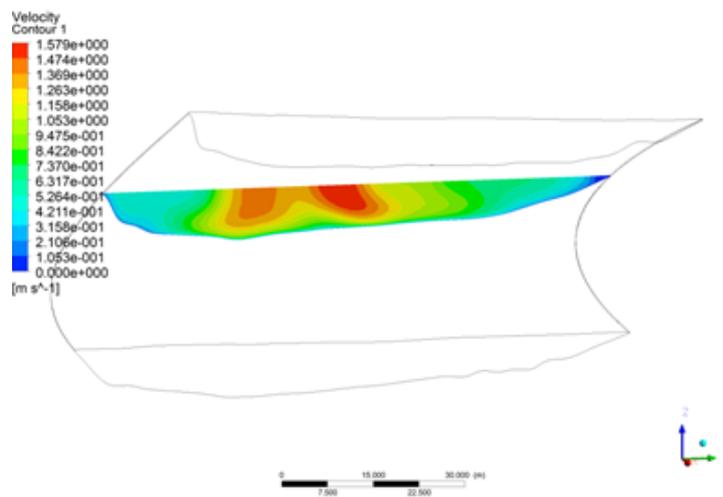


Figura A.22: Distribuição de velocidades na segunda seção intermediária (48).

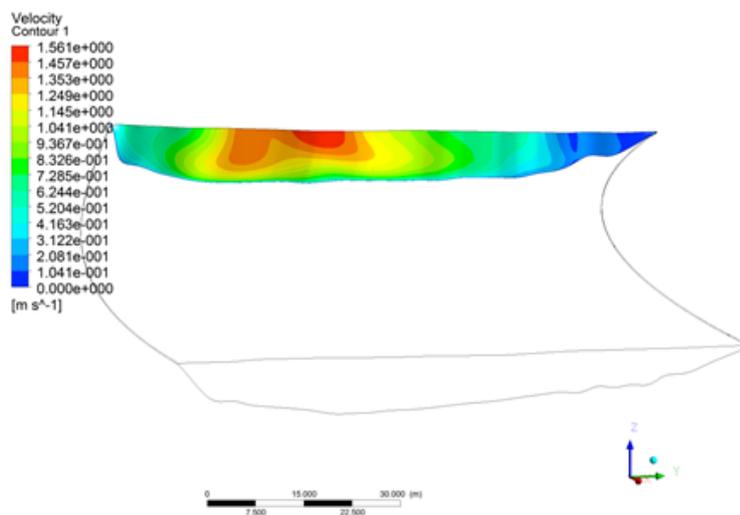


Figura A.23: Distribuição de velocidades na seção de saída (49).

A.2. Rio Curuá-Una

- Trecho 1

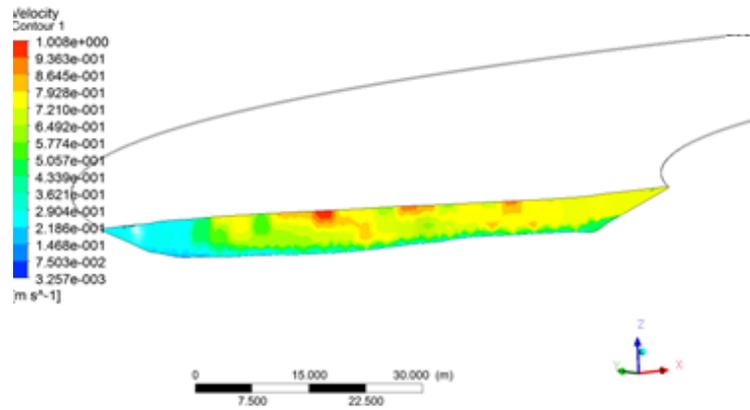


Figura A.24: Distribuição de velocidades na seção de entrada (9).

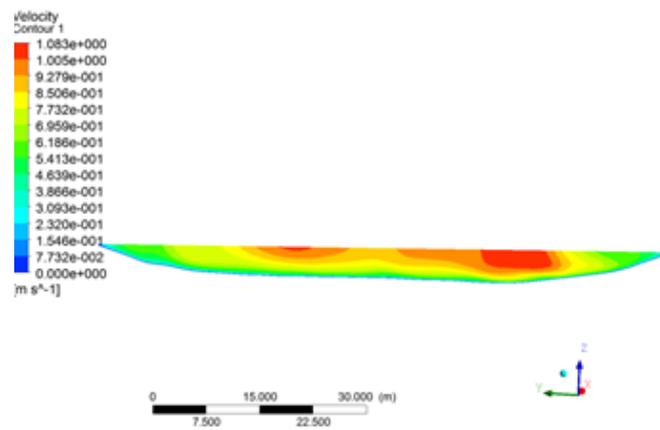


Figura A.25: Distribuição de velocidades na seção intermediária (10).

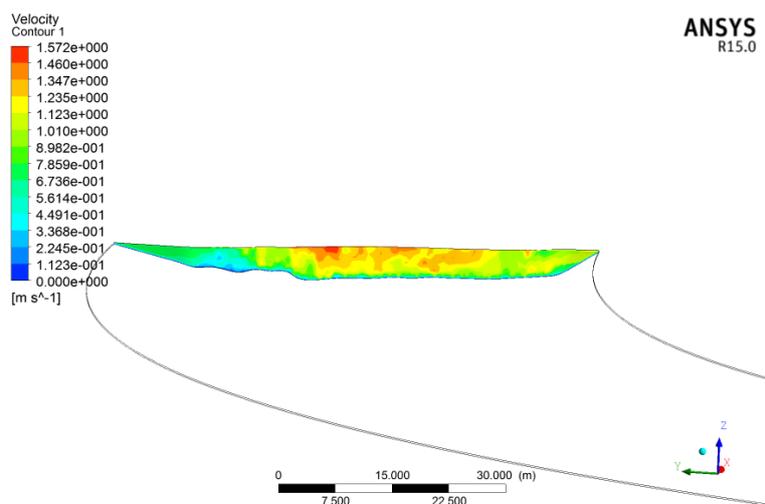


Figura A.26: Distribuição de velocidades na seção de saída (11).

- Trecho 2

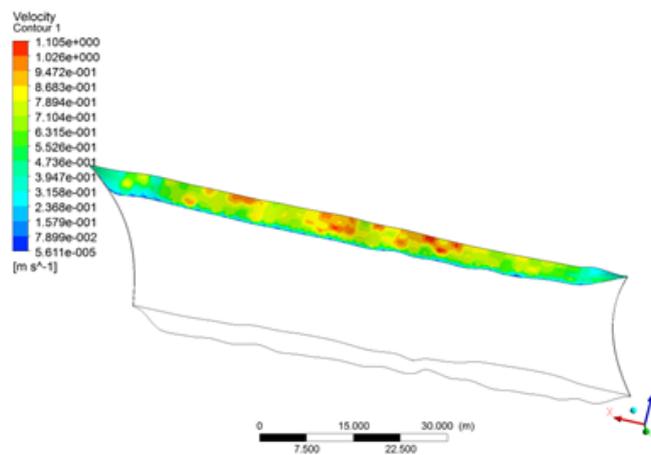


Figura A.27: Distribuição de velocidades na seção de entrada (19).

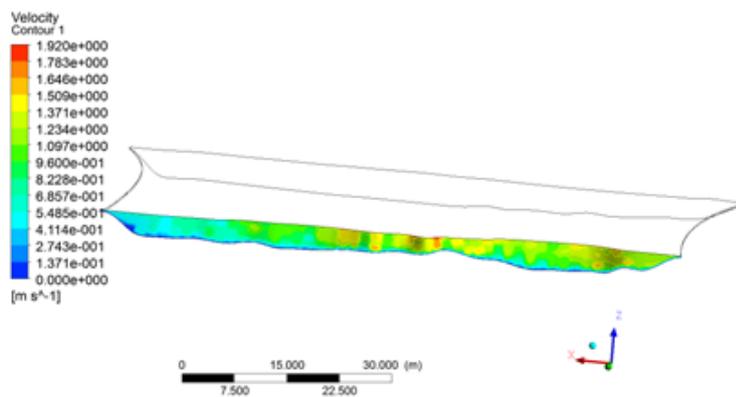


Figura A.28: Distribuição de velocidades na seção de saída (20).

- Trecho 3

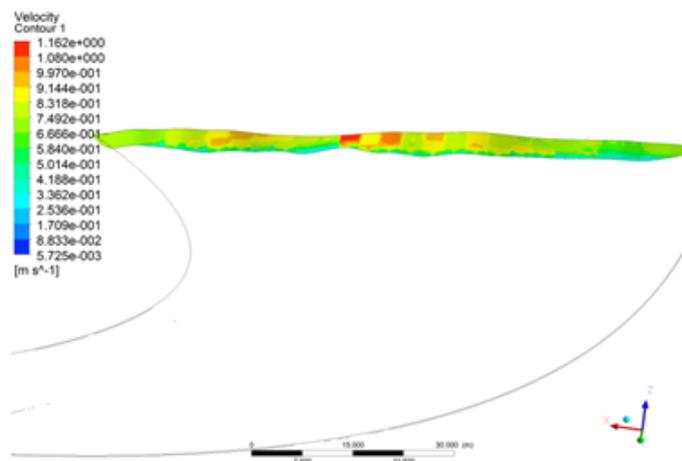


Figura A.29: Distribuição de velocidades na seção de entrada (23).

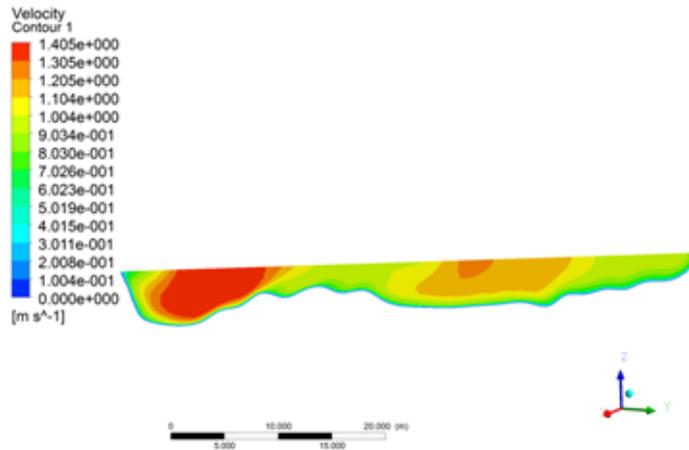


Figura A.30: Distribuição de velocidades na seção central (24).

