

DISSERTAÇÃO DE MESTRADO Nº 974

**AVALIAÇÃO TÉCNICO-ECONÔMICA DE MINI CENTRAIS HIDRELÉTRICAS
OPERANDO A VELOCIDADE VARIÁVEL UTILIZANDO CONVERSORES DE
POTÊNCIA**

Javier Antonio Laguna Silva

DATA DA DEFESA: 22/02/2017

Universidade Federal de Minas Gerais

Escola de Engenharia

Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica

**AVALIAÇÃO TÉCNICO-ECONÔMICA DE MINI CENTRAIS
HIDRELÉTRICAS OPERANDO A VELOCIDADE VARIÁVEL
UTILIZANDO CONVERSORES DE POTÊNCIA**

Javier Antonio Laguna Silva

Dissertação de Mestrado submetida à Banca Examinadora designada pelo Colegiado do Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica da Escola de Engenharia da Universidade Federal de Minas Gerais, como requisito para obtenção do Título de Mestre em Engenharia Elétrica.

Orientador: Prof. Igor Amariz Pires

Belo Horizonte - MG

Fevereiro de 2017

S586a

Silva, Javier Antonio Laguna.

Avaliação técnica-econômica de minicentrals hidrelétricas operando a velocidade variável utilizando conversores de potência [manuscrito] / Javier Antonio Laguna Silva. – 2017.
129 f., enc.: il.

Orientador: Igor Amariz Pires.

Dissertação (mestrado) Universidade Federal de Minas Gerais, Escola de Engenharia.

Anexos: 127-129.

Bibliografia: f. 121-124.

1. Engenharia elétrica - Teses. 2. Conversores rotativos - Teses.
3. Geradores hidrelétricos - Teses. 4. Usinas hidrelétricas - Teses. I. Pires, Igor Amariz. II. Universidade Federal de Minas Gerais. Escola de Engenharia. III. Título.

CDU: 621.3(043)

"Avaliação Técnico-econômica de Mini Centrais Hidrelétricas Operando a Velocidade Variável Utilizando Conversores de Potência"

Javier Antonio Laguna Silva

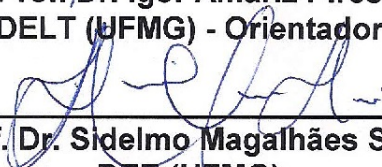
Dissertação de Mestrado submetida à Banca Examinadora designada pelo Colegiado do Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica da Escola de Engenharia da Universidade Federal de Minas Gerais, como requisito para obtenção do grau de Mestre em Engenharia Elétrica.

Aprovada em 22 de fevereiro de 2017.

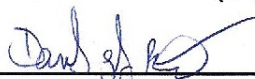
Por:



**Prof. Dr. Igor Amariz Pires
DELT (UFMG) - Orientador**



**Prof. Dr. Sidelmo Magalhães Silva
DEE (UFMG)**



**Prof. Dr. Danilo Iglesias Brandão
DEE (UFMG)**

*Este trabalho é dedicado a Deus,
a minha filha Andrea de Asis, meus pais e a minha grande e orgulhosa família*

AGRADECIMENTOS

A Deus por permitir-me vivenciar e concretizar este sonho em plenitude.

A meus Pais Rosa Adilia Silva e Carlos Humberto Laguna pelo apoio, orientação e sacrifício com a minha educação desde criança.

A Maythe Gonzalez pelo apoio, a minha filha Andrea de Asis pela ingênua compreensão e por ser a força motora, que me levou a concluir este trabalho de dissertação.

A toda minha família pelas mostras de carinho, apoio, orgulho externado e retido, especialmente a Arlen, Brian, Carolina, Cristhian, Flavia, Gloria, Hazell, Hilda Bendaña, Nazareth, Olinda Bendaña, Rosa Argelia, William.

Ao Professor Igor Amariz pela gigantesca paciência, ao Professor Sidelmo Silva pelo apoio incondicional.

Especial agradecimento ao Adriano Freitas, pela força e apoio em toda minha estadia no Brasil, ao Fernando Thomé, pela paciência e entrega nas suas explicações.

Especial agradecimento à Erica Isaías, pelas palavras alentadoras, devo agradecer a você pelos momentos de risadas e desconcentração que me fizeram respirar novas ideais e voltar com mente renovada à cadeira e encarar esta minha responsabilidade acadêmica.

A todas minhas amigadas, pelas suas orações, palavras de admiração e apoio na distancia, especiais agradecimentos para Dulce Carballo, Eugenio Arauz, German Jimenez, Laércio Costa, Lynda Zeledon, Roberto Solano, Ricardo Arevalo, Yesseri Bonilla.

À UFMG-PPGEE, ao Programa de Aliança para a Educação e Capacitação (PAEC), à Organização de Estados Americanos (OEA), ao Grupo Coimbra de Universidades Brasileiras (GCUB) e a CAPES, a todos obrigado pela oportunidade e pelo apoio financeiro.

A todos meus sinceros agradecimentos e admiração retribuída.

*“Sonha quanto quiser,
deixa o espírito livre, luta quanto puder,
e verás, os teus sonhos acontecerem.”
(Javier Laguna Silva)*

Resumo

As mini Centrais Hidrelétricas (mCH) foram precursoras do desenvolvimento do Brasil. Os anos de experiência obtida com a implementação destes empreendimentos e avanços tecnológicos abriram espaço para construção de grandes usinas hidrelétricas, o que fez com que os empreendimentos de pequenos porte (mCH) perdessem atratividade. Porém, incentivos para a implantação de sistemas de energias renováveis têm gerado um grande interesse pelo desenvolvimento de novas metodologias de geração em mCH, visando aproveitar o máximo possível do recurso primário. Um dos sistemas de geração que têm se destacado nos últimos anos são os sistemas de geração eólicos, graças à sua adaptabilidade com a variabilidade dos fluxos de ar. Dado o sucesso destas metodologias, buscam-se estudos que permitam a implementação destas metodologias em outros sistemas de geração. As mCH no Brasil representam um ótimo campo de implementação pelas similaridades na operação destes sistemas e dada a grande quantidade de mCH em operação no país (muitos deles com baixo rendimento). Este trabalho de dissertação propõe a implementação de uma metodologia de geração oriunda de sistemas eólicos, voltada à melhoria do rendimento das mCH, baseando-se na vazão de operação. Na metodologia tipicamente empregada em mCH, definida neste trabalho como metodologia convencional, o rendimento máximo encontra-se apenas nas vazões características de projeto, vazão a qual não permanece o 100% do tempo de operação. Na metodologia proposta será evidenciado que este rendimento é incrementado quando o conjunto gerador é colocado em regime de operação a velocidade variável, com a ajuda de um conversor estático de potência, conectado na saída do gerador. É possível, desta forma, atingir o Ponto de Máxima Transferência de Potência (MPPT) de cada vazão. Será apresentado um estudo de caso com dados reais de uma mCH, com o qual pretende-se demonstrar o ganho no rendimento que traz a operação destes sistemas a velocidade variável quando comparados com os sistemas convencionais de geração hidrelétricos.

Palavras-chaves: Conversor Estático de Potência, Gerador Síncrono, Ponto de Máxima Transferência de Potência, Rendimento.

Abstract

Small hydroelectric power plants (mCH) were essential for Brazilian development. Years of gotten expertise with the implementation of this entrepreneurial event, and the technological advances of these times, made possible the construction of large hydroelectric plants, which caused that small hydroelectric projects lose attractive, however, renewable energies implantation, generated great interest on the development of new methods of generation in mCH, which are intended to take advantage of primary resources as much as possible. One of the power generation systems which has been highlighted in recent years is wind energy generation because of their adaptability with the variation of air flows. Due to the success of these methodologies, implementation in power generation system is being studying to allow using them in other energy generation systems. In Brazil mCH represents an excellent opportunity due to their similarities in the operation of these systems and the large number of mCH operating in the country many of them with low performance. This dissertation work proposes the implementation of a generation wind turbine systems, which aim is to improve the performance of the mCH, based on Eolic energy system generation. In the typical methodology used in mCH defined in this study as a conventional methodology, maximum performance is just in the flow of draft, which doesn't remain available 100% of the operation time , In the proposed methodology, maximum performance is increased when the generator set works in regime of operation at variable speed, helped by a static power converter connected to the output of the generator. It is possible to find the point of maximum transfer of power MPPT of each flow. This study with actual mCH data will be presented to introduce the increase in performance that brings the functioning of these systems of variable speed compared to conventional hydroelectric generation systems.

Key-words: Static Converter of Power, Synchronous Generator, Point of Maximum Power Transfer, Performance.

Resumen

Las mini Centrales hidroeléctricas (mCH), fueron precursoras del desarrollo de Brasil. Los años de experiencia, obtenida con la implementación de estos emprendimientos y los avances tecnológicos dieron paso a la construcción de grandes hidroeléctricas, lo que causó que los pequeños emprendimientos hidroeléctricos perdieran atractividad, sin embargo, incentivos para la implantación de sistemas de energías renovables, han generado un gran interés por el desarrollo de nuevas metodologías de generación en mCH, las cuales tienen como objetivo aprovechar al máximo posible el recurso primario. Uno de los sistemas de generación que se ha destacado en los últimos años son los sistemas de generación eólica, gracias a su adaptabilidad con la variación de los flujos del aire. Dado el éxito de estas metodologías, se analizan estudios que permitan la implementación de estas metodologías en otros sistemas de generación. En Brasil, las mCH representan un excelente campo de implementación, por las similitudes en la operación de estos sistemas y dada la gran cantidad de mCH en operación en el país (muchos de ellas con bajo rendimiento). Este estudio propone la implementación de una metodología de generación oriunda de sistemas de eólicos, que busca mejorar el rendimiento de las mCH, basándose en el caudal de operación. En la metodología típica utilizada en mCH, definida en este trabajo como metodología convencional, el rendimiento máximo se encuentra apenas en el caudal de diseño del proyecto, el cual, no permanece disponible el 100 % del tiempo de operación. En la metodología propuesta, evidenciará que el rendimiento es incrementado cuando el conjunto generador trabaja en régimen de operación a velocidad variable, con ayuda de un convertidor estático de potencia, conectado en la salida del generador. Es posible de este modo encontrar el punto de máxima transferencia de potencia (MPPT) de cada caudal. Será presentado un estudio de caso con datos reales de una mCH, con el cual se pretende presentar el aumento en el rendimiento que trae el funcionamiento de estos sistemas a velocidad variable en comparación con los sistemas convencionales de generación hidroeléctrica.

Palabras clave: Convertidor Estático de Potencia, Generador Síncrono, Punto de Máxima Transferencia de Potencia, Rendimiento.

Lista de ilustrações

Figura 1.1 – Estratificação das fontes de energia com respeito à oferta mundial 2008.	28
Figura 1.2 – Estimativa da produção mundial das FRGE ano 2015.	28
Figura 1.3 – Crescimento Global da geração eólica mundial nos anos 2005–2015. . .	29
Figura 1.4 – Potencial Hidrelétrico Brasileiro.	31
Figura 1.5 – O Topologia do GS e Conversor em Sistemas Eólicos.	32
Figura 1.6 – Topologia do controle por corrente de referência.	33
Figura 1.7 – Projeção do crescimento da oferta e demanda Mundial de Energia. . . .	34
Figura 2.1 – Matriz energética brasileira.	42
Figura 2.2 – Fluxo de Energia Hidroelétrica Brasil.	42
Figura 2.3 – Modalidades de intervenção de Repotencialização.	45
Figura 3.1 – Produção de energia elétrica no mundo 2015.	50
Figura 3.2 – Classificação CH pela Potência, 2016.	52
Figura 3.3 – Classificação das CH pela sua estrutura.	53
Figura 3.4 – Altura Líquida	56
Figura 3.5 – Potência da Turbina dada a Vazão e Altura.	59
Figura 3.6 – Rendimento de Turbinas Hidráulicas.	60
Figura 3.7 – Rendimento de Turbinas Hidráulicas em função da vazão.	61
Figura 3.8 – Gerador de Indução.	64
Figura 3.9 – Esquemático do GI conectado a um conversor estático.	65
Figura 3.10–Esquemático construtivo do Gerador Síncrono.	66
Figura 3.11–Topologia Conversor Fonte de Tensão.	67
Figura 3.12–Topologia Conversor Fonte de Corrente.	67
Figura 4.1 – Esquemático da Metodologia Convencional.	72
Figura 4.2 – Subsistemas do grupo gerador.	73
Figura 4.3 – Esquemático do Sistema Hidráulico.	74
Figura 4.4 – Rendimento típico de turbinas hidráulicas segundo a velocidade espe- cífica.	76
Figura 4.5 – Característica de Rendimento x Vazão da Turbina EHF50.16S.	79
Figura 4.6 – Característica de Potência x Vazão da Turbina EHF50.16S.	80
Figura 4.7 – Eficiência Típica do GS.	82
Figura 4.8 – Diagrama de Rendimentos, Metodologia Convencional.	82
Figura 4.9 – Esquemático da Metodologia Proposta.	83
Figura 4.10–Subsistemas considerados na Metodologia Proposta.	84
Figura 4.11–Curvas caraterísticas do modelo reduzido operando a velocidade variável.	85
Figura 4.12–Curva única, Turbina em velocidade variável e velocidade constante. . .	85

Figura 4.13–Rendimento Gerador síncrono e conversor em sistema a velocidade variável.	86
Figura 4.14–Diagrama de Rendimentos, Metodologia Proposta.	87
Figura 5.1 – Macro localização da Barragem da minicentral.	91
Figura 5.2 – Queda <i>El Aguacate</i>	91
Figura 5.3 – Curvas da série histórica de Vazões a empregar.	94
Figura 5.4 – Curvas, Máxima, Média, Mediana, Mínima da série de Vazões.	95
Figura 5.5 – Curva de Permanência de Vazões da Série Histórica.	96
Figura 5.6 – Esquemático da Metodologia de Cálculo.	96
Figura 5.7 – Curva típica de Potência e Rendimento da Turbina Hidráulica.	100
Figura 5.8 – Rendimento Característico do GS dada a sua potência de entrada.	101
Figura 5.9 – Curva de Permanência e Vazões mensais Cenário I	102
Figura 5.10–Resultados Cenário I (Pot_u)	103
Figura 5.11–Resultados Cenário I (Pot_{elec})	103
Figura 5.12–Resultados Cenário II	105
Figura 5.13–Resultados Cenário II (Pot_u)	106
Figura 5.14–Resultados Cenário II (Pot_{elec})	106
Figura 5.15–Curva de Permanência das Vazões Cenário III.	108
Figura 5.16–Resultados Cenário III (Pot_u)	109
Figura 5.17–Resultados Cenário III (Pot_{elec})	109
Figura 5.18–Considerações gerais do Fluxo de caixa.	111
Figura 5.19–Resultados Viabilidade Cenário I-A.	113
Figura 5.20–Resultados Viabilidade Cenário I-B.	114
Figura 5.21–Resultados Viabilidade Cenário II-A.	114
Figura 5.22–Resultados Viabilidade Cenário II-B.	115
Figura 5.23–Resultados Viabilidade Cenário III-A.	116
Figura 5.24–Resultados Viabilidade Cenário III-B.	117
Figura 5.25–Resultados Viabilidade Cenário III-B.	118
Figura A.1–Serie de vazões histórica, da PCH Lajeado	130
Figura A.2–Bancada de Teste do Modelo Reduzido	131

Lista de tabelas

Tabela 3.1 – Estratificação de Centrais Hidrelétricas pela sua Potência e Queda . . .	53
Tabela 3.2 – Classificação de Turbinas Hidráulicas	57
Tabela 3.3 – Rendimentos Típicos em geradores	62
Tabela 3.4 – DP	63
Tabela 3.5 – Conversor Estático dada a sua Potência e tipo de Fonte para MI	68
Tabela 4.1 – Métodos de medição de vazão	77
Tabela 4.2 – Caraterísticas da turbina do modelo reduzido	78
Tabela 4.3 – Características da turbina como modelo reduzido	80
Tabela 5.1 – Caraterísticas das Turbinas Hidráulicas	92
Tabela 5.2 – Caraterísticas dos Geradores	92
Tabela 5.3 – Caraterísticas dos Geradores	93
Tabela 5.4 – Resumo de vazões Características da minicentral hidrelétrica <i>El Aguacate</i> .	94
Tabela 5.5 – Resultado obtidos do potencial da mCH <i>El Aguacate</i>	99
Tabela 5.6 – Parâmetros Cenário I	101
Tabela 5.7 – Resultados Cenário I	104
Tabela 5.8 – Parâmetros Cenário II	105
Tabela 5.9 – Resultados Cenário II	107
Tabela 5.10–Parâmetros Cenário III	108
Tabela 5.11–Resultados Cenário III	110

Sumário

1	INTRODUÇÃO.	27
1.1	Fontes de Energia Renováveis.	27
1.1.1	O Gerador Síncrono operando a velocidade variáveis.	32
1.1.2	Sistema de Controle.	33
1.2	Motivação do Trabalho.	34
1.3	Objetivos do Trabalho.	35
1.3.1	Objetivos Gerais.	35
1.3.2	Objetivos Específicos.	35
1.4	Organização do Trabalho.	36
2	REVISÃO BIBLIOGRÁFICA.	37
2.1	Geração Hidrelétrica.	37
2.2	Repotencialização de Usinas Hidrelétricas.	43
2.3	Reabilitação.	45
2.4	Revitalização.	45
2.5	Ampliação.	46
2.6	Modernização.	46
2.7	Conclusão.	47
3	CENTRAIS HIDRELÉTRICAS.	49
3.1	História da energia Hidráulica.	49
3.2	Centrais Hidrelétricas.	50
3.2.1	Vantagem na Implementação de CH comparado a outros métodos de geração.	51
3.2.2	Classificação das Centrais Hidrelétricas por sua Características de Potência e Queda.	52
3.3	Planificação e Avaliação de uma CH.	53
3.3.1	Escolha do local e do esquema básico do aproveitamento.	54
3.3.2	Topografia e geomorfologia do local.	54
3.3.3	Avaliação do Recurso Hídrico e seu Potencial.	54
3.3.3.1	Altura (H).	55
3.3.3.2	Energia Firme Estimada e Potência Elétrica.	56
3.4	Seleção da Turbina.	57
3.4.1	Tipo de Turbinas.	57
3.4.2	Rendimento em Turbinas Hidráulicas.	59
3.4.3	Potência da Turbina.	61
3.4.4	Potência do Gerador.	62

3.5	Avaliação econômica do projeto.	62
3.6	Geradores de Energia Elétrica Corrente Alternada.	63
3.6.1	Gerador de Indução (GI).	63
3.6.1.1	Gerador Indução em Sistemas de Velocidade Variável.	64
3.6.2	Gerador Síncrono.	65
3.7	Conversor de Frequência.	66
3.8	Conclusão.	69
	4 METODOLOGIAS DE GERAÇÃO EM MCH.	71
4.1	Classificação das Metodologias.	71
4.2	Metodologia Convencional.	72
4.2.1	Componentes chaves de uma mCH.	73
4.2.1.1	Sistema Hidráulico.	73
4.2.1.2	Métodos de monitoramento do rendimento.	75
4.2.1.3	Rendimento por Método de Modelo Reduzido.	78
4.2.1.4	Ponto de Máximo Rendimento.	78
4.2.1.5	Ponto de Máxima Potência.	79
4.2.2	Rendimento do Gerador Síncrono.	80
4.2.3	Rendimento geral da MC.	81
4.3	Metodologia Proposta (MP).	83
4.3.1	Sistema Hidráulico a Velocidade Variável.	84
4.3.2	Rendimento do GS à velocidade variável.	86
4.3.3	Rendimento Geral da MP.	87
4.4	Conclusão.	88
	5 ESTUDO DE CASO.	89
5.1	Descrição Geral da mini Central Hidrelétrica (mCH).	89
5.1.1	Localização.	89
5.1.2	Casa de Máquina.	90
5.1.3	Reservatório.	90
5.1.4	Altura Aproveitável (H).	91
5.1.5	Hidrologia.	92
5.1.6	Caraterísticas do conjunto gerador.	92
5.1.7	Série Histórica de Vazões.	93
5.1.8	Cálculo do Potencial da mCH.	95
5.2	Considerações nos cenários Propostos.	99
5.3	Apresentação de Cenários e resultados.	101
5.3.1	Cenário I.	101
5.3.1.1	Resultados Cenário I.	102
5.3.1.2	Conclusão dos resultados Cenário I.	104

5.3.2	Cenário II.	104
5.3.2.1	Resultados Cenário II.	105
5.3.2.2	Conclusão dos resultados Cenário II.	107
5.3.3	Cenário III.	107
5.3.3.1	Resultados Cenário III.	108
5.3.3.2	Conclusão dos resultados Cenário III.	110
5.4	Estudo de viabilidade.	110
5.4.1	Fluxo de caixa.	111
5.4.2	Payback.	111
5.4.3	Taxa Mínima de Atratividade (TMA).	112
5.4.4	Valor Presente L (VPL)	112
5.4.5	Taxa Interna de Retorno (TIR).	112
5.5	Considerações de Interesse.	112
5.5.1	Cenário I-A.	113
5.5.2	Análise de Viabilidade Cenário I-A.	113
5.5.3	Cenário I-B.	113
5.5.4	Análise de Viabilidade Cenário I-B.	114
5.5.5	Cenário II-A.	114
5.5.6	Análise de Viabilidade Cenário II-A.	115
5.5.7	Cenário II-B.	115
5.5.8	Análise de Viabilidade Cenário II-B.	115
5.5.9	Cenário III-A.	116
5.5.10	Análise de Viabilidade Cenário III-A.	116
5.5.11	Cenário III-B.	116
5.5.12	Análise de Viabilidade Cenário III-B.	117
5.5.13	Curva de resultados de Viabilidade.	117
5.5.13.1	Conclusão dos resultados de Viabilidade.	118
	119
	REFERÊNCIAS	123
	ANEXOS	127
	A – FIGURAS	129

CAPÍTULO 1

INTRODUÇÃO.

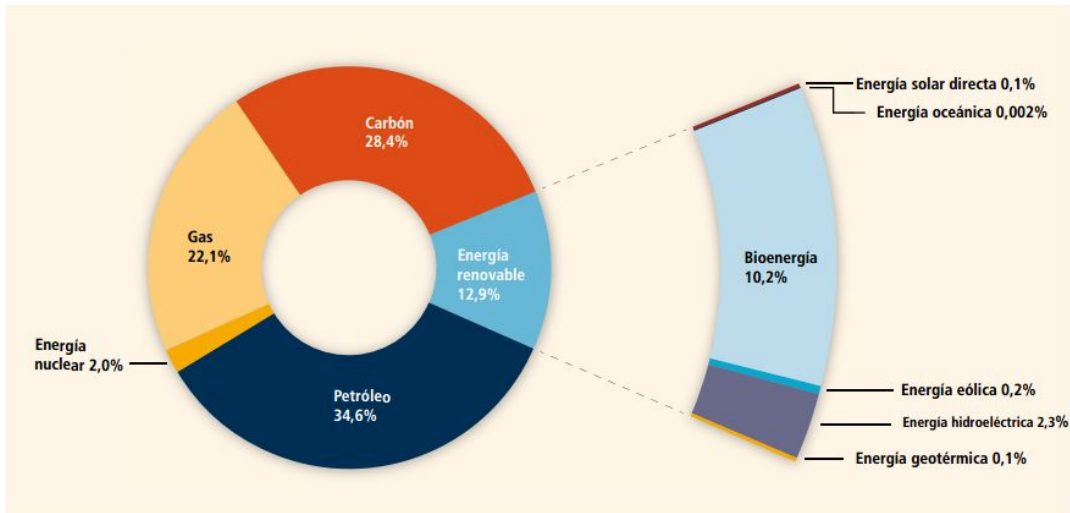
Neste capítulo, aborda-se brevemente o desenvolvimento expressivo de algumas fontes renováveis de geração, assim como a energia eólica e seu impacto nas matrizes energéticas mundiais. Será mostrado o potencial hídrico do Brasil e como, com ajuda da tecnologia atual, este potencial pode se tornar um excelente herdeiro da metodologia empregada nesses sistemas de geração eólica, com o intuito de aumentar o rendimento dos empreendimentos hidrelétricos, além de se apresentar a motivação que levou ao desenvolvimento deste trabalho de dissertação. Finalmente serão expostos os objetivos.

1.1 Fontes de Energia Renováveis.

Na atualidade, as Fontes Renováveis de Geração de Energia (FRGE) continuam substituindo aquelas fontes que utilizam a queima de combustíveis fósseis no processo da geração de energia elétrica. Há anos o comportamento evolutivo das fontes renováveis, vem se destacando graças à implementação de projetos que visam, principalmente o máximo aproveitamentos dos recursos naturais, além da utilização de um recurso inesgotável, algumas destas fontes renováveis são: biomassa, geotérmica, eólica, solar, hidráulica, oceânica. A utilização em grande escala das FRGE é um dos campos da ciência com maior desenvolvimento em nível mundial, ante as perspectivas vantajosas que oferece se comparados com sistemas de geração tradicionais, em termos de impacto ambiental. Na atualidade, dentro dos planos de expansão energética dos países desenvolvidos, prevê-se que as energias renováveis aportem um percentual significativamente alto dentro da matriz energética mundial.

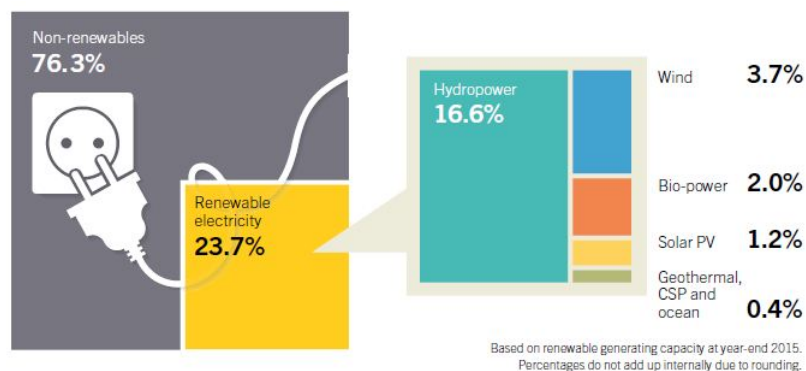
A evolução destas fontes renováveis é apresentada nas [Figura 1.1](#) e [Figura 1.2](#). Nelas é possível observar como no passar dos anos a integração destes sistemas, ganham espaço aos métodos convencionais com base nos combustíveis fósseis, tendo em consideração que no ano 2008 a estimativa percentual global das FRGE, foi em torno de 12,9%, ([EDENHOFER; MADRUGA; SOKONA, 2011](#)).

Figura 1.1 – Estratificação das fontes de energia com respeito à oferta mundial 2008.



Fonte: ([EDENHOFER; MADRUGA; SOKONA, 2011](#)).

Figura 1.2 – Estimativa da produção mundial das FRGE ano 2015.



Fonte: ([ZERVOS, 2016](#)).

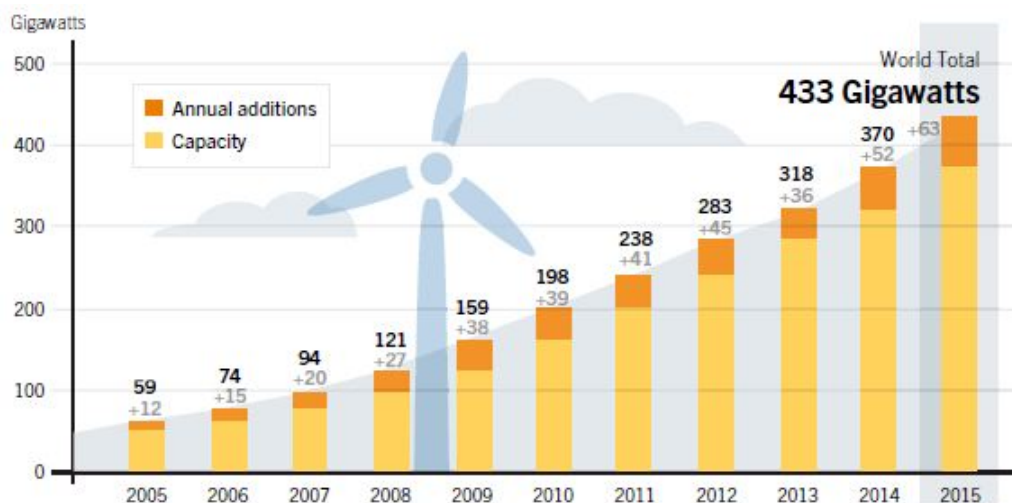
Os importantes avanços tecnológicos têm sido muito expressivos no acréscimo da participação das FRGE na produção mundial. O desenvolvimento da eletrônica de potência foi vital para a inserção de novas tecnologias aos processos de geração, providenciando

principalmente novas formas de controle de campo e assim novas possibilidades metodológicas, utilizando geradores síncronos (MESQUITA et al., 2011), permitindo obter maior capacidade no controle das variáveis de importância que intervêm na geração, tais como a velocidade, fluxo, frequência, tensão. Este fato colabora na inclusão de novos esquemas de geração que levam à melhoria da eficiência dos sistemas tradicionais de geração.

É muito importante destacar que a tendência de crescimento da utilização das FRGE, não dependeu do aproveitamento bruto das fontes primárias de energia, é dizer da utilização desmedida delas. A verdadeira razão do sucesso, é o resultado de anos de pesquisa e aplicação de métodos produtivos mais eficientes que permitam a exploração mais eficiente dos recursos envolvidos. A aberturas dos mercados com novas tecnologias favoreceu em grande medida o aparecimento de novos cenários de factibilidade para as FRGE.

Uma mostra da importância destes avanços são os sistemas de geração eólicos. Estes bateram um outro recorde em 2015, como ilustra Figura 1.3, com mais de 63GW adicionados, um aumento estimado de 22% em relação ao mercado de 2014 para uma capacidade global instalada de aproximadamente de 433GW. Mais da metade da capacidade de energia eólica do mundo têm-se acrescentado ao longo dos últimos cinco anos até ao final de 2015 (ZERVOS, 2016). O avanço nestes sistemas tem sido geral, novos modelos já contemplam a atenuação dos efeitos adversos que estes sistemas ocasionam nas redes, o qual limitou nos inícios a sua popularidade e massiva aplicação.

Figura 1.3 – Crescimento Global da geração eólica mundial nos anos 2005–2015.



Fonte: (ZERVOS, 2016).

Estes sistemas são objeto de referência e ponto de partida de avaliação, adaptação e implementação da sua metodologia em outros sistemas que, de modo semelhante

dependem de fontes primárias não lineares, tal é o caso das Centrais Hidroelétricas (CH). Torna-se interessante avaliar a implementação de um método de controle que permita obter deste sistema o maior aproveitamento extraível dos equipamentos e recursos naturais envolvidos no processo de produção da energia elétrica.

Apesar da tendência de crescimento de outros conceitos de geração com base em fontes renováveis, tudo indica que neste setor as Hidro energia seguirá na liderança por muitos anos. Com a diversificação e implementação dos novos métodos de controle, muitos empreendimentos hidrelétricos poderão contribuir mais nos índices produtivos, sobre tudo naqueles potenciais de pequeno porte onde a implantação de novas técnicas não representa grandes investimentos.

Segundo (ELETROBRÁS, 2000), as centrais hidrelétricas classificam-se de acordo com a sua potência em:

- Micro centrais Hidroelétricas (μ CHs ate 100kW);
- minicentrais Hidroelétricas (mCHs 100kw ate 1000kW) ;
- Pequenas Centrais Hidroelétricas (PCHs 1000kw ate 30.000kW);

No caso da relação custo/kWh, μ CHs e mCHs, apresentaram custos relativamente mais altos se comparadas com médias e grandes centrais hidrelétricas. Porém, apresentam possibilidade de geração mais próxima aos grandes e pequenos centros de carga, com conseqüente redução de perdas e custo de transmissão e distribuição da energia. Outra importante diferença é o baixo impacto ambiental, já que não depende de grandes reservatórios de água, utilizando apenas o fluxo natural dos rios.