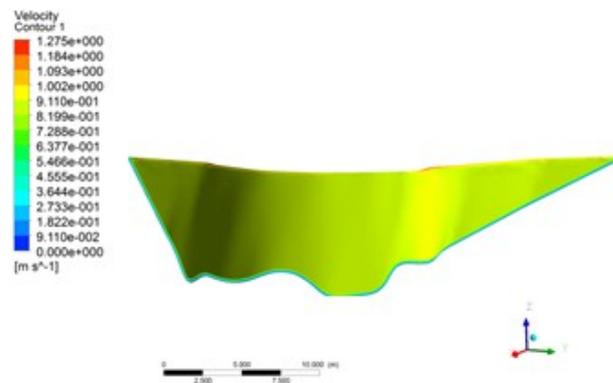


Figura A.31: Distribuição de velocidades na seção de saída (25 – Onde se utilizou V média como condição de contorno).

- **Trecho 4**

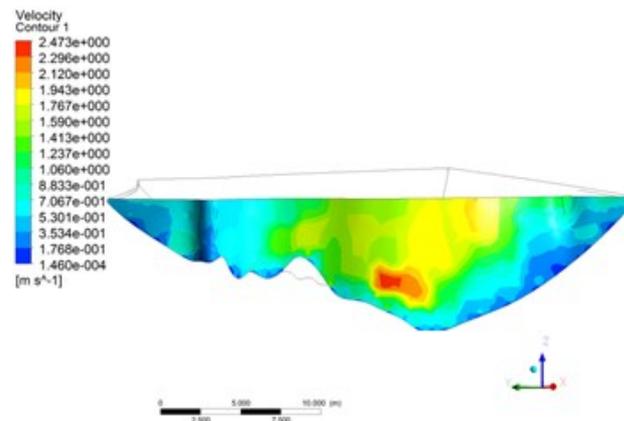


Figura A.32: Distribuição de velocidades na seção de entrada (26).

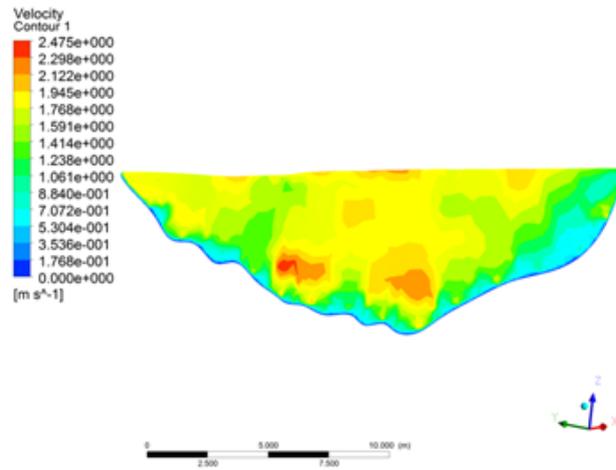


Figura A.33: Distribuição de velocidades na seção de saída (27).

- Trecho 5

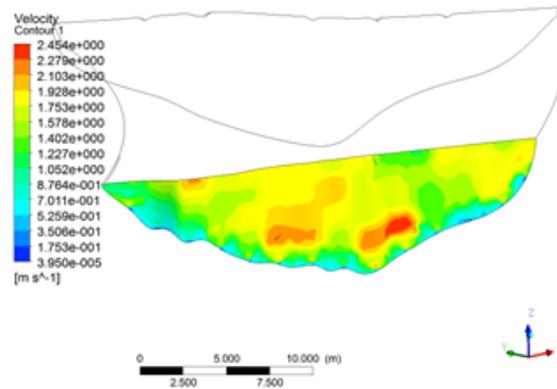


Figura A.34: Distribuição de velocidades na seção de entrada (27).

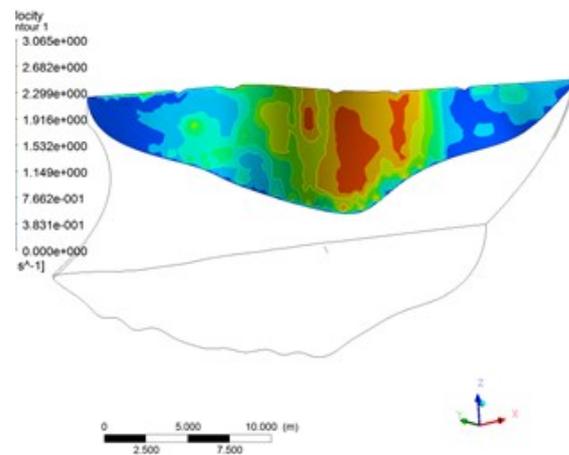


Figura A.35: Distribuição de velocidades na seção de saída (28).

APÊNDICE B – DISTRIBUIÇÃO DE VELOCIDADES DAS SEÇÕES MEDIDAS EM CAMPO COM O ADCP

• Rio Jamari

SEÇÃO 21

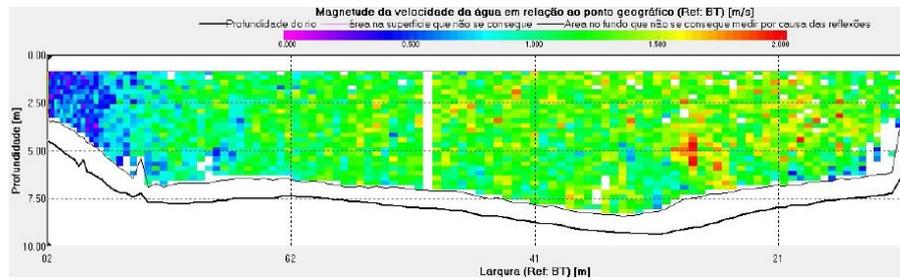


Figura B1: Distribuição de velocidades na seção 21.

SEÇÃO 22

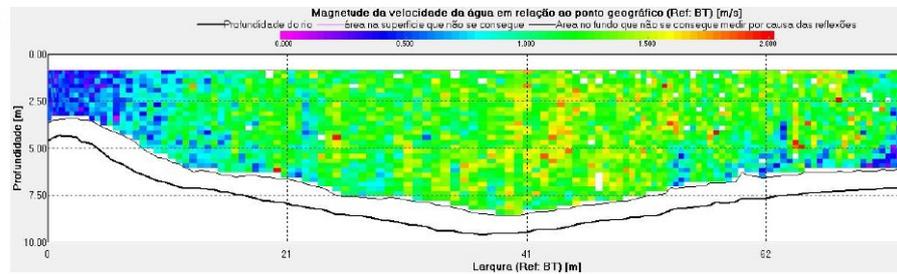


Figura B2: Distribuição de velocidades na seção 22.

SEÇÃO 23

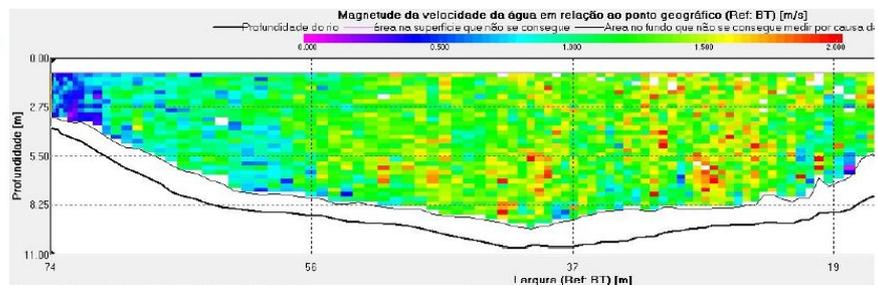


Figura B3: Distribuição de velocidades na seção 23.

SEÇÃO 24

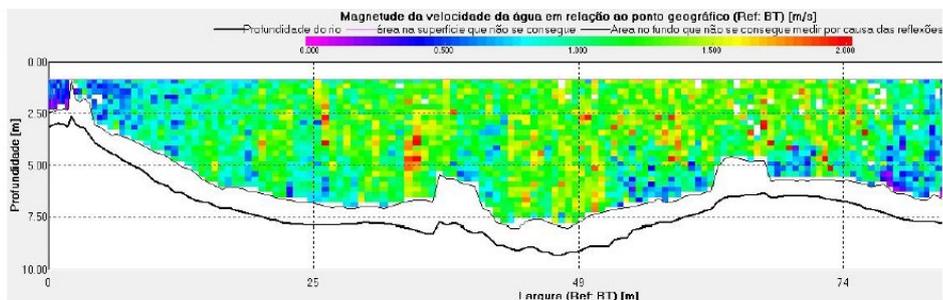


Figura B4: Distribuição de velocidades na seção 24.

SEÇÃO 25

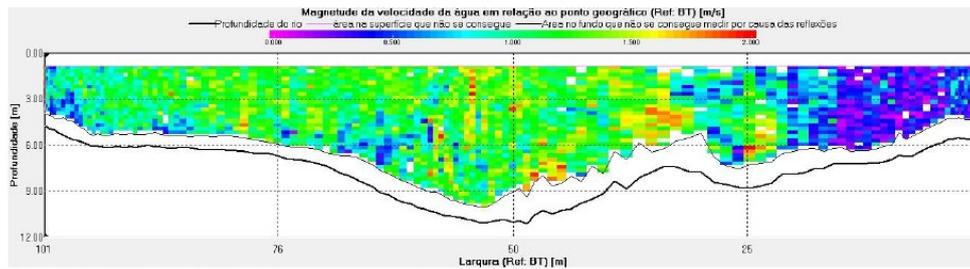


Figura B5: Distribuição de velocidades na seção 25.

SEÇÃO 26

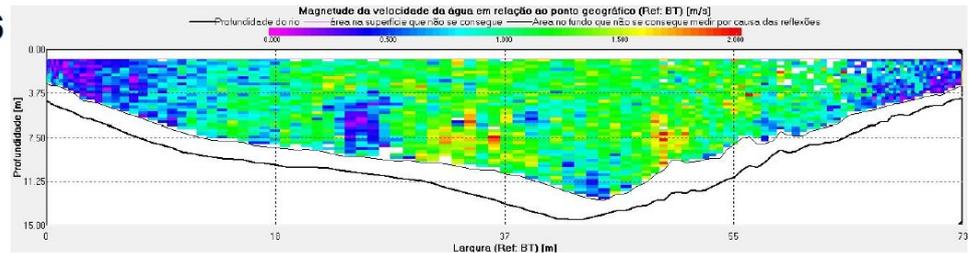


Figura B6: Distribuição de velocidades na seção 26.

SEÇÃO 27

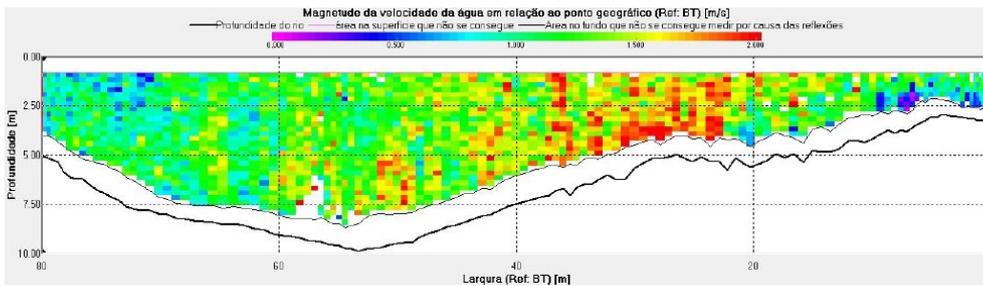


Figura B7: Distribuição de velocidades na seção 27.

SEÇÃO 33

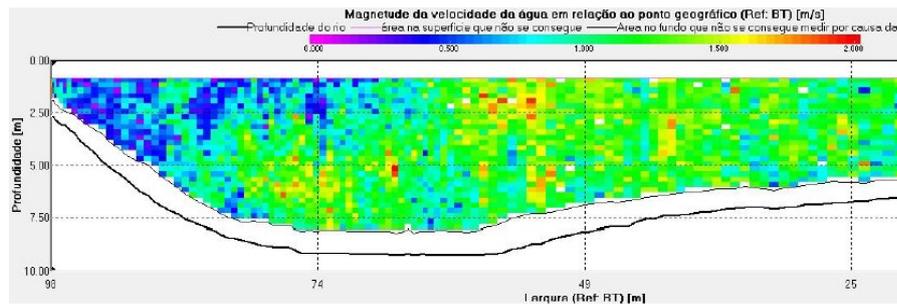


Figura B8: Distribuição de velocidades na seção 33.

SEÇÃO 34

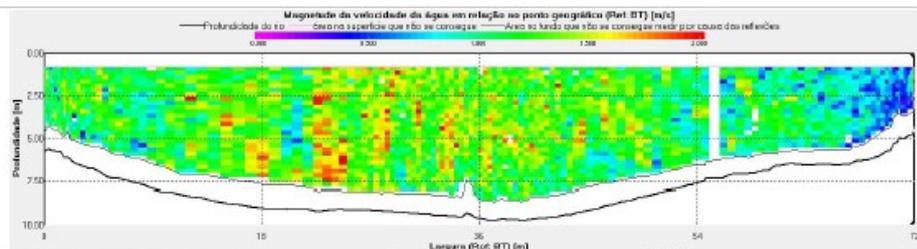


Figura B9: Distribuição de velocidades na seção 34.

SEÇÃO 35

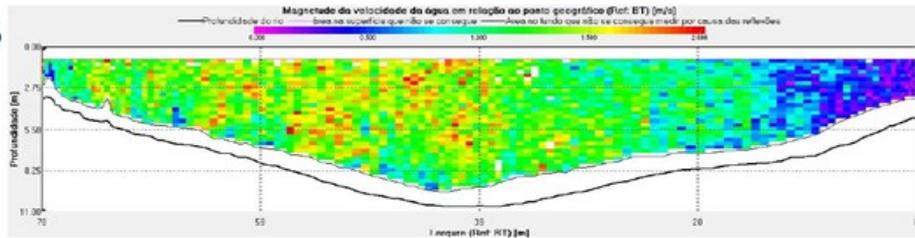


Figura B10: Distribuição de velocidades na seção 35.

SEÇÃO 36
TRANSECT 071

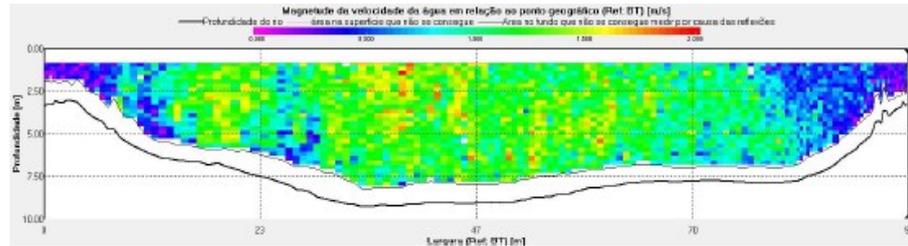


Figura B11: Distribuição de velocidades na seção 36.

SEÇÃO 37

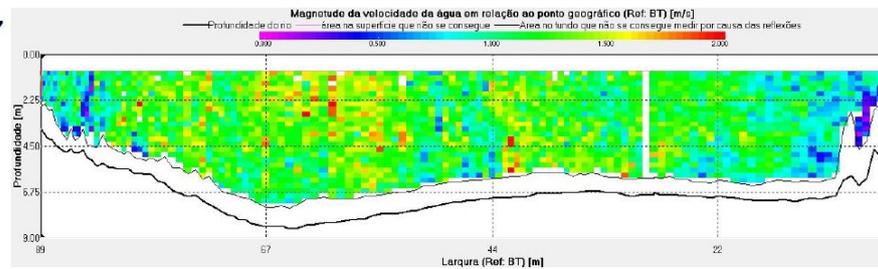


Figura B12: Distribuição de velocidades na seção 37.

SEÇÃO 38
TRANSECT 076

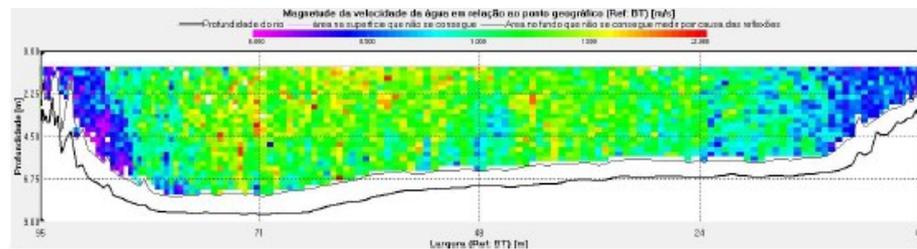


Figura B13: Distribuição de velocidades na seção 38.

SEÇÃO 39

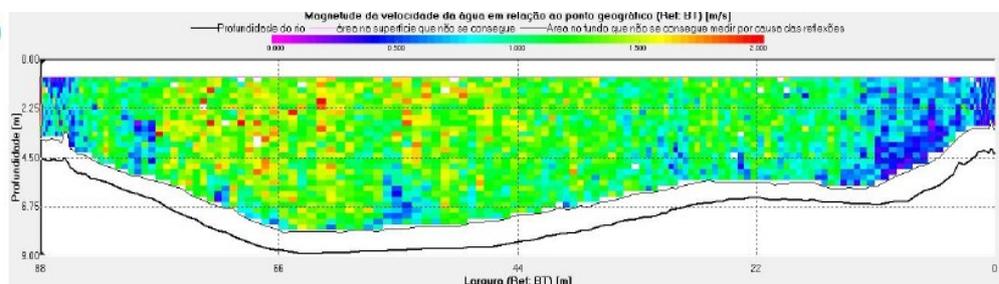


Figura B14: Distribuição de velocidades na seção 39.

SEÇÃO 40

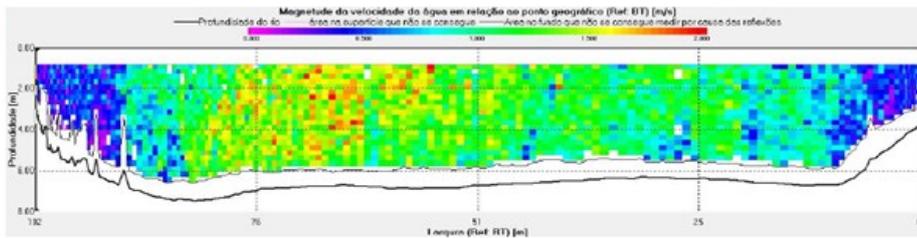


Figura B15: Distribuição de velocidades na seção 40.

SEÇÃO 46

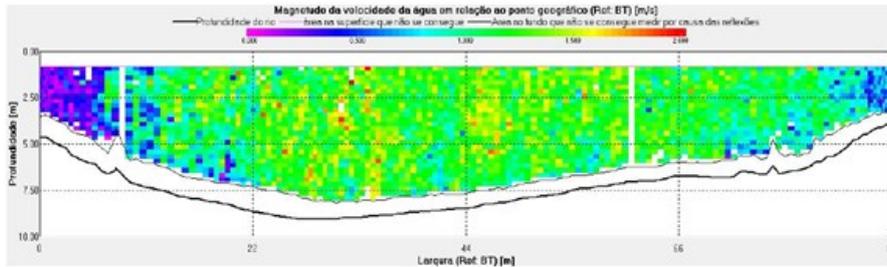


Figura B16: Distribuição de velocidades na seção 46.

SEÇÃO 47

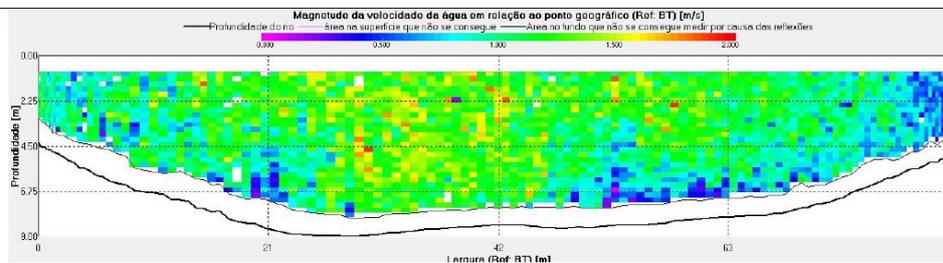


Figura B17: Distribuição de velocidades na seção 47.

SEÇÃO 48
TRANSECT 095

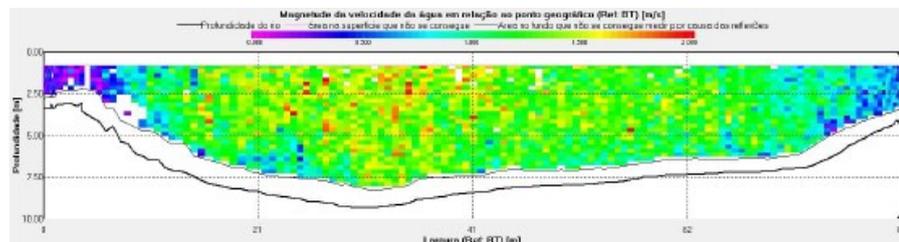


Figura B18: Distribuição de velocidades na seção 48.