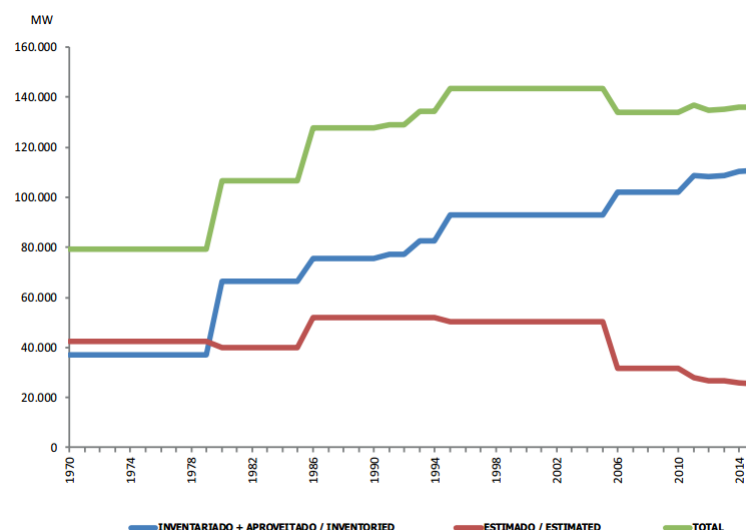
Como parte do interesse no acréscimo da geração em centrais hidrelétricas, em países desenvolvidos, muitas vezes é feita uma repotencialização, a qual basicamente se baseia na intervenção das estruturas civis, circuito hidráulico e equipamentos eletromecânicos, muitas vezes, por ser em instalações antigas, onde as concepções originais do empreendimento já foram ultrapassadas ou foram construídas com restrições da época, tais como logística, equipamentos, recursos, permissões de exploração. Graças a novas técnicas desenvolvidas de controle, é possível incrementar o rendimento das novas e antigas centrais hidrelétricas, como será visto no desenvolvimento deste trabalho de dissertação, as quais enquadram dentro deste conceito de repotencialização. Dentro das principais vantagens da repotencialização, encontram-se:

- Melhor exploração do empreendimento tanto técnica e ambientalmente;
- Menor custo de implementação, se comparado com novos projetos;
- Possibilidade de menor tempo de implementação;

- Considerável incremento de performance com ganho simultâneo na eficiência e potência gerada.

A repotencialização começa a ter maior relevância se é considerada em forma macro, dada existência de muitos empreendimentos que já têm muitas décadas de operação, alguns deles sem sofrer reforma alguma. Segundo (EPE, 2016), a geração hidrelétrica representa 64% da produção de energia no Brasil, correspondente ao denominado recurso aproveitado na Figura 1.4, onde também é possível observar que existe um grande potencial inexplorado. Perceba que foram considerados empreendimentos antigos. É importante ressaltar que muitas destas instalações não passaram ainda por uma revalidação técnica de repotencialização.

Figura 1.4 – Potencial Hidrelétrico Brasileiro.



Fonte (EPE, 2016).

Novas propostas resultantes de otimização das centrais hidrelétricas, são baseadas nos avanços da eletrônica. Um exemplo encontra-se na área de processamento de energia, que incluem o desenvolvimento de semicondutores mais rápidos e conversores estáticos de energia mais eficientes, que aliados a estratégias de controle mais sofisticadas, permitiram a expansão deste campo de aplicações que anteriormente eram considerados inviáveis técnico e economicamente.

A implantação ou repotencialização das micro, mini ou pequenas centrais hidrelétricas torna-se atrativa com a utilização de conversores estáticos, já seja com Gerador síncrono (GS) ou gerador de indução (GI). Este último é normalmente utilizado, devido ao seu baixo custo, maior robustez, baixos custos de manutenção, alta densidade de po-

tência (W/kg) e a sua autoproteção contra sobrecarga conforme (CHAPALLAZ; FÜR,), (SINGH et al.,).

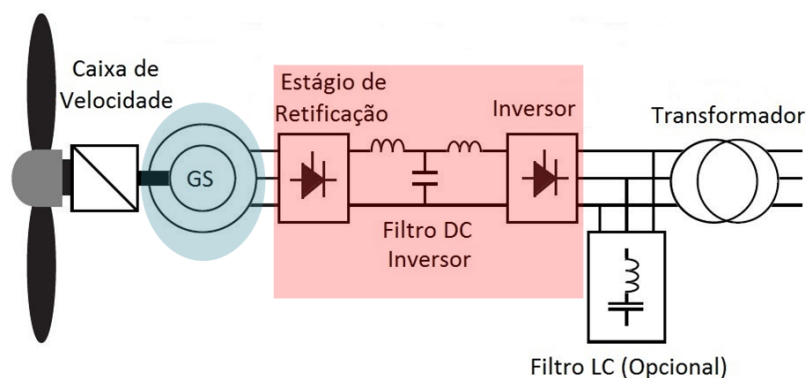
Na literatura são encontradas várias referências da utilização de conversores estáticos em sistemas de micro geração, sendo eles majoritariamente utilizados em sistemas de geração eólica. Existem poucas as referências e registros da implementação destes equipamentos eletrônicos no controle de geradores em hidrelétricas.

1.1.1 O Gerador Síncrono operando a velocidade variáveis.

O mundo recebeu a notícia da invenção do Gerador síncrono elementar no ano 1831 na Inglaterra, seu criador foi Michael Faraday, segundo os registros. Na mesma época também foi apresentada a patente desta máquina nos Estados Unidos de Norte-América pôr o cientista e inventor Joseph Henry (WEG, 2016), pelas suas características de controle e eficiência desde sua apresentação, esta máquina elétrica foi a preferida e mais empregada na geração da energia até nossos dias.

Algumas metodologias do controle do gerador síncrono, feitas em sistemas eólicos, consistem em ligar os bornes de saída do gerador a um conversor estático, o qual conta com um estágio retificador, passando por um filtro CC, e posteriormente por um estágio de inversão, o qual é ligado à rede. A vantagem dos geradores síncronos frente à implementação dos conversores, é que eles podem ser ligados a um retificador a diodo ou tiristor. As baixas perdas e o baixo preço do retificador tornam o custo total muito menor do que o do gerador de indução com um retificador auto-comutado. Na Figura 1.5, apresenta-se a topologia de controle da máquina síncrona empregando o conversor estático.

Figura 1.5 – O Topologia do GS e Conversor em Sistemas Eólicos.



Fonte: Adaptado de (GRAUERS, 1994).

A corrente de indução de um gerador síncrono com um retificador a diodo pode ser instável. Esta instabilidade pode ser evitada usando um retificador a tiristor de corrente

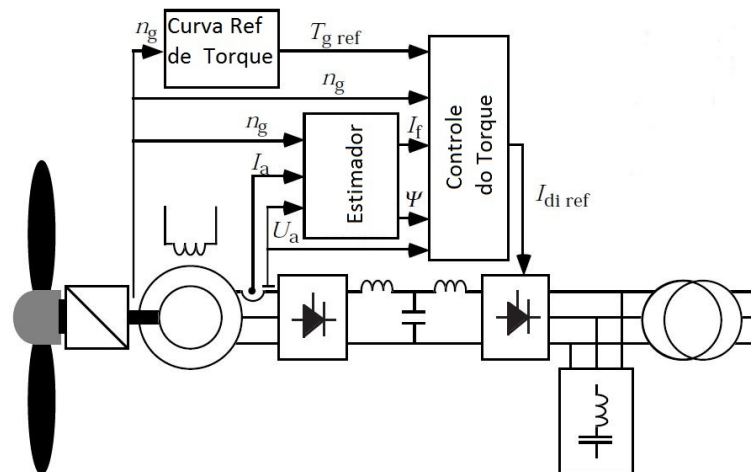
controlada. No entanto, um retificador a tiristor é muito mais caro do que um retificador a diodo. Portanto, um retificador a diodo deve ser usado, se a corrente do retificador pode ser controlada por outros meios. Isso é possível por meio do controle de corrente do inversor. No entanto, o controle pode ser ligeiramente mais lento do que o de um retificador a tiristor (GRAUERS, 1994).

1.1.2 Sistema de Controle.

O sistema de controle do gerador com a utilização do conversor fundamenta-se no controle da corrente do gerador (Potência), obtendo assim o domínio sobre o torque do gerador. Este sistema de controle é apresentado na Figura 1.6.

O controle da corrente no gerador, leva em consideração o valor de referência da corrente na entrada do inversor $I_{di\ ref}$. A potência e velocidade são mantidas constantes. Em caso da operação abaixo da potência nominal a corrente é controlada para obter um torque do eixo do gerador $T_{g\ ref}$ de acordo com a curva de velocidade-torque ideal da turbina.

Figura 1.6 – Topologia do controle por corrente de referência.



Fonte: Adaptado de (GRAUERS, 1994).

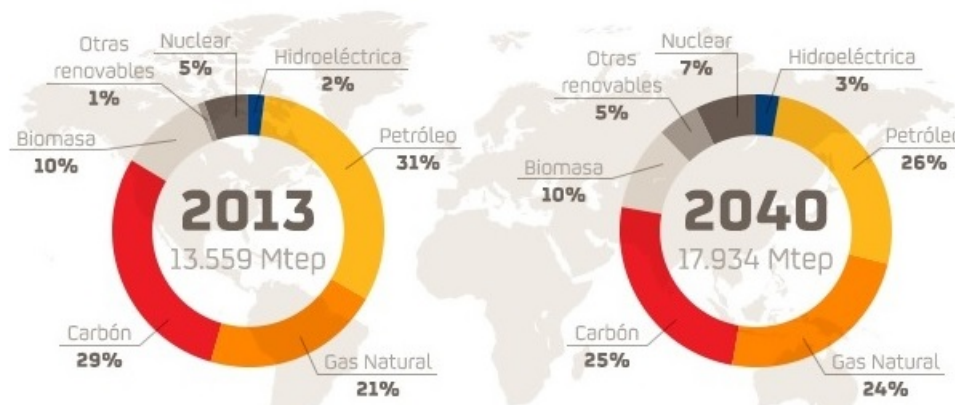
No controle, a Potência instantânea é estimada a partir do torque instantâneo no eixo. Na Figura 1.6 é mostrado um diagrama de controle do torque. Como a corrente de campo no rotor e a ligação de fluxo no estator não podem ser medidos diretamente, são estimadas a partir da tensão e corrente da armadura e da velocidade do eixo.

1.2 Motivação do Trabalho.

A incansável competitividade dos mercados internacionais, o desenvolvimento dos povos e o acelerado crescimento da população, traz consigo o aumento na demanda de energia elétrica. Da mesma forma, já se projeta aumento da geração de energia elétrica para satisfazer tal demanda, segundo a Agência Internacional de Energia (IEA). A [Figura 1.7](#), apresenta esta projeção de oferta e demanda, desde o ano 2013 até 2040. Além disso detalha que a dependência dos combustíveis fósseis diminuirá em apenas 5% no petróleo e 4% no Carvão, ainda que seja observado um aumento das fontes de geração com base nos recursos renováveis como o eólico e hidráulico, com 4% e 1% respectivamente.

Mesmo considerando coberta a previsão da demanda de energia elétrica projetada, se contempla que o serviço de energia permanecerá inacessível para um grande número de pessoas no mundo, entretanto, graças a novas oportunidades de exploração dos recursos naturais que trazem os avanços tecnológicos, abre-se uma oportunidade para estes setores populacionais que não contam com este serviço. Estas oportunidades, fornecem alguns motivos de otimismo, embora esforços políticos sustentados sejam essenciais para que as tendências das implementações de energia se tornem concretas.

Figura 1.7 – Projeção do crescimento da oferta e demanda Mundial de Energia.



Fonte: (IEA, 2014).

O Brasil, já trabalha para atender a demanda de energia dos próximos anos, e a principal base produtiva de energia continua sendo a energia hidráulica, só para o ano 2019 espera-se anexar á matriz energética 16.926,01MW provenientes de Usinas Hidrelétricas (UHE). Considerando o potencial hídrico do Brasil e o amplo campo que esse potencial representa, em quanto a implementação de uma metodologia não tradicional de geração em minicentrals hidrelétricas. Se prevê que dita implementação acrescente significativamente um ganho no rendimento destes sistemas de geração. Neste contexto o principal impulso motivacional para o desenvolvimento deste trabalho surge do interesse

de colocar em destaque a utilização de recursos tecnológicos, que quando implementados nas atuais topologias convencionais de geração. Dadas as vantagens tanto técnicas como econômicas, estas implantações apresentam-se como mais uma forma de repotencialização dos empreendimentos hidrelétricos de pequeno porte.

1.3 Objetivos do Trabalho.

1.3.1 Objetivos Gerais.

1. Revisão bibliográfica dos principais trabalhos publicados na literatura que tratam da aplicação de GS em sistemas de geração, com destaque para micro centrais hidrelétricas;
2. Simulação de uma Central Hidrelétrica considerando a metodologia convencional de geração, a qual tipicamente é composta por um GS acoplado a uma turbina Francis;
3. Simulação de uma Central Hidrelétrica considerando a Metodologia proposta de geração, a qual consiste em um GS, acoplado a uma turbina Francis com o controle da velocidade do eixo do conjunto utilizando o conversor estático de potência;
4. Mostrar os resultados obtidos da simulação e conclusões destas.

1.3.2 Objetivos Específicos.

- Propor a implementação de uma metodologia de geração em Centrais Hidrelétricas (CH), oriunda de sistemas de geração eólica;
- Utilizar a turbina hidráulica tipo Francis, em operação a velocidade variável;
- Utilizar o GS em operação a velocidade variável;
- Empregar um conversor estático de potência, como peça chave do conjunto gerador, para a adaptabilidade da metodologia proposta;
- Atingir o ponto de máxima transferência de energia da turbina hidráulica, para cada vazão, com a implantação da metodologia proposta;
- Realizar um estudo energético de um recurso hídrico, implementando as metodologias convencional e proposta, comparar os resultados obtidos;
- Realizar um estudo de Viabilidade de implementação da metodologia proposta;
- Apresentar a Metodologia Proposta como uma nova ferramenta alternativa de repotencialização das mCH;

- Acrescentar o potencial de geração dos recursos hídricos que se encontram operando fora das características de desenho e naqueles onde o ganho sugira-se atrativo;
- Colaborar em destaque os empreendimentos Hidrelétricos de pequeno porte, como alternativa de geração eficiente;
- Apresentar as conclusões do trabalho de dissertação.

1.4 Organização do Trabalho.

O presente trabalho está distribuído em cinco capítulos, sendo este primeiro o introdutório. O Capítulo 2, apresenta uma revisão bibliográfica das Centrais Hidrelétricas, a sua evolução no Brasil e definirá termos sobre a intervenção da Metodologia Proposta em mCH.

O Capítulo 3, abordará conceitos e formulação básica da geração hidrelétrica, tratará a estratificação e aspectos gerais que intervêm neste tipo de empreendimento, mostrará além, algumas características fundamentais das turbinas hidráulicas e a topologia do controle do gerador que propõe a Metodologia Proposta.

O Capítulo 4, fará uma definição das metodologias a serem estudadas e definirá alguns conceitos chaves e comportamentos típico dos elementos involucrados no processo de geração. O objetivo é delimitar o campo de atuação das metodologias a serem estudadas.

O Capítulo 5, vai expor um estudo de caso, apresentando as características dos recursos hidráulicos e eletromecânicos empregados na simulação, aqui serão ilustrados vários cenários onde se empregara a metodologia proposta de geração e a metodologia convencional tendo como base as mesmas características.

No Capítulo 6 serão expostas as conclusões do estudo realizado.

CAPÍTULO 2

REVISÃO BIBLIOGRÁFICA.

É conhecido no mundo todo o grande potencial energético do Brasil. Sabe-se que a fonte primária e predominante de geração na matriz energética brasileira é hidráulica. Neste capítulo se apresenta uma breve revisão bibliográfica desde os primeiros passos do Brasil no uso da eletricidade e como a mesma se tornou o pilar fundamental para o desenvolvimento deste país até os dias de hoje. Encerra-se este capítulo definindo as modalidades de intervenção dos empreendimentos hidrelétricos, onde a metodologia proposta apresentada neste trabalho de dissertação encontra-se contida.

2.1 Geração Hidrelétrica.

De acordo com (OLIVEIRA, 2012), o Brasil empregou a eletricidade ao mesmo tempo que a Europa e os Estados Unidos, segundo registros, no despertar do ano de 1879. Contemporaneamente à invenção da lâmpada elétrica por Thomas Alva Edison, D. Pedro II concedeu àquele inventor introduzir no país aparelhos e processos de sua invenção destinados à utilização da eletricidade na iluminação pública (CEMIG, 2016). Logo após Thomas Alva Edison demonstrar pela primeira vez o uso da lâmpada elétrica em 1879, no mesmo ano foi inaugurado no Rio de Janeiro o primeiro sistema de iluminação permanente elétrica na estação central da Estrada de Ferro D. Pedro II (depois Central do Brasil). Abastecidas pela energia de dois dínamos, seis lâmpadas Jablockhov tomaram o lugar de 46 bicos de gás que até então faziam a iluminação do local.

No ano de 1883 entrou em operação a primeira usina hidrelétrica no país, localizada no Ribeirão do Inferno, afluente do rio Jequitinhonha, na cidade de Diamantina,

e inaugurou na cidade de Campos, o primeiro serviço público municipal de iluminação elétrica do Brasil e da América do Sul (CEMIG, 2016).

Segundo (EPE, 2007), sempre em Minas Gerais, na cidade de Nova Lima, uma segunda usina foi instalada. Construída pela empresa francesa Compagnie des Mines d'Or du Fariana. Esta entrou em operações no ano 1887, a mesma também foi relacionada a trabalhos de mineração, sendo que, nesse caso, uma pequena linha de transmissão permitia a iluminação da mina e também das casas dos trabalhadores que residiam próximo à instalação.

Posteriormente, em 1889, entrou em operação a primeira hidrelétrica de maior porte do Brasil, Marmelos-Zero da Companhia Mineira de Eletricidade, pertencente ao industrial Bernardo Mascarenhas. A energia produzida destinava-se a referida fábrica de tecidos e à iluminação pública da cidade. Segundo consta nos registros, este empreendimento, foi também a primeira usina destinada ao serviço público, com seus 625kW instalados. Cabe ressaltar que a usina foi inaugurada com duas turbinas de 250kW e três anos mais tarde foi ampliada com a instalação de mais um grupo gerador de 125kW.

Em 1897 aconteceu a inauguração do serviço de iluminação elétrica em Belo Horizonte, o fato coincidiu com as vésperas da inauguração da cidade. Em 1913 foi a vez do Nordeste, entrou em operação a Usina Hidrelétrica Delmiro Gouveia, primeira do Nordeste, construída para aproveitar o potencial da Cachoeira de Paulo Afonso no rio São Francisco. O gradual avanço foi principalmente orientado apenas para processos industriais e algumas aplicações públicas, as PCHs instaladas, principalmente na primeira metade do século XX, visavam atender sistemas isolados nos Estados e foram construídas por pequenos empresários da época ou pelas prefeituras municipais.

O impacto no setor industrial foi tal, que teve uma rápida expansão no período 1920/1930, quando o número de empresas passou de 306 para 1009, com todas, em geral, operando pequenos aproveitamentos hidrelétricos (WWF, 2004), como fonte de eletricidade. O comportamento no crescimento continuou até a década de 40. Portanto, nesta época, as PCHs configuravam a grande maioria dos empreendimentos hidrelétricos, já foram privadas ou públicas, o que leva a constatar que, estas instalações têm hoje muitos anos operacionais. Neste mesmo ano, iniciam as primeiras regulamentações no caso das usinas termelétricas e custos históricos para efeitos de cálculo das tarifas, assim também foi fixada uma taxa do 10% de remuneração dos investidores (CEMIG, 2016).

Em 1945, foi criada, no Rio de Janeiro, a primeira empresa de eletricidade de âmbito federal, a Companhia Hidro Elétrica do São Francisco (CHESF). Em 1952 criação da Centrais Elétricas de Minas Gerais CEMIG, atualmente denominada, Companhia Energética de Minas Gerais S/A (CEMIG) .

O crescimento da economia e a população, desde a segunda metade do século XX

até a década de 1990, com a grande experiência obtida, procurou-se implantar grandes centrais geradoras no Brasil. Assim por volta do ano 1954 entrou em operação a primeira grande hidrelétrica construída no rio São Francisco, a Usina Hidrelétrica Paulo Afonso I, pertencente à Chesf. Em 1957 foi criada a Central Elétrica de Furnas S.A, 1962 entrava em operação a usina hidrelétrica de Três Marias no estado de Minas Gerais. Em 1984, entrou em funcionamento a Usina Hidrelétrica Tucuruí, da Eletronorte, primeira hidrelétrica de grande porte construída na Amazônia, mesmo ano que entrou em operação a Usina Hidrelétrica Itaipu, maior hidrelétrica do mundo com 12.600MW de capacidade instalada. Em 1986 também foi completado e colocado em funcionamento o mais extenso sistema de transmissão na América do Sul transportando energia entre os estados do Sul e Sudeste. Baixo este cenário, agora, com maiores interesses de geração, as PCHs foram praticamente deixadas de lado.

A definição e estratificação das PCH foi apresentada pela primeira vez na legislação do setor elétrico brasileiro, em 1982, por meio da Portaria DNAEE *n*°109, que definiu que seriam consideradas PCHs aquelas centrais hidrelétricas que contemplassem cumulativamente as seguintes características (OLIVEIRA, 2012):

1. Operação a fio d'água ou no máximo com reservatório de regularização diária;
2. Barragens e vertedores com altura máxima de até 10 metros;
3. Não utilização de túneis;
4. Estruturas hidráulicas, no circuito de geração, para vazão aproveitável de no máximo $20m^3/s$;
5. Unidades geradoras com potência individual de até 5000kW;
6. Potência máxima instalada de 10.000kW.

Cabe ressaltar que não havia limite para a queda do empreendimento, sendo as PCHs classificadas como de baixa, média e alta queda. Em 1987, A Portaria DNAEE *n*°136, redefiniu o conceito de PCH, simplificando as características necessárias para o enquadramento de empreendimentos hidrelétricos como PCH, a qual manteve apenas as características associadas à potência. Portanto, o aproveitamento hidrelétrico com potência total de 10.000kW e com unidades geradoras de, no máximo, 5000kW, passou a ser enquadrado como PCH (DNAEE, 1987). A redefinição do conceito, que tinha como objetivo superar dificuldades e garantir o aumento do número de PCHs, diminuindo as condicionantes de enquadramento, não obteve êxito e ainda permitiu a implantação de empreendimentos inadequados, devido à falta de restrições.

No ano de 1997, através de Medida Provisória, foi aumentado para 25MW o limite para autorização de pequenas centrais hidrelétricas. Em 1998, a Lei *n*°9648 fixou os

limites, potência superior a 1000kW e igual ou inferior a 30.000kW, para aproveitamentos enquadrados como PCH. Os novos critérios para enquadramento de aproveitamentos hidrelétricos na condição de Pequena Central Hidrelétrica foram definidos na Resolução ANEEL *n*°394, de 4 de dezembro de 1998. Esta Resolução ANEEL *n*°394 definia que eram consideradas Pequenas Centrais Hidrelétricas, os empreendimentos hidrelétricos com potência superior a 1000kW e igual ou inferior a 30.000kW e com área total de reservatório igual ou inferior a $3Km^2$. A área do reservatório foi delimitada pela cota d'água associada à vazão de cheia com tempo de recorrência de 100 anos. Ainda definiu como discricionário à Diretoria da ANEEL os casos em que a área do reservatório fosse superior a $3Km^2$.

No ano 2003 a antiga resolução ANEEL *n*°394 foi revogada pela Resolução ANEEL *n*°652, de 9 de dezembro de 2003. Segundo (ANEEL, 2003b) nesta Resolução, ficou estabelecido os atuais critérios para o enquadramento na condição de Pequena Central Hidrelétrica PCH, sendo denominado finalmente como um aproveitamento hidrelétrico com potência superior a 1000kW e igual ou inferior a 30.000kW, destinado a produção independente, autoprodução ou produção independente autônoma, com área do reservatório inferior a $3Km^2$. Os critérios para enquadramento de aproveitamento hidrelétrico na condição de PCH devem ser observados pelos agentes do setor elétrico conjuntamente com a sistemática de fixação da potência instalada para todos os fins de outorga, regulação e fiscalização dos serviços de geração de energia elétrica, conforme Resolução ANEEL *n*°420, de 30 de novembro de 2010, resolução que posteriormente seria revogada no ano 2013, pela resolução normativa *n*°583 (ANEEL, 2013).

No mês de junho de 2000, o Brasil continuava inaugurando usinas hidrelétrica, desta vez foi o turno da usina hidrelétrica Itá, na divisa dos municípios de Aratiba (RS) e Itá (SC), aportando ao sistema uma capacidade de 1450MW. Mas, foi neste mesmo ano que a produção bruta de energia brasileira teve um revés evidenciando que existia um sério desequilíbrio da oferta-demanda, e foi isso que levou, no ano 2001, a realizar a importação de 1000MW de energia da Argentina, no mês de julho pela Companhia de Interconexão Energética (CIEN), utilizando novas linhas de 500kV e uniu as subestações de Rincón e Garabi (Argentina), Santo Ângelo e Itá (Brasil), constituindo a maior e mais importante compra de energia pelo Brasil da Argentina. Nesse ano, o Brasil vivenciou sua maior crise de energia elétrica, acentuada pelas condições hidrológicas extremamente desfavoráveis nas regiões Sudeste e Nordeste. Com a gravidade da situação, o governo federal orientou a criação da Câmara de Gestão da Crise de Energia Elétrica (GCE) a qual determinou que era preciso implantar um plano de racionamento nas regiões Sudeste, Centro-Oeste e Nordeste e, em agosto, em parte da região Norte, no meio dessa crise criou-se a empresa Comercializadora Brasileira de Energia Emergencial (CBEE) para realizar a contratação das térmicas emergenciais.

Segundo (CEMIG, 2016) em agosto do mesmo ano (2000) entrou em operação a

Usina Termelétrica Eletrobold (RJ), incluída no Programa Prioritário de Termelétricas (PPT). A usina foi construída pela Sociedade Fluminense de Energia (SFE), controlada pelo grupo norte-americano Enron, sendo equipada com oito grupos de geradores a gás natural e totalizando 380MW de capacidade instalada. Também no estado do Rio, entrou em operação, em novembro do mesmo ano, a Usina Termelétrica Macaé Merchant, com capacidade total de 928MW. Nesse ano o setor energético brasileiro concluiria melhor, já que no mês de dezembro foi inaugurada a Usina Hidrelétrica Lajeado com capacidade total de 900MW. Continuando o impulso. Em 2002 foi incrementada a produção de energia totalizando 1140MW com a inauguração da Usina Hidrelétrica Machadinho, acabando com os racionamentos no mês de fevereiro nas regiões Sudeste, Centro-Oeste e Nordeste. Neste mesmo ano, logo no mês de junho, foi extinta a Câmara de Gestão da Crise de Energia Elétrica (GCE), substituída pela Câmara de Gestão do Setor Energético (CGSE), vinculada ao Conselho Nacional de Política Energética (CNPE). A CGSE foi encarregada de propor ao CNPE diretrizes para a elaboração da política do setor de energia elétrica, além de gerenciar o Programa Estratégico Emergencial para o aumento da oferta de energia.

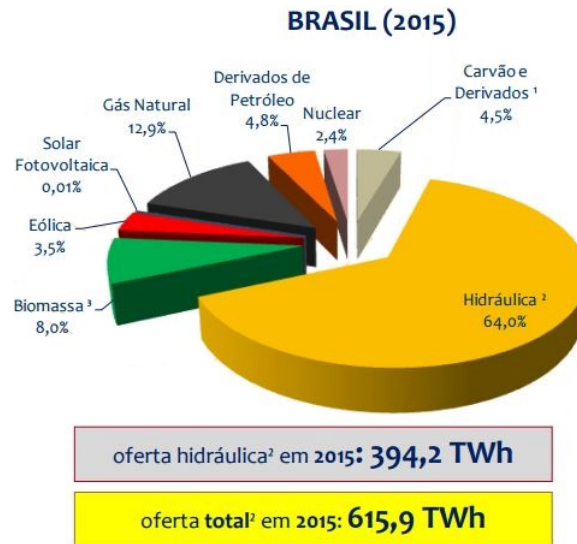
A Diretoria Executiva da ELETROBRÁS instituiu, em 1996 o Programa Nacional de Pequenas Centrais Elétricas (PNCE), com o objetivo de viabilizar a implantação de usinas de geração elétrica de pequeno porte, de forma a suprir carências de energia em todo o território nacional, com eficiência, relação custo/benefício otimizada e com tecnologia que permita o estudo, o projeto, a construção, a operação e a manutenção dessas centrais de forma segura e acessível (ELETROBRÁS, 2000). O programa possui uma Política operacional para financiamento de projetos, que define questões tais como a origem e destinação dos recursos, seleção e prioridade dos projetos e de liberação de recursos. Assim, a privatização das empresas do setor elétrico, mudanças na legislação, sobretudo referentes à produção e comercialização de energia e demais mudanças institucionais que ocorreram ou vêm ocorrendo no país, bem como os incentivos setoriais ofertados às energias renováveis, resultou em um significativo aumento do interesse de investidores privados pelas Centrais Hidrelétricas (OLIVEIRA, 2012), e a inclusão de novos conceitos de fontes de geração como a geração distribuída. Em abril do ano 2012, a ANEEL estabeleceu, mediante a resolução normativa nº482, condições gerais para o acesso das micro e mini geradoras aos sistemas de distribuição. Segundo (ANEEL, 2012), foram definidos os conceitos de micro geração e mini geração, como uma central geradora com potência instalada menor ou igual a 75KW, nos casos de micro geração e de 75KW até 3MW em casos de mini geração.

Conforme (EPE, 2016)² dados do Balanço Energético Nacional, a oferta hidráulica incluindo a importação em 2015 esteve aproximadamente nos 394,2TWh, representando

² O balanço energético foram considerados dados do ano de 2015 como base

64% da matriz energética brasileira, como se apresenta na Figura 2.1.

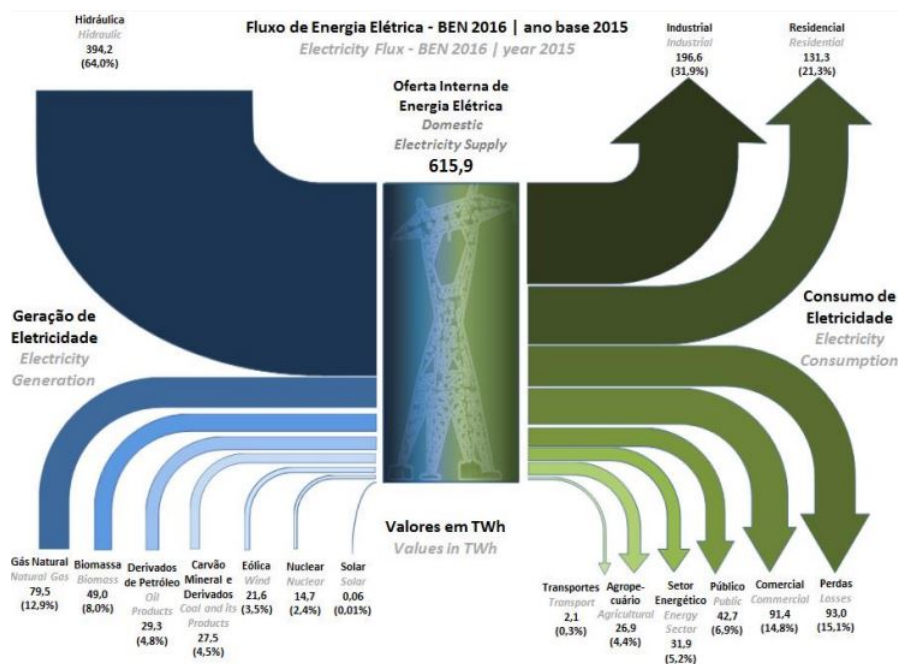
Figura 2.1 – Matriz energética brasileira.



Fonte: (EPE, 2016).

O consumo brasileiro de energia elétrica atual situa-se em torno de 615,9 TWh segundo (MME, 2016). A seguir é apresentada na Figura 2.2, a estratificação do fluxo energético nacional.

Figura 2.2 – Fluxo de Energia Hidroelétrica Brasil.



Fonte: (MME, 2016).

Estima-se que o setor da geração hidráulica continue seu crescimento dado que têm se projetado para o ano 2030, que, o consumo de energia elétrica esteja entre 950 e 1250 TWh/ano, sendo que essa diferença exigirá investimentos pesados na expansão da oferta de energia elétrica, no caso deste fornecimento ser realizado por usinas hidrelétricas, mesmo com uma instalação adicional de 120.000MW, o que eleva para aproximadamente 80% o uso do potencial. Ainda assim poderia não ser suficiente para atender a demanda em 2030. Por tal motivo é preciso aprimorar formas eficientes de geração que contribuam para a alcançar a demanda energética projetada, por exemplo, a repotencialização das centrais existentes.

2.2 Repotencialização de Usinas Hidrelétricas.

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

O conceito de repotencialização em empreendimentos hidrelétricos é uma alternativa com muitas vantagens técnicas, econômicas e sócio ambientais. Contudo, existe uma diversidade de definições do termo “repotencialização” na literatura técnica. Conforme a definição clássica, a repotencialização é a que corresponde a todas aquelas obras que visam gerar ganho de potência e de rendimento.

Já em outras referências (EPE, 2007) coincidem em que desde o ponto de vista tecnológico existem duas definições para repotencialização de usinas hidrelétricas, com suas respectivas motivações associadas, estas são:

- Redefinição da potência nominal originalmente projetada, através da adoção de avanços tecnológicos e de concepções mais modernas de projeto, operar a instalação dentro de padrões mais elevados de produtividade total, com redução de custos operacionais, maior flexibilidade operativa e observando os aspectos ambientais;
- Elevação da potência máxima de operação, em função de folgas devidamente comprovadas no projeto originalmente concebido, sem incorporar novas tecnologias à

unidade geradora.

São inúmeras as possibilidades de intervenções a título de repotencialização em usinas hidrelétricas, dentre as quais pode-se destacar, tomando como base apenas os equipamentos eletromecânicos principais:

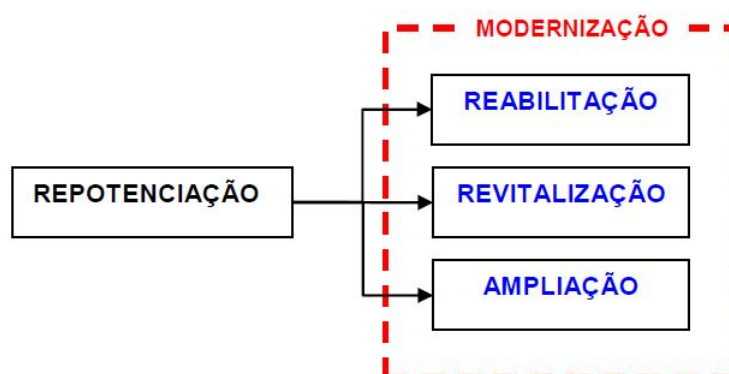
- Reforma geral da turbina, incluindo a troca de rotor com novo perfil das pás (otimização), resultando em correspondente aumento de potência nominal e rendimento;
- Reforma geral do gerador, com aumento de potência devido à substituição do estator e re-isolamento das bobinas polares, neste último caso utilizando isolantes de menor espessura e melhor condutividade de calor;
- Substituição ou re-isolamento de transformadores elevadores;
- Otimização dos pontos de operação do circuito hidráulico.

Finalmente (VEIGA, 2001), destaca que o conceito repotencialização envolve todas as atividades que visam ganhos de potência e de rendimento.

Em uma central hidrelétrica, o processo de repotencialização pode ser estruturado nas seguintes modalidades de intervenção: reabilitação, revitalização ou ampliação. Estas modalidades podem ser integradas conjuntamente, conforme a realidade do aproveitamento hidro energético, a extensão da melhoria pretendida e a viabilidade técnica e econômica das intervenções. A realidade do aproveitamento hidro energético diz respeito ao seu arranjo, seu dimensionamento frente ao potencial ótimo, seu estado de conservação e suas demais particularidades (OLIVEIRA, 2012).

As modalidades de intervenção de repotencialização estão representadas na [Figura 2.3](#), e comentadas a seguir.

Figura 2.3 – Modalidades de intervenção de Repotencialização.



Fonte: (OLIVEIRA, 2012).

2.3 Reabilitação.

No contexto que estamos abordando, a reabilitação é o restabelecimento dos equipamentos de conversão energética (grupos geradores) às suas condições originais de comportamento (potência e rendimento), permitindo extensão da vida útil da usina, aliada à redução de custos com indisponibilidade e manutenção. Os ganhos energéticos nesta modalidade de intervenção de repotencialização estão limitados à potência instalada original, constante no ato de outorgar concessão ou autorização, considerando que qualquer eventual incremento marginal, além da condição original, é devido a avanços tecnológicos. Cabe ressaltar que a Resolução ANEEL n°420, de 30 de novembro de 2010, define que qualquer alteração da Potência Instalada ou Potência Líquida da central geradora deverá ser regularizada junto à ANEEL.

2.4 Revitalização.

A revitalização é a modalidade de intervenção que têm como objetivo dar uma nova vida a usina, garantindo uma extensão de sua vida útil, com ganhos bem superiores a modalidade reabilitação, mas que não chega a se configurar em uma ampliação, ao passo que os ganhos energéticos são obtidos com a melhoria ou substituição dos equipamentos de conversão energética, limitando as intervenções aos circuitos hidráulicos (admissão e restituição) e essenciais alterações de adequação na casa de máquinas. É essencialmente aplicável em usinas onde existem folgas de projeto no seu dimensionamento. Em usinas desse tipo, dentre outros fatores, normalmente:

a A turbina é restritiva (subdimensionada);

- b A turbina trabalha em condições adversas (fora da faixa ótima de potência e rendimento, apresenta cavitação⁵, vibração excessiva, ruído excessivo, etc);
- c O gerador é restritivo (subdimensionado);
- d O gerador é de 50Hz, mas passou a trabalhar; com 60 Hz, o que contribui significativamente para diminuir o rendimento do mesmo.;

2.5 Ampliação.

Ampliação é a “modalidade de intervenção estruturada em novas construções, conservando parte do existente, resultando em um rearranjo da usina”. A repotencialização pela modalidade ampliação é aplicável quando houve um subdimensionamento da usina, ou seja, o potencial hidráulico disponível (vazão e queda) está mal aproveitado. A ampliação requer uma revisão em todo dimensionamento da usina, incluindo barragem que pode vir a ser alteada, capacidade dos órgãos de descarga, circuitos hidráulicos e casa de máquinas.

2.6 Modernização.

É sumamente importante entender o papel da modernização de usinas hidrelétricas e sua interação com a repotencialização. (VEIGA, 2001) cita que a modernização consiste na utilização de novas tecnologias na operação das usinas, em aspetos como a automação das usinas, com ajuda dela digitalização e informatização de seus controles e comandos. Outros autores definem a modernização como uma estratégia em que antigas usinas hidrelétricas possam se tornar mais produtivas e eficientes, através de ações de recondicionamento, atualizações tecnológicas e, onde aplicável, elevação da capacidade nominal de componentes com idade avançada, assim como garantir a extensão de vida útil.

É possível fazer a modernização sem repotencialização, porém é muito improvável a dissociação da modernização dentro de um processo de repotencialização, ao passo que os ganhos com a repotencialização dependem parcial ou integralmente dos avanços tecnológicos do setor.

O conceito do aproveitamento ótimo introduz a possibilidade de atualizações ou refinamentos constantes nas condições de contorno, que permitem afirmar o que é ótimo frente à dinamicidade dos recursos naturais, dos processos de uso múltiplo dos recursos hídricos e das questões ambientais, bem como das evoluções tecnológicas do setor hidrelétrico, das mudanças legais e estratégias governamentais.

⁵ Fenômeno de vaporização de um líquido pela redução de pressão durante seu movimento a uma temperatura constante

No contexto da previsão da demanda energética projetada, acréscimos de potência e energia provenientes da repotencialização de usinas operando no parque gerador nacional tornam-se atraentes, tendo em vista que a fonte hidráulica é a de maior representatividade no país.

2.7 Conclusão.

Como mostrado, as pequenas centrais hidrelétricas foram imprescindíveis para o desenvolvimento do Brasil que hoje conhecemos, por longo tempo estes empreendimentos representaram e continuam representando a principal fonte de abastecimento de energia para a florescente indústria em expansão, a experiência obtida com a implementação das centrais hidrelétricas de pequeno porte, os avanços tecnológicos da época, após a década de 40 foram construídas grandes usinas hidrelétricas como Itaipu no sul do País, sem embargo, as minicentrais hidrelétricas continuaram construindo-se em menor escala, por suas características ótimas em sistemas descentralizados, isolados ou interligados ao sistema. Muitos destes empreendimentos operam há muito tempo fora dos parâmetros que na época da sua implementação foram adequadamente os de desenho, as causas dessas mudanças podem ser diversas. Cientes dos anos em operação, podem se mencionar entre elas, desgaste nos elementos que intervêm no processo (cavitação, atrito excessivo, vibração) mas, principalmente as variações da fonte primária, neste caso, as variações do recurso hídrico, o qual é vulnerável as mudanças e os transtornos climáticos cada vez mais frequentes, entretanto, estas mudanças devem se acompanhar com estratégias paliativas que contribuam á adaptabilidade dos empreendimentos dadas estas constantes mudanças, que permitam assim a exploração eficiente do recurso. Para isso, é proposto neste trabalho utilizar uma metodologia que seja considerada uma das primeiras medidas a serem adotadas na otimização de qualquer minicentral hidrelétrica, metodologia que contempla melhorar o rendimento dos mesmos equipamentos do conjunto gerador existentes no caso das minicentrais, apenas, implementando o conversor estático de potência, peça chave da proposta de otimização.

CAPÍTULO 3

CENTRAIS HIDRELÉTRICAS.

Este capítulo faz uma introdução básica as Centrais Hidrelétricas (CH). Serão abordadas generalidades das CH, sua estratificação segundo a potência, queda, estrutura civil empregada, além disso, serão descritos os segmentos básicos considerados na implementação das CH. Dentro destes segmentos se expõe os critérios de seleção da turbo máquina hidráulica, gerador, topologia do conversor estático, rendimentos característicos, comportamentos típicos de operação, requerimentos básicos dos equipamentos de importância que intervêm no processo de geração.

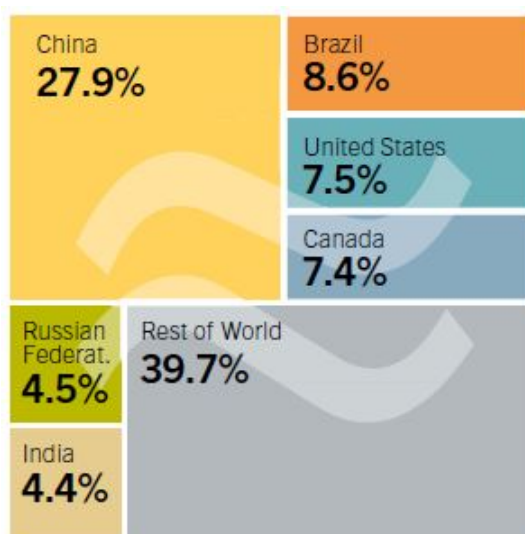
3.1 História da energia Hidráulica.

A força d'água vem sendo utilizada durante muito tempo. Alguns dos primeiros usos em temas de energia, foi para moer trigo, mas, foi com a Revolução Industrial, e especialmente no princípio do século XIX, quando começa a ter grande importância com a aparição das rodas hidráulicas para a produção da energia elétrica. Pouco a pouco a demanda de eletricidade foi aumentando. O baixo caudal do verão e outono, junto com os gelos do inverno, tornaram necessária a construção de grandes barragens de contenção. Por isso, as rodas hidráulicas foram trocadas por máquinas a vapor.

Existem variadas informações em quanto ao lugar e data de construção da primeira CH. Segundo alguns deles a primeira central hidroelétrica foi construída em 1879 nas cataratas do Niágara, Canada. Outros afirmam que a primeira foi construída em 1880 em Northumberland, Grã-Bretanha. O principal impulso da energia hidráulica se deu a partir do desenvolvimento do gerador elétrico, seguido do aperfeiçoamento da turbina hidráulica

e dado ao aumento da demanda de eletricidade a princípios do século XX. Em 1920 as centrais hidrelétricas geravam uma parte importante da produção total de eletricidade. No princípio da década de noventa, as primeiras potências produtoras de energia hidroelétrica eram Canadá e Estados Unidos. Na atualidade os países que mais contribuem percentualmente na produção mundial de energia Hidro eletricidade são China, Brasil, EUA, Canadá, Rússia, Índia, segundo (ZERVOS, 2016).

Figura 3.1 – Produção de energia elétrica no mundo 2015.



Fonte: (ZERVOS, 2016).

A tecnologia das principais instalações se manteve igual durante o século XX. A água é transportada por dutos ou canos forçados, com controle de vazão com válvulas para adequar o fluxo d'água com respeito à demanda de eletricidade.

3.2 Centrais Hidrelétricas.

As Centrais Hidrelétricas (CH) são instalações de pequeno porte que permitem aproveitar a energia potencial contida na massa de água que transportam afluentes do recurso. Nelas se converte esta energia mecânica em energia elétrica por meio de geradores elétricos acoplados a turbinas por eixos de transmissão.

Alguns destes pequenos aproveitamentos trabalham como centrais isoladas, e muitas vezes não são capazes de subministrar um serviço de eletricidade, cumprindo com os parâmetros de qualidade estabelecidos. Para permanecer de modo isolado, têm que se dimensionar de forma que os parâmetros das grandezas entorno da qualidade do serviço sejam garantidos e para isso existem muitas topologias empregadas, brevemente descritas neste trabalho.

Nos países industrializados, e em muitos dos países em desenvolvimento, estes aproveitamentos se conectam geralmente à rede principal, neste caso a rede é responsável pela regulação da frequência.

Comunidades isoladas no mundo estão recebendo o serviço de energia elétrica graças ao desenvolvimento e construção de pequenas centrais hidrelétricas. Algumas destas comunidades localizadas em áreas protegidas e muito afastadas das redes elétrica hoje têm energia. Outro benefício palpável que estes empreendimentos trazem é no caso da produtividade na agricultura e a sua competitividade. Muitos produtores estão desenvolvendo projetos deste tipo nas suas propriedades, onde as terras são altamente produtivas, porém afastadas das redes elétricas.

3.2.1 Vantagem na Implementação de CH comparado a outros métodos de geração.

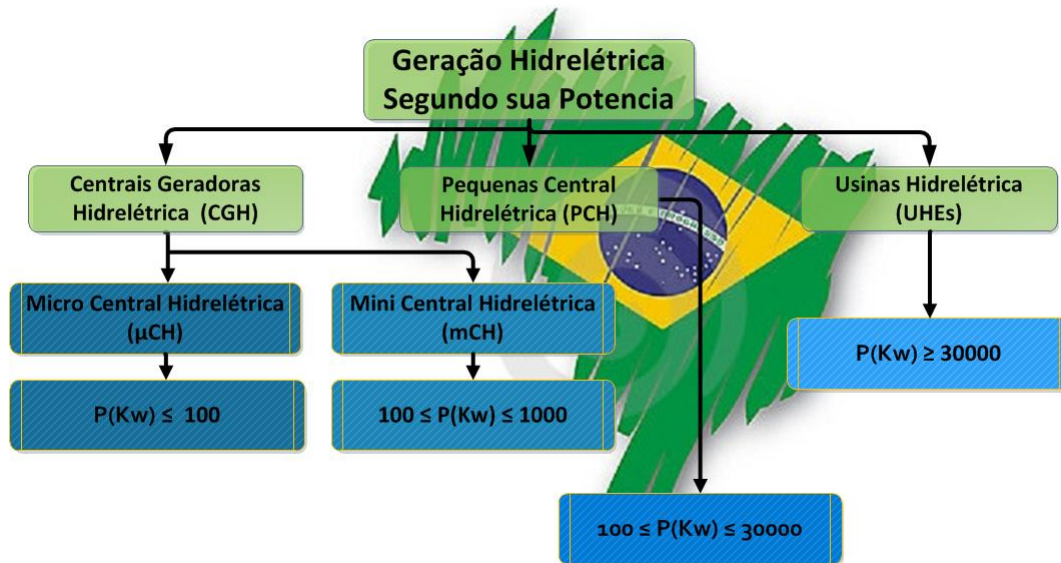
Alguns dos principais atrativos das Centrais Hidrelétricas são segundo (SALAS, 2008):

- Econômicas: baixos custos de operação e manutenção (O&M);
- Confiável: larga vida útil;
- Eficiência entre 70%-90%;
- Alto nível de predição, dado que seu funcionamento está ligado principalmente aos padrões anuais de precipitações;
- Baixa taxa de variabilidade instantânea com mudanças no tempo;
- Impacto ambiental reduzido em comparação aos empreendimentos de médio porte e grande escala;
- Garantia na implementação dada a experiência no país;
- Cenário legal e ambiental favorável.

Por suas características, as CH representam atualmente, uma forma rápida e eficiente de promover a expansão da oferta de energia elétrica, visando suprir a crescente demanda verificada no mercado nacional. Esse tipo de empreendimento possibilita um melhor atendimento às necessidades de carga de pequenos centros urbanos e regiões rurais, promovendo e se articulando com o desenvolvimento regional (ANEEL, 2003a).

No Brasil, a Geração Hidrelétrica é estratificada segundo sua Potência. Conforme os critérios estabelecidos em (ELETROBRÁS, 2000), estas se subdividem em:

Figura 3.2 – Classificação CH pela Potência, 2016.



Fonte: Pelo o Autor do Trabalho.

A capacidade hidrelétrica no Brasil aumentou em 2015 em 2,5GW (2,8%), incluindo 2,3GW de usinas hidrelétrica de grande escala (>30MW), representando um total de 91,7GW¹⁰ no final do ano. Apesar do aumento de capacidade na produção das hidrelétricas, em 382TWh, de forma geral caiu de novo (2.7% em relação ao 2014) retrospecto do esperado, devido às condições da seca contínua. Entre 2011 e 2015, a produção de energia hidrelétrica do Brasil diminuiu cerca de 15%, assim como a capacidade ampliada em cerca de 11% cita (ZERVOS, 2016).

Dada a atual condição em termos de geração hidrelétrica, estão sendo promovidos os investimentos em forma de CH, ligadas à rede elétrica e em esquemas isoladas, o objetivo é aproveitar quanto recurso renovável seja possível. Para isso em ambos casos foram estabelecidas novas regras e incentivos para o setor, segundo o descrito em (ANEEL, 2012) para os casos interligados e (ANEEL, 2003b) para os casos de geração isolada.

3.2.2 Classificação das Centrais Hidrelétricas por sua Características de Potência e Queda.

De acordo com (ELETROBRÁS, 2000), as CH classificam-se segundo, a queda e potência destes recursos, como se apresenta na Tabela 3.1.

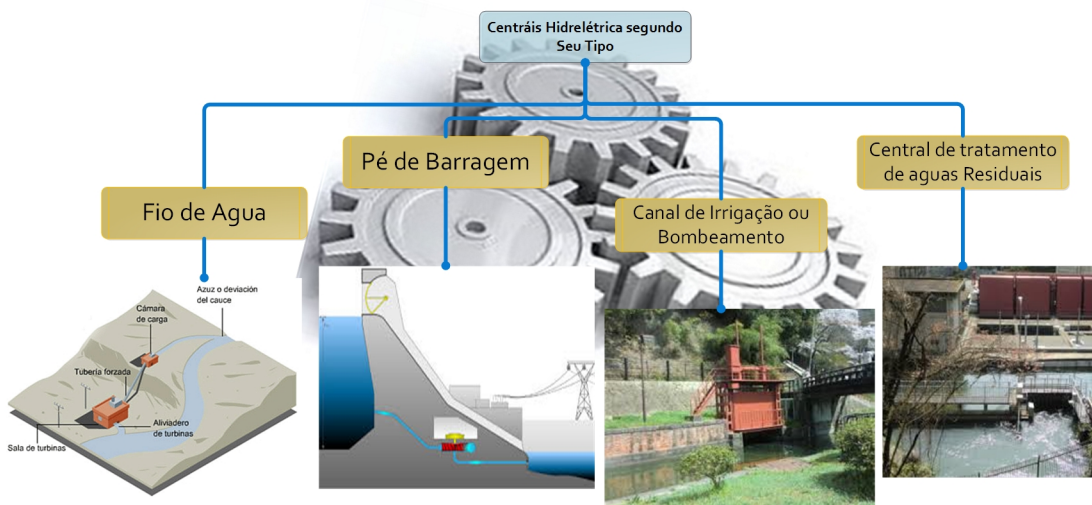
Tabela 3.1 – Estratificação de Centrais Hidrelétricas pela sua Potência e Queda.

CLASSIFICAÇÃO DAS CENTRAIS HIDRELÉTRICAS	POTÊNCIA P(kW)	QUEDA DE PROJETO - H_d (m)		
		BAIXA	MEDIA	ALTA
MICRO	$P < 100$	$H_d < 15$	$15 < H_d < 50$	$H_d > 50$
MINI	$100 < P < 1000$	$H_d < 20$	$20 < H_d < 100$	$H_d > 100$
PEQUENAS	$1000 < P < 30.000$	$H_d < 25$	$25 < H_d < 130$	$H_d > 130$

Fonte: (ELETROBRÁS, 2000).

Outras classificações são feitas considerando o tipo de central segundo é citado em (ESHA, 2006), ai, são considerados pela estrutura do empreendimento, alguns implementações se apresentam na Figura 3.3:

Figura 3.3 – Classificação das CH pela sua estrutura.



Fonte: O Autor 2017.

3.3 Planificação e Avaliação de uma CH.

Na implementação das CH, são considerados diferentes estudos. A complexidade deste processo é proporcional à dimensão do empreendimento. Durante a avaliação, se comparam desde uma ótica econômica diferentes esquemas e topologias sempre em benefício do ambiente e da viabilidade da implementação. Segundo (ESHA, 2006) alguns dos principais fatores a avaliar são:

- Escolha do local e do esquema básico do aproveitamento;
- Topografia e geomorfologia do sítio;
- Avaliação do recurso hídrico e seu potencial;
- Seleção das turbinas, geradores, assim como os equipamentos de controle;
- Avaliação econômica do projeto.

3.3.1 Escolha do local e do esquema básico do aproveitamento.

Este item consiste na identificação do sítio exato desde onde partirão diversos cálculos referentes ao empreendimento. A identificação do sítio é primordial para conhecer o impacto ambiental que a nova obra terá, além de ser o ponto de partida para o reconhecimento de algumas características civis, hidráulicas e elétricas que serão chaves no projeto.

3.3.2 Topografia e geomorfologia do local.

Estes estudos são de grande importância e consideração, eles refletem dados relevantes das características da CH e que serão chaves para a sua implementação. Neles são determinados:

- Queda natural do local;
- Nivelamento da linha de água no reservatório;
- Cadastro jurídico das propriedades atingidas;
- Condições das fundações e ombreiras;
- Localização de jazidas de materiais como areia, cascalho entre outros.

3.3.3 Avaliação do Recurso Hídrico e seu Potencial.

É preciso conhecer as características e comportamento do recurso hídrico no tempo, a suas variações diárias, estacionais e interanuais. O principal objetivo é obter a maior informação possível para a correta estimativa da energia média produzível. Algumas das variáveis com mais relevância na avaliação dos empreendimentos deste tipo (CH) citados em (ESHA, 2006) são:

- Medição da Vazão (m^3/s);
- Altura (H);

- Potência Elétrica (Kw);
- Seleção da Turbina;
- Seleção do Gerador.

Medição da Vazão (m^3/s).

A frequência das medições de vazão e de declividade da linha d'água deverá ser de uma vez por semana, durante o período chuvoso, e quinzenal durante o período seco, abrangendo pelo menos um ciclo hidrológico. Deve-se instruir o observador da régua para sempre entrar em contato com o responsável pela estação, no caso dele verificar a ocorrência de cheias extremas.

O equipamento de campo necessário para a realização deste trabalho consiste em: molinete, contador de rotações, cronômetro e haste graduada para medir a profundidade ou bem com ajuda métodos alternativos e simples ou outros mais complexos.

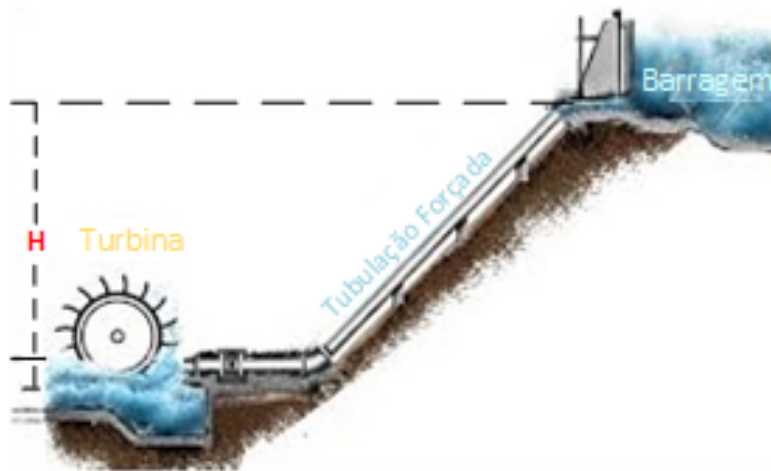
Em rios pequenos, as medições podem ser realizadas a vau, em profundidades inferiores a 1m, ou a partir de passarelas com micro molinetes fixados em uma régua graduada. Na medição a vau, utiliza-se um cabo de aço graduado ou uma trena esticada de margem a margem para demarcar a seção de medidas. Já nas passarelas, a demarcação das verticais pode ser feita sobre ela própria. Em rios maiores, a medição é feita em embarcações, com o molinete suspenso em um cabo de aço ([ELETROBRÁS, 2000](#)).

3.3.3.1 Altura (H).

Nos aproveitamentos de média e grande altura, a diferença dos níveis partindo da lamina de água e a recâmara de carga é depreciável e é possível considerar este como constante, dado que a variação deste nível é muito pequena em comparação com a altura líquida. Por outro lado, nos empreendimentos de baixa altura por exemplo, CH ao pé da barragem, estas variações têm muita importância e é preciso prestar atenção nelas em função do caudal a turbinar.

A altura total considerada é apresentada na seguinte ilustração na [Figura 3.4](#).

Figura 3.4 – Altura Líquida



Fonte: (ALTEMIRA, 2016).

3.3.3.2 Energia Firme Estimada e Potência Elétrica.

A potência elétrica obtida é proporcional à vazão e altura. Alguns critérios podem ajudar a definir e caracterizar os recursos. É inicialmente feito o cálculo para avaliar a atratividade energético-econômica do local selecionado, este é realizado utilizando a equação 3.1, de acordo com (ELETROBRÁS, 2000).

$$EF_e = \frac{\mu * 9,81 * Q * H_{liq}}{1000} \Delta t \quad (3.1)$$

Ou

$$EF_e = 0.0083 * Q * H_{liq} \quad (MW_{medio}) \quad (3.2)$$

Onde:

$EF_e \Rightarrow$ Energia firme estimada¹ em MW médios, considerando-se Q e H_{liq} constantes durante o funcionamento da usina;

$\mu \Rightarrow$ Rendimento do conjunto turbina-gerador, sugerindo-se o valor final de 0,85,

$\Delta t \Rightarrow$ Intervalo de tempo igual a 1s;

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

$H_{liq} \Rightarrow$ Queda líquida (mts).

¹ Energia gerada por ano, durante a vida útil da Central Hidrelétrica

A queda líquida (H_{liq}) será igual à queda bruta menos as perdas hidráulicas. Nesta fase são consideradas iguais a 3% para casas de força ao “pé” da barragem e 5% para aduções em túnel/canal.

3.4 Seleção da Turbina.

Numa CH as turbinas hidráulicas têm por objetivo transformar em energia rotacional a energia potencial da água. Elas possibilitam a transformação da energia hidráulica em mecânica e, mais tarde, em energia elétrica por meio de uma máquina elétrica com equipamentos eletromecânicos na sua parte principal (ELETROBRÁS, 2000).

3.4.1 Tipo de Turbinas.

Segundo é citado em (DIXON, 1998), algumas turbinas são classificadas como se apresenta na Tabela 3.2.

Tabela 3.2 – Classificação de Turbinas Hidráulicas.

TIPO	DIREÇÃO DO FLUIDO			
	AXIAL	RADIAL	MISTA	
			DIAGONAL	TANGENCIAL
Ação	Francis	Kaplan, Bulbo	Francis	
Reação				Pelton

Ação: A pressão na tubulação cai até a pressão atmosférica logo que a água sai do distribuidor. A energia cinética aumenta na passagem de saída do distribuidor e perde intensidade ao atingir as pás, de modo que, a velocidade da água ao sair da pá é menor do que quando a atingiu.

Reação: A energia de pressão cai desde a entrada do distribuidor até a saída do receptor, aumentando no difusor. O difusor é essencial nesses tipos de turbinas.

Radial: O fluxo é aproximadamente perpendicular ao eixo de rotação.

Axial: O fluxo é aproximadamente paralelo ao eixo de rotação.

Tangencial: O fluxo de água é lançado sob a forma de um jato sobre um número limitado de pás.

Diagonal: O fluxo muda gradativamente da direção radial para a axial.

As turbinas hidráulicas utilizadas nas PCH devem ser escolhidas de modo a se obter facilidade de operação e de manutenção, dando-se grande importância à sua robustez e confiabilidade, pois a tendência é de que a usina seja operada no modo não assistido (ELETROBRÁS, 2000).

Uma grandeza importante na seleção de uma turbina é sem dúvida a sua velocidade de rotação, esta dependerá, do recurso disponível, do tipo de turbina, do gerador e frequência da rede elétrica.

Com relação ao Gerador, são considerados três tipos de arranjos: Gerador assíncrono (GA), Gerador síncrono (GS) com multiplicador de velocidade e Gerador Síncrono sem multiplicador.

No caso do conjunto Turbina-GA e Turbina-GS, considerando que não exista multiplicador de velocidade, a velocidade de rotação é a mesma para turbina e gerador, assim deve-se procurar o valor da velocidade síncrona mais próxima da calculada (conforme fórmulas típicas para cada tipo de turbina).

A velocidade de rotação pode ser calculada pela equação (3.3).

$$n = \frac{120f}{p} [rpm] \quad (3.3)$$

Onde:

$n \Rightarrow$ Velocidade de rotação síncrona em rpm;

$f \Rightarrow$ Frequência da rede em Hertz;

$p \Rightarrow n^\circ$ de polos do gerador.

Em muitos casos, é possível encontrar a utilização de caixas de velocidades, portanto devem-se fazer os cálculos correspondentes em caso de ser necessária sua implementação. Em outros casos também é comum observar o uso de bandas em conjunto com polias multiplicadoras de velocidade. Todas estas considerações serão dependentes das características gerais do recurso estudado.

A queda líquida (m) e a vazão de projeto por turbina (m^3/s) são os parâmetros utilizados para a escolha preliminar do tipo de turbina. A potência (kW) estimada na saída da turbina, pode ser obtida interpolando os valores das linhas oblíquas conforme apresentado na [Figura 3.5](#).

A partir desses dados, é possível determinar a velocidade específica da turbina, utilizando a equação (3.4), (ELETROBRÁS, 2000).

$$n_s = \frac{n P_n^{0.5}}{H_{liq}^{1.25}} \quad (3.4)$$

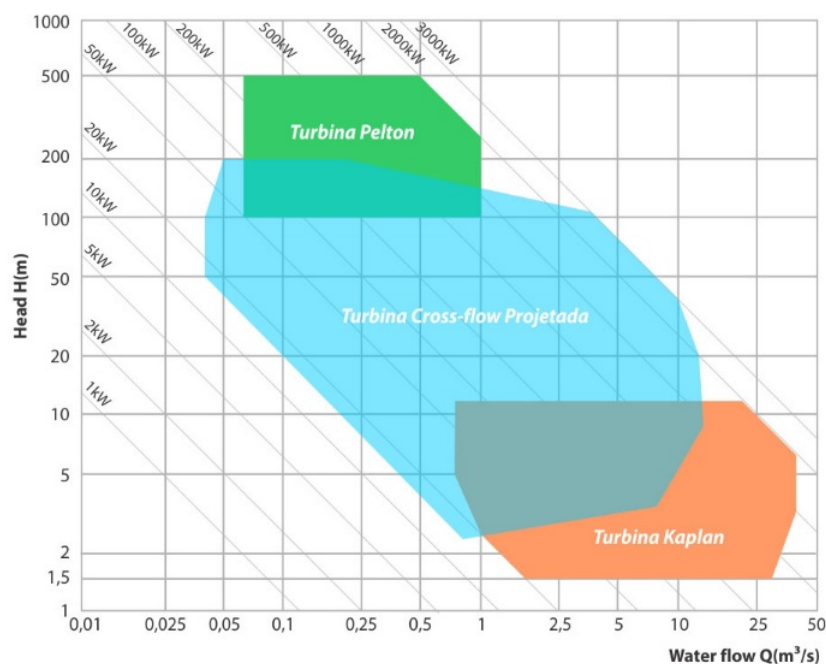
Onde:

$n_s \Rightarrow$ Velocidade específica da turbina; $n \Rightarrow$ Velocidade de rotação da turbina (rpm);

$P_n \Rightarrow$ Potência nominal da turbina (kW);

$H_{liq} \Rightarrow$ Queda líquida (m).

Figura 3.5 – Potência da Turbina dada a Vazão e Altura.



Fonte: (GELL, 2016).