- Rio Curuá-Una

SEÇÃO 09

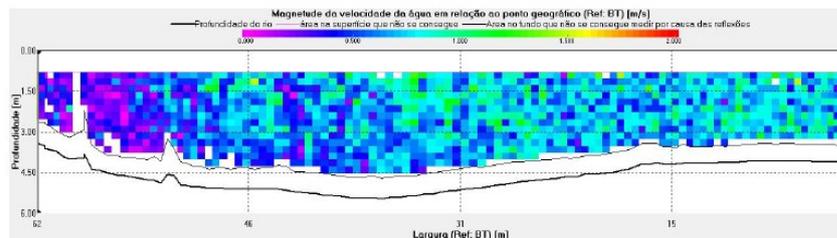


Figura B19: Distribuição de velocidades na seção 9

SECÃO 10

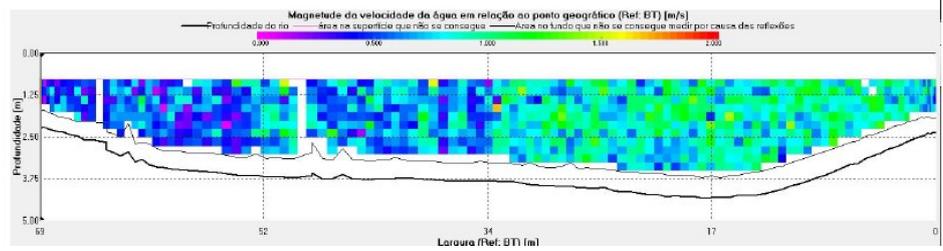


Figura B20: Distribuição de velocidades na seção 10.

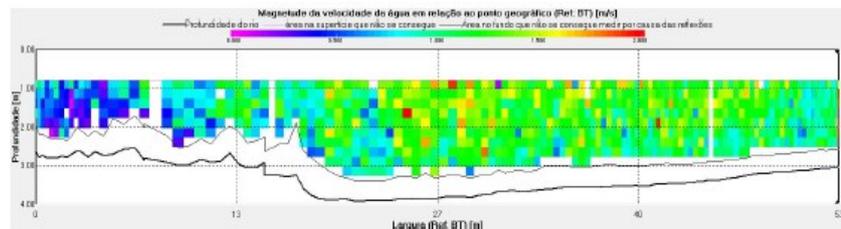
SECÃO 11
TRANSECT 020

Figura B21: Distribuição de velocidades na seção 11.

SECÃO 19

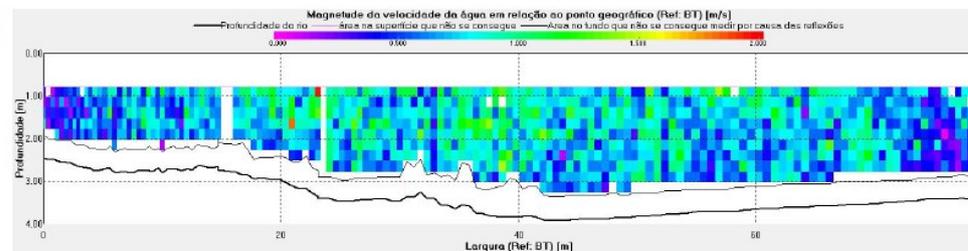


Figura B22: Distribuição de velocidades na seção 19.

SECÃO 20

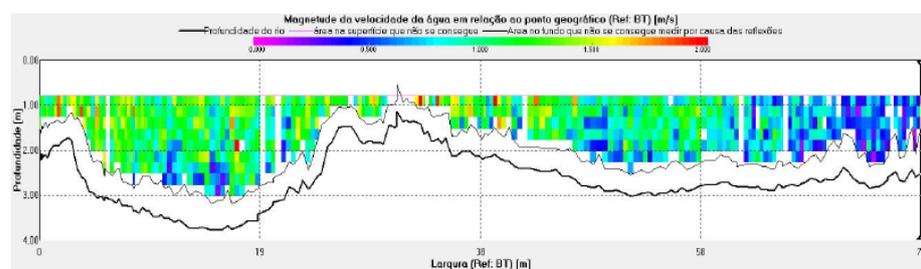


Figura B23: Distribuição de velocidades na seção 20.

SECÃO 23

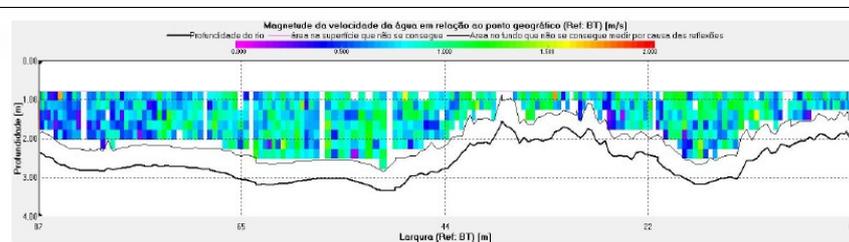


Figura B24: Distribuição de velocidades na seção 23.

SEÇÃO 24
TRANSECT 047

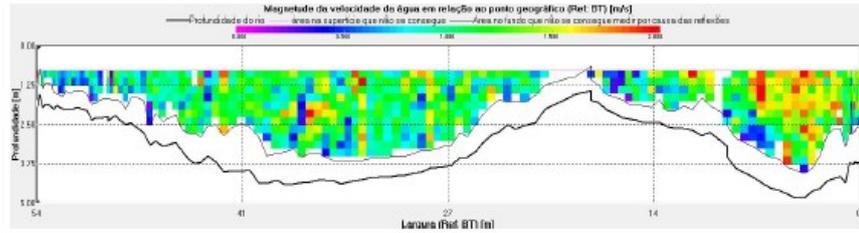


Figura B25: Distribuição de velocidades na seção 24.

SEÇÃO 25

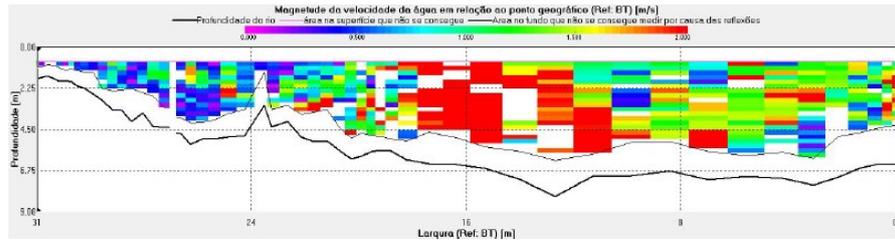


Figura B26: Distribuição de velocidades na seção 25.

SEÇÃO 26

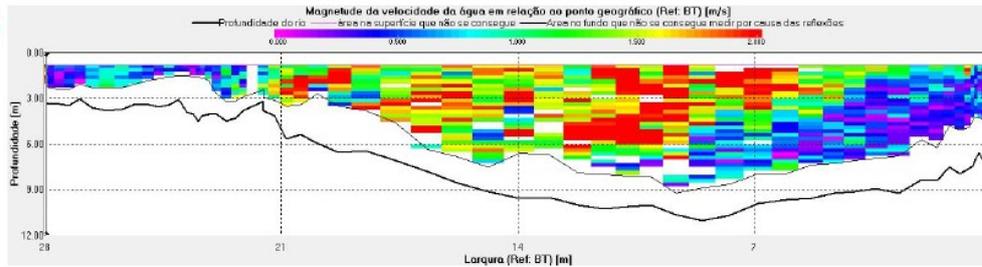


Figura B27: Distribuição de velocidades na seção 26.

SEÇÃO 27

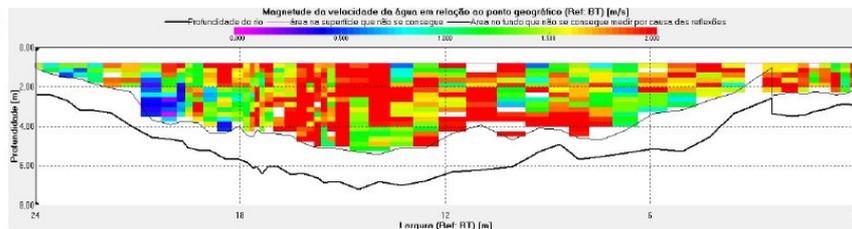


Figura B28: Distribuição de velocidades na seção 27.

SEÇÃO 28

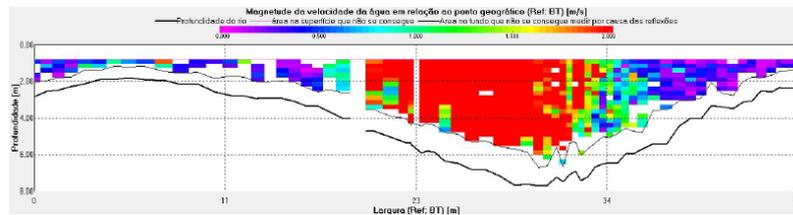


Figura B29: Distribuição de velocidades na seção 28.

APÊNDICE C – AVALIAÇÃO DO IMPACTO DA RUGOSIDADE ADOTADA SOBRE OS PERFIS DE VELOCIDADE SIMULADOS

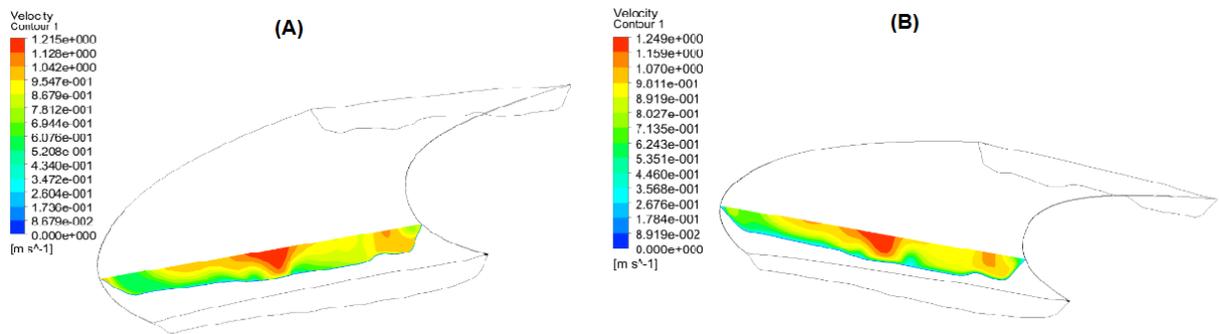


Figura C1: Comparação entre os perfis de velocidade da primeira seção intermediária do Rio Jamari. (A) Parede lisa; (B) Rugosidade = 30 cm.