Também pode ser calculada a velocidade específica em função da vazão e a queda nominal, segundo (ABNT, 1992) é possível calcular ela por meio da equação (3.5).

$$N_{qr} = \frac{nQ_r^{0.5}}{H_r^{0.75}} \quad (3.5)$$

Onde:

N_{qr} ⇒ Velocidade específica da turbina;

n ⇒ Velocidade de rotação da turbina (rpm);

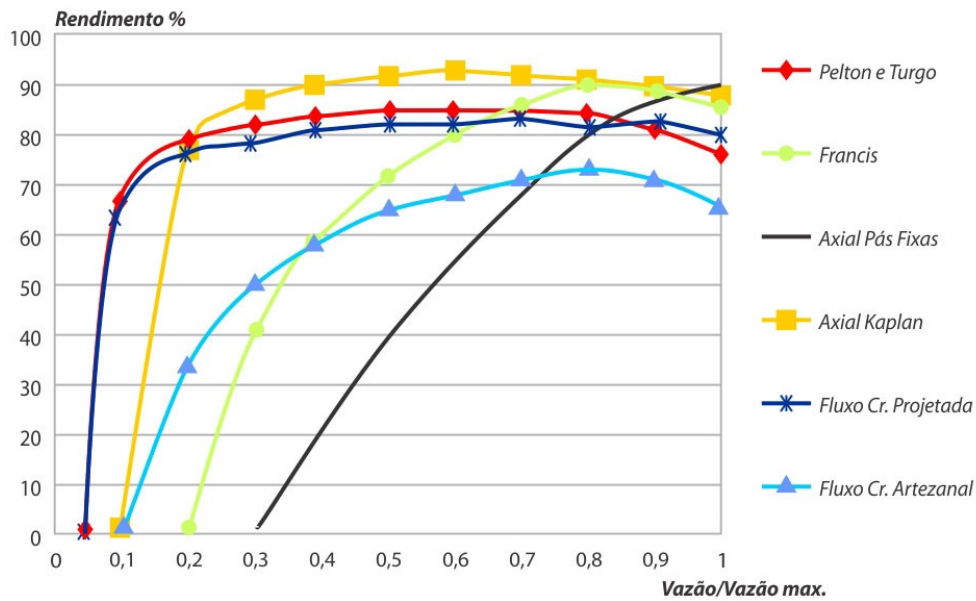
Q_r ⇒ Vazão garantida ou nominal (m^3/s);

H_r ⇒ Altura de queda nominal (m).

3.4.2 Rendimento em Turbinas Hidráulicas.

É importante destacar que o rendimento das turbinas é função da vazão e do tipo de turbina em estudo. Alguns fabricantes garantem um funcionamento adequado da turbina, quando estas funcionam entre 70% e 50% da vazão de projeto, embora com perda progressiva no rendimento. Na Figura 3.6 é mostrado alguns rendimentos típicos de turbinas.

Figura 3.6 – Rendimento de Turbinas Hidráulicas.



Fonte: (HARVEY; ADAM, 1998).

As turbinas normalmente são projetadas para entregar o rendimento máximo em uma vazão (Q), altura (H), e velocidade de rotação (N) específica. Tendo em consideração estes parâmetros, a eficiência de uma turbina pode ser calculada com ajuda da seguinte equação (3.6).

$$n_t = \frac{P_m}{Q_t \cdot H_t} \quad (3.6)$$

Onde:

$P_m \Rightarrow$ É a potência mecânica no eixo da turbina [kW];

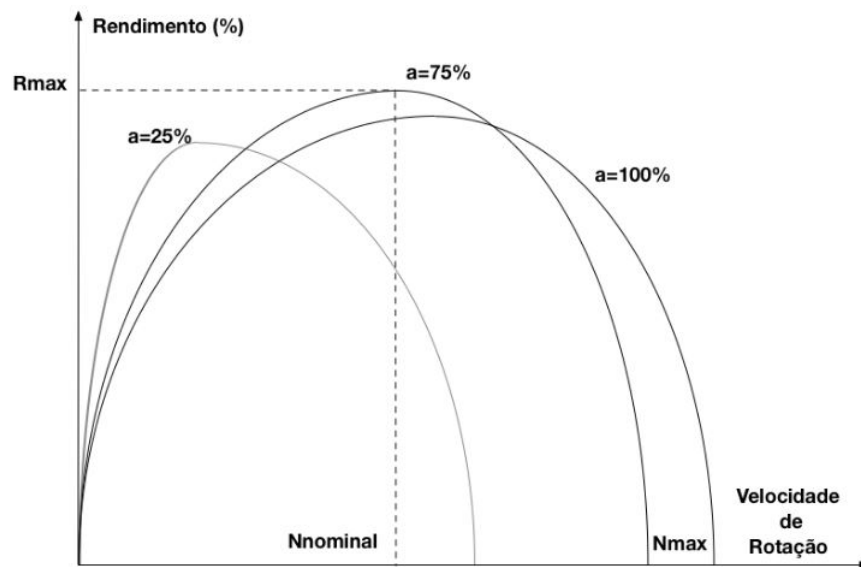
$n_t \Rightarrow$ Rendimento mecânico da Turbina;

$Q_t \Rightarrow$ Vazão na entrada da turbina [m³/s];

$H_t \Rightarrow$ Queda na entrada da turbina [m].

A vazão nas turbinas é controlada pela abertura das válvulas de controle. Em centrais hidrelétricas é comum a prática do controle de potência gerada por meio destas válvulas, podendo ser válvulas principais ou auxiliares. Na Figura 3.7, é apresentada a variação do rendimento em função da vazão. Observa-se que para cada vazão existe um ponto de máximo rendimento, ao mesmo tempo é possível comprovar que a velocidade de rotação varia conforme cada vazão de operação.

Figura 3.7 – Rendimento de Turbinas Hidráulicas em função da vazão.



Fonte: (MACINTYRE, 1983).

Onde:

$a \Rightarrow$ É a vazão de operação.

Então conclui-se que para cada vazão teremos uma velocidade resultante e um rendimento diferente, supondo que nosso controle de abertura tivesse 10 passos controlados, então, teríamos 10 rendimento diferentes que serão função direta da vazão.

Portanto, pode-se imaginar o controle de abertura milimétrico (amplo controle de abertura), a qual gera um aumento milimétrico de velocidade, e em consequência se gerariam infinitas curvas de rendimentos da turbina na dependência do ajuste da vazão.

3.4.3 Potência da Turbina.

O cálculo da Potência da Turbina pode-se encontrar interpolando na Figura 3.5, ou bem ser calculado utilizando a equação (3.7), (ELETROBRÁS, 2000).

$$P_T = g * Q * H_{ef} \quad (3.7)$$

Onde:

$P_T \Rightarrow$ Potência nominal da Turbina Hidráulica (kW);

$g \Rightarrow$ Constante gravitacional;

$Q \Rightarrow$ Vazão (m³/s);

$H_{ef} \Rightarrow$ Queda líquida (m).

3.4.4 Potência do Gerador.

A potência do gerador é determinada após o cálculo da potência disponível no eixo da turbina, através da equação (3.8) a seguir.

$$P_G = P_T \left(\frac{\eta_G}{\cos \theta} \right) \quad (3.8)$$

Onde:

$P_G \Rightarrow$ Potência do gerador (kVA);

$P_T \Rightarrow$ Potência da turbina (kW);

$\eta_G \Rightarrow$ Rendimento do gerador;

$\cos \theta \Rightarrow$ Fator de potência do gerador.

O rendimento do gerador pode-se obter com o fabricante do equipamento. Na falta de informações, podem ser utilizados os seguintes valores apresentados na Tabela 3.3.

Tabela 3.3 – Rendimentos Típicos em geradores.

Potência [MVA]	Rendimento [%]
1	96
10	97
30	98

O fator de potência deve ser definido em função das necessidades do sistema elétrico, o qual o gerador será ligado. Não é economicamente vantajoso no caso de sistemas isolados, utilizar geradores com fator de potência nominal abaixo de 0,80. Para o caso de geradores que operem interligados ao sistema elétrico, um fator de potência nominal de 0,90 a 0,95 é adequado.

A rotação nominal do gerador fica definida quando se estabelece a velocidade nominal síncrona de acordo com a frequência de da rede em Hz.

3.5 Avaliação econômica do projeto.

Aqui são avaliados os dados dos estudos feitos para a execução do projeto. Neste estudo é considerada se a excussão do empreendimento é economicamente rentável, considerando diversos cenários de aproveitamento do recurso.

Na atualidade continua sendo notória a participação das hidrelétricas como fonte de geração, pois segundo (ANEEL, 2004) no Brasil em 2003 se tinha registro de 517 CH em operação no país das quais, 378 eram empreendimentos de pequeno porte, totalizando estes 1129MW, representando apenas 1,48% do total gerado pela força d'água, como indicado

na Tabela 3.4. As usinas acima de 30MW correspondem ao 98,52% da capacidade elétrica instalada e registrada do país.

Tabela 3.4 – Distribuição das centrais hidrelétricas em operação por faixa de potência.

Faixa de Potência	Número de Usinas	Potência	
		MW	%
UHE(acima 30MW)	139	69,563	98,40
PCH(1 até 30MW)	230	1,048	1,48
CGH (1MW)	148	81	0.12
Total	517	70,693	100

Para o ano 2016 havia uma previsão de geração de 4.649,21MW, provenientes principalmente de UHE, se prevê atingir no ano 2019 a quantidade de 16.926,01MW, mesmos que serão anexados à produção atual. Aqui estão sendo considerados só aqueles projetos que já contam com autorizações ambientais e considerados viáveis e que já se encontram em execução, segundo ([ANEEL, 2016](#)).

3.6 Geradores de Energia Elétrica Corrente Alternada.

Um gerador é uma máquina que converte energia mecânica aplicada em seu eixo em energia elétrica. Se aplicada uma corrente no enrolamento do rotor neste, se produz um campo magnético rotacional e este induz tensões trifásicas no enrolamento do estator da máquina.

Dois termos muito utilizados dão nome aos enrolamentos da máquina, enrolamento de campo e enrolamento de armadura. Em geral o termo enrolamento de campo é utilizado para enrolamentos que produzem o campo magnético principal na máquina e os enrolamentos de armadura são aqueles nos quais a tensão gerada é induzida.

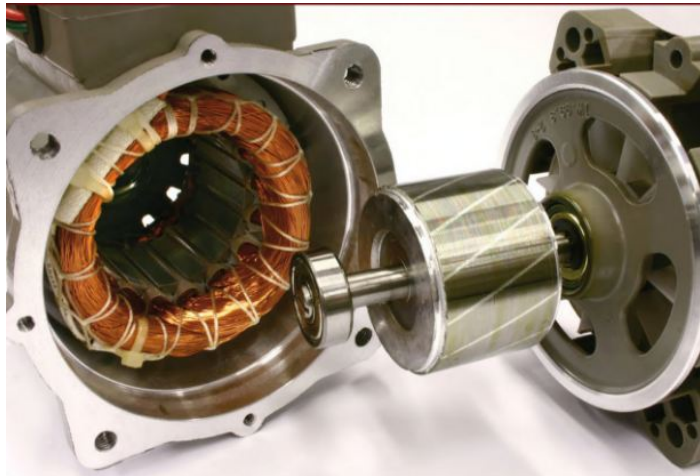
Estas máquinas se classificam pelas suas características construtivas em:

- Geradores de Indução;
- Geradores Síncronos.

3.6.1 Gerador de Indução (GI).

Existem dois tipos de máquinas de indução, a máquina com rotor bobinado e rotor gaiola de esquilo, este último funciona como motor e gerador. A máquina de indução, se converte de motor a gerador se por algum motivo seu eixo rota-se por acima da velocidade síncrona. No caso do gerador de indução rotor gaiola, seu nome é dado precisamente pelo fato da corrente de campo ser administrada por meio da indução magnética desde os

Figura 3.8 – Gerador de Indução.



Fonte: (BALBY, 2016).

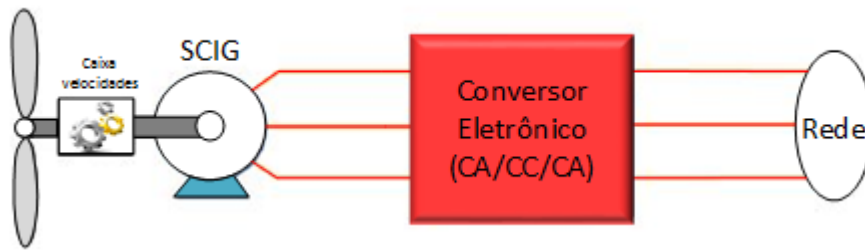
enrolamentos de estator. Construtivamente os GI tem o mesmo estator que os geradores síncronos com bobinados desfaçados 120° entre eles, porém o rotor gaiola de esquilo é totalmente diferente. Este consiste em uma série de barras condutoras inseridas em ranhuras feitas no rotor e curto circuitadas nos extremos. Estes tipos de máquinas também têm rotor bobinado. O GI é apresentado na [Figura 3.8](#).

Estes tipos de geradores vêm sendo muito empregado em sistemas de geração de pequeno porte. Os sistemas de energia renovável têm preferência destas máquinas. A principal motivação para o estudo e utilização do motor de indução como gerador elétrico foi seu baixo custo de aquisição, mínimo custo de manutenção, robustez, proteção de sobrecarga e curto circuitos.

3.6.1.1 Gerador Indução em Sistemas de Velocidade Variável.

Para conectar na rede elétrica os geradores assíncronos que trabalham em velocidade variável é necessário um conversor de potência eletrônico. Tradicionalmente as topologias mais utilizadas para a conexão do GIGAE é o conversor estático de potência plena que controla a velocidade do rotor, também conhecido como Back to Back (B2B), entre outros. O conversor proporciona o controle das potências ativa e reativa transferidas para a rede elétrica de energia. Na [Figura 3.9](#), se ilustra o esquemático da conexão entre o conversor e o gerador, num sistema geração eólico, dado que é neste tipo de aproveitamentos que têm sido mais utilizada esta topologia.

Figura 3.9 – Esquemático do GI conectado a um conversor estático.



Fonte: (MARRA; POMILIO, 2000).

O conversor utilizado nesta topologia é projetado para operar na potência nominal do sistema o qual encarece um pouco a sua implementação. Porém, o conjunto gerador opera em distintas faixas de velocidade o qual é muito atrativo para sistema de geração eólica.

Em sistemas de hidro energia com esta topologia é possível que o conjunto opere em o ponto de máxima potência, dado que o conversor se encarrega do controle da rotação do conjunto gerador. Esta rotação é ajustada para girar numa velocidade equivalente ao fluxo de água. Isto permite obter a máxima eficiência do conjunto segundo a equação (3.9) citado em (MESQUITA et al., 2011).

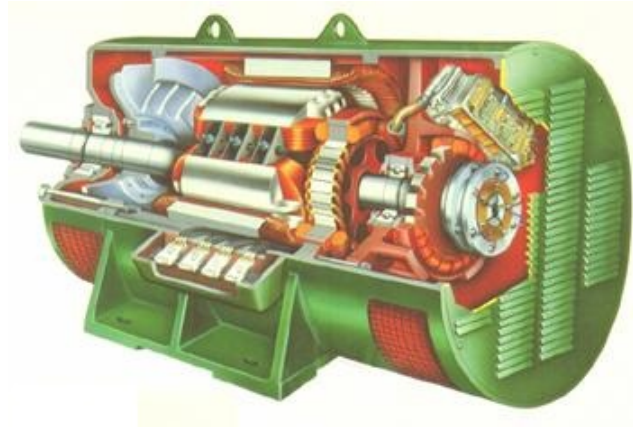
$$efficiency = 1 - |\omega - WaterFlow|^{1.25} \quad (3.9)$$

Nesta equação é mostrado que se a velocidade do eixo da turbina é o equivalente ao fluxo da vazão a eficiência será a unidade, se observa na Figura 3.7 que para cada diferente vazão existe um ponto máximo de rendimento da turbina, o que garante o máximo rendimento do conjunto.

3.6.2 Gerador Síncrono.

Estes geradores devem seu nome ao fato que eles giram na mesma velocidade (velocidade síncrona) do campo giratório. A sua construção é um pouco mais complexa que as máquinas de indução. O estator contém bobinados desfasados 120° entre eles, o rotor é construído com os polos salientes e não salientes. Porém, sempre bobinados, a excitação dos bobinados do rotor é feita por uma fonte externa ao rotor e por meio de anéis deslizes e escovas, desde uma fonte interna colocada no mesmo rotor da máquina, evitando utilizar mais peças que requererão manutenção periódica no caso dos anéis e escovilhas (CHAPMAN,), na Figura 3.10 se apresenta um gerador síncrono construtivamente.

Figura 3.10 – Esquemático construtivo do Gerador Síncrono.



fonte: (BRITO, 2016).

Os geradores Síncronos de ímãs permanentes e rotor excitado, podem operar em ampla faixa de velocidade, devido a facilidade de se construir geradores síncronos com elevados números de polos, nesse caso a caixa de transmissão pode ser eliminada e o controle de potência ativa e reativa pode ser implementado. Entretanto, é necessário utilizar um conversor de potência, o qual deve ser dimensionado considerando a potência nominal do gerador, segundo o citado em (SANTOS, 2015).

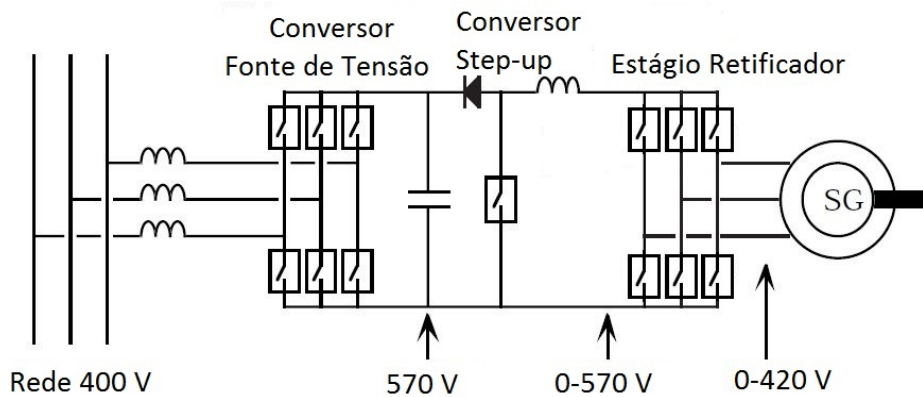
3.7 Conversor de Frequência.

Os conversores de frequência são muito empregados em sistemas de geração eólica, onde a operação a velocidade variável influencia muito no rendimento geral do sistema. Estes podem ser caracterizados como comutados pela rede ou auto comutados. Os conversores auto comutados são fonte de corrente ou conversores de fonte de tensão.

Os conversores auto comutados se tornaram interessantes dado que a perturbação que provocam na rede pode ser reduzida a níveis baixos, usando frequências de comutação altas, até vários kHz. Os harmônicos podem ser filtrados mais facilmente do que para um conversor de tiristor comutado em rede. O controle do fluxo de potência reativa é possível para este tipo de inversor tornando mais fácil conectá-los a redes fracas. Estes conversores auto comutados usam a técnica de modulação de largura de pulso (PWM) para reduzir os harmônicos.

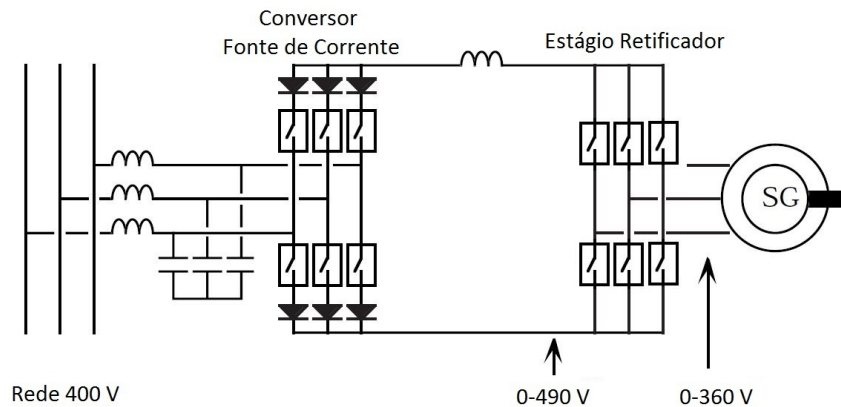
Hoje o conversor de fonte de tensão é o tipo mais usual. Do lado da rede, ele deve ter uma tensão constante no capacitor de corrente contínua o qual é maior do que a tensão de pico da rede. O gerador não é capaz de gerar uma alta tensão constante a

Figura 3.11 – Topologia Conversor Fonte de Tensão.



Fonte: Adaptado de (GRAUERS, 1994).

Figura 3.12 – Topologia Conversor Fonte de Corrente.



Fonte: Adaptado de (GRAUERS, 1994).

baixa velocidade, portanto, um conversor de dc-dc step-up deve ser usado para aumentar a tensão de saída do estágio retificador, na Figura 3.11 se apresenta a topologia de um conversor fonte de tensão .

O conversor fonte de corrente de comutação automática é capaz de alimentar a rede a partir de tensões muito baixas. Uma vez que a rede é um sistema de tensão rígida (variações mínimas) o conversor fonte de corrente é uma ótima escolha. A desvantagem do inversor de fonte de corrente é uma eficiência menor do que a do conversor de fonte de tensão, a topologia deste conversor é apresentada na Figura 3.12.

Os Conversores são desenvolvidos empregando tiristores (GTO) o transistores de potência (MOSFET, IGBT) na Tabela 3.5 é mostrador uma estratificação mais detalhada destes equipamentos.

Tabela 3.5 – Conversor Estático dada a sua Potência e tipo de Fonte.

Tipo de Máquina	Conversor enlace DC				Cicloconversor com linha comum
	Conversor fonte de Tensão		Conversor fonte de Corrente		
	Transistor (IGBT)	Tiristor (GTO)	Tiristor (GTO) Potência Comum	Tiristor (GTO) Fase Comum	
Máquina síncrona com imas permanentes (MSIP)	Baixa Potência (10kW) Alto rendimento em servo máquinas	Média Potência (1MW), alta densidade de Potência			
Motor de relutância	Potência Baixa a Média (100kW)				
Máquina de Indução Rotor Gaiola de Esquilo (MIRGE)	Potência Média (<1MW) Alta Velocidade	Média e Alta Potência (2MW), Torque	Alta Potência (4MW)		Alta Potência (7.5MW) Baixa Velocidade
Máquina de indução rotor bobinado, duplamente alimentada		Alta potência (2MW)		Alta Potência (20MW)	Alta Potência (100MW)
Máquina síncrona com Excitação independente (MSEI)				Alta Potência (100MW), alta velocidade	Baixa Potência (5MW), Baixa velocidade

Fonte: (LEONHARD,).

Observa-se na tabela, a estratificação de acordo ao tipo de máquina e potência, além, acrescenta informação de características relevantes como, potência, velocidade, densidade de potência, torque e rendimento, relacionados com as máquinas onde são empregados.

A aplicação de convertedores estáticos de potência é feita, gerando tensões trifásicas de amplitude e frequência variável, condição necessária para manter todas as velocidades do rotor em baixa frequência, o qual constitui uma condição prévia para uma eficiência global aceitável do acionamento. Converteedores deste tipo estão disponíveis na atualidade empregando tiristores de porta controlada (GTO), ou transistores de potência comutados (MOSFET e IGBT), mas a complexidade e custo do equipo, o controle do convertedor em alguns casos ainda excede o custo dos convertedores de comutação de linha de qualificação similar, em outros casos o custo do convertedor pode-se recuperar pelo custo reduzido do motor ou gerador segundo seja o caso.

3.8 Conclusão.

Compreender os conceitos básicos dos elementos chaves que compõe os sistemas de geração nas centrais hidrelétricas, enquadramento legal, comportamentos caraterísticos, variáveis que atuam na formulação básica. Enfim, compreender a natureza destes empreendimentos, torna-se relevante, dado que qualquer desconsideração poderá refletir-se de forma negativa nos resultados obtidos. Estas considerações partem dos raciocínios básicos para uma correta avaliação do recurso e o seu potencial referente ao rendimento o qual possa se obter depois de uma hipotética intervenção de repotencialização. Sabe-se que dado o potencial do recurso em estudo, cada empreendimento terá um dimensionamento específico, em condições específicas, cada empreendimento terá um rendimento associado aos parâmetros e condições de operação, cabe ressaltar que cada empreendimento antes da sua implantação passa por estudos mais profundos em termos de avaliação que determinaram com maior precisão potencial do recurso.

CAPÍTULO 4

METODOLOGIAS DE GERAÇÃO EM MCH.

Avanços tecnológicos têm possibilitado o aumento do rendimento dos empreendimentos hidrelétricos de forma geral, com o aperfeiçoamento das técnicas de geração neles utilizadas. No caso das mCH, prevê-se que a utilização de técnicas oriundas de sistemas a velocidade variável possa acrescentar um ganho no rendimento significativo destes sistemas de geração. Neste capítulo se definirão os conceitos das metodologias de geração convencional e metodologia proposta focadas para mCH, se descreveram cada um dos equipamentos que interferem sensivelmente no rendimento geral do conjunto gerador, se observará que segundo o regime de operação destes equipamentos dependerá o rendimento geral do empreendimento hidrelétrico.

4.1 Classificação das Metodologias.

A utilização de fontes de energia renovável, foram alvo de pesquisas e implementações em meados dos anos oitenta, até a redução dos preços do petróleo, que desestimulou sua difusão (CERPCH, 2017). Entretanto, esta temática tem recebido novo impulso com a evolução da tecnologia, com maior reconhecimento de suas vantagens e promoção, que aliado a importantes mudanças nos aspectos legais e novas metodologias de geração, constitui-se atualmente em uma área de grande dinamismo e de atraente interesse técnico-econômico.

Diversos estudos e propostas têm sido apresentadas, algumas propondo a utilização de novos elementos em mCH, propostas de controle da vazão, turbinas de baixas velocidades, turbinas com ajuste nas pás, geradores de indução acompanhados da eletrônica de

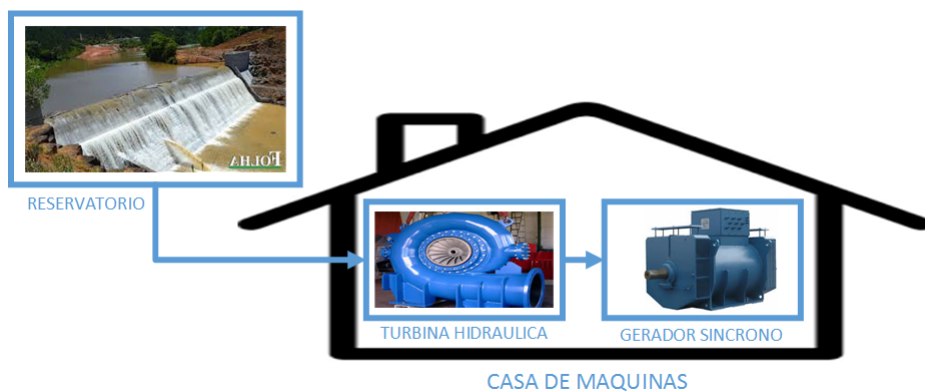
potência, e entre outras. O intuito de cada proposta tem como objetivo de acrescentar a viabilidade destes empreendimentos, com a melhora nos rendimentos dos mesmos. Neste trabalho de dissertação, por propósitos comparativos, se classificaram em:

- Metodologia Convencional;
- Metodologia Proposta;

4.2 Metodologia Convencional.

O termo Metodologia Convencional, faz referência àqueles empreendimentos tradicionais, que utilizam geradores síncronos, dado que a grande maioria dos sistemas de geração hidrelétrica empregam este tipo de máquina. Em muitas referências também é abordada como a topologia típica ou convencional. Em mCH os GS são acoplados a turbinas hidráulicas conformando aquilo que conhecemos como conjunto gerador. Na [Figura 4.1](#) se apresenta o esquemático desta metodologia.

Figura 4.1 – Esquemático da Metodologia Convencional.



Fonte: O Autor (2017).

Basicamente, as mCH são compostas por uma fonte do recurso natural que dá origem ao reservatório, ali encontra-se o vertedouro que conduz o excesso de água do reservatório ao curso do rio, em algumas usinas desde o reservatório, se conduz o recurso por um canal de adução que leva a água até o canal de carga. Em outras esta recâmara de carga encontra-se no mesmo reservatório (pé de presa), de onde a água é conduzida por canos até a turbina hidráulica. Por meio desta acontece a primeira conversão de energia, pois a turbina converte a energia cinética d'água em energia mecânica rotacional, fazendo girar ao gerador síncrono que se encontra acoplado nela pelo eixo comum. A

água segue em direção ao canal de fuga no nível mais baixo, na jusante⁸ e então a água turbinada é retornada ao fluxo de água do rio, voltando assim ao seu curso natural. O gerador se encarrega de fazer a segunda transformação de energia mecânica proveniente do eixo da turbina em energia elétrica, toda esta transformação acontece na denominada casa de máquinas, que é onde se resguardam os componentes eletromecânicos. Na parte de fora da casa de máquinas, encontra-se o transformador elevador de tensão, depois de elevar a tensão, a potência gerada é injetada nas redes, normalmente de alta ou média Tensão, também é comum encontrar topologias nas quais a saída do gerador alimenta diretamente as cargas por meio de redes de baixa tensão, nestes casos é desconsiderada a instalação do transformador. É importante destacar que em cada uma das transformações de energia têm-se perdas como resultado dos rendimentos característicos de cada estágio de transformação.

4.2.1 Componentes chaves de uma mCH.

Vamos partir esta abordagem fazendo uma subdivisão do conjunto gerador, serão considerados o Sistema Hidráulico, o Gerador Síncrono. A carga representara neste caso, a potência gerada e disponível nos terminais do gerador, na [Figura 4.2](#) se apresentam estes sistemas.

Figura 4.2 – Subsistemas do grupo gerador.



Fonte: O Autor (2017).

A seguir serão descritos estes componentes e as características de interesse dos subsistemas apresentados anteriormente.

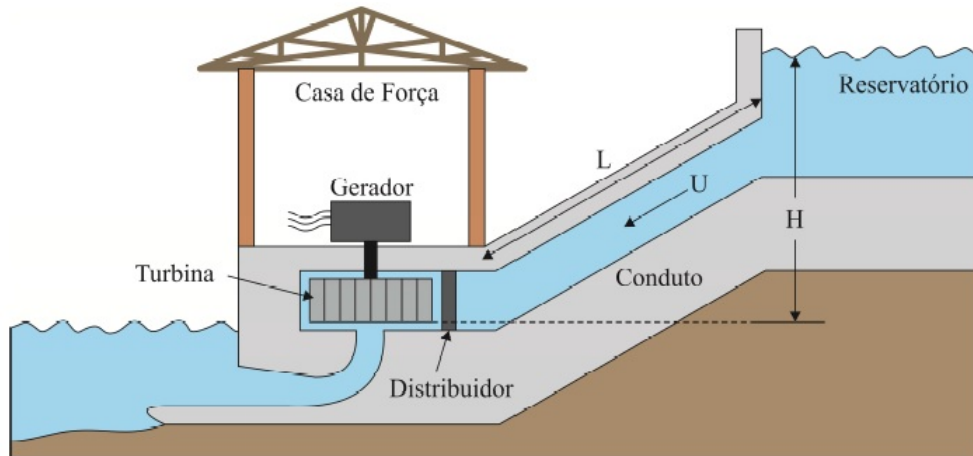
4.2.1.1 Sistema Hidráulico.

A turbina hidráulica representa um elemento muito importantes de uma mCH. As turbinas hidráulicas são projetadas para transformar a energia hidráulica de um fluxo de

⁸ O termo Jusante, é o fluxo normal da água, de um ponto mais alto para um ponto mais baixo, também utilizado o termo "aguas abaixo"

água, em energia mecânica. O sistema hidráulico contempla as estruturas do reservatório e conduto forçado, bem como a turbina hidráulica e atuadores de vazão d'água, como mostrado na [Figura 4.3](#).

Figura 4.3 – Esquemático do Sistema Hidráulico.



Fonte: Adaptado de(SCHERER, 2012).

A água entra pela tomada localizada na montante⁹ da usina hidrelétrica e é levada por meio de um conduto forçado até a entrada da turbina. Ali a água passa por um sistema de palhetas ou guias móveis (dependendo o tipo de turbina) que controlam a vazão volumétrica fornecida à turbina. O controle da potência é feito pela abertura ou fechadura das paletas, desta forma a energia potencial do recurso, é transferida para o rotor na forma de rotação. Por este fato a água na saída da turbina estará a uma pressão bem menor do que a inicial.

Como se abordou anteriormente, a transformação de energia não acontece de maneira invicta, ou seja, têm-se uma perda de energia no processo, partindo desse fato, o termo de rendimento toma maior relevância, representado pela letra (η) o rendimento expressa a fração da energia total da fonte de energia primária (no caso a água) que é convertida em energia útil (caso da potência de eixo). As principais causas da perda de energia nas turbinas são:

- Perdas hidráulicas, a água tem que sair da turbina com alguma velocidade, e esta quantidade de energia cinética não pode ser aproveitada pela turbina;
- Perdas mecânicas, estas são originadas por atrito nas partes móveis da turbina e calor perdido pelo aquecimento dos mancais.

⁹ O termo Montante, em hidrologia, representa um ponto de referência e tudo que está acima desse ponto, diz-se que se situa a montante

4.2.1.2 Métodos de monitoramento do rendimento.

A precisão na determinação do rendimento de turbinas hidráulicas é fundamental para o comissionamento das mesmas. Valores de rendimento abaixo do esperado podem inviabilizar economicamente o empreendimento. Além disso, o conhecimento do rendimento em tempo real das máquinas hidráulicas permite a otimização dos despachos de energia elétrica pelos centros de operação do sistema (ANDRADE et al., 2014).