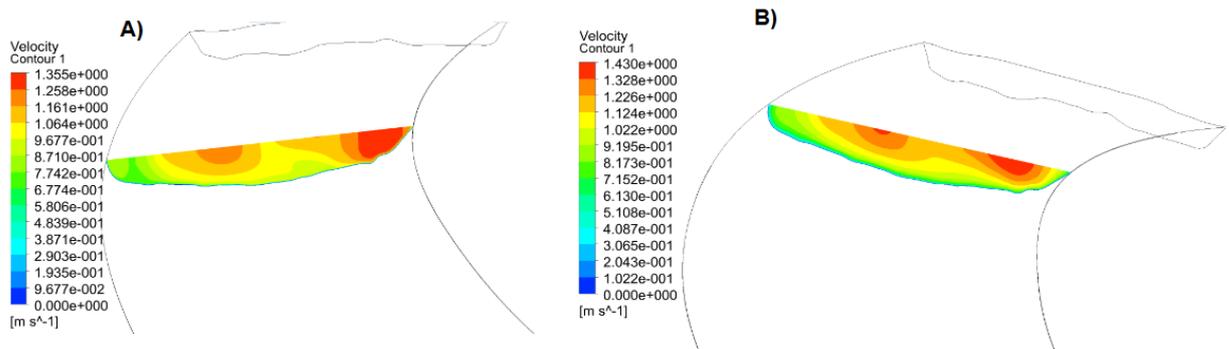


Figura C2: Comparação entre os perfis de velocidade da terceira seção intermediária do Rio Jamari. (A) Parede lisa; (B) Rugosidade = 30 cm.

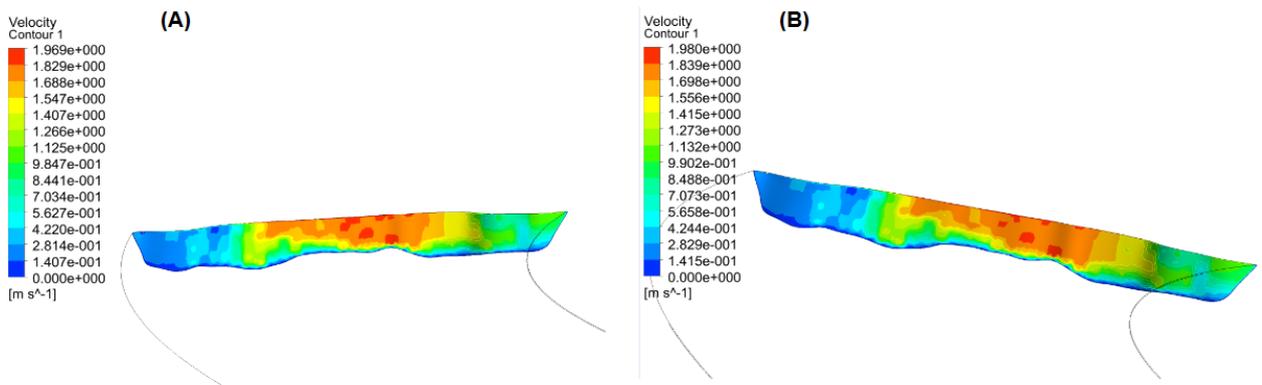


Figura C3: Comparação entre os perfis de velocidade da seção de saída do Rio Jamari. (A) Parede lisa; (B) Rugosidade = 30 cm.

Tabela C1: Comparação dos valores de velocidade média simulados em duas diferentes metodologias.

Trecho	Seção transversal	Velocidade média na seção em m/s	
		Parede lisa	Rugosidade de 30 cm
1	2	0,874	0,853
	4	1,036	1,072
	5	1,307	1,304
3	33	0,8825	0,8826
	34	1,03	1,030
	35	0,994	1,001
	36	0,895	0,892
	37	1,028	1,003

REFERÊNCIAS

ÁGUA E SOLO. Serviços: Hidrometria. S/d. Disponível em <<http://aguaesolo.com/Servicos/Hidrometria>>. Acesso: 10/06/2019.

ALVES, L. Brazil Cuts Rates For Renewable Energy Projects in Amazon. **The Rio Times**. Available at < <http://riotimesonline.com/brazil-news/rio-business/brazil-cuts-rates-for-renewable-energy-projects-in-amazon/>>. Accessed on: 02/05/2018.

ANA. Agência Nacional das Águas. Portal Hidroweb. Disponível em <<http://www.snirh.gov.br/hidroweb/publico/apresentacao.jsf>>. Acesso: 08/02/2019.

Anderson, Jr. J. D. **Computational Fluid Dynamics. The basics with Applications**. McGraw-Hill, Inc. Nova York, Estados Unidos da América, 1995.

ANEEL. Agência Nacional de Energia Elétrica. Resolução Normativa N° 482, 2012. <<http://www2.aneel.gov.br/cedoc/bren2012482.pdf>>. Acesso: 18/01/2017.

ANEEL. Agência Nacional de Energia Elétrica. Resolução Normativa N° 689, 2015. <<http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2015689.pdf>>. Acesso: 18/01/2017.

ANEEL. Agência Nacional de Energia Elétrica. Leilão de Energia de Reserva contrata 180,3 MW de 30 usinas. Setembro de 2016a. Disponível em <http://www.aneel.gov.br/sala-de-imprensa-exibicao/-/asset_publisher/XGPXSqdMFHrE/content/leilao-de-energia-de-reserva-contrata-180-3-mw-de-30-pequenas-centrais-e-geradoras-hidreletricas/656877?inheritRedirect=false>. Acesso: 02/11/2017.

ANEEL. Agência Nacional de Energia Elétrica. Primeiro leilão de geração de 2016 comercializa energia de 29 empreendimentos. Abril de 2016b. Disponível em <http://www.aneel.gov.br/sala-de-imprensa-exibicao-2/-/asset_publisher/zXQREz8EVIZ6/content/primeiro-leilao-de-geracao-de-2016-comercializa-energia-de-29-empreendimentos/656877?inheritRedirect=false>. Acesso: 05/11/2017.

ANEEL. Agência Nacional de Energia Elétrica. ANEEL aprova edital do 2° Leilão de Energia de Reserva de 2016. Novembro de 2016c. Disponível em <http://www.aneel.gov.br/sala-de-imprensa-exibicao/-/asset_publisher/XGPXSqdMFHrE/content/aneel-aprova-edital-do-2-leilao-de-energia-de-reserva-de-2016/656877?inheritRedirect=false>. Acesso: 05/11/2017.

ANEEL. Unidades consumidoras com geração distribuída. Agência de Energia Elétrica. Disponível em <http://www2.aneel.gov.br/scg/gd/GD_Fonte.asp>. Acesso: 01/08/2017.

ANSYS. Breve nota técnica: Innovative Turbulence Modeling: SST Model in ANSYS CFX, 2004. Disponível em <<http://fluid.itcmp.pwr.wroc.pl/~pblasiak/CFD/UsefulInformation/sst.pdf>>. Acesso: 26/07/2017.

ANSYS. Modeling Turbulent Flows. Introductory Fluent Training. 2006a. Disponível em <http://www.southampton.ac.uk/~nwb/lectures/GoodPracticeCFD/Articles/Turbulence_Notes_Fluent-v6.3.06.pdf>. Acesso: 26/07/2017.

ANSYS. Fluent. Setting Under-Relaxation Factors. 2006b. Disponível em <<https://www.sharcnet.ca/Software/Fluent6/html/ug/node1022.htm>>. Acesso: 06/03/2019.

ANSYS. Profile file format. 2009. Disponível em <<http://www.afs.enea.it/project/neptunius/docs/fluent/html/ug/node265.htm>>. Acesso: 06/03/2019.

ANSYS INC. **ANSYS Theory Guide**. U.S.A, 2011.

ARANGO, M. A. Resource assessment and feasibility study for use of hydrokinetic turbines in the tailwaters of the priest rapids project. University of Washington, 2011.

ARAÚJO, M. A. **Prospecção de parques hidrocinéticos: Comparação entre projetos preliminares nos Rios Iguaçu e Paraná**. Instituto Latino Americano de Tecnologia, Infraestrutura e Território (ILATIT). Trabalho Final de Graduação, engenharia de Energia. Foz do Iguaçu (PR), 2016.

BADEA, I. COJOCARU, M. G. PRICOP, M. V. BOBONEA, A. Design procedure and numerical analysis of a Small horizontal-axis hydrokinetic turbine. **U.P.B. Science Bulletin**, Series D, Vol. 76, 2014.

BEHROUZI, F. NAKISA, M. MAIMUN, A. AHMED, Y. M. Global renewable energy and its potential in Malaysia: A review of Hydrokinetic turbine technology. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**. V. 62, P. 1270-1281, 2016.

BOTAN, A. C. B. **Desenvolvimento de uma turbina de fluxo reversível para uso em usina maremotriz com operação em duplo efeito**. Dissertação para

obtenção do título em mestre em ciências da Engenharia de Energia. Universidade Federal de Itajubá (MG), 2014.

BRASIL JR, A. C. P. ELS V. R. SALOMON, L. R. B. OLIVEIRA, T. RODRIGUES, A. P. FERREIRA, W. O. Turbina Hidrocinética Geração 3, 2008. Disponível em < <http://www.mfap.com.br/pesquisa/arquivos/20081205101337-it46.pdf>>. Acesso: 09/08/2017.

BRASIL JR, A. C. P. MENDES, R. C. F. OLIVEIRA, T. ADRIAMPARANY, T. KOUIDRI, M. MESQUITA, A. On the hydrodynamics of a row arrangement of hydrokinetic propeller turbines. **American Journal of Hydropower, Water and Environment Systems**, p. 6, Jul 2016.

BRASIL. Caderno da Região Hidrográfica Amazônica / Ministério do Meio Ambiente, Secretaria de Recursos Hídricos. – Brasília: MMA, 2006. Disponível em < http://www.mma.gov.br/estruturas/161/_publicacao/161_publicacao03032011024915.pdf>. Acesso: 14/04/2018.

BRANKER, K. PATTAK, M. J. M. PEARCE, J. M. A review of solar photovoltaic levelized cost of electricity. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**. V. 15, p. 4470 – 4482, 2011.

BRENNEN, C.E. Internet Book on Fluid Mechanics. Danks Publishing. 2016. California Institute of Technology, Pasadena. Disponível em < <http://brennen.caltech.edu/>>. Acesso: 27/07/2017.

BLAZEK, J. **Computational Fluid Dynamics: Principles and Applications (1 st)**. Baden-Daettwil: Elsevier, 2001.

BOTAN, A.C. TIAGO FILHO, G. L. DUARTE, P. M. CAMACHO, R.G.R. SANTOS, I. F. S. Energia hidrocinética: aproveitamento em correntes de baixas velocidades. In: X Congresso Brasileiro de Planejamento Energético, 2016, Gramado (RS). **Anais do X Congresso Brasileiro de Planejamento Energético, 2016**.

CAVAGNARO, R. J. POLAGYE, B. Field performance assessment of a hydrokinetic turbine. **International Journal of Marine Energy**. V. 14, p. 125-142, 2016.

CORREIA, J. **Estudo da interface água/óleo no âmbito da indústria do petróleo com ênfase em software de simulação fluidodinâmica (CFD)**. Programa de recursos humanos da agência nacional de petróleo (ANP) - Formação de Engenheiros nas Áreas de Automação, Controle e Instrumentação para a Indústria do Petróleo e Gás. Trabalho Final de Graduação em Engenharia Química. UFSC. Florianópolis (SC), 2009.

COSTA, T. F. SANTOS, I. F. S. TIAGO FILHO, G. L. BARROS, R. M. MIRANDA, R. T. Hydroelectric energy potential study on brazilian drainage basins using an algorithm developed in Scilab®. Submetido a **Renewable and Sustainable Energy Reviews** em 02/2019. Under Review.

CORKE, T. C. Momentum Theory. 2016. University of Notre Dame. Apostila disponível em https://www3.nd.edu/~tcorke/w.WindTurbineCourse/Aerodynamics_Presentation.pdf. Acesso em: 07/02/2019.

CRESSWELL, N. W. INGRAM, G. L. DOMINY, R. G. The impact of diffuser augmentation on a tidal stream turbine. **Ocean Engineering**. V. 108, p. 155-163, 2015.

CRUZ, R. W. A. Geração de eletricidade com turbina hidrocínética na Amazônia: o caso da comunidade de São Sebastião. Encontro de energia no meio rural (Agrener), Campinas, 2003. **Anais do encontro de energia no meio rural, 2003**, Campinas, São Paulo.

CUNHA, A. C., BRITO, A. U., PINHEIRO, L. A., CUNHA, H. F. A., BRASIL JR., A. C. P. Simulação hidrodinâmica e avaliação de potencial hidrocínético: estudo da foz do Rio Matapi no baixo Rio Amazonas - Amapá/Brasil. **Revista Brasileira de Energia Solar (ABENS)**. Ano I Volume 1 Setembro de 2010

CUNHA, A. C., BRITO, A. U., PINHEIRO, L. A., CUNHA, H. F. A. BRASIL JR., A. C. P. Modelagem e simulação numéricas aplicadas à dispersão de poluentes sob efeito de marés semi-diurnas na orla de Macapá e Santana – AP. XIX Simpósio Brasileiro de Recursos Hídricos, 2011. **Anais do XIX Simpósio Brasileiro de Recursos Hídricos, 2011**.

Dams-Info.org. Site desenvolvido pela Fundación Proteger, International Rivers, and ECOA. Disponível em <Fundación Proteger, International Rivers, and ECOA>. Acesso: 24/04/2018.

DAVIDSON, L. An Introduction to Turbulence Models. Department of Thermo and Fluid Dynamics. Chalmers university of technology. Gutemberg, Suécia, 2016. Disponível em http://www.tfd.chalmers.se/~lada/postscript_files/kompendium_turb.pdf. Acesso: 26/07/2016.

DETTMER, P. H. C. OTA, J. J. FABIANI, A. L. T. ARAUJO, A. L. FRANCO, H. C.B. Simulação numérica da capacidade de descarga de um vertedouro de

baixa queda afogado por jusante. XX Simpósio Brasileiro de Recursos Hídricos, 2013.
Anais do XX Simpósio Brasileiro de Recursos Hídricos, 2013.

ELETRONORTE. Centrais Elétricas do Norte do Brasil S/A. Pioneirismo: Eletronorte promove o I Seminário sobre Parques Hidrelétricos Hidrocinéticos Fluviais, 2014. Disponível em <<http://agencia.eletronorte.gov.br/site/2014/10/31/pioneirismo-eletronorte-promove-o-i-seminario-sobre-parques-hidreletricos-hidrocineticos-fluviais/>>. Acesso: 02/08/2017.

ELETRONORTE. Centrais Elétricas do Norte do Brasil S/A. Agência Eletronorte de Notícias. Energia Hidrocinética: Projeto Tucunaré apresenta resultados e busca parceria para desenvolver protótipo de turbina. Disponível em <<http://agencia.eletronorte.gov.br/site/2016/05/05/energia-hidrocinetica-projeto-tucunare-apresenta-resultados-e-busca-parceria-para-desenvolver-prototipo-de-turbina/>>. 2016a. Acesso: 02/08/2017.

ELETRONORTE. Centrais Elétricas do Norte do Brasil S/A. Informações cedidas pela empresa durante a execução do P&D: “Energia Hidrocinética no Norte do Brasil - metodologia para modelagem computacional de sítios hidrocinéticos em curso de rios. Estudo de caso: Trechos à jusante das UHE Samuel e UHE Curuá-Una”. 2016b.

ESPINOSA, A. L. S. **Projeto de Turbinas Radiais Operando no Ciclo Rankine Orgânico Utilizando Metodologias de Otimização e CFD**, Itajubá, 136 p, 2016. Tese (Doutorado em Térmica, Fluidos e Máquinas de Fluxo) - Instituto de Engenharia Mecânica, Universidade Federal de Itajubá.

EPE. Empresa de Pesquisa Energética. Balanço Energético Nacional. Rio de Janeiro, 2016. Disponível em <https://ben.epe.gov.br/downloads/S%C3%ADntese%20do%20Relat%C3%B3rio%20Final_2016_Web.pdf>. Acesso: 01/08/2017.

EPRI. Electric Power Research Institute. Assessment and Mapping of the Riverine Hydrokinetic Resource in the Continental United States. 2012. Disponível em: <http://water.energy.gov/pdfs/riverine_hydrokinetic_resource_assessment_and_mapping.pdf>. Acesso: 17/08/2017.

FERREIRA, C. A. R. **Simulação de escoamentos fluviais com estruturas verticais nas margens do leito principal**. Dissertação de mestrado. Engenharia Civil – Perfil de Estruturas. Universidade Nova de Lisboa, 121 p., 2012.

FETTER, C. W. **Applied Hydrogeology**. 4a Ed. Universidade de Wisconsin – Oshkosh. Prentice Hall, 2001.

FILIZOLA, N.; MELO, E.; ARMIJOS, E.; MCGLYNN, J. Preliminary Analysis of Potencial for River Hydrokinetic Energy Technologies in the Amazon Basin. Inter-american Development Bank (IBD). Infrastructure and Environment Department. Energy Division. 2015. Disponível em <<https://publications.iadb.org/handle/11319/7292>>. Acesso: 17/08/2017.

FLETCHER, C. A. J. **Computational Techniques for Fluid Dynamics**. Springer-Verlag, Berlin Heidelberg, 6ed., 2005, 402p.

GÁES, C. A. A. **Análisis Hidrodinámico de una Turbina Hidrocinética con difusor mediante herramientas numéricas**. 2015. 59 f. TCC (Graduação) - Curso de Ingeniero Naval, Universidad Austral de Chile, Valdivia, 2015. Cap. 3 (Em Espanhol).

GERASIMOV, A. **Modeling Turbulent Flows with FLUENT**. Europe, ANSYS, Inc. 2006.

GONÇALVES, C. Energia Renovável – Eficiência e Desafios. Eletrobrás e Eletronorte. Universidade de Brasília. Disponível em <http://www.eletronorte.gov.br/opencms/export/sites/eletronorte/usinasReversiveis/arquivos/energiaRenovavel_Eficiencia_e_desafios_02_06_17_Carmo.pdf>. Acesso: 26/04/2018.

HAU, E. **Wind Turbines: Fundamentals, Technologies, Applications, Economics**. Berlin, Springer, 2006.

HARTLOPER, C. **CFX Simulation of a Free Surface Water Channel Flow over a Step**. University of Calgary, Dez., 2010.

HAMZA, S. B. HABLI, S. SAID, N. M. BOURNOT, H. LE PALEC, G. Simulation of pollutant dispersion of a free surface flow in coastal water. **Ocean Engineering**. V. 108, p. 81-97, 2015.

HANSEN, M. O. L. **Aerodynamics of wind turbines**. Earthscan, 2 Ed., 2008.

HOLANDA, P. S. BLANCO, C. J. C. MESQUITA, A. L. A. BRASIL JR, A. C. P. FIGUEIREDO, N. M. MACÊDO, E. N. SECRETAN, Y. Assessment of hydrokinetic energy resources downstream of hydropower plants. **Renewable Energy**, V. 101, p. 1203-1214, 2017.

HOWLAND, M. F. BOSSUYT, J. TOSSAS, L. A. M. MEYERS, J. MENEVAU, C. Wake structure in actuator disk models of wind turbines in yaw under uniform inflow conditions. **Journal of renewable and sustainable energy** 8, 2016.

IBARRA, G. A. TIAGO FILHO, G. L. RAMIREZ, R. G. Performance and Near Wake Analysis of a Hydrokinetic Rotor for Multistage Purposes Using CFD. In:

10th International Conference on Hydraulic Efficiency Measurement (IGHEM), 2014, Itajubá (MG). **Proceedings of the 10th International Conference on Hydraulic Efficiency Measurement (IGHEM)**, 2014.

IBARRA, G. A. **Estudo e melhoramento de uma turbina hidrocinética multiestágio**. Dissertação de mestrado em ciências da Engenharia de Energia. Universidade Federal de Itajubá, Itajubá (MG), 2017, 162p.

IRENA: International Renewable Energy Agency. Hydropower. Renewable Energy Technologies: Cost Analysis Series . V. 1, 2012.

JACCON, G. CUDO, K. J. Hidrologia. Curva-chave: Análise e traçado. DNAEE, Brasília, 1989.

JENKINSON, W. CORNETT, A. **Assessment of Canada's River Hydrokinetic Energy Resources**. National Research Council Canada. Novembro, 2014.

JOHNSON, J.B. PRIDE, D. J. River, Tidal, and Ocean Current Hydrokinetic Energy Technologies: Status and Future Opportunities in Alaska. Alaska Energy Authority. Alaska Center for Energy and Power, 2010. Disponível em <http://www.uaf.edu/files/acep/2010_11_1_State_of_the_Art_Hydrokinetic_Final.pdf>. Acesso: 02/11/2017.

KARLSEN, J. A. **Performance Calculations for a Model Turbine**. Mestrado em Energia e Meio Ambiente. Det Skapendi Universitet (Noruega). 2009.

KASSAM, S. **In-Situ Testing of a Darrieus Hydro Kinetic Turbine in Cold Climates**. M.S. thesis, Dept. Mech. Eng., Univ. of Manitoba, Manitoba, Canada, 2009. Disponível em <http://home.cc.umanitoba.ca/~bibeauel/research/thesis/2009_Kassam.pdf>. Acesso: 16/08/2017.

KHAN, M. J. IQBAL, M. T. QUAICOE, J. E. River current energy conversion systems: Progress, prospects and challenges. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**. V. 12, P. 2177-2193, 2008.