Quanto ao rendimento, existem diversos métodos de estimação. Em (DIXON et al.,), o rendimento se apresenta como uma função da velocidade específica da turbina Ω_{sp} , dada pela equação (4.1).

$$\Omega_{sp} = \frac{\Omega \sqrt{P/\rho}}{(gH_E)^{5/4}} \quad (4.1)$$

Onde:

$P \Rightarrow$ Potencia disponível no eixo;

$\rho \Rightarrow$ Densidade d'água;

$\Omega \Rightarrow$ Velocidade rotacional [rad/s];

$g \Rightarrow$ Aceleração gravitacional [m^3/s];

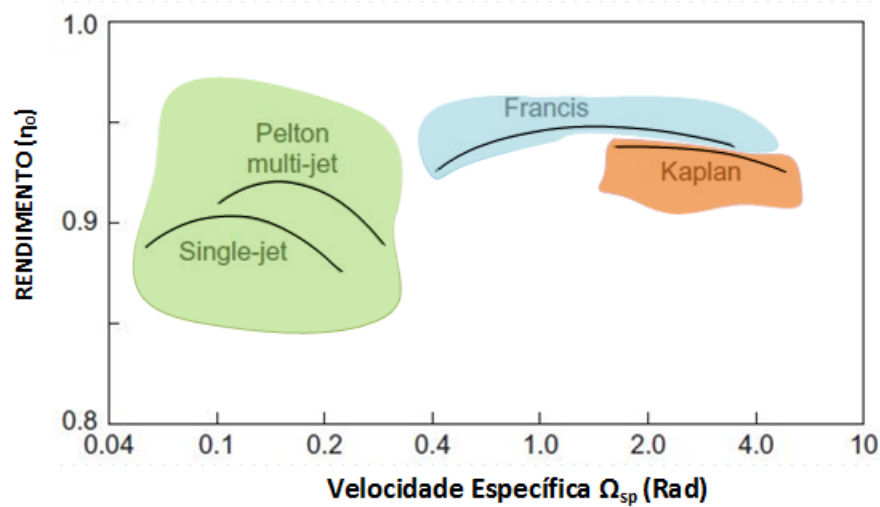
$H \Rightarrow$ Altura específica [m].

A partir dessa consideração (DIXON et al.,), apresenta na Figura 4.4 o rendimento de algumas turbinas segundo o tipo e suas velocidades específicas. A turbina Pelton mostra uma eficiência de 92,5% com uma $\Omega_{sp} \cong 0,2$, e uma eficiência entre 95-96% com uma $\Omega_{sp} \cong 1 - 2$ em uma turbina Francis. Cabe ressaltar que estes resultados apresentados poderão mudar sensivelmente para cada caso, segundo sejam as condições características de operação.

Algumas referências expõem dados do rendimento máximos previamente fixados segundo dados típicos. Turbinas modernas têm uma eficiência entre 85% e 95%, o qual poderia variar conforme a vazão de água e a queda líquida segundo (ARAÚJO, 2010). Destaca-se que estes dados típicos variam, de referência em referência. Sem se considerar as diferenças entre referências, a maioria delas coincidem e recomendam realizar a modelagem em um modelo reduzido da turbina e avaliar o desempenho da mesma, e por meio de testes controlados em laboratório, obter resultados mais próximos daqueles que serão na prática. Outra prática entre as recomendações é realizar medições dinâmicas no local para estimar a eficiência, utilizando metodologias para o cálculo, como a metodologia Winter Kennedy⁹. A seguir serão apresentadas algumas considerações e metodologias aplicadas na estimação do rendimento de uma turbina hidráulica.

⁹ Método de medição da vazão que passa por uma turbina, este método é utilizado para o cálculo do rendimento da turbina

Figura 4.4 – Rendimento típico de turbinas hidráulicas segundo a velocidade específica.



Fonte: (DIXON et al.,).

Segundo (ANDRADE et al., 2014), no processo de levantamento das curva de rendimento das turbinas hidráulicas é necessário determinar os elementos que compõem a seguinte expressão:

$$N = Q * H * \gamma_w * \eta \quad (4.2)$$

Onde:

$N \Rightarrow$ Potência elétrica [MW];

$Q \Rightarrow$ Vazão [m^3/s];

$H \Rightarrow$ Altura da queda livre [m];

$\gamma_w \Rightarrow$ Peso específico da água [Kgf/ m^3];

$\eta \Rightarrow$ Rendimento bruto.

Os valores de N , H , e g na equação (4.1), são determinados com boa precisão. Desta forma, a curva de rendimento levantada a partir desses dados depende fortemente do método de medição da vazão. Para serem aplicados, os métodos de medição de vazão devem ser apropriados às característica das instalações pois a aplicação deles obedecem algumas restrições, na Tabela 4.1 apresenta-se alguns destes métodos, empregados comumente.

Tabela 4.1 – Métodos de medição de vazão.

Métodos				
Método	Precisão	Interferência da qualidade da água	Dificuldades	Diâmetro de aplicação
Winter Kennedy	± 1 a 3%	Baixa	Necessidade do modelo reduzido	Qualquer
Tubos de Pitot	$\pm 1,5\%$	Baixa	Baixa pressão operacional; Dificil inserção	Acima de 200mm
Molinetes	$\pm 5\%$	Baixa	Dificil inserção, Calibração, Baixa precisão	Acima de 1,2m
Gibson-pressão por tempo	$\pm 1,5\%$	Baixa	Parada obrigatória da máquina; trechos grandes retos; Medir vazamentos.	Acima de 3m
Magnético	0,5 a $\pm 2\%$	Baixa	Alto custo de fabricação, Manutenção especializada.	25 a 3000mm
Ultra-Sônico	0,5 a $\pm 2\%$	Baixa	Alto custo de fabricação, Manutenção especializada.	Mínimo 12mm

Fonte: (ANDRADE et al., 2014).

Para a implementação destas metodologias, se levam em consideração:

- Viabilidade da implementação;
- Interferência no funcionamento da unidade;
- Relação custo x benefício;
- Tipo de utilização (permanente x ensaio).

A obtenção dos valores do rendimento das turbinas hidráulicas permite ao operador aferir o rendimento proposto pelo fabricante. O conhecimento do rendimento “*on-line*” das máquinas hidráulicas é aplicado na otimização dos despachos de energia elétrica pelos centros de operação do sistema ou bem pela operação e exploração ótima dos recursos primários como do conjunto gerador no local.

Finalmente, podemos concluir que o rendimento de uma turbina é monitorado mediante medições, partindo de um rendimento especificado pelo fabricante, e sob as condições particulares de operação da máquina hidráulica. A escolha do tipo de turbina a ser utilizada num dado potencial hidrelétrico é inicialmente baseada nos dados de queda de referência e vazão de referência disponíveis no local de implantação da usina. Podendo ser efetuada esta escolha através da utilização de diagramas conforme ilustrado na [Figura 3.5](#), ou dados similares, usualmente disponibilizados pelos fabricantes destes equipamentos.

Na metodologia convencional a turbina deve se manter girando a velocidade constante para qualquer vazão de entrada, esta restrição é imposta pela rede e pelos polos do gerador, dado que o gerador comumente utilizado é síncrono, segundo os fabricantes e o mostrado na [Figura 3.6](#), a turbina é projetada para obter o seu máximo rendimento numa vazão específica de projeto. Porém quando é preciso que a turbina trabalhe fora dessa vazão de projeto por qualquer motivo, por exemplo, em período da seca ou em situações onde ou parâmetros de desenho encontram-se desfaçados ou fora das características projetadas inicialmente (empreendimentos velhos), estas situações obrigam ao conjunto a operar fora da vazão de projeto, sendo então esta a principal causa da caída no rendimento destes sistemas de geração.

4.2.1.3 Rendimento por Método de Modelo Reduzido.

Para uma melhor aproximação nos resultados apresentados no próximo capítulo, foi preciso ter uma referência do comportamento apresentado por uma turbina operando tanto a velocidade constante como a velocidade variável. Neste contexto, serão utilizados os dados experimentais obtidos no trabalho de dissertação elaborado por ([ALVES, 2010](#)). Estes resultados mostram o comportamento típico aproximado que uma turbina teria em escala real, serão estes resultados considerados como característicos para a turbina que está sendo empregada no caso de estudo desenvolvido no próximo capítulo. Na [Tabela 4.2](#), se apresentam as características base da bomba empregada no modelo reduzido.

Tabela 4.2 – Características da turbina como modelo reduzido.

Turbina modelo EHF50.16S				
Rotor (mm)	Pressão (mca)	Vazão (m^3/h)	Velocidade (rpm)	Rendimento(%)
165	11	30	1750	60

Fonte: ([ALVES, 2010](#)).

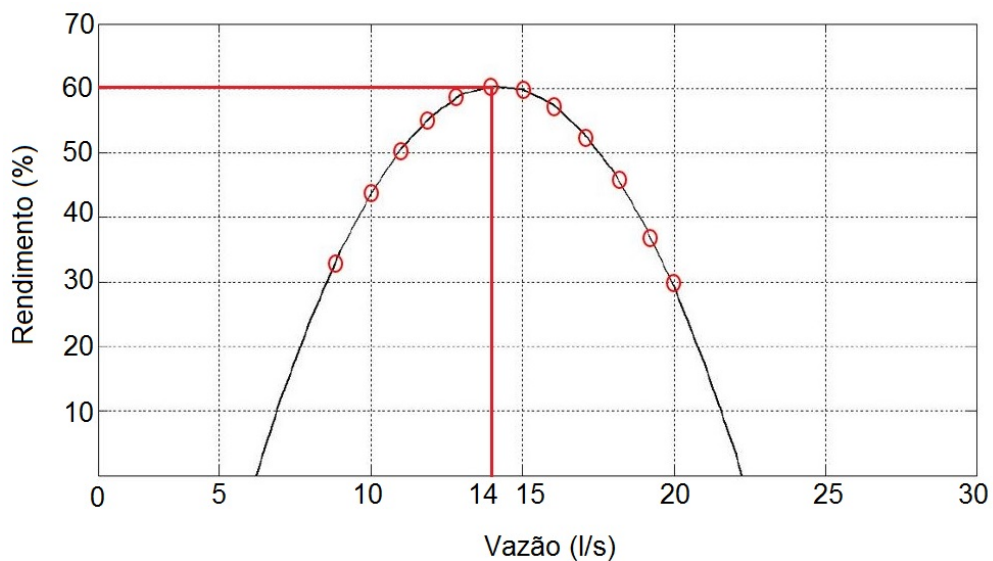
A metodologia empregada no modelo reduzido parte do mesmo raciocínio que o método de monitoramento do rendimento, onde são considerados conhecidos os valores de g , N , e H , embutidos na equação [4.2](#) e com as medições de vazão e pressão empregando a bancada apresentada no anexo **A**, são finalmente reconstruídas as curvas características da turbina.

4.2.1.4 Ponto de Máximo Rendimento.

O ponto de máximo rendimento é obtido com ajuda do método do modelo reduzido realizado em ([ALVES, 2010](#)), por tratar-se de um procedimento experimental com medições reais, em condições de similares as de operação de uma turbina em escala real,

resulta uma ótima referência para a turbina Francis empregada no estudo de caso. Na metodologia convencional a turbina opera em velocidade constante (1800rpm). A curva obtida experimentalmente da turbina em questão utilizando o método do modelo reduzido, é mostrada na [Figura 4.5](#).

Figura 4.5 – Característica de Rendimento x Vazão da Turbina EHF50.16S.



Fonte: (ALVES, 2010).

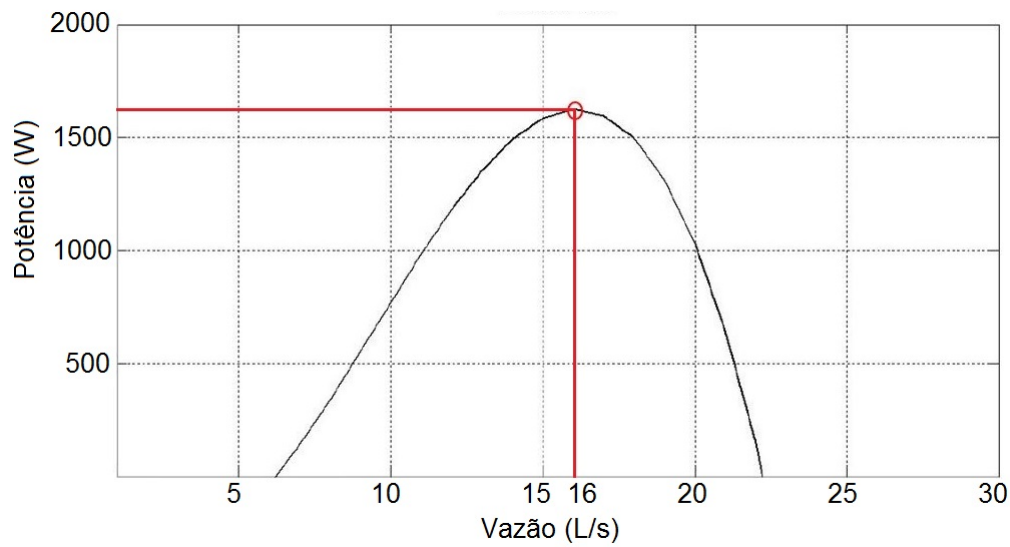
Nos resultados da prova de laboratório, simulando a operação da turbina em velocidade constante ou síncrona (1800rpm), se determinou que a vazão de 14 (l/s), a máquina hidráulica opera no rendimento máximo (60%).

4.2.1.5 Ponto de Máxima Potência.

A seguir, apresenta-se a curva de potência por vazão para 1800rpm, na [Figura 4.6](#). Deve notar-se que o ponto de máxima potência ocorre em uma vazão diferente da vazão (Q_t). Isto se deve à característica típica deste tipo de turbina apresentada na [Figura 3.6](#), onde destaca-se que a vazão de máximo rendimento difere da vazão de máxima potência.

Para melhor compreensão dos dados resultantes dos pontos de máximo rendimento e máxima potência contidos nas curvas correspondentes, foram extraídos, resumidos e apresentados na [Tabela 4.3](#).

Figura 4.6 – Característica de Potência x Vazão da Turbina EHF50.16S.



Fonte: Adaptado de (ALVES, 2010).

Tabela 4.3 – Resultados do modelo reduzido da turbina.

Turbina modelo EHF50.16S		
Vazão (m^3/h)	Rendimento (%)	Potência (kW)
9	0,37	588
10	0,45	795
11	0,52	1010
12	0,57	1208
13	0,59	1354
14	0,60	1483
15	0,59	1563
16	0,57	1610
17	0,52	1561
18	0,45	1430
19	0,37	1241
20	0,28	989

Fonte: Adaptado de (ALVES, 2010).

Partindo destes resultados serão adaptados os níveis de rendimentos existentes no empreendimento em estudo, exposto na frente.

4.2.2 Rendimento do Gerador Síncrono.

A eficiência do gerador está ligada as condições de operação da máquina, aspectos construtivos. Matematicamente é possível expressar a eficiência como a razão entre a sua

potência de saída e a potência de entrada, segundo como se apresenta na equação (4.3).

$$\eta_G = \frac{P_{entrada}}{P_{saida}} \quad (4.3)$$

Outro método comumente utilizado no cálculo da eficiência nos GS, baseia-se na segregação das perdas, estas são facilmente obtidas mediante ensaios de laboratório. As perdas totais da máquina se estratificam em:

1. Perdas a vazio.

- Perdas Mecânicas.
- Perdas Magnéticas.

2. Perdas em curto-circuito.

- Perdas no Cobre.
- Perdas Suplementares.

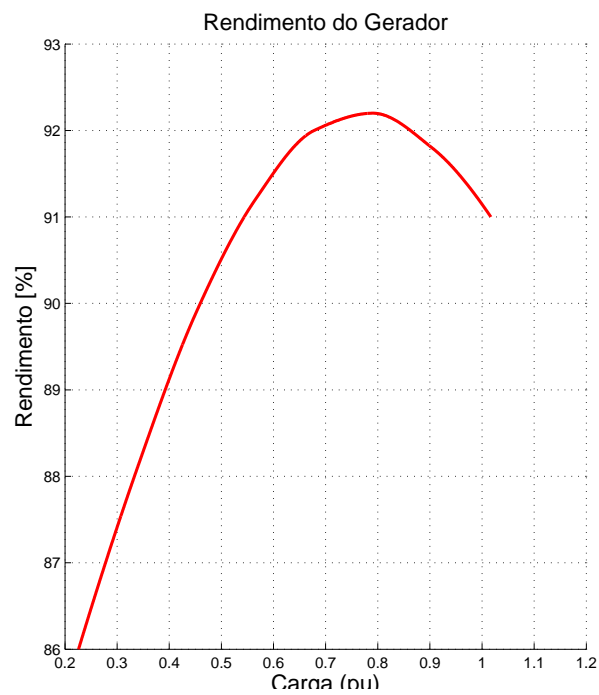
Estas perdas atuam, diretamente no desempenho do gerador, porém, dada a importância desta máquina, desde seu descobrimento em 1831, muitos esforços têm sido empregados na procura contínua da máxima eficiência do GS, na [Figura 4.7](#), se apresenta curva típica de rendimento de uma máquina de geração síncrona.

A figura acima representa o comportamento típico de uma máquina síncrona. O mesmo será empregado e modeladas as características típicas do gerador utilizado no estudo de caso.

4.2.3 Rendimento geral da MC.

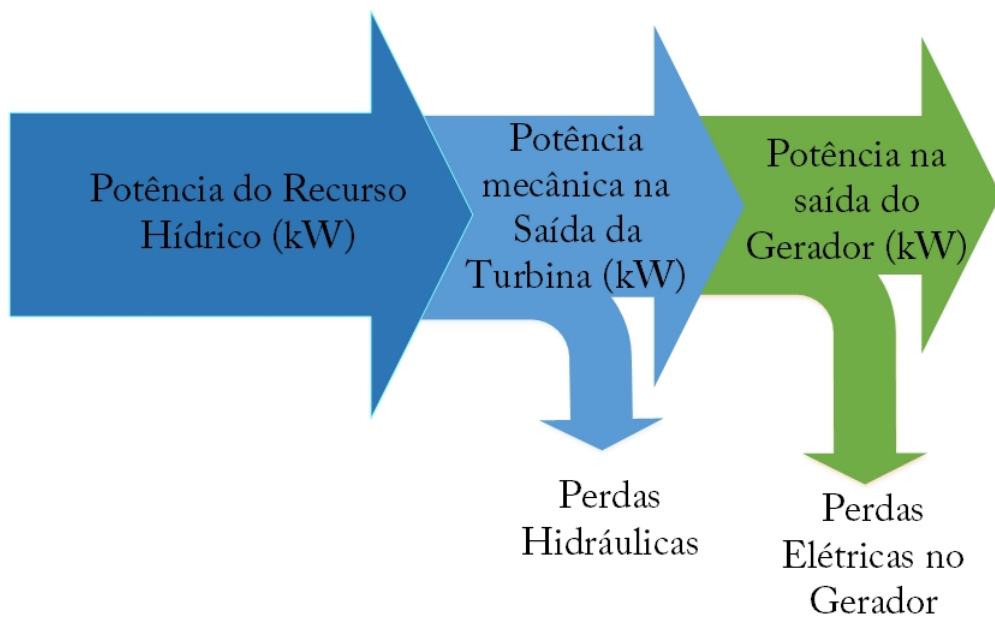
Para efeitos de demonstração, será calculada a potência gerada com a simulação da MC, levando em consideração os rendimentos do conjunto gerador. Na análise do rendimento geral, a principal consideração na metodologia convencional será a operação à velocidade constante de 1800rpm. Na [Figura 4.8](#), mostram-se as perdas que intervêm na metodologia convencional e que definirão qual será a potência disponível na saída do gerador.

Figura 4.7 – Eficiência Típica do GS.



Fonte: (ALVES, 2010).

Figura 4.8 – Diagrama de Rendimentos, Metodologia Convencional.



Fonte: O Autor (2017).

Como mostrado, o rendimento do conjunto é função das perdas, podendo ser calculado pela relação da potência de entrada e da potência de saída, como mostrado na equação (4.3).

4.3 Metodologia Proposta (MP).

A Metodologia proposta é oriunda de sistemas eólicos de geração. O intuito desta metodologia é colocar a turbina em operação a velocidade variável e aproveitar o máximo rendimento da mesma em todas as vazões de operação. A MP basicamente se diferencia da MC, na utilização do conversor estático de potência conectado na saída do gerador síncrono. O conversor além de fazer de controle para o GS, serve como enlace entre o GS e a rede elétrica. O conversor atua no controle do torque do gerador. A potência na saída do gerador é alternada, sendo convertida em corrente contínua pelo retificador embutido no conversor, esta potência passa pelo barramento c.c. apresentado na Figura 3.11, com o símbolo de um capacitor, após a energia pelo estágio inversor do lado da rede. Neste caso o inversor será encarregado de fazer a inversão da potência gerada, injetando-a à rede com magnitude de tensão e frequência fixada pela mesma rede na qual o sistema encontra-se interligado.

O conversor de frequência é a peça chave para conseguir atingir o ponto de máxima potência transferida ou pelas siglas em inglês (MTTP) no conjunto gerador, com o qual se espera demonstrar um ganho no rendimento geral do empreendimento, se comparado com a metodologia convencional. Na Figura 4.9, apresenta-se o diagrama da topologia da MP.

Figura 4.9 – Esquemático da Metodologia Proposta.



Fonte: O Autor (2017).

Serão mostradas as considerações dos subsistemas hidráulicos e elétricos, dado que é esperado que cada elemento destes subsistemas (turbina e gerador), comportem-se sob diferente regime de operação a velocidade variável. A diferença nas topologias

apresentadas é apenas o conversor empregado entre o gerador e a carga, o que acrescenta mais uma perda no conjunto gerador. Espera-se que não seja significativa em unidades percentuais se comparadas ao ganho esperado no sistema hidráulico.

Na [Figura 4.10](#), se apresentam os subsistemas a serem considerados na modelagem da metodologia proposta.

Figura 4.10 – Subsistemas considerados na Metodologia Proposta.



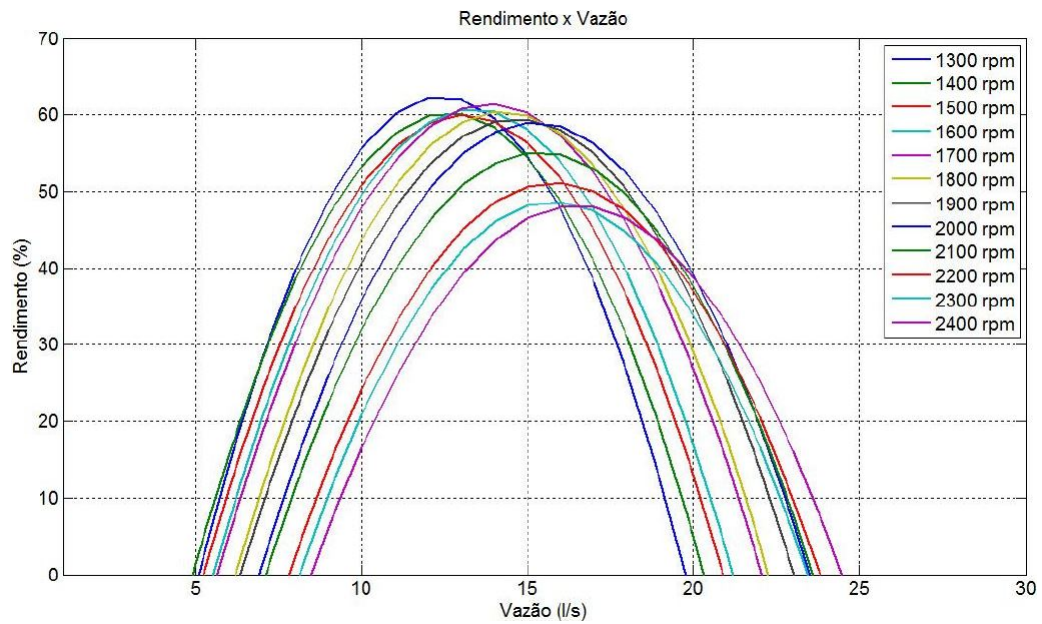
Fonte: O Autor (2017).

4.3.1 Sistema Hidráulico a Velocidade Variável.

Esta metodologia, expõe a utilização da turbina a velocidade variável. Por meio da implementação do modelo reduzido, foi possível aproximar o comportamento da turbina hidráulica que se encontra no empreendimento hidrelétrico do estudo de caso. O foco deste teste é a determinação do ponto de máxima eficiência da máquina hidráulica em cada vazão de operação, ou seja, aqueles pontos de máximo rendimento característico da turbina em cada velocidade. Os dados apresentados a seguir, são dados reais, obtidos das provas feitas em na bancada de provas devidamente referenciado anteriormente. Nestes testes foi utilizada a mesma bomba modelo EHF50.16S, trabalhando como turbina a velocidades variáveis.

Os resultados são mostrados na [Figura 4.11](#). Neles se apresenta o rendimento da turbina hidráulica em função da vazão e a rotação no eixo em rpm. Observe que encontram-se curvas com um maior rendimento que aquele correspondente à rotação síncrona (1800rpm, curva amarela). Neste grupo de curvas também é possível analisar que as vazões e os pontos de máxima potência das rotações de 1400, 1500, 1600rpm, estão contidas dentro do ponto de ótima rotação 1300rpm. Seguindo esse raciocínio, será possível reproduzir uma curva única dos pontos de máximos rendimentos do grupo de curvas.

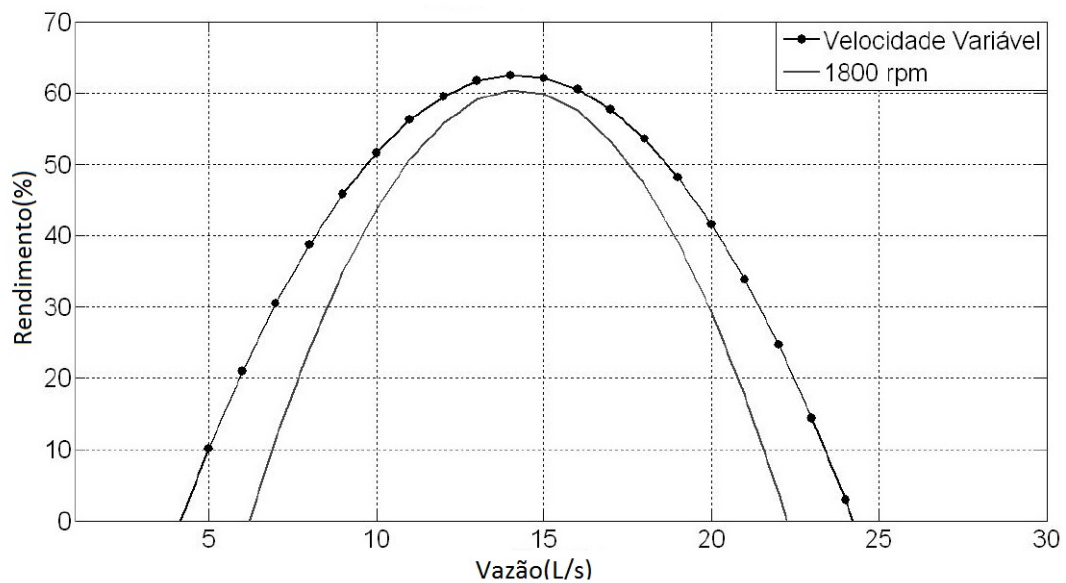
Figura 4.11 – Curvas características do modelo reduzido operando a velocidade variável.



Fonte: (ALVES, 2010).

A curva única foi reconstruída empregando as curvas correspondentes as rotações de 1300, 1700, 2000, 2400rpm, nelas se apresentam os máximos rendimentos do teste. A curva unica é apresentada na Figura 4.12.

Figura 4.12 – Curva única, Turbina em velocidade variável e velocidade constante.



Fonte: (ALVES, 2010).

Na curva resultante mostra-se o ganho no rendimento obtido quando a turbina hidráulica opera com velocidades variáveis quando comparado com o sistema a velocidade síncrona, sendo este ganho apresentado uma das principais motivações para o estudo da metodologia proposta.

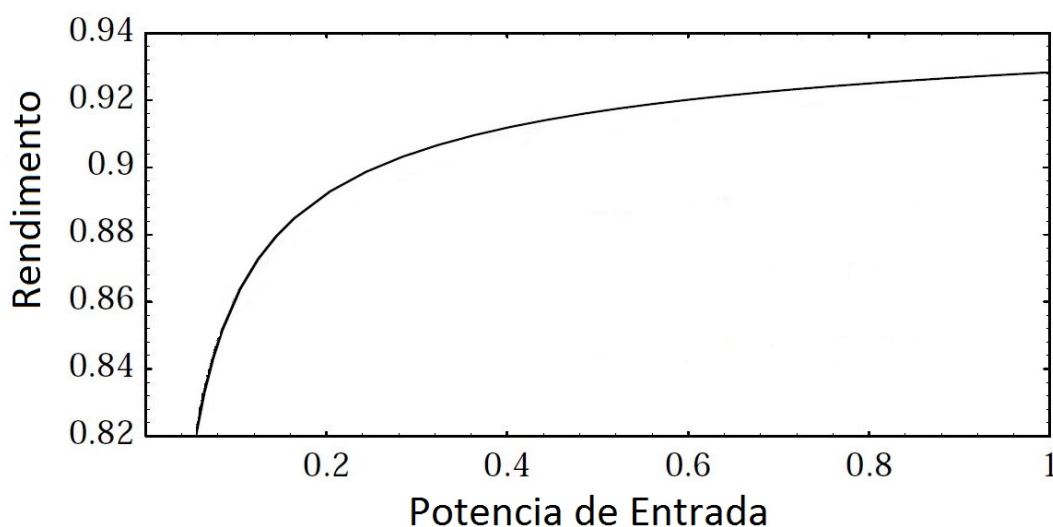
Estas curvas experimentais do modelo reduzido exposto em (ALVES, 2010), serão adotadas como o comportamento característico da turbina Francis que será utilizada no estudo de caso deste trabalho.

4.3.2 Rendimento do GS à velocidade variável.

Para geradores de c.a. conectados à rede, apenas algumas poucas velocidades fixas podem ser usadas. Estas velocidades são determinadas pela frequência da rede e pelo número de pares de polos do gerador. Em sistemas de velocidade variável como os sistemas eólicos, a escolha da velocidade do gerador não se restringe à escolha do número de pares de polos. A frequência do gerador também pode ser escolhida livremente. Por exemplo, um gerador de quatro polos pode ser usado a 1200rpm e uma frequência de 40Hz ou a 1800rpm e 60Hz. Um gerador de seis polos também pode ser usado a 1800rpm e a frequência é então de 90Hz.

Será empregada a curva de rendimento do gerador e conversor apresentada na Figura 4.13. Esta curva foi obtida da referência (GRAUERS, 1994), onde foi modelada a operação do GS com conversor operando em um sistema a velocidade variável.

Figura 4.13 – Rendimento Gerador síncrono e conversor em sistema a velocidade variável.



Fonte: Adaptado de (GRAUERS, 1994).

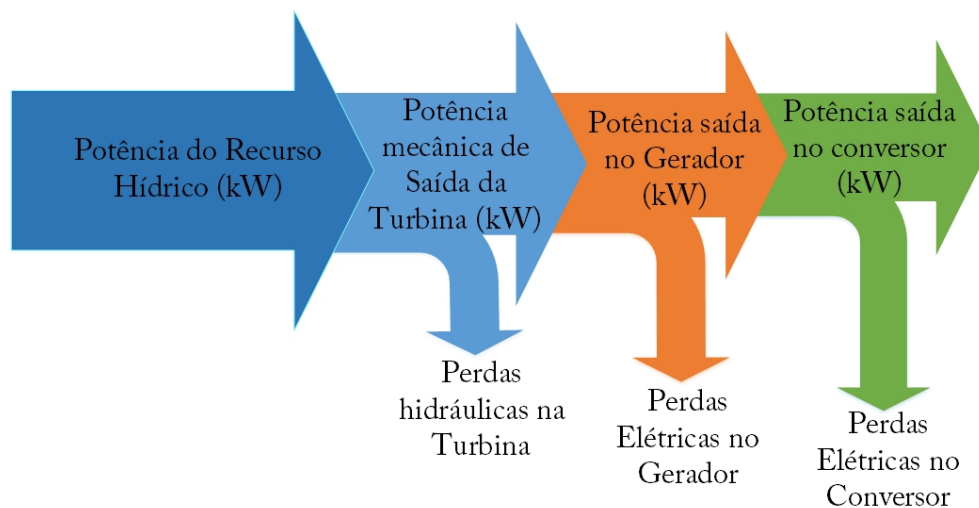
A partir do modelo de perdas pode ser visto que a eficiência do gerador muda a

velocidade variável, pois quando a velocidade é alterada o fluxo também será modificado, em virtude de cada condição. No caso quando a potência do gerador é mantida constante em qualquer velocidade, a tensão e corrente da armadura são mantidas constantes. Para conseguir manter estas grandezas constantes, o fluxo do gerador terá que ser inversamente proporcional à velocidade do gerador. Uma vez que a corrente é constante, as perdas no cobre do enrolamento da armadura permanecem constantes, as perdas por atrito geralmente são aproximadas ao cubo da velocidade. Entretanto, em condições onde o fluxo é reduzido (rotações altas), as perdas por histerese, as perdas de corrente de Foucault são reduzidas, além das perdas no enrolamento de campo devido ao fluxo reduzido (GRAUERS, 1994).