KHAN, M. J. BHUYAN, J. IQBAL, M. T. QUAICOE, J. E. Hydrokinetic energy conversion systems and assessment of horizontal and vertical axis turbines for river and tidal applications: A technology status review. **Applied Energy**, V. 86, p. 1823-1835, 2009a.

KHAN, N. I. IQBAL, M. T. HINCHEY, M. MASEK, V. Performance of Savonius rotor as a water current turbine. **Maritime and Port Security**, Vol. 4, No. 2, 2009b, p.71.

KNIGHT, D.W. WRIGHT, N. G. MORVAN, H. P. TANG, X. Crossley, A. J. Guidelines for applying commercial CFD software to open channel flow. Jul., 2005. Disponível em <<http://www.nottingham.ac.uk/cfd/ocf/guidelines.pdf>>. Acesso: 21/08/2017.

KRYBUS, M. I. PASCALICCHIO, A. C. **Viabilidade econômica de implantação de energia solar em pequenas comunidades isoladas**. VII Jornada de Iniciação Científica. Universidade Presbiteriana Mackenzie, 2011.

KRÓL, A. KRÓL, M. Study on numerical modeling of jet fans. **Tunnelling and Underground Space Technology**. V. 73, p. 222-235, 2018.

KUSAKANA, K. E VEERMAK, H.J. Hydrokinetic power generation for rural electricity supply: Case of South Africa. **Renewable Energy**, V. 55, p. 467-473, 2013.

KUMAR, A. SAINI, R. P. Performance parameters of Savonius type hydrokinetic turbine – A Review. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, V. 64, p. 289-310, 2016.

KUMAR, A. SAINI, R. P. Performance analysis of a Savonius hydrokinetic turbine having twisted blades. **Renewable Energy**, V. 108, p. 502-522, 2017a.

KUMAR, A. SAINI, R. P. Techno-Economic Analysis of Hydrokinetic Turbines, April, 2017b. Disponível em Preprints.org. doi:10.20944/preprints201704.0072.v1.

LAGO, L. I. PONTA, F. L. CHEN, L. Advances and trends in hydrokinetic turbine systems. **Energy for Sustainable Development**. V. 14, p. 287-296, 2010.

LEAL, J. B. FILONOVICH, M. AZEVEDO, R. ROJAS-SOLORZANO, L. R. Simulation of the velocity Field compound channel flow using different closure models. **1st European IAHR Congress**, Edinburg, Scotland, May, 2010.

LI, B. LU, H. DENG, S. Validation of an actuator disk model for numerical simulation of propeller. **Journal of aerospace engineering**. p. 1-10, 2014.

LIU, Y. PACKEY, D.J. Combined-cycle hydropower systems e the potential of applying hydrokinetic turbines in the tailwaters of existing conventional hydropower stations. **Renewable Energy**, V. 66, 228-231, 2014.

LOBÃO, P. H. SANTOS, I. F. S. BOTAN, A.C. Análise dos parâmetros hidráulicos e determinação das declividades de fundo do rio Jamari por meio da

equação de Manning. **Revista Brasileira de Energias renováveis**. V. 5, Nº 3, p. 293-306, 2016.

LOMAX, H. PULLIAM, T. H. ZING, D. W. Fundamentals of Computational Fluid Dynamics, University of Toronto: Institute for Aerospace Studies. Nasa AMES Research, 1999, 274p.

MACHADO, E. AZEVEDO, A. SAAVEDRA, O. R. Interação de fluidos de alto conteúdo de sedimentos com turbinas de correntes de maré para geração de energia elétrica. **PCH Notícias & SHP News**, 73, p. 21-24, 2017a.

MACHADO, E. C. SAAVEDRA, O. R. PAUCAR, V. L. Análise de Desempenho da Potência Hidráulica de uma Turbina Hidrocinética em Ambientes com Alto Conteúdo de Sedimentos. **The 12th Latin-American Congress On Electricity Generation and Transmission – Clagtee**, 2017b.

MADUREIRA, A. T. Perspectivas da geração de Energia Hidrocinética. Eletrobrás/Eletronorte. Disponível em < <https://cerpch.unifei.edu.br/wp-content/uploads/2016/05/WCN-002.pdf>>. Acesso: 02/05/2018.

MALHEIRO, A. CASTRO, P. M. LIMA, R. M. ESTANQUEIRO, A. Integrated sizing and scheduling of wind/PV/diesel/battery isolated systems. **Renewable Energy**, V. 83, P. 646-657, 2016.

MAHMUDDIN, F. The Effect of Flat Plate Theory Assumption in Post-Stall Lift and Drag Coefficients Extrapolation with Viterna Method. **Journal of subsea and offshore Science and Engineering**. V. 6, 9-13, 2016.

MAHMUDDIN, F. Rotor Blade Performance Analysis with Blade Element Momentum Theory. **Energy Procedia**, V. 105, p. 1123-1129, 2017.

MANWELL, J. F. MCGOWAN, J. G. ROGERS, A. L. **Wind Energy Explained – Theory, Design and Application**. John Wiley & Sons Ltd, 2002.

MCGAHEY, C. SAMUELS, P. G. River Roughness – the integration of diverse knowledge. Water management department. Wallingford, United Kingdom. Disponível em <http://www.river-conveyance.net/ces/documents/papers/5_RiverFlow_2004.pdf>. Acesso: 21/10/2017.

MCGLYNN, J. River Hydrokinetic Energy Overview. ESMAP Trainin Program, IFC, 17th June 2014. Disponível em: <<https://mail.google.com/mail/u/0/#inbox/157ddfe54518de71?projector=1>>. Acesso em: 21 set.2016.

MENTER, F.R. Zonal Two Equation $k-\omega$ Turbulence Models for Aerodynamic Flows. **AIAA Paper**, 93-2906, 1993.

MOREIRA, A. S. H. M. SANTOS, I. F. S. TIAGO FILHO, G. L. BARROS, R. M. Análises de sensibilidade e elasticidade dos benefícios econômicos de um projeto de PCH no Sul de Minas Gerais em face de variações dos diversos fatores influentes. **Revista Brasileira de Energia**. V. 24, 2018.

NAKABAYASHY, R. Microgeração fotovoltaica no Brasil: Viabilidade econômica. Nota técnica, 2015. Instituto de Energia e Ambiente da USP (IEE USP) e Associação Brasileira da Indústria Elétrica e Eletrônica (ABINEE). Disponível em <<http://www.abinee.org.br/informac/arquivos/mifoto.pdf>>. Acesso: 05/11/2017.

NELSON, J. M. Computational modeling of river flow, sediment transport, and bed evolution using remotely sensed data. US Geological Survey National Research Program, 2011. Disponível em <<http://oai.dtic.mil/oai/oai?verb=getRecord&metadataPrefix=html&identifier=ADA540516>>. Acesso: 10/2015.

NGUYEN, V. T. GUILLOU, S.S. THIÉBOT, J. CRUZ, A. S. Modelling turbulence with an Actuator Disk representing a tidal turbine. **Renewable Energy**, V. 97, p. 625-635, 2016.

PEYRET, R. Computational Fluid Mechanics. Academic Press. San Diego, U.S.A, 1996.

PHAM, L. Riverine Hydrokinetic Technology: A Review. **OregonTech – REE516 TermPaper**, 2014.

PORTO, R. M. **Hidráulica Básica**. 4ª Ed. EESC-USP, São Carlos, SP, 2006.

POINTWISE. Ferramenta online para cálculo da altura do primeiro elemento da malha. Disponível em <<http://www.pointwise.com/yplus/>>. Acesso: 03/11/2017.

PUNYS, P. ADAMONYTE, I. KVARACIEJUS, A. MARTINAITIS, E. VYCIENE, G. KASIULIS, E. Riverine hydrokinetic resource assessment. A case study of a lowland river in Lithuania. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, V. 50, p. 643-652, 2015.

PROJETO BRASIL DAS ÁGUAS. Região Hidrográfica Amazônica. Projeto Patrocinado Pela Petrobrás e pelo Governo Federal. Disponível em <<http://brasildasaguas.com.br/educacional/regioes-hidrograficas/regiao-hidrografica-do-amazonas/>>. Acesso: 26/01/2016.

RAMÍREZ, R. D. M. CUERVO, F. I. RICO, C. A. M. Technical and financial valuation of hydrokinetic power in the discharge channels of large hydropower plants in Colombia: A case study. **Renewable Energy**, V. 99, P.136-147, 2016.

RANGEL, M. S. **Estudo da Viabilidade Econômica de Geração de Eletricidade por Fontes Renováveis no Brasil**. Trabalho de conclusão de curso em Engenharia Ambiental. Universidade Federal de Itajubá. Itajubá. Minas Gerais. 2016.

RANGEL, M. S. SANTOS, I. F. S. VIEIRA, N. D. B. TIAGO FILHO, G. L. BARROS, R. M. Study of costs and economic feasibility of electricity generation from renewable energy in Brazil. 2019. Submetido a **Energy** em 02/2019.

RESENDE, M. G. KWONG, W. H. Elaboração de um programa computacional em *Scilab*® para cálculos básicos de integração energética. XX Congresso Brasileiro de Engenharia Química. **Anais do XX Congresso Brasileiro de Engenharia Química**, Florianópolis, 2014.

REZEK, T. J. **Metodologia de Projeto de Turbina Hidrocinética Carenada Baseada na Otimização e Simulação em Dinâmica dos Fluidos Computacional**. Dissertação de Mestrado (Engenharia Mecânica). Universidade Federal de Itajubá (MG), Junho, 2019.

RIEGLER, G. Principles of energy extraction from a free stream by means of wind turbines. **Wind Engineering**, Vol.7, Issue 2, 1983, pp.115–126.

RIGLIN, J. N. DASKIRAN, C. JONAS, J. SCHLEICHER, W. C. OZTEKIN, A. Hydrokinetic turbine array characteristics for river applications and spatially restricted flows. **Renewable Energy**, V. 97, P. 274-283, 2016a.

RIGLIN, J. CARTER III, F. OBLAS, N. SCHLEICHER, W. C. DASKIRAN, C. OZTEKIN, A. Experimental and numerical characterization of a full-scale portable hydrokinetic turbine prototype for river applications. **Renewable Energy**, V. 99, P. 772-783, 2016b.

RODRIGUES, A. P. S. P. BRASIL JR, A. C. P. SALOMON, L. R. B. Modeling of Hydrokinetic Turbine. **Cobem - 19th International Congress of Mechanical Engineering**, Brasilia – DF, Brazil, 2007.

RODRIGUES, A. P. S. P. **Uma metodologia Híbrida de otimização aplicada as pás de turbinas hidráulica axial**. Tese de Doutorado em Ciências Mecânicas. Universidade de Brasília, Brasília (DF), 2012, 192 p.