4.3.3 Rendimento Geral da MP.

No próximo capítulo, será calculada no estudo de caso a potência gerada utilizando a MP, serão considerados os rendimentos dos equipamentos chaves que intervêm na mesma, os quais são: rendimento da turbina hidráulica, rendimento do gerador e o rendimento do conversor que é o equipamento acrescentado na topologia proposta. Serão utilizados os rendimentos anteriormente apresentados como características dos equipamentos existentes no empreendimento em estudo. Na Figura 4.14 apresenta-se o diagrama Geral de rendimentos da metodologia proposta.

Figura 4.14 – Diagrama de Rendimentos, Metodologia Proposta.



Fonte: Pelo autor deste trabalho.

Na Figura 4.14 mostra, as perdas que representam cada uma das estações transformadoras de energia, a diferença da metodologia convencional, a metodologia proposta têm mais um estágio de transformação, com a conexão do conversor estático de potência,

também é acrescentada mais uma perda de energia. Será determinado no estudo de caso que tão significativo é a implementação do mesmo na metodologia proposta.

4.4 Conclusão.

É de grande importância conhecer as particularidades de cada metodologia de geração citadas neste capítulo, suas limitações, os elementos que compõe cada uma delas, como visto no caso da metodologia convencional. A sua principal limitante no rendimento é o fato do conjunto gerador ter que operar em regime de velocidade constante em qualquer vazão, isso compromete muito o rendimento geral do conjunto gerador. Segundo os resultados obtidos em (ALVES, 2010), observou-se que o rendimento da máquina hidráulica diminuem exponencialmente em função da vazão, cenário que acontece normalmente em empreendimentos hidrelétricos de pequeno porte, quando o recurso hídrico muda mensalmente (período chuvoso ou seca). Em sistemas isolados, além das mudanças do recurso, as variações mais frequentemente são devidas à variabilidade e características das cargas associadas, estas razões obrigam ao sistema a operar fora das características de projeto, provocando que estes sistemas convencionais operem fora do máximo rendimento em cada vazão. O sucesso que a metodologia a velocidade variável obteve em sistemas eólicos de geração, têm sido alvo de estudos que têm o interesse de replicar esta metodologia em minicentrals hidrelétricas, esperando resultados promissores, dado o descobrimento de ganhos significativos no desempenho das turbinas hidráulicas como foi apresentado neste capítulo.

CAPÍTULO 5

ESTUDO DE CASO.

Com o intuito de quantificar o ganho em termos de energia, quando comparadas as duas metodologias estudadas neste trabalho, é necessário recriar um cenário comum, que permita extrair tais resultados. Para a implementação destas, foram reconstruídos cenários de interesse, os quais colaborem na obtenção de dados conclusivos, para isso foi empregado o potencial característico de uma mCH existente na Nicarágua, América Central. Será simulada a operação desta minicentral por um período de um ano, considerando uma série de vazões mensais que mudaram em cada cenário. Posteriormente, com os dados obtidos se realizou um estudo de viabilidade.

5.1 Descrição Geral da mini Central Hidrelétrica (mCH).

A minicentral *El Aguacate*, construída 1940, implantada na margem esquerda do rio com o mesmo nome e inserido na bacia hidrografia do rio *La Trinidad*.

5.1.1 Localização.

Esta usina encontra-se localizada no município de *Diriamba*, departamento de *Carazo*, *Nicarágua*, distante 14km do centro da cidade. O acesso encontra-se pela estrada que leva para o centro turístico da *Boquita*, desviação a *San Gregório*, percorrendo 6km de estrada calçada e virando esquerda na interseção à comunidade *La Cruz del Aguacate*, finalmente percorrendo 7km de estrada de chão até chegar à minicentral hidrelétrica.

Na atualidade, esta minicentral encontra-se desabilitada. Existe muito interesse de

parte do Ministério de Energia e Minas (MEM) da Nicarágua em restabelecer a exploração deste recurso hidrelétrico. A partir do 1983 foi realizado um estudo de reabilitação da central dirigido pela empresa SWECO's, em cooperação com a direção de planejamento do Instituto Nacional de Eletricidade (INE). Esta minicentral com características de uma central a fio d'água, e uma potência instalada de 150kW, cujo arranjo geral é constituído por uma barragem de concreto do tipo muro-gravidade, 53m de comprimento, 0,90m de largura e 5,5m de altura, com uma comporta manual que dá passagem a água para o canal de adução com dimensões de 22m, 4,65mts de altura e 1,65m de largura. Este canal é aproveitado como sedimentador antes da passagem da água para a câmara de carga. A tubulação forçada utilizada tem um comprimento de 62m e um diâmetro que varia de 0,60-0,35m, até chegar às turbinas.

5.1.2 Casa de Máquina.

A casa de máquinas localizada na beira esquerda do rio, têm uma área aproximada de $60m^2$. Aqui encontram-se instalados os elementos do conjunto gerador, composto por duas turbinas tipo Francis, manufaturadas pela *Pelton Water Wheel Company*, número de serie $n^{\circ}8280$ de eixo horizontal, com capacidade de 75kW cada, acopladas a dois geradores síncronos trifásico, com potência de 100kW, 1800rpm, 4 polos, 440V na saída e excitação em 115V, já na parte de fora, 3 transformadores monofásicos de 50kW cada, com tensões de operação de 13,8kV/440V.

Esta central brindou o serviço de eletricidade as cidade da região e algumas empresas em desenvolvimento na cidade de *Diriamba*. Para descrever o potencial do recurso em estudo, foram considerados os dados apresentados em maio do ano 1986, no relatório da empresa SWECO's, encarregada de fazer a análise de reabilitação da minicentral hidrelétrica. Cabe ressaltar que a mudanças das características do recurso, como as mudanças climáticas que favorecem à variação do rendimento das mCH, retrata a situação o cenário de muitas hidrelétricas no Brasil, neste contexto ditas mudanças serão um ponto chave de nossa análise.

5.1.3 Reservatório.

A barragem de tipo muro-gravidade, cria um reservatório com uma área calculada em $23.000m^2$, uma capacidade de $44.000m^3$, com um volume útil de $39.000m^3$, aprecia-se na [Figura 5.1](#).

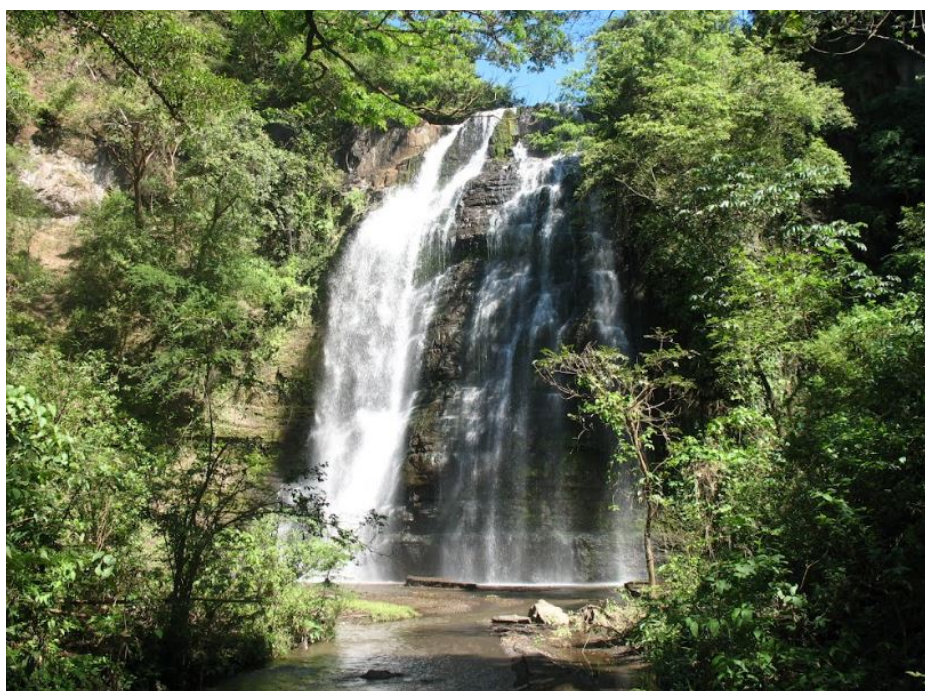
Figura 5.1 – Macro localização da Barragem da minicentral.



Fonte: Google Earth.

5.1.4 Altura Aproveitável (H).

A altura aproveitável da instalação são 33m, os quais são principalmente devidos à queda existente. Na [Figura 5.2](#) se apresentam as condições topográficas do lugar.

Figura 5.2 – Queda *El Aguacate*.

Fonte: Google Earth.

5.1.5 Hidrologia.

Esta minicentral hidrelétrica encontra-se localizada a 30km da costa do oceano pacífico. O clima é característico do trópico, com uma precipitação anual de 1600mm, considerando um área de bacia de $26,4Km^2$, uma vazão de projeto de $0,56m^3/s$, a qual se localizo no 17% na curva de permanência de vazões a potência nominal. Estima-se que a energia gerada por ano esteve na faixa de 200MWh.

5.1.6 Características do conjunto gerador.

A casa de máquinas têm uma área de $60m^2$. Aqui encontram-se instaladas duas turbo máquinas hidráulicas de tipo Francis acopladas a um gerador cada. São apresentadas as características destas nas Tabela 5.1, Tabela 5.2, respectivamente.

Tabela 5.1 – Características das Turbinas Hidráulicas.

Turbina Francis		
Descarga de Projeto	$0,384m^3/s$	
Altura de Projeto	34,4m	
Velocidade de Projeto	900rpm	
Capacidade	104KW	
Eficiência	100%	0,80
	80%	0,82
	50%	0,77

Tabela 5.2 – Características dos Geradores.

Gerador Síncrono	
Tensão saída	440V
Número de Polos	4
Velocidade de Projeto	1800rpm
Fases	3
Capacidade	100kW
Eficiência	0,88

As características do conversor compatível com os requisitos de implementação da MP são descritas na Tabela 5.3.

Tabela 5.3 – Características do Conversor Estático de Potência.

Modelo SINAMICS G120-PM250	
Marca	Siemens
Potencia	75kW
Corrente Max	145A
Tensão	480V
Frequência saída	0-650Hz
Frequência Linha	47-63Hz

Uma das principais características do módulo de potência PM250, é a função de frenagem regenerativo, a qual contribui com o melhor aproveitamento do empreendimento hidrelétrico, segundo seja a condição de operação do mesmo.

5.1.7 Série Histórica de Vazões.

A série de vazões é muito importante para a análise de implantação de um novo empreendimento ou para um estudo de otimização de um mCH existente. A partir deste histórico de vazões, é possível compreender melhor o comportamento probabilístico anual das vazões que ocorrem pela bacia estudada.

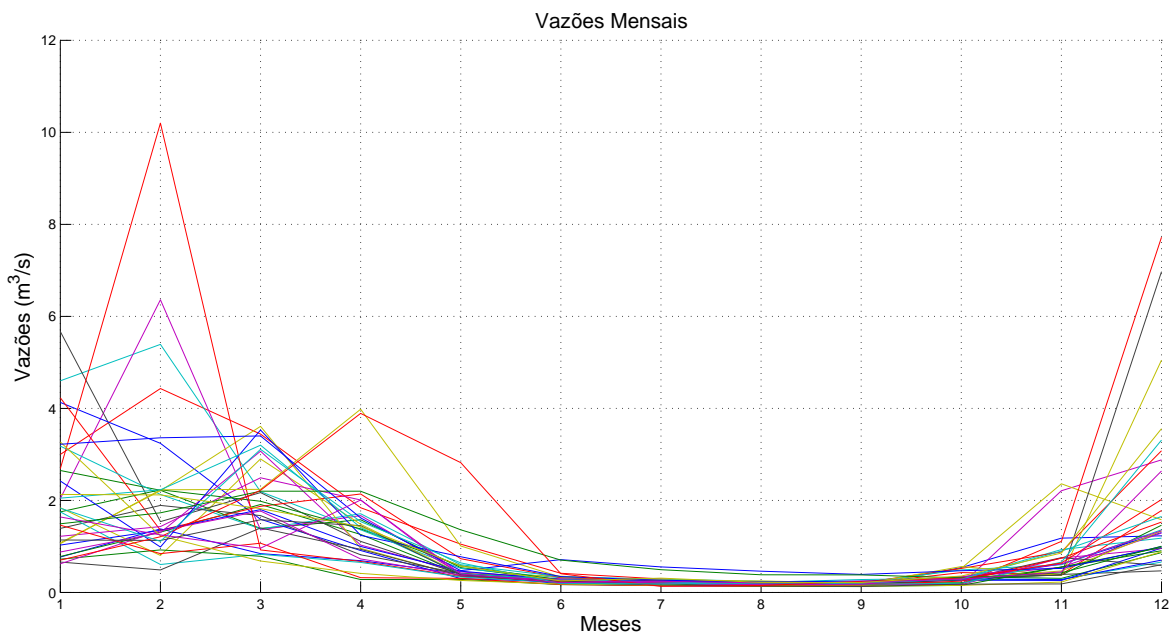
No anexo (A), a Tabela A.1, apresenta uma série histórica, esta contém 34 anos das vazões médias mensais correspondentes à seção da bacia hidrográfica da PCH o Lajeado, localizada no município de Lajeado, estado do Tocantins, estes dados foram levantados das estações pluviométricas localizadas próximas à área de drenagem da PCH Lajeado e apresentadas em (OLIVEIRA, 2012). É importante destacar que foram consideradas estas vazões como referência neste trabalho, dado que a precipitação anual média desta bacia é de 1696mm, muito próxima às características de precipitação da bacia em estudo, a qual tem registro de 1600mm de precipitação anual, segundo o relatório de SWECO's. Para efeito da análise, estas serão adaptadas no estudo de caso, esta adaptação consistirá na manipulação destes dados para reconstruir cenários que permitam obter resultados conclusivos da hipotética implementação da metodologia proposta.

Fazendo uso da ferramenta computacional Matlab, foram reconstruídas as curvas correspondentes à vazão anual, apresentadas na Figura 5.3, na qual se apresentam as vazões medidas por mês diferenciadas por cores para cada ano de medição.

Estas curvas são a representação gráfica dos dados obtidos da adaptação dos dados originais da bacia da PCH Lajeado. Dita adaptação será feita para três cenários modelados a conveniência e em favor do cálculo para a obtenção de dados de interesse.

Na Tabela 5.4 é mostrado um resumo dos resultados relevantes obtidos. Nela se apresentam algumas vazões de interesse de acordo com a suas características de permanências nos dados da série de vazões.

Figura 5.3 – Curvas da série histórica de Vazões a empregar.

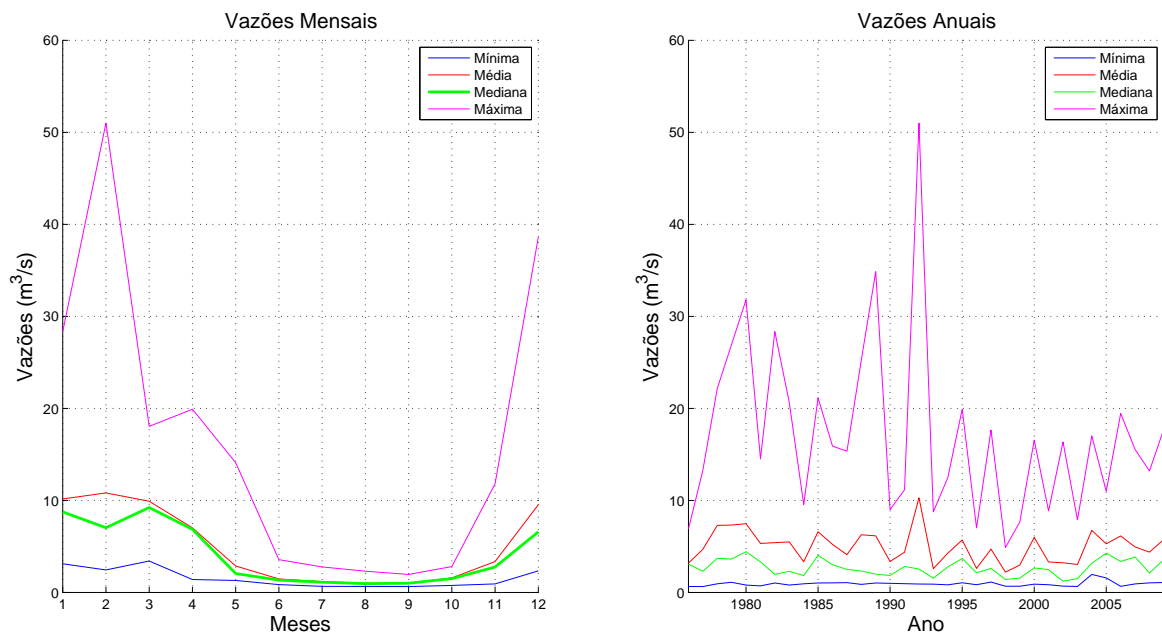
Tabela 5.4 – Resumo de vazões adaptadas da minicentral hidrelétrica *El Aguacate*.

Permanência da Vazão (Q)	Vazão (m³/s)
5%	33,80
30%	11,03
50%	6,90
80%	0,38
90%	0,24
95%	0,19
Máxima	51,00
Média	4,98
Mediana	2,4038
Mínima	0,6350

Na [Figura 5.4](#), são mostradas alguns curvas de interesse para o estudo de caso que será abordado adiante. São apresentadas as curvas das vazões Máxima, Média, Mediana e Mínima mensais. Estas foram extraídas dos dados apresentados na [Tabela A.1](#).

Para a análise do ciclo de geração do empreendimento hidrelétrico será considerada em todos os cenários, a série de vazões da Mediana, determinada dos dados hidrológicos de referência. Importante destacar que a escolha foi arbitraria e visa só criar os fundamentos de avaliação.

Figura 5.4 – Curvas, Máxima, Média, Mediana, Mínima da série de Vazões.



A curva da mediana será utilizada como referência para a reconstrução de cenários de interesse.

A partir da série histórica de vazões, construiu-se a curva de permanência das vazões periódicas, partindo da série histórica adotada. Esta curva será de muita ajuda para determinar quanto afastada encontra-se a vazão de projeto do empreendimento, com relação à vazão com a qual foram dimensionados os elementos eletromecânicos da mCH. A curva de permanência é mostrada na [Figura 5.5](#).

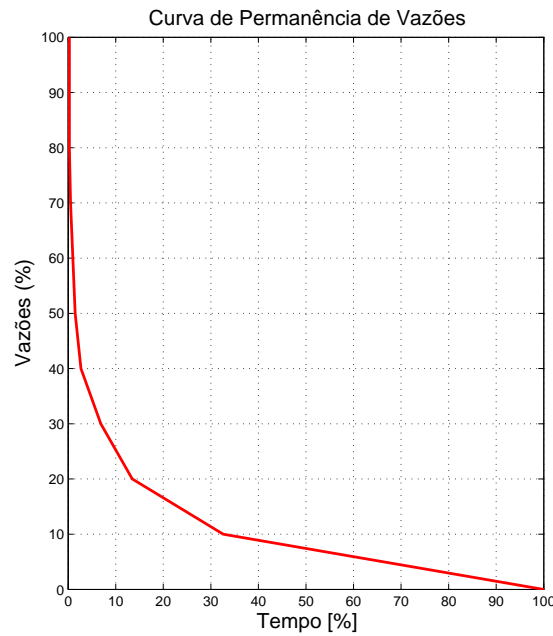
Esta curva, é uma referência muito importante para a escolha da vazão de projeto de um empreendimento hidrelétrico. Além, dela fundamentam-se as análises para determinar a potência líquida da instalação. Partindo dela, também são baseados vários cenários de viabilidade econômica.

5.1.8 Cálculo do Potencial da mCH.

Dado que o empreendimento é existente, no presente estudo de caso não foi empregada uma metodologia para a escolha da vazão de projeto. Este e outros dados de interesse como a potência da turbina são conhecidos com precisão, considerando os dados característicos das turbinas existentes na mCH. Este exercício de cálculo é apresentado para demonstrar a metodologia empregada na obtenção dos resultados dos cenários propostos adiante.

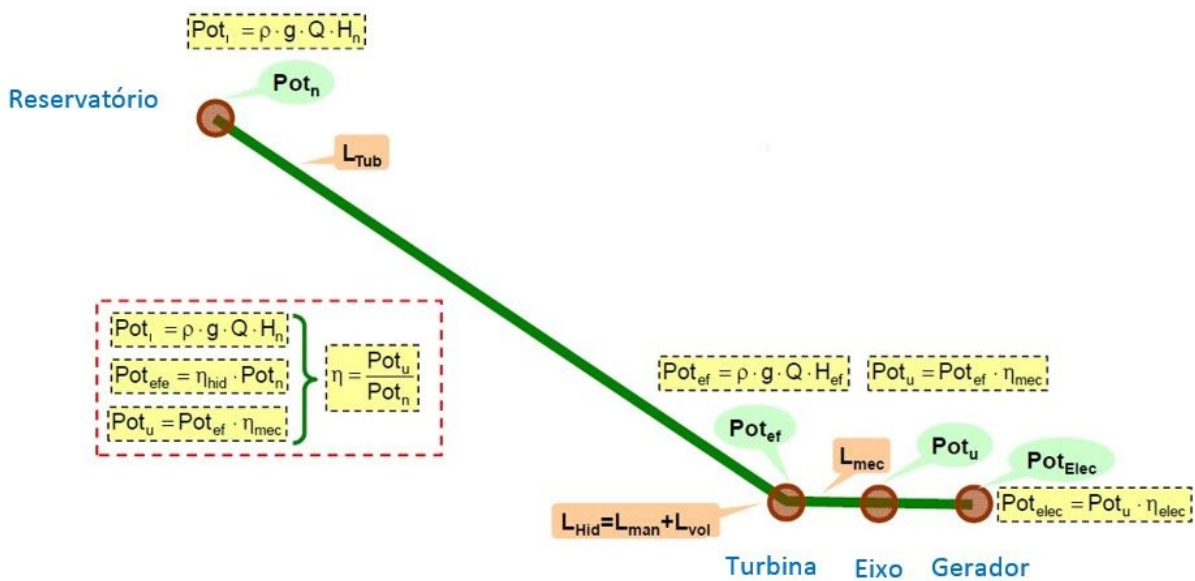
Para simplificar o entendimento, a [Figura 5.6](#), apresenta a sequência empregada no

Figura 5.5 – Curva de Permanência de Vazões da Série Histórica.



cálculo, considerando potências, vazão, rendimentos, altura líquida, estes são parâmetros chaves que facilitarão a obtenção da potência gerada no final do processo de geração.

Figura 5.6 – Esquemático da Metodologia de Cálculo.



Fonte: Adaptado de (RENEDO, 2006).

Extraíndo a formulação do esquema da metodologia de cálculo, passamos a definir

as variáveis contidas nelas.

$$Pot_l = \rho * g * Q * H_n \quad (5.1)$$

$$Pot_{ef} = \rho * g * Q * H_{ef} \quad (5.2)$$

$$Pot_u = Pot_{ef} * \eta_{mec} \quad (5.3)$$

$$Pot_{elec} = Pot_u * \eta_{elec} \quad (5.4)$$

Onde:

$Pot_n \Rightarrow$ Potência líquida [kW];

$Pot_{ef} \Rightarrow$ Potência efetiva [kW];

$Pot_u \Rightarrow$ Potência da Turbina [kW];

$Pot_{elec} \Rightarrow$ Potência elétrica [kW];

$\rho \Rightarrow$ Densidade da água [kg/m^3];

$g \Rightarrow$ Aceleração gravitacional [$9,81m/s^2$];

$Q \Rightarrow$ Vazão [m^3/s];

$H_n \Rightarrow$ Altura líquida [m];

$H_{ef} \Rightarrow$ Altura efetiva [m];

$\eta_{mec} \Rightarrow$ Rendimento da turbina;

$\eta_{elec} \Rightarrow$ Rendimento do gerador.

A continuação será calculada a potência líquida do recurso, utilizando a equação (5.1), destacando neste caso que única diferença com a equação efetiva é a altura líquida, a qual para este empreendimento corresponde a 35m.

$$Pot_n = 1kg/m^3 * 9,81m/s^2 * 0,56m^3/s * 35m$$

$$Pot_n = 192kW$$

O resultado acima é a Potência líquida do empreendimento. Como foi mencionado anteriormente, existem duas turbinas com características iguais somando 150kW de potência instalada, dado que antes da entrada da turbina existe uma bifurcação na tubulação forçada, este estudo será feito considerando uma das duas turbinas de 75kW. Dando con-

tinuidade ao cálculo, é possível obter a Pot_{ef} , a qual determina a potência de entrada de cada turbina. Substituindo valores na equação (5.2), obtêm-se:

$$Pot_{ef} = 1kg/m^3 * 9,81m/s^2 * 0,2809m^3/s * 33m \quad (5.5)$$

$$Pot_{ef} = 90,96kW \quad (5.6)$$

O seguinte passo será obter Pot_u , a qual representa a potência na saída da turbina, ou seja, a potência no eixo da máquina hidráulica, sendo que Pot_{ef} e o rendimento já são conhecidos.

$$Pot_u = \frac{90,96kW}{0,80}$$

$$Pot_u = 72,77kW$$

A turbina é projetada para operar em máximo rendimento em uma determinada vazão e rotação específica, como apresentado na [Figura 5.7](#). Nesta mesma figura observe que o ponto de máximo rendimento da turbina, acontece em uma vazão específica diferente da vazão na qual se obtêm a máxima potência, esta é uma das características típicas da turbina, como se abordou na [Figura 3.6](#) no Capítulo 3. Também é possível observar nestas figuras, que assim a vazão muda o rendimento da turbina, o qual vai incidir na potência de saída da mesma.

Finalmente será calculada a potência elétrica, o resultado obtido determinará a potência disponível nos terminais do gerador. Segundo o relatório da SWECO's o rendimento característico da placa do gerador é 0,88. Porém para efeitos de validação das curvas do estudo, será considerada uma eficiência de 92,3%, a qual representa o máximo rendimento da curva típica de referência para geradores síncronos apresentada para cada metodologia (convencional e proposta) no capítulo anterior.

Para o cálculo da Pot_{elec} , é preciso conhecer o rendimento do GS. Como foi exposto anteriormente, este depende basicamente das características de operação, rotação, perdas, potência de saída e entrada. Na [Figura 5.8](#), observa-se como o rendimento do GS muda em dependência da potência no eixo de entrada. Neste caso, esta potência representa a potência disponível no eixo da turbina. Desta forma, podemos determinar a potência nos terminais do gerador para cada uma qual seja sua condição de carga, dado que a potência Pot_u já foi calculada acima. Assim só falta substituir dados na equação (5.4).

$$Pot_{elec} = 72,77kW * 0,923$$

$$Pot_{elec} = 67,16kW$$

Considerando uma série de vazões anuais que esteja entre o 95% a 100% na curva de permanência, como o apresentado na [Figura 5.5](#), e as características da mCH em estudo apresentadas anteriormente, entre elas o rendimento geral do conjunto gerador de 86,15%, determina-se que a mCH geraria em torno de 478MWh ao ano. Na [Tabela 5.5](#) apresenta-se o resumo dos resultados obtidos do recurso em estudo.

Tabela 5.5 – Potencial da mCH *El Aguacate*.

Grandezas da mCH	
Potência líquida	163kW
Vazão (Q)	0,2316m ³ /s
Altura líquida (H_n)	35m
Potência efetiva	90,96kW
Altura efetiva (H_{efe})	33m
Potência de saída Turbina	72,77kW
Rendimento da turbina (η_{mec})	0,80
Potência elétrica	67,16kW
Rendimento GS (η_{mec})	0,93
Energia gerada anual	478MWh

5.2 Considerações nos cenários Propostos.

Se adaptaram séries de vazões, para recriar cenários para à avaliação dos casos de interesse, dado que o foco do trabalho é apresentar o comportamento de uma mCH operando convencionalmente e quando implantada a metodologia proposta.

A seguir se apresentam algumas considerações gerais a se levar em conta na obtenção dos resultados.

- As características de projeto do grupo gerador, assim como Potência, rendimentos, não mudarão, serão mantidas constantes em todos os cenários. As curvas correspondentes dos rendimentos serão as mesmas para cada cenário reconstruído;
- Cenário I: Considera-se que a mCH encontra-se operando dentro de uma série de vazões de 100% de probabilidades de permanência no período de 12 meses;
- Cenário II: Considera-se que a mCH encontra-se operando dentro de uma série de vazões do 75% de probabilidades de permanência no período de 12 meses;
- Cenário III: Considera-se que a mCH encontra-se operando dentro de uma série de vazões do 55% de probabilidades de permanência no período de 12 meses.

Com a mudança da série de vazões em cada cenário se visa representar as condições típicas nas quais se encontram operando alguns empreendimentos hidrelétricos. Outro objetivo importante que justifica a diversidade dos cenários propostos, é apresentar resultados diversos que sirvam de referência para aqueles empreendimentos que estejam nas mesmas ou similares condições de operação. Finalmente espera-se determinar sob que condições os resultados da metodologia proposta se mostra mais significante em termos de ganho.

É preciso adaptar os resultados do modelo reduzido abordado no capítulo anterior, com as características de projeto do conjunto gerador. Se apresentam na [Figura 5.7](#), as curvas típicas da potência e rendimento da turbina hidráulica em função da vazão, além na [Figura 5.8](#), se apresentam os rendimentos típico do gerador síncrono, operando a velocidade fixa (síncrona) e variável.

Estas curvas serão empregadas como guias no cálculo correspondente de cada cenário, segundo sejam as condições de vazão, rendimento e potência em cada estágio transformador. Seguindo a metodologia do cálculo apresentada anteriormente.

Figura 5.7 – Curva típica de Potência e Rendimento da Turbina Hidráulica.

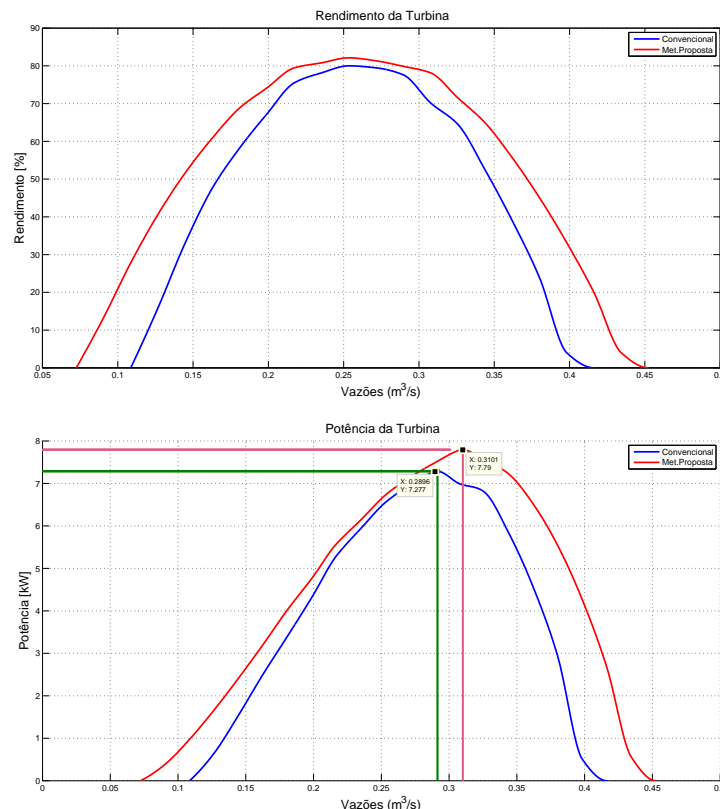
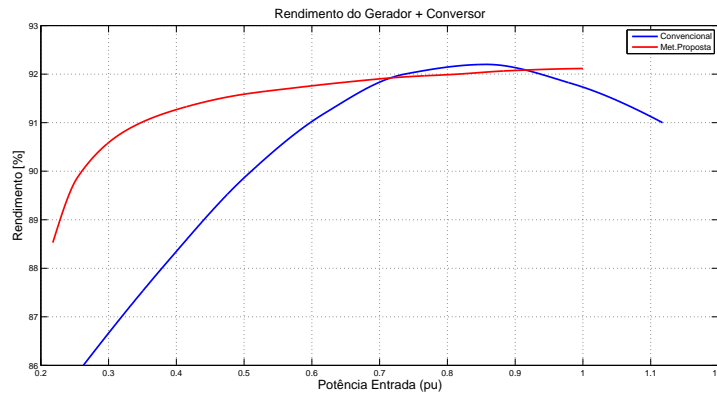


Figura 5.8 – Rendimento Caraterístico do GS dada a sua potência de entrada.



Fonte: O Autor 2017.

5.3 Apresentação de Cenários e resultados.

5.3.1 Cenário I.

A principal característica a considerar em cada um dos cenários é a série de vazões a qual espera-se seja influente no rendimento geral da mCH, neste cenário será calculada a energia gerada pela mCH em regime permanente, considerando que a vazão de projeto encontra-se dentro de uma série de vazão do 100% de permanência no período de 12 meses.

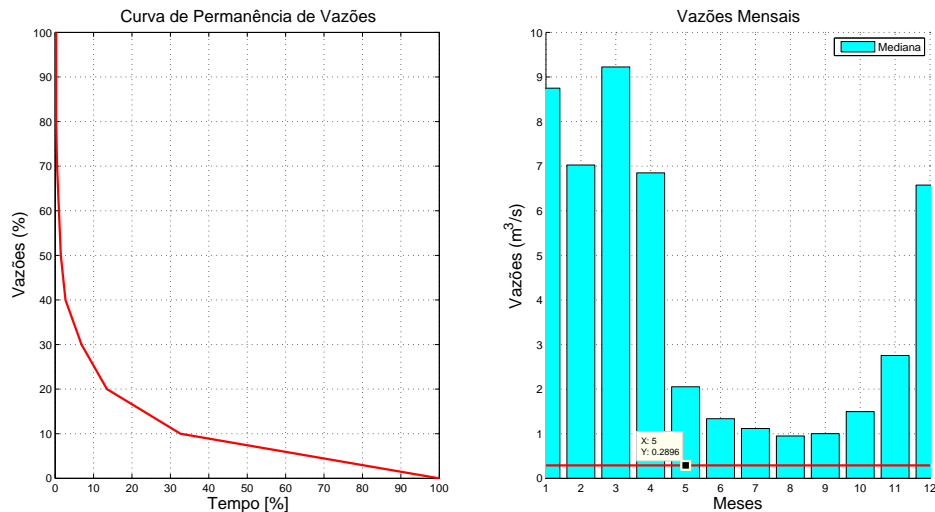
Continuando com a metodologia de cálculo empregada na seção Cálculo do Potencial da mCH, considerando os parâmetros de interesse deste cenário, apresentados na Tabela 5.6. Foram obtidos os resultados mostrados na Figura 5.11.

Tabela 5.6 – Características do grupo gerador Cenário I.

Considerações Cenário I	
Potencia Turbina	75kW
Max Rendimento Turbina MC (η_{mec})	80%
Max Rendimento Turbina MP (η_{mec})	83%
Max Potência Turbina MC (Pot_u)	72,77kW
Max Potência Turbina MP (Pot_u)	77,90kW
Potência GS	100kW
Rendimento GS	0,926
Vazão Max Rend MC	0,256m ³ /s
Vazão Max Rend MP	0,256m ³ /s
Vazão Max Pot MC	0,2896m ³ /s
Vazão Max Pot MP	0,3101m ³ /s
Vazão Curva Perm	100%
Altura efetiva (H_{efe})	33m

Na [Figura 5.9](#), são apresentadas as curvas de Permanência e Vazões mensais. Estas curvas são o resultado da adaptação da série histórica de referência. A análise deste primeiro cenário considerará que a vazão de projeto está 100% contida dentro da série.

Figura 5.9 – Curva de Permanência e Vazões mensais Cenário I



Fonte: O Autor 2017.

É importante destacar que foi utilizada a mediana da série de vazões em cada uma das adaptações. A utilização da mediana é meramente de referência na tarefa de construção dos cenários. Nestas condições hipotéticas de abundância do recurso hídrico, o empreendimento operará em condição de máxima potência.

Este cenário representa aqueles empreendimentos hidrelétricos, os quais foram desenhados com um alto grau de prudência, ou aqueles que foram dimensionados considerando limitantes financeiras (sub aproveitamento do recurso) ou bem considerando as recomendações apresentadas no manual de diretrizes da ANEEL.

5.3.1.1 Resultados Cenário I.

Para a obtenção dos resultados mostrados a seguir, foi empregada a metodologia de cálculo apresentada anteriormente, fazendo uso da ferramenta computacional MatLab. Foram obtidos os seguintes resultados, apresentados nas [Figura 5.10](#) e [Figura 5.11](#).

Figura 5.10 – Resultados Cenário I (Pot_u)

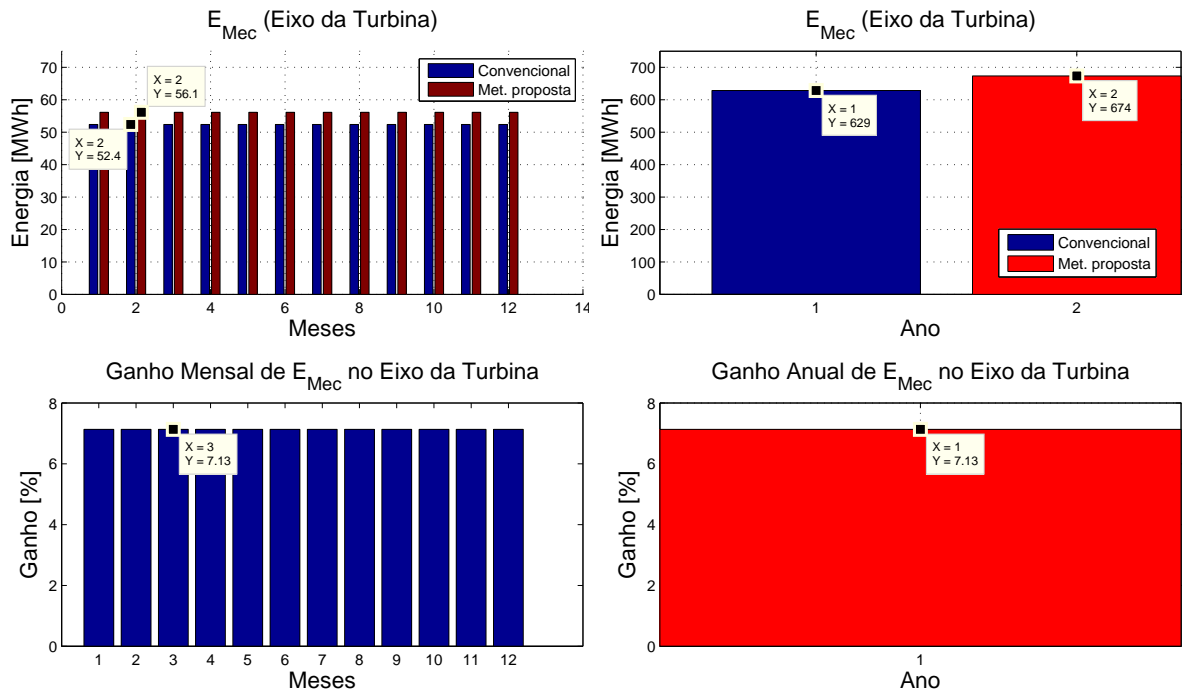
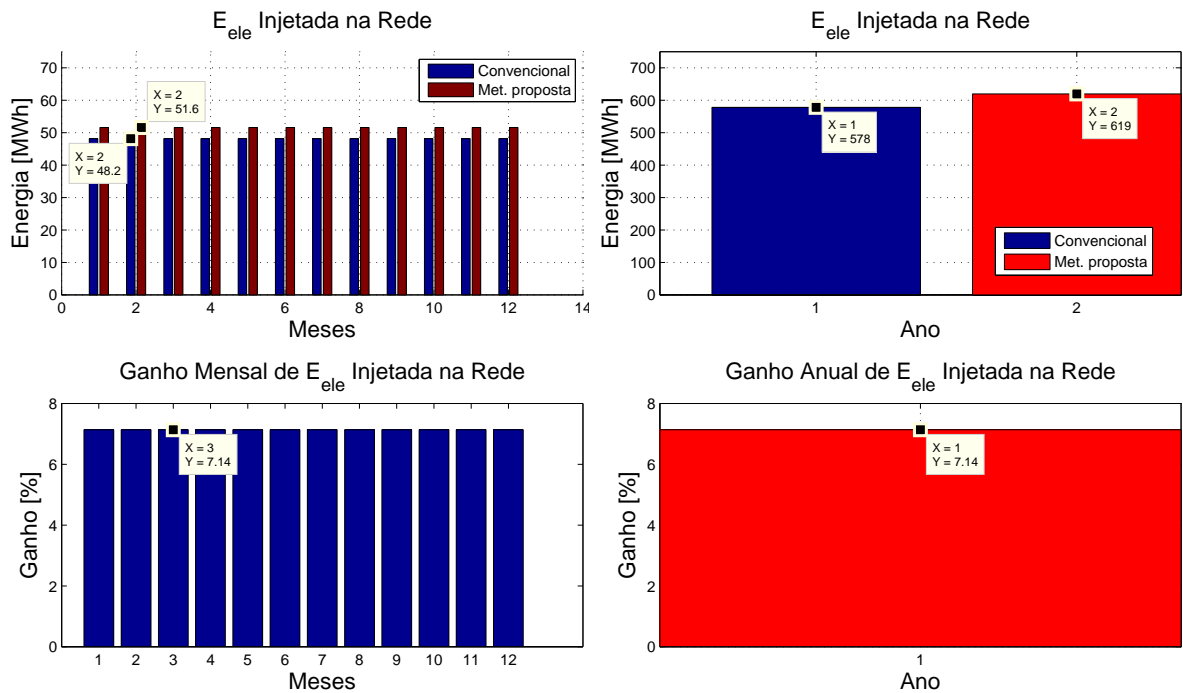


Figura 5.11 – Resultados Cenário I (Pot_{elec})



Note-se que a energia gerada é a mesma em todos os meses do ano, pois a vazão característica da mediana na série de vazões, em todos os meses do ano foi maior que a

vazão de projeto. Sob estas condições foi considerado então que a mCH deveria trabalhar à potência máxima e não a máximo rendimento, dado à abundância do recurso hídrico. Observe a curva de interesse para esta condição específica na [Figura 5.7](#).

O resumo dos resultados são apresentados na [Tabela 5.7](#).

Tabela 5.7 – Resumo dos resultados Cenário I.

Considerações Cenário I	
Pot_u mensal MC	52,4MWh
Pot_u mensal MP	56MWh
Pot_u anual MC	629MWh
Pot_u anual MP	674MWh
Ganho	7,13%
Pot_{elec} mensal MC	48,2MWh
Pot_{elec} mensal MP	51,6MWh
Pot_{elec} anual MC	578MWh
Pot_{elec} anual MP	619MWh
Ganho de Potência anual	41MWh
Ganho anual	7,14%

Foram estratificados os resultados mais representativos, Pot_u e Pot_{elec} por mês e por ano, o intuito é apresentar a potência obtida na saída de cada estágio de transformação da energia, é mostrado o ganho (%) de cada. Se encerram os resultados apresentando o ganho de potência anual.

5.3.1.2 Conclusão dos resultados Cenário I.

Segundo os resultados obtidos, com a implementação da MP se obtêm ganho na potência gerada. Isto é devido às características de desempenho que a implementação do conversor traz para o conjunto gerador em geral, como mostrado nas [Figura 5.7](#) e [Figura 5.8](#). Nestas figuras, mostram que o ganho da MP prevalece em todas as vazões de operação, com exceção das potências de entrada no caso do gerador, compreendidas entre 73%-91% onde o rendimento do GS na MC é superior. Sem embargo, a diferença no rendimento nas MC e MP é muito baixa no estágio do gerador (0,3%) se comparada proporcionalmente com o ganho apresentado pela turbina, o qual representou 7,13% e se manteve constante na saída do gerador. Nestas condições de operação o empreendimento apresentou uma potência gerada de 41MWh pôr ano.

5.3.2 Cenário II.

São apresentadas as características do grupo gerador. A única variante se apresenta na série de vazões adotadas em cada cenário, note-se na [Tabela 5.8](#) que agora a vazão de

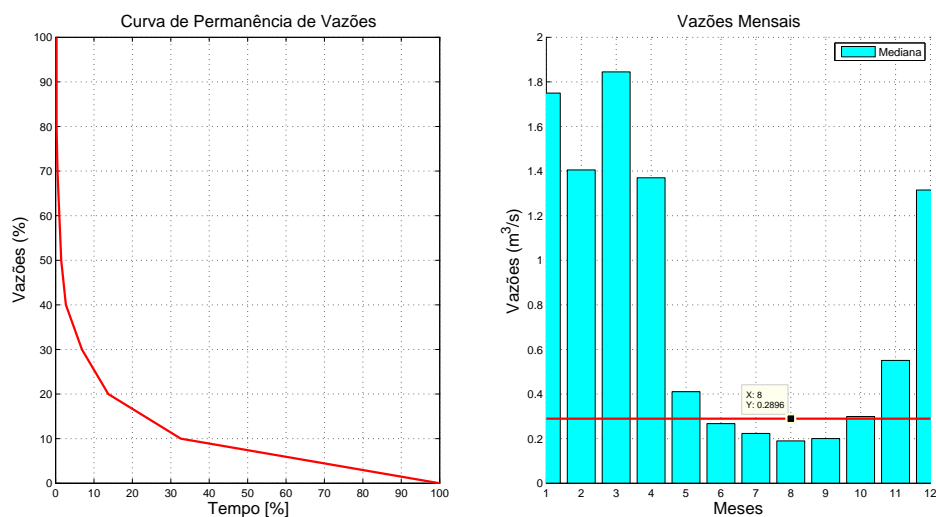
projeto encontram-se contida no 75% das probabilidades de ocorrência apresentadas na curva de permanência. Continua-se com a mesma metodologia de cálculo utilizada.

Tabela 5.8 – Características do grupo gerador Cenário II.

Considerações Cenário II.	
Potência Turbina	75kW
Max Rendimento Turbina MC (η_{mec})	80%
Max Rendimento Turbina MP (η_{mec})	83%
Max Potência Turbina MC (Pot_u)	72,77kW
Max Potência Turbina MP (Pot_u)	77,90kW
Potência GS	100kW
Rendimento GS	0,926
Vazão Max Rend MC	$0,256m^3/s$
Vazão Max Rend MP	$0,256m^3/s$
Vazão Max Pot MC	$0,2896m^3/s$
Vazão Max Pot MP	$0,3101m^3/s$
Vazão Curva Perm	75%
Altura efetiva (H_{efe})	33m

Observe nas curvas de permanência que as vazões mensais, não se mantem constante e nem superior à vazão de projeto todos os meses como mostrado no primeiro cenário.

Figura 5.12 – Resultados Cenário II



Fonte: O Autor 2017.

5.3.2.1 Resultados Cenário II.

Foram obtidos os resultados mostrados na [Figura 5.13](#) e [Figura 5.14](#).

Figura 5.13 – Resultados Cenário II (Pot_u)

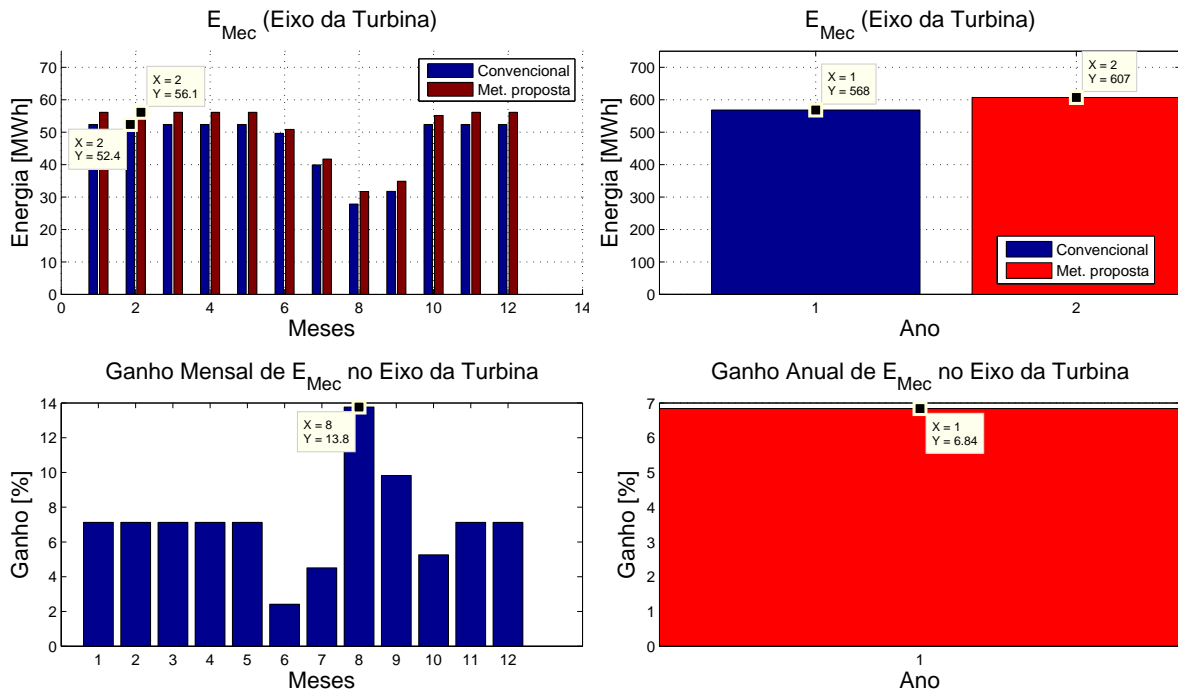
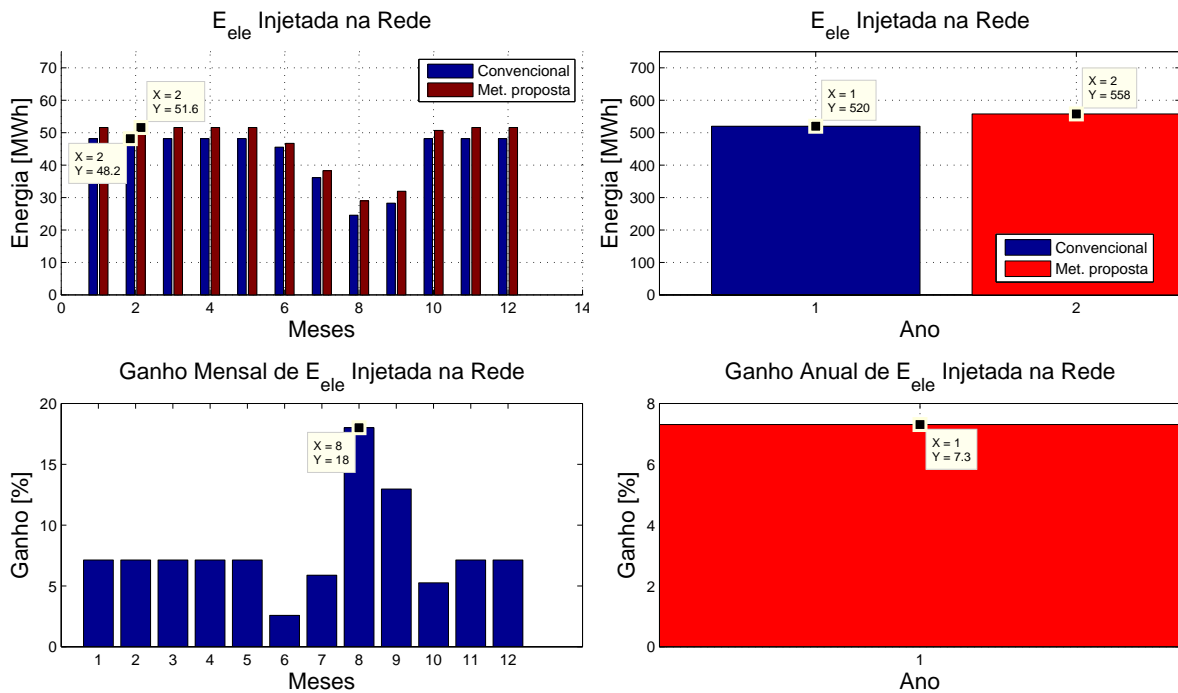


Figura 5.14 – Resultados Cenário II (Pot_{elec})



Os resultados mostram que quando a vazão foi superior à vazão de projeto (caso dos meses 1-5 e 10-12), a energia gerada foi a energia máxima, a qual coincide com a energia

gerada no Cenário I, dada a condição de abundância do recurso hídrico. Esta condição de operação a máxima potência muda uma vez que a vazão da série seja menor que a vazão de projeto. No casos dos meses com vazão menor daquela de projeto, o empreendimento passa a operar em condição de máximo rendimento. É nesta condição onde se mostra mais significativo o ganho na potência gerada.

O resumo dos resultados são apresentados na Tabela 5.9.

Tabela 5.9 – Resumo dos resultados Cenário II.

(a) Potência mec no eixo da Turbina			(b) Potência elet na saída do Gerador		
Cenário II			Cenário II		
Pot_u mensal MC	Max	52,4MWh	Pot_u anual MC	Max	48,2MWh
	Med	47,4MWh		Med	43,3MWh
	Min	27,8MWh		Min	24,5MWh
Pot_u mensal MP	Max	56,1MWh	Pot_u anual MP	Max	51,6MWh
	Med	50,6MWh		Med	46,5MWh
	Min	31,7MWh		Min	29,1MWh
Pot_u anual MC		568MWh	Pot_u anual MC		520MWh
Pot_u anual MP		607MWh	Pot_u anual MP		558MWh
Ganho de Potência mensal		39MWh	Ganho de Potência anual		38MWh
Ganho anual		6,8%	Ganho anual		7%

5.3.2.2 Conclusão dos resultados Cenário II.

Os resultados obtidos neste cenário, continuam apresentando um ganho na potência gerada com a implementação da MP. Com a diminuição das vazões disponíveis na série anual, se apresenta um decremento da energia total gerada no final do mês 12. Os resultados apresentam um dado que vai mais além do total da energia gerada ou da prevalência do ganho da MP por encima da MC. Demonstra que quanto mais alta seja a diferença entre as vazões de referências (vazão da série, vazão de projeto) da mCH, mais representativo será o ganho da MP.

5.3.3 Cenário III.

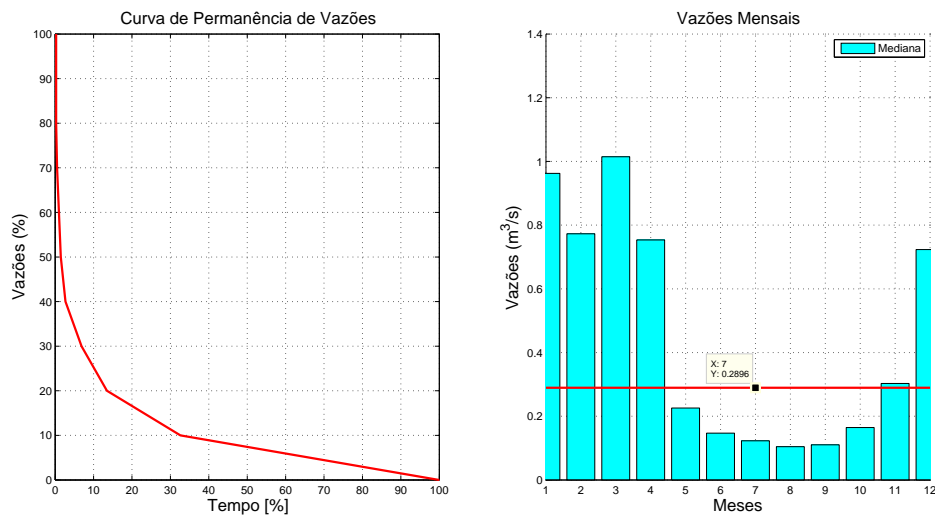
Neste terceiro e último cenário a variante é a consideração de uma mudança na vazão da série, onde a vazão de projeto encontra-se dentro de uma probabilidade de permanência do 55%, assim, seguindo a metodologia de cálculo empregada e considerando os parâmetros apresentados na Tabela 5.10.

Tabela 5.10 – Características do grupo gerador Cenário III.

Considerações Cenário III	
Potência Turbina	75kW
Rendimento Turbina Max MC (η_{mec})	80%
Rendimento Turbina Max MP (η_{mec})	83%
Potencia GS	100Kw
Rendimento GS	0,926%
Vazão Max Rend MC	0,256m ³ /s
Vazão Max Rend MP	0,256m ³ /s
Vazão Max Pot MC	0,2896m ³ /s
Vazão Max Pot MP	0,3101m ³ /s
Vazão Curva Perm	55%
Altura efetiva (H_{efe})	33m

Na figura [Figura 5.15](#), apresenta-se a condição característica das vazões adotadas para a análises deste cenário. Basicamente procura-se retratar o que acontece com frequência em empreendimentos antigos. Esta condição não se limita a empreendimentos antigos.

Figura 5.15 – Curva de Permanência das Vazões Cenário III.



Fonte: O Autor 2017.

5.3.3.1 Resultados Cenário III.

Foram obtidos os resultados mostrados na [Figura 5.16](#) e [Figura 5.17](#).

Figura 5.16 – Resultados Cenário III (Pot_u)

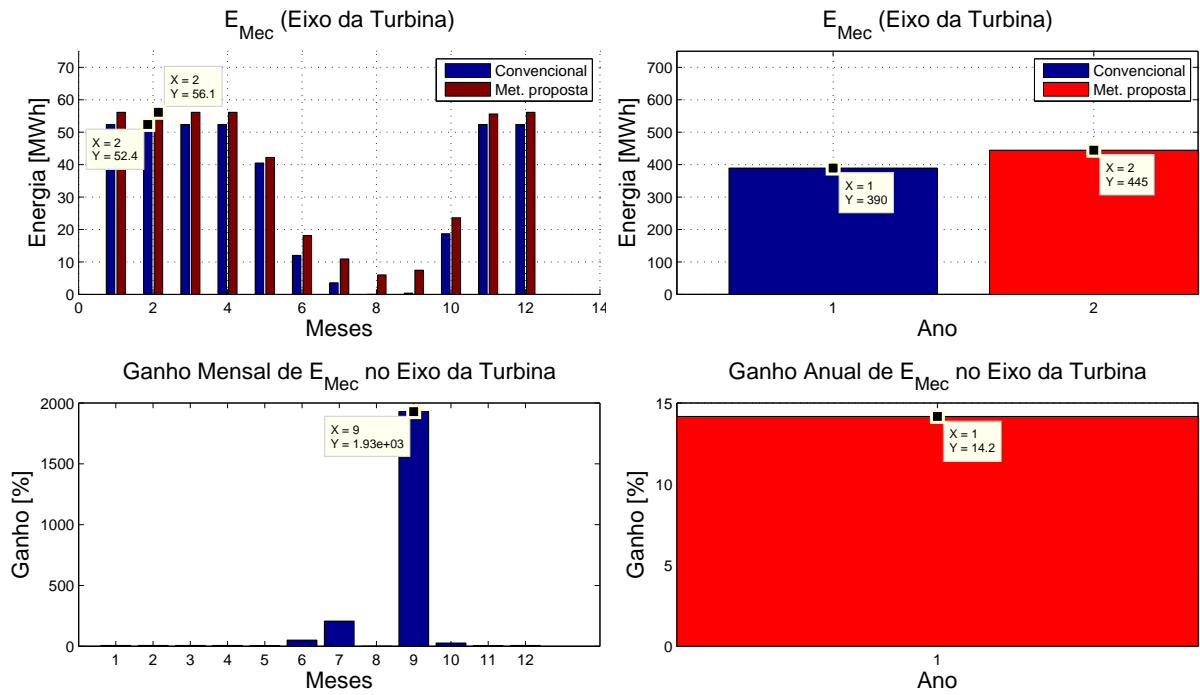
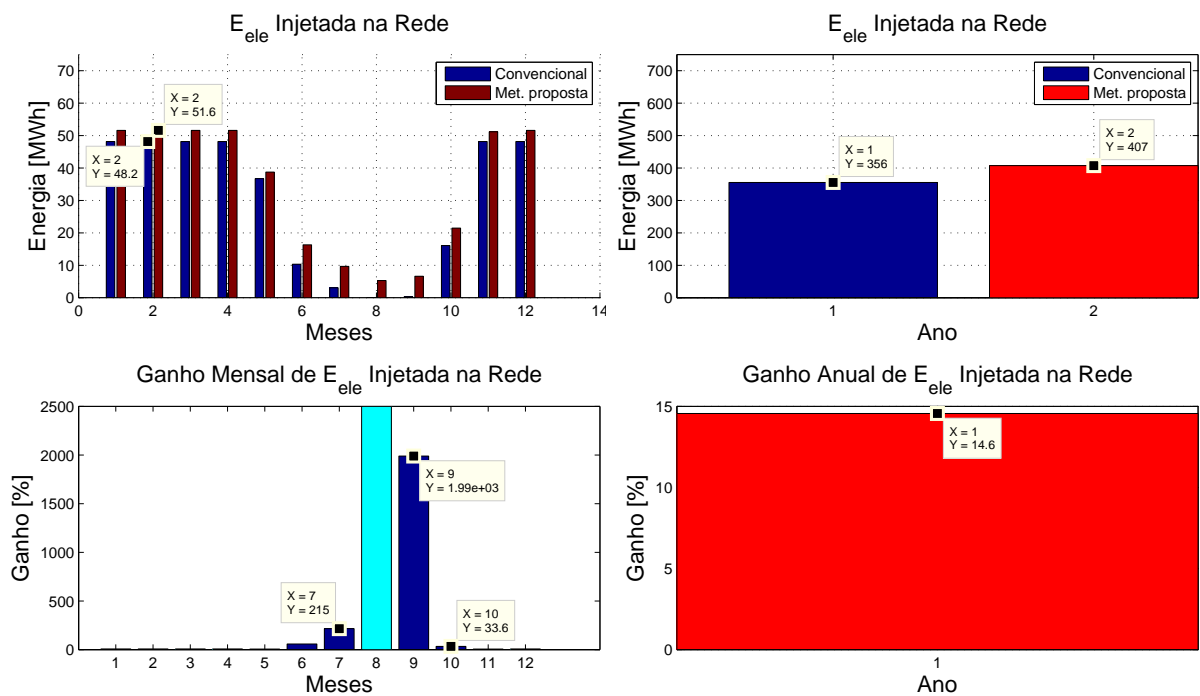


Figura 5.17 – Resultados Cenário III (Pot_{elec})



O resumo dos resultados são apresentados na Tabela 5.11.

Tabela 5.11 – Resumo dos resultados Cenário III.

(a) Potência mec no eixo da Turbina			(b) Potência elet na saída do Gerador		
Cenário III			Cenário III		
<i>Pot_u</i> mensal MC	Max	52,4MWh	<i>Pot_u</i> anual MC	Max	48,2MWh
	Med	32,4MWh		Med	35,5MWh
	Min	0,36MWh		Min	3,1MWh
<i>Pot_u</i> mensal MP	Max	56,1MWh	<i>Pot_u</i> anual MP	Max	51,6MWh
	Med	37,1MWh		Med	39,5MWh
	Min	6,0MWh		Min	9,7MWh
<i>Pot_u</i> anual MC		389MWh	<i>Pot_u</i> anual MC		355MWh
<i>Pot_u</i> anual MP		445MWh	<i>Pot_u</i> anual MP		395MWh
Ganho de Potência mensal		56MWh	Ganho de Potência anual		40MWh
Ganho mensal		14,3%	Ganho anual		11%

5.3.3.2 Conclusão dos resultados Cenário III.

Os resultados neste cenário mostraram o comportamento repetitivo que as metodologias em estudo apresentaram nos cenários anteriores, pois igualmente aqui observou-se um ganho na MP e proporcional as vazões de operação. Observe na [Figura 5.7](#), que a vazão mínima da série no mês 8 encontra-se distanciada, em 35% aproximadamente $0,101m^3/s$ da vazão de projeto, condição na qual a MC não consegue gerar. Pelo contrário, a MP ainda continua gerando com rendimento decrescente até atingir o seu limite inferior de vazão de geração. Esta característica é interessante para empreendimentos de maior porte, dado que a proporção das potências geradas nessas faixa de vazões baixas são mais significativas. Em termos gerais este cenário obteve um rendimento geral do 14,6% o mais alto dos cenários apresentados, o qual representa uma diferença de 51MWh no ano, o que valida a afirmação feita anteriormente, na qual se assegura que quanto menor seja a vazão da série em relação à vazão de projeto maior será o ganho obtido com a implementação da MP.

5.4 Estudo de viabilidade.

Os resultados obtidos em cada cenário, demonstram ter um ganho significativo de energia gerada no final do período avaliado. Porém, esta metodologia também carrega custos de implementação. Estes resultados serão o ponto de partida para à avaliar a viabilidade econômica da implementação.

Em este estudo, serão considerados os seguintes métodos e ferramentas econômicas de avaliação.

- Fluxo de caixa;
- Payback;

Payback Simples;

Payback Descontado;

- Taxa Mínima de Atratividade (TMA);
- Valor Presente Líquido (VPL);
- Taxa Interna de Retorno (TIR).

5.4.1 Fluxo de caixa.

O fluxo de caixa resume as entradas e as saídas efetivas de dinheiro ao longo do horizonte de planejamento do projeto. Ele é uma fonte de informação valiosa para os indicadores de viabilidade.