ROSMAN, P. C. C. AZEVEDO, J. P. S. AMARAL, K. J. Modelagem computacional da intrusão salina no Canal de São Francisco (RJ) como ferramenta de

apoio à gestão no Rio Gandu. XVII Simpósio Brasileiro de Recursos Hídricos. **Anais do XVII Simpósio Brasileiro de Recursos Hídricos, 2007**

SAAD, T. Turbulence Modeling for Beginners. University of Tennessee Space Institute. 2011. Disponível em <https://www.cfd-online.com/W/images/3/31/Turbulence_Modeling_For_Beginners.pdf>. Acesso: 26/07/2017.

SALIM, S. M. CHEAH, S. C. Wall y^+ Strategy for Dealing with Wall-bounded Turbulent Flows. **Proceedings of the International MultiConference of Engineers and Computer Scientists**, 2009. Vol II IMECS 2009, March 18 - 20, 2009, Hong Kong.

SANTOS, I. F. S.; TIAGO FILHO, G. L. ; BARROS, R M ; SILVA, F. G. B. Sensibility Analysis of Economically Optimum Scenarios of a Small Hydropower (SHP) implementation Project in Brazil. **PCH Notícias & SHP News**, v. 68, p. 19-24, 2016a.

SANTOS, I. F. S.; TIAGO FILHO, G. L.; BOTAN, A.C.; GALHARDO, C. R.; LOBÃO, P. H.; CAMACHO, R. R.; SOUZA, J. C. S. Prospecção do potencial hidrocínético em trechos fluviais via modelagem numérica. In: X Congresso Brasileiro de Planejamento Energético, Gramado (RS). **Anais do X Congresso Brasileiro de Planejamento Energético**, 2016b.

SANTOS, I. F. S.; TIAGO FILHO, G. L. ; BARROS, R M ; FERNANDES, G. L. Optimization and financial risk analysis of Small Hydro Power (SHPs) dimensioning, considering the CDM benefits. **American Journal of Hydropower, Water and Environment Systems**, V. 4, 2017.

SANTOS, I. F. S. CAMACHO, R. G. R. TIAGO FILHO, G. L. BOTAN, A. C. B. VINENT, B. A. Energy potential and economic analysis of hydrokinetic turbines implementation in rivers: An approach using numerical predictions (CFD) and experimental data. **Renewable Energy**, V.143,648-662, 2019.

SCILAB 6.0.1. Disponível para download em: <https://www.scilab.org/en>. Acesso: 28/04/2018.

SCHLEICHER, W. C. RIGLIN, J. D. KRAYBILL, Z. A. OZTEKIN, A. KLEIN JR, R. C. Design and simulation of a micro hydrokinetic turbine. **Proceedings of the 1st Marine Energy Technology Symposium (METS13)**. Washington (USA), 2013.

SCHLEICHER, W. C. RIGLIN, J. D. OZTEKIN, A. Numerical characterization of a preliminary portable microhydrokinetic turbine rotor design. **Renewable Energy**, V. 76, p. 234-241, 2015.

SCHMITZ, S. Momentum Theory. Department of Aerospace Engineering, College of Engineering, The Pennsylvania State University. Disponível em <<https://www.e-education.psu.edu/aersp583/node/595>>. Acesso em 07/02/2019.

SHAMS, M. AHMADI, G. SMITH, D. H. Computational modeling of flow and sediment transport and deposition in meandering rivers. **Advances in Water Resources**. V. 25, p. 689-699, 2002.

SHAHSAVARIFARD, M. BIBEAU, E. L. CHATOORGOON, V. Effect of shroud on the performance of horizontal axis hydrokinetic turbines. **Ocean Engineering**, V. 96, p. 215-225, 2015.

SLEIGH, P. A. GOODWILL, I. M. Notas de aula em mecânica dos fluidos. Engineering Faculty, Leeds, Inglaterra, 2006. Disponível em <<http://www.efm.leeds.ac.uk/CIVE/CIVE2400/index.html>>. Acesso: 31/07/2017.

SILVA, P. A. S. F. OLIVEIRA, T. F. BRASIL JR, A. C. P. VAZ, J. R. P. Numerical Study of Wake Characteristics in a Horizontal-Axis Hydrokinetic Turbine. **Anais da Academia Brasileira de Ciências**, V. 88, 2441-2456, 2016.

SILVA, P. A. S. F. SHINOMIYA, L. D. OLIVEIRA, T. F. VAZ, J. R. P. MESQUITA, A. L. A. BRASIL JR, A. C. P. Analysis of cavitation for the optimized design of hydrokinetic turbines using BEM. **Applied Energy**, V. 185, p. 1281-1291, 2017.

SMART HYDRO POWER. Performance of the turbine SHP002 from Smart Hydro Power. 2014. Comunicação pessoal com o manager da empresa recebida no email: ivanfelpedeice@hotmail.com.

SOUZA, Z. SANTOS, A. H. M. BORTONI, E. C. **Centrais Hidrelétricas: Implantação e comissionamento**. Interciência, 2 Ed., 2009.

SOUZA, Z. **Projeto de máquinas de fluxo - Tomo 1**. Interciência, p. 178, 2011.

SUN, H. KYOZUKA, Y. Experimental and Numerical Simulation Evaluation of a Shrouded Tidal Current Turbine. **Journal of the Japan Society of Naval Architects and Ocean Engineers**. V. 16, P. 25-32, 2012.

TAMPIER, G. TRONCOSO, C. ZILIC, F. Numerical analysis of a diffuser-augmented hydrokinetic turbine. **Ocean Engineering**. V. 145, p. 138-147, 2017.

TANG, X. STERLING, M. KNIGHT, D. W. 3D CFX modelling of meandering channel flows. University of Birmingham. **IAHR UK**, Section, 2009.

TIAGO, D. R. F. **Simulação tridimensional de escoamentos fluviais**. Faculdade de Ciências e Tecnologia da Universidade Nova de Lisboa. Dissertação para obtenção do grau de Mestre em Engenharia Civil – Perfil de Construção, 2011.

TIAGO FILHO, G. L. SOUZA, Z. ROSSI, C. A. B. BARROS, R. M. SILVA, F. B. G. “Poraque” hydrokinetic turbine. **IOP Conf. Series: Earth and Environmental Science**. V. 12, 2010.

TIAGO FILHO, G. L. BOTAN, A. C. B. SOUZA, J. C. S. Energia Hidrocinética no Norte do Brasil. Apresentação contendo resultados do projeto em parceria entre: Universidade Federal de Itajubá (UNIFEI), Centro de Referência de Pequenas Centrais Hidrelétricas (CERPCH), Centrais Elétricas do Norte do Brasil S/A (ELETRONORTE). 2016a. Disponível em < <https://cerpch.unifei.edu.br/wp-content/uploads/2016/05/WCN-003.pdf>>. Acesso: 30/04/2018.

TIAGO FILHO, G. L. Coordenador. Relatório do projeto de P&D: Energia Hidrocinética no Norte do Brasil - metodologia para modelagem computacional de sítios hidrocinéticos em curso de rios. Estudo de caso: Trechos à jusante das UHE Samuel e UHE Curuá-Una. Projeto em parceria entre: Universidade Federal de Itajubá (UNIFEI), Centro de Referência de Pequenas Centrais Hidrelétricas (CERPCH), Centrais Elétricas do Norte do Brasil S/A (ELETRONORTE) e Embaixada Britânica no Brasil. 2016b.

TIDAL ENERGY TODAY. Smart Hydro Power’s in river turbine. Disponível em <<http://tidalenergytoday.com/2016/01/05/video-smart-hydro-powers-inriver-turbine/>>. Acesso: 16/08/2017.

TROSKOLANSKI, A. T. **Théorie et Pratique des Mesures Hydrauliques**. Editora Dunod, Paris, Traduzido do polonês para o Francês, pelo Engo. M . Laronde, 1962, paginas 61-62.

TU, J. YEOH, G. H. LIU, C. **Computational Fluid Dynamics: A practical approach**. Elsevier, 2nd Edição, 2013, 439 p.

TUCCI, C. E. M. **Hidrologia: Ciência e Aplicação**. 4^a Ed. Porto Alegre: Editora da UFRGS/ABRH, 2012, 943p.

UNION OF CONCERNED SCIENTISTS. How Hydrokinetic Energy Works. 2008. Disponível em: <

choices/renewable-energy/how-hydrokinetic-energy-works.html#bf-toc-0>. Acesso em: 31/09/2016.

VAN ELS, R. H. BRASIL JUNIOR, A. C. P. The Brazilian experience with hydrokinetic turbines. The 7th International Conference on Applied Energy – ICAE2015. **Energy Procedia**, V. 75, p. 259-264, 2015.

VÁSQUEZ, F. A. M. OLIVEIRA, T. F. BRASIL JR, A. C. P. On the electromechanical behavior of hydrokinetic turbines. **Energy Conversion and Management**. V. 115, P. 60-70, 2016.

VERSTEEG, H.K.; MALALASEKERA, W. **An introduction to Computational. Fluid Dynamics – The finite volume method**. Prentice Hall, Longman Group Ltd. New York, USA, 1995, 257p.

VINENT, B. A. **Estudo da viabilidade econômica da geração de eletricidade por meio de turbinas hidrocínéticas**. Trabalho final de graduação em Engenharia Ambiental. Universidade Federal de Itajubá (MG), 2016.

VUIK, V. **Numerical modeling of sediment transport over hydraulic structures**. Delft University of Technology. Faculty of Civil Engineering and Geosciences. Dissertação de Mestrado, 2010.

WARTH, A. Tarifa de energia no Brasil é a 14ª mais alta entre 28 países. O Estado de São Paulo. 28 de Novembro, 2016. Disponível <<http://economia.estadao.com.br/noticias/geral,tarifa-de-energia-no-brasil-e-a-14-mais-alta-entre-28-paises,10000091261>>. Acesso: 05/11/2017.

WANG, W. Q. YIN, R. YAN, Y. Design and prediction hydrodynamic performance of horizontal axis micro-hydrokinetic river turbine. **Renewable Energy**, V. 133, p. 91-102, 2019.

WHITE, F. **Mecânica dos Fluidos**. 6ª Ed. Tradução: Fecchio, M. Manzanares Filho, N. Amorim, J. C. C. Porto Alegre: AMGH, 2011.

WOO OH, H. **Computational Fluid Dynamics**. Editado por Hyoung Woo Oh, ISBN 978-953-7619-59-6, 428 p., Editora: InTech, Janeiro, 2010. Livro de acesso gratuito. Disponível em <<https://www.intechopen.com/books/computational-fluid-dynamics>>. Acesso: 26/07/2017.