Figura 5.18 – Considerações gerais do Fluxo de caixa.

Receitas-Despesas	
Investimento	
Equipamento	R\$ 39.076,94
Montagem/Testes	R\$ 8.987,70
Total	R\$ 48.064,64
Receita	
Energia MC	Energia gerada no ano pela Metodologia Proposta
Energia MP	Energia gerada no ano pela Metodologia Convencional
Ganho de Energia	Energia MC - Energia MP
Impostos	
ISS	Imposto sobre serviços, varia por Município (5%)
PIS/CONFINS	Contribuição para o Financiamento da Seguridade Social (3.65%)
IR+CSLL	Imposto de renda e Contribuição Social sobre o Lucro Líquido (7,68%)
Total	16,33%
Custos Operacionais	
TUSD	Tarifa do uso dos Sistemas Elétricos de Distribuição, 3.145% do Ganho de Energia
O&M	Operação e Manutenção, 7.5% sob Ganho de Energia
Total	10,64%

Na [Figura 5.18](#), são mostradas as considerações correspondentes ao setor de geração de energia que foram utilizadas no fluxo de caixa desenvolvido neste trabalho.

5.4.2 Payback.

É o tempo decorrido entre o investimento inicial e o momento no qual o lucro líquido acumulado se iguala ao valor desse investimento. Este não considera os fluxos de

caixa depois da recuperação do capital inicial e é considerado um método auxiliar da análise.

É estratificado em:

- Payback Simples: Não considera o valor do dinheiro no tempo;
- Payback Descontado: Os fluxos de caixa são trazidos ao ano 0.

5.4.3 Taxa Mínima de Atratividade (TMA).

A taxa mínima de juros exigida para aceitar um projeto deve recompensar pelo valor do dinheiro no tempo, a inflação esperada e o risco associado ao destino desse capital. É a Taxa Requerida no projeto de investimento. Também definida como a taxa a partir da qual o investidor considera que está obtendo ganhos financeiros.

5.4.4 Valor Presente L (VPL)

O VPL é a soma algébrica, na data zero, dos saldos dos fluxos de caixa descontados à TMA. Como o VPL deu um valor positivo, podemos concluir que o empreendimento cria valor para o acionista ao longo de 10 anos.

Se $VPL \geq 0$, O projeto é viável.

5.4.5 Taxa Interna de Retorno (TIR).

É a taxa de juros que determina a equivalência entre os desembolsos e as receitas de um projeto de investimento. Esta representa a taxa de juros na qual o VPL é zero. É calculada por interpolação linear, não existe solução analítica

Se $TIR > TMA$, então o projeto é viável; Se $TIR < TMA$, então o projeto é inviável.

5.5 Considerações de Interesse.

1. Para cada cenário (I,II,III) serão feitos dois cenários de viabilidade;
2. O custo de MWh foi adotado segundo o custo publicado no Leilão A-5 (R\$115-R\$290);
3. O cenário **A** considerará o custo médio dos custos do MWh, divulgados no Leilão A-5, sendo R\$202/MWh;
4. O cenário **B** considerará o custo máximo por R\$290/MWh;

5. No fluxo de caixa foram considerados todos os encargos estabelecidos em (MAN-CEBO; BRANDÃO, 2013), em quanto a produção de energia se refere para empreendimentos de pequeno porte;
6. Taxa Média de Atratividade considerada 10%;
7. Horizonte de avaliação 10 anos.

5.5.1 Cenário I-A.

Neste primeiro cenário, considera-se um preço do R\$202/MWh. A Figura 5.19, mostra os resultados de viabilidade para esta condição.

Figura 5.19 – Resultados Viabilidade Cenário I-A.

ANO	Fluxo de caixa	Valor equivalente no ano zero	TMA [%]	ANO	Payback Simples	Payback Descontado	TIR [%]	VPL (para TMA)
0	-R\$ 48.064,64	-R\$ 48.064,64	10,00	1	-R\$ 41.741,91	-R\$ 42.316,70	5,32%	-R\$ 9.214,23
1	R\$ 6.322,72	R\$ 5.747,93		2	-R\$ 35.419,19	-R\$ 37.091,31		
2	R\$ 6.322,72	R\$ 5.225,39		3	-R\$ 29.096,46	-R\$ 32.340,96		
3	R\$ 6.322,72	R\$ 4.750,36		4	-R\$ 22.773,74	-R\$ 28.022,45		
4	R\$ 6.322,72	R\$ 4.318,51		5	-R\$ 16.451,01	-R\$ 24.096,53		
5	R\$ 6.322,72	R\$ 3.925,91		6	-R\$ 10.128,29	-R\$ 20.527,52		
6	R\$ 6.322,72	R\$ 3.569,01		7	-R\$ 3.805,56	-R\$ 17.282,96		
7	R\$ 6.322,72	R\$ 3.244,56		8	R\$ 2.517,16	-R\$ 14.333,37		
8	R\$ 6.322,72	R\$ 2.949,60		9	R\$ 8.839,89	-R\$ 11.651,91		
9	R\$ 6.322,72	R\$ 2.681,45		10	R\$ 15.162,61	-R\$ 9.214,23		
10	R\$ 6.322,72	R\$ 2.437,68		Anos	8	+10		
TOTAL	R\$ 15.162,61	-R\$ 9.214,23					Energia MC	Energia MP
							578	619
							Ganho Energia	
							41	

5.5.2 Análise de Viabilidade Cenário I-A.

Os resultado dos quatro métodos da análise da viabilidade apresentados na Figura 5.19 mostraram:

1. Payback Simples: Determinou que o investimento será pago no ano 8;
2. Payback Descontado: Determinou que o investimento será pago em mais de 10 anos;
3. TIR: Dado que $TIR < TMA$, projeto inviável;
4. VPL: Dado que $VPL < 0$, projeto inviável.

5.5.3 Cenário I-B.

Neste segundo cenário, considera-se um preço de R\$290/MWh. A Figura 5.20, mostra os resultados de viabilidade para esta condição.

Figura 5.20 – Resultados Viabilidade Cenário I-B.

ANO	Fluxo de caixa	Valor equivalente no ano zero	TMA [%]	ANO	Payback Simples	Payback Descontado	TIR [%]	VPL (para TMA)
0	-R\$ 48.064,64	-R\$ 48.064,64	10,00	1	-R\$ 39.009,31	-R\$ 39.832,52	13,56%	R\$ 7.576,41
1	R\$ 9.055,32	R\$ 8.232,11		2	-R\$ 29.953,99	-R\$ 32.348,79		
2	R\$ 9.055,32	R\$ 7.483,74		3	-R\$ 20.898,67	-R\$ 25.545,39	Energia MC	Energia MP
3	R\$ 9.055,32	R\$ 6.803,40		4	-R\$ 11.843,34	-R\$ 19.360,48	578	619
4	R\$ 9.055,32	R\$ 6.184,91		5	-R\$ 2.788,02	-R\$ 13.737,84	Ganho Energia	41
5	R\$ 9.055,32	R\$ 5.622,64		6	R\$ 6.267,31	-R\$ 8.626,34		
6	R\$ 9.055,32	R\$ 5.111,49		7	R\$ 15.322,63	-R\$ 3.979,53		
7	R\$ 9.055,32	R\$ 4.646,81		8	R\$ 24.377,95	R\$ 244,85		
8	R\$ 9.055,32	R\$ 4.224,38		9	R\$ 33.433,28	R\$ 4.085,19		
9	R\$ 9.055,32	R\$ 3.840,34		10	R\$ 42.488,60	R\$ 7.576,41		
10	R\$ 9.055,32	R\$ 3.491,22		Anos	6	8		
TOTAL	R\$ 42.488,60	R\$ 7.576,41						

5.5.4 Análise de Viabilidade Cenário I-B.

Os resultados dos quatro métodos da análise de viabilidade apresentados na Figura 5.20 mostraram:

1. Payback Simples: Determinou que no ano 6 o investimento será pago;
2. Payback Descontado: Determinou que o investimento será pago em 8 anos;
3. TIR: Dado que $TIR > TMA$, projeto viável;
4. VPL: Dado que $VPL > 0$, projeto viável.

5.5.5 Cenário II-A.

Neste primeiro cenário, considera-se um preço de R\$202/MWh. A Figura 5.21, mostra os resultados de viabilidade para esta condição.

Figura 5.21 – Resultados Viabilidade Cenário II-A.

ANO	Fluxo de caixa	Valor equivalente no ano zero	TMA [%]	ANO	Payback Simples	Payback Descontado	TIR [%]	VPL (para TMA)
0	-R\$ 48.064,64	-R\$ 48.064,64	10,00	1	-R\$ 42.204,55	-R\$ 42.737,28	3,78%	-R\$ 12.056,94
1	R\$ 5.860,09	R\$ 5.327,35		2	-R\$ 36.344,46	-R\$ 37.894,24		
2	R\$ 5.860,09	R\$ 4.843,05		3	-R\$ 30.484,38	-R\$ 33.491,47	Energia MC	Energia MP
3	R\$ 5.860,09	R\$ 4.402,77		4	-R\$ 24.624,29	-R\$ 29.488,95	520	558
4	R\$ 5.860,09	R\$ 4.002,52		5	-R\$ 18.764,20	-R\$ 25.850,30	Ganho Energia	38
5	R\$ 5.860,09	R\$ 3.638,65		6	-R\$ 12.904,12	-R\$ 22.542,43		
6	R\$ 5.860,09	R\$ 3.307,87		7	-R\$ 7.044,03	-R\$ 19.535,28		
7	R\$ 5.860,09	R\$ 3.007,15		8	-R\$ 1.183,95	-R\$ 16.801,51		
8	R\$ 5.860,09	R\$ 2.733,77		9	R\$ 4.676,14	-R\$ 14.316,26		
9	R\$ 5.860,09	R\$ 2.485,25		10	R\$ 10.536,23	-R\$ 12.056,94		
10	R\$ 5.860,09	R\$ 2.259,32		Anos	9	+10		
TOTAL	R\$ 10.536,23	-R\$ 12.056,94						

5.5.6 Análise de Viabilidade Cenário II-A.

Os resultados dos quatro métodos da análise de viabilidade apresentados na [Figura 5.21](#) mostraram:

- Payback Simples: Determinou que no ano 9 o investimento será pago;
- Payback Descontado: Determinou que o investimento será pago em mais de 10 anos;
- TIR: Dado que $TIR < TMA$, projeto inviável;
- VPL: Dado que $VPL < 0$, projeto inviável.

5.5.7 Cenário II-B.

Neste segundo cenário, considera-se um preço de R\$290/MWh. A [Figura 5.22](#), mostra os resultados de viabilidade para esta condição.

Figura 5.22 – Resultados Viabilidade Cenário II-B.

ANO	Fluxo de caixa	Valor equivalente no ano zero	TMA [%]	ANO	Payback Simples	Payback Descontado	TIR [%]	VPL (para TMA)
0	-R\$ 48.064,64	-R\$ 48.064,64	10,00	1	-R\$ 39.671,90	-R\$ 40.434,87	11,67%	R\$ 3.505,11
1	R\$ 8.392,74	R\$ 7.629,76		2	-R\$ 31.279,16	-R\$ 33.498,73		
2	R\$ 8.392,74	R\$ 6.936,15		3	-R\$ 22.886,42	-R\$ 27.193,14		
3	R\$ 8.392,74	R\$ 6.305,59		4	-R\$ 14.493,68	-R\$ 21.460,78		
4	R\$ 8.392,74	R\$ 5.732,35		5	-R\$ 6.100,94	-R\$ 16.249,55		
5	R\$ 8.392,74	R\$ 5.211,23		6	R\$ 2.291,80	-R\$ 11.512,07		
6	R\$ 8.392,74	R\$ 4.737,48		7	R\$ 10.684,54	-R\$ 7.205,27		
7	R\$ 8.392,74	R\$ 4.306,80		8	R\$ 19.077,28	-R\$ 3.289,99		
8	R\$ 8.392,74	R\$ 3.915,27		9	R\$ 27.470,01	R\$ 269,35		
9	R\$ 8.392,74	R\$ 3.559,34		10	R\$ 35.862,75	R\$ 3.505,11		
10	R\$ 8.392,74	R\$ 3.235,76		Anos	6	9		
TOTAL	R\$ 35.862,75	R\$ 3.505,11					Energia MC	Energia MP
							520	558
							Ganho Energia	
							38	

5.5.8 Análise de Viabilidade Cenário II-B.

Os resultados dos quatro métodos da análise de viabilidade apresentados na [Figura 5.22](#) mostraram:

1. Payback Simples: Determinou que no ano 6 o investimento será pago;
2. Payback Descontado: Determinou que o investimento será pago no ano 9;
3. TIR: Dado que $TIR > TMA$, projeto viável;
4. VPL: Dado que $VPL > 0$, projeto viável.

5.5.9 Cenário III-A.

Neste primeiro cenário, considera-se um preço de R\$202/MWh. A Figura 5.23, mostra os resultados de viabilidade para esta condição.

Figura 5.23 – Resultados Viabilidade Cenário III-A.

ANO	Fluxo de caixa	Valor equivalente no ano zero	TMA [%]	ANO	Payback Simples	Payback Descontado	TIR [%]	VPL (para TMA)
0	-R\$ 48.064,64	-R\$ 48.064,64	10,00	1	-R\$ 40.199,78	-R\$ 40.914,77	10,13%	R\$ 261,48
1	R\$ 7.864,85	R\$ 7.149,87		2	-R\$ 32.334,93	-R\$ 34.414,89		
2	R\$ 7.864,85	R\$ 6.499,88		3	-R\$ 24.470,08	-R\$ 28.505,91	Energia MC	Energia MP
3	R\$ 7.864,85	R\$ 5.908,98		4	-R\$ 16.605,23	-R\$ 23.134,11	356	407
4	R\$ 7.864,85	R\$ 5.371,80		5	-R\$ 8.740,37	-R\$ 18.250,66	Ganho Energia	
5	R\$ 7.864,85	R\$ 4.883,45		6	-R\$ 875,52	-R\$ 13.811,15	51	
6	R\$ 7.864,85	R\$ 4.439,50		7	R\$ 6.989,33	-R\$ 9.775,24		
7	R\$ 7.864,85	R\$ 4.035,91		8	R\$ 14.854,19	-R\$ 6.106,23		
8	R\$ 7.864,85	R\$ 3.669,01		9	R\$ 22.719,04	-R\$ 2.770,76		
9	R\$ 7.864,85	R\$ 3.335,47		10	R\$ 30.583,89	R\$ 261,48		
10	R\$ 7.864,85	R\$ 3.032,24						
TOTAL	R\$ 30.583,89	R\$ 261,48		Anos	7	10		

5.5.10 Análise de Viabilidade Cenário III-A.

Os resultados dos quatro métodos da análise de viabilidade apresentados na Figura 5.23 mostraram:

1. Payback Simples: Determinou que no ano 7 o investimento será pago;
2. Payback Descontado: Determinou que o investimento será pago no ano 10;
3. TIR: Dado que $TIR > TMA$, projeto viável;
4. VPL: Dado que $VPL > 0$, projeto viável.

5.5.11 Cenário III-B.

Neste segundo cenário, considera-se um preço de R\$290/MWh. A Figura 5.24, mostra os resultados de viabilidade para esta condição.

Figura 5.24 – Resultados Viabilidade Cenário III-B.

ANO	Fluxo de caixa	Valor equivalente no ano zero	TMA [%]	ANO	Payback Simples	Payback Descontado	TIR [%]	VPL (para TMA)
0	-R\$ 48.064,64	-R\$ 48.064,64	10,00	1	-R\$ 36.800,70	-R\$ 37.824,69	19,48%	R\$ 21.147,39
1	R\$ 11.263,94	R\$ 10.239,94		2	-R\$ 25.536,76	-R\$ 28.515,65		
2	R\$ 11.263,94	R\$ 9.309,04		3	-R\$ 14.272,82	-R\$ 20.052,89		
3	R\$ 11.263,94	R\$ 8.462,76		4	-R\$ 3.008,88	-R\$ 12.359,47		
4	R\$ 11.263,94	R\$ 7.693,42		5	R\$ 8.255,06	-R\$ 5.365,45		
5	R\$ 11.263,94	R\$ 6.994,02		6	R\$ 19.519,00	R\$ 992,75		
6	R\$ 11.263,94	R\$ 6.358,20		7	R\$ 30.782,94	R\$ 6.772,94		
7	R\$ 11.263,94	R\$ 5.780,18		8	R\$ 42.046,88	R\$ 12.027,65		
8	R\$ 11.263,94	R\$ 5.254,71		9	R\$ 53.310,82	R\$ 16.804,66		
9	R\$ 11.263,94	R\$ 4.777,01		10	R\$ 64.574,75	R\$ 21.147,39		
10	R\$ 11.263,94	R\$ 4.342,74		Anos	5	6		
TOTAL	R\$ 64.574,75	R\$ 21.147,39					Energia MC	Energia MP
							356	407
							Ganho Energia	
							51	

5.5.12 Análise de Viabilidade Cenário III-B.

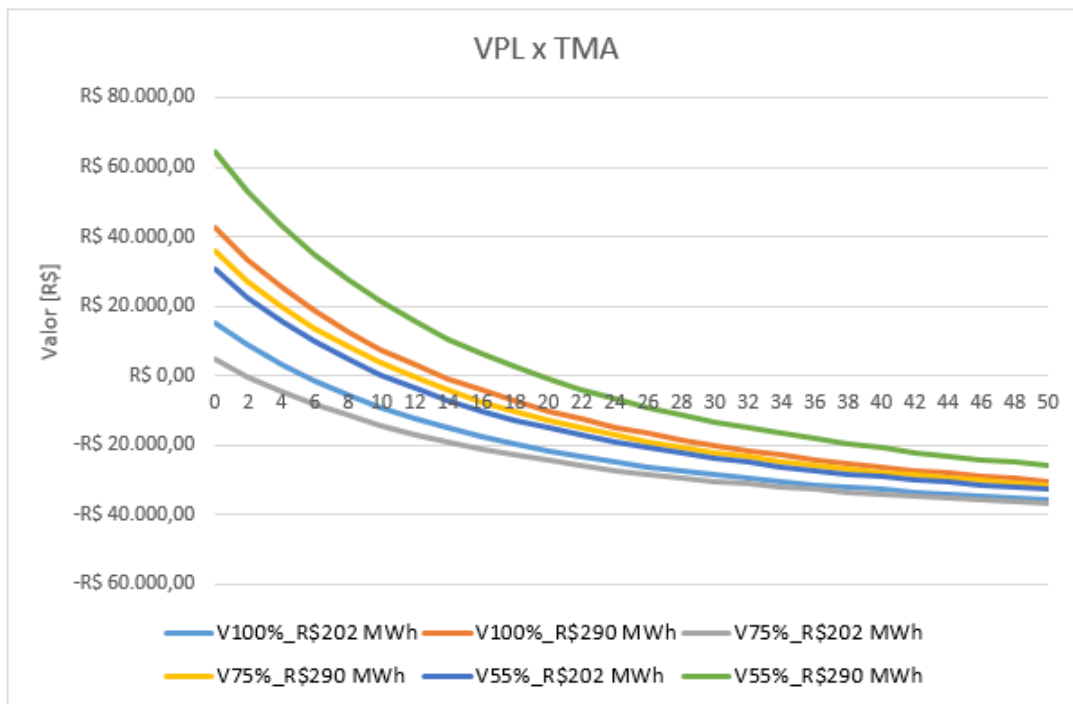
Os resultados dos quatro métodos da análise de viabilidade apresentados na Figura 5.24 mostraram:

1. Payback Simples: Determinou que no ano 5 o investimento será pago;
2. Payback Descontado: Determinou que o investimento será pago em 6 anos;
3. TIR: Dado que $TIR > TMA$, projeto viável;
4. VPL: Dado que $VPL > 0$, projeto viável.

5.5.13 Curva de resultados de Viabilidade.

Os resultados de viabilidade dos seis cenários apresentados, são reconstruídos graficamente na Figura 5.25.

Figura 5.25 – Resultados Viabilidade Cenário III-B.



Nesta gráfica é possível observar, a sensibilidade dos resultados de viabilidade respeito, á TMA e número de anos escolhidos para a avaliação. O gráfico inclui além, importantes indicadores como, a TIR e VPL, Por tanto, será uma ótima base e ponto de partida para obter uma conclusão do estudo.

5.5.13.1 Conclusão dos resultados de Viabilidade.

Nos resultados do estudo de viabilidade quatro dos seis cenários, sugerem que vai existir viabilidade para aquelas mCH onde, a condição no preço do MWh fosse a melhor possível (R\$290) e onde as vazões mensais sejam menores que a vazão de projeto, pois sob estas condições a MP mostrou-se mais atrativa em quanto ao ganho de energia apresentado nos resultados, como apresentou-se nos cenários III-A e III-B. Já nos casos onde o preço é menor (R\$202), e onde as vazões da serie mensal seja próxima à vazão de projeto, o ganho de energia é menor, como se mostram os resultados nos casos dos cenários I-A e II-A, determinando-se que não existe viabilidade para as condições hipotéticas modeladas nesses cenários.

CONCLUSÃO E PROPOSTAS DE CONTINUIDADE

A presente dissertação tem como principal contribuição a proposta de uma metodologia de operação em sistemas de geração hidrelétrica, especificamente para as mini-centrais Hidrelétricas (mCH). A ideia surgiu da operação dos sistemas de geração eólico, a qual opera em velocidade variável. A operação em velocidade variável desses sistemas de geração é o responsável em grande medida do rendimento, com a qual estes operam, maximizando assim a geração de energia e o melhor aproveitamento do recurso e os equipamentos. Desta forma, a metodologia proposta para mCH, parte da condição de operação do sistema a velocidade variável, a determinação de cada velocidade ótima de operação é função do rendimento da turbina e de sua vazão, ou seja, a velocidade será aquela que permita à turbina operar com maior rendimento possível, para cada vazão de referência.

A metodologia proposta, foi tratada como sendo uma modernização de uma mini-central Hidrelétrica (mCH) operando em velocidade constante (nomeada de metodologia convencional). A modificação necessária foi, a mudança do sistema de controle com a adição de um conversor de frequência, acoplado ao gerador (podendo ser síncrono ou assíncrono, neste trabalho optou-se pelo síncrono por ser mais comumente empregado em empreendimentos hidrelétricos).

Dada a condição de velocidade variável, a obtenção da curva de rendimento da turbina em função da vazão, tanto para a metodologia convencional quanto para a metodologia proposta. Uma vez que a turbina está em funcionamento é difícil a obtenção de modo experimental. Neste caso é comum a utilização de um modelo reduzido da turbina, com este modelo é possível estimar o comportamento da turbina em estudo operando a velocidade variável, os dados obtidos neste ensaio, são chaves para realizar uma análise mais detalhada de viabilidade do projeto de modernização que justifique o investimento, em caso de implementar a Metodologia Proposta.

A operação de geradores em velocidade variável, também gera ganhos de eficiência na conversão da energia mecânica em energia elétrica, ou seja, também se apresentam ganhos na operação do gerador síncrono operando em velocidade variável, sendo este ganho, mais expressivo quando a potência de entrada se afasta da potência nominal. Como é de se esperar a inclusão do conversor de frequência para o controle acarreta perdas, neste estágio de transformação esta perda poderá se manter em uma faixa finita delimitada pelas intercepções das curvas típicas de rendimento do gerador nas metodologias proposta e convencional, dita intercepção acontece perto do valor de máximo rendimento onde a diferença entre metodologias representou 1%. Dado a reduzida perda que representa a implantação do conversor, esta, não compromete a viabilidade técnico-econômica do projeto de modernização.

Nas mCH com metodologia de operação convencional para o gerador operar em máximo rendimento, deve-se sobre dimensionar a potência do gerador, pois o ponto de máximo rendimento do gerador operando a velocidade constante, encontra-se abaixo da potência nominal do gerador, representando este ponto de operação, o ponto de máximo rendimento da máquina de geração o qual idealmente deverá coincidir com a máxima potência de entrada. Os dados obtidos nas referências, enquanto ao comportamento típico do rendimento no gerador síncrono quando este opera em velocidades variáveis, sugerem que o sobre dimensionamento não seria necessário nos casos de estudos e implantação de novas mCH.

Finalmente, dado o significativo ganho na geração e as vantagens tanto técnicas como econômicas que traz a implementação da metodologia proposta, a qual representa a operação a velocidade variável destes sistemas, e especificamente na mCH *El Aguacate*, sendo o instrumento de análise. Sustentado nos resultados do estudo de viabilidade conclui-se que dita implementação têm comprovada viabilidade. Uma conclusão geral, que inclua uma análise para outros empreendimentos, fora do estudo de caso abordado neste trabalho, sugere que existirá viabilidade na implementação da Metodologia Proposta, nos empreendimentos que se encontram operando sob casos específicos com preços por MWH acima da média dos preços divulgados no Leilão A-5, preferivelmente no preço máximo e sob condições, onde registrem-se vazões mensais inferiores à vazão de projeto.

Propostas de Continuidade

- Realização de testes no modelo reduzido em um amplo cenário de velocidades, com o intuito de explorar melhor o potencial da turbina.
- Realização de testes no modelo reduzido em um amplo cenário de velocidades, com o intuito de explorar melhor o potencial da turbina.
- Realizar o mesmo estudo em regime de operação dinâmica incluindo uma metodologia de comissionamento de reservatório.

- Realizar um estudo detalhado e aprofundado do controle do gerador quando é utilizado um conversor de frequência e explorar as opções de melhora do rendimento no conjunto gerador como tal, que acrescente o ganho geral.
- Desenvolver uma metodologia que permita a realização dos testes realizados no modelo reduzido, diretamente nos equipamentos das mCH, para obter resultados específicos e reais de cada caso.

REFERÊNCIAS

ABNT, A. B. de N. T. *Dimensões Principais de Turbinas Hidráulicas para Pequenas Centrais Hidrelétricas (PCH)*. [S.l.], 1992. Acesso em: 04.03.2016. Citado na página 59.

AGENCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. *Resolução Normativa No 583*. Rio de Janeiro, 2013. Acesso em: 11.11.2016. Citado na página 40.

ALTEMIRA. *Geradores Alterima*. 2016. Disponível em: <<http://www.alterima.com.br>>. Acesso em: 02.02.2016. Citado na página 56.

ALVES, D. D. S. *Contribuições Para o Estudo e a Aplicação de Bombas Funcionando Como Turbinas na Geração Descentralizada*. 2010. Disponível em: <<http://www.ppgee.ufmg.br/>>. Acesso em: 16.06.2016. Citado 8 vezes nas páginas 78, 79, 80, 82, 85, 86, 88 e 131.

ANDRADE, L. A. de et al. *Estudo Comparativo dos Métodos de medição de vazão, uma aplicação em comissionamento de Turbinas Hidráulicas*. 2014. Disponível em: <<https://www.researchgate.net/publication>>. Acesso em: 18.12.2016. Citado 3 vezes nas páginas 75, 76 e 77.

ANEEL. *Guia do Empreendedor de Pequenas Centrais Hidrelétricas*. 2003. Disponível em: <http://www2.aneel.gov.br/biblioteca/downloads/livros/Guia_empreendedor.pdf>. Acesso em: 14.05.2015. Citado na página 51.

_____. *Resolução No 652 de 9 de dezembro de 2003*. 2003. Disponível em: <http://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/leitura_arquivo/arquivos/>. Acesso em: 12.03.2016. Citado 2 vezes nas páginas 40 e 52.

_____. *Centrais Hidrelétricas em operação no Brasil*. 2004. Disponível em: <http://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/atlas/energia_hidraulica/4_6.htm>. Acesso em: 02.09.2015. Citado na página 62.

_____. *Acompanhamento das Centrais Hidrelétricas geradoras*. 2016. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/web/guest/busca?>> Acesso em: 03.10.2016. Citado na página 63.

- ARAÚJO, R. J. T. *Modelagem e Otimização na geração hidrelétrica de energia, uma abordagem com emprego de sistemas inteligentes*. 2010. Disponível em: <<http://www.files.scire.net.br>>. Acesso em: 18.09.2016. Citado na página 75.
- BALBY, E. C. L. *Motores Elétricos*. 2016. Disponível em: <<http://www.balbyelectric.co>>. Acesso em: 02.02.2016. Citado na página 64.
- BRITO, C. de Referência para Energia Solar e E. S. *Tipos de Aerogeradores para Geração de Energia Elétrica*. 2016. Disponível em: <<http://www.cresesb.cepel.br/index.php?section=com>>. Acesso em: 03.11.2016. Citado na página 66.
- CEMIG. *História da Eletricidade no Brasil*. 2016. Disponível em: <http://www.cemig.com.br/pt-br/a/_cemig/Nossa/_Historia/Paginas>. Acesso em: 07.10.2016. Citado 3 vezes nas páginas 37, 38 e 40.
- CERPCH, C. N. de Referência em P. C. H. *Fontes de energia renovável*. 2017. Disponível em: <<https://cerpch.unifei.edu>>. Acesso em: 15.11.2015. Citado na página 71.
- CHAPALLAZ, J.-M.; FÜR, D. Z. *Manual on induction motor used as Generators*. Eschborn, Frankfurt, Germany: Deutsche Gesellschaft Für Technische Zusammenarbeit (GTZ). Acesso em: 11.07.2015. Citado na página 32.
- CHAPMAN, S. J. *Maquinas Eléctricas*. Tercera Edición: Mc Graw Hill). Acesso em: 05.10.2015. Citado na página 65.
- DIXON, S. L. *Fluid Mechanics, Thermodynamics of Turbomachinery*. [S.l.]: Elsevier Butterworth–Heinemann, 1998. Citado na página 57.
- DIXON, S. L. et al. *Fluid Mechanics and Thermodynamics of Turbomachinery, Seventh Edition*. Seventh Edition: Elsevier Inc. Acesso em: 20.09.2016. Citado 2 vezes nas páginas 75 e 76.
- DNAEE. *Portaria N 136, de 06 de outubro de 1987*. Brasil, 1987. Disponível em: <<http://infoener.iee.usp.br/legislacao/legisla>>. Acesso em: 12.03.2016. Citado na página 39.
- EDENHOFER, O.; MADRUGA, R. P.; SOKONA, Y. *Fuentes de energía renovables y mitigación del cambio climático*. [S.l.], 2011. Acesso em: 15.8.2016. Citado na página 28.
- ELETROBRÁS. *Diretrizes para estudos e projetos de Pequenas Centrais Hidrelétricas*. 2000. Disponível em: <<http://www.portalpch.com.br/saiba-mais/diretrizes-para-estudos-e-projetos-de-pequenas-centrais-hidreletricas.html>>. Acesso em: 17.02.2016. Citado 10 vezes nas páginas 30, 41, 51, 52, 53, 55, 56, 57, 58 e 61.
- EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. *Balço Energético Nacional 2016*. B, 2016. Acesso em: 11.09.2016. Citado 3 vezes nas páginas 31, 41 e 42.
- EPE, E. de P. E. *Plano Nacional de Energia*. 2007. Disponível em: <http://www.epe.gov.br/PNE/20080512/_10.pdf>. Acesso em: 07.10.2016. Citado 2 vezes nas páginas 38 e 43.
- ESHA, E. S. H. A. *Guía para el desarrollo de una pequeña Central Hidroeléctrica*. [S.l.], 2006. Disponível em: <<http://www.cnr.gob.cl/Home/Documentacin>>. Acesso em: 02.05.2016. Citado 2 vezes nas páginas 53 e 54.

- GELL, G. E. L. *Turbinas Hidráulicas*. 2016. Disponível em: <<http://www.gell.ind.br>>. Acesso em: 02.02.2016. Citado na página 59.
- GRAUERS, A. *Synchronous generator and frequency converter in wind turbine applications, system design and efficiency*. 1994. Disponível em: <<http://webfiles.portal.chalmers.se>>. Acesso em: 12.09.2016. Citado 5 vezes nas páginas 32, 33, 67, 86 e 87.
- HARVEY; ADAM. *Tipos de turbinas hidráulicas aplicadas as pequenas mini e micro centrais hidráulicas*. [S.l.], 1998. Disponível em: <<http://meusite.mackenzie.com.br/mellojr>>. Acesso em: 15.09.2016. Citado na página 60.
- IEA, I. E. A. *World Energy Outlook 2014*. 2014. Disponível em: <<https://www.iea.org/publications>>. Acesso em: 18.08.2016. Citado na página 34.
- LEONHARD, W. *Control of Electrical Drives*. Third edition: Springer). Acesso em: 20.06.2016. Citado na página 68.
- MACINTYRE. *Maquinas Motrizes Hidráulicas*. 1983. Disponível em: <<http://www.scielo.br/scielo.php?script=sci>>. Acesso em: 15.12.2016. Citado na página 61.
- MANCEBO, E. W.; BRANDÃO, P. da C. *Avaliação da Viabilidade econômica de reativação de uma Central Hidrelétrica geradora, um estudo de caso*. 2013. Disponível em: <<http://monografias.poli.ufrj.br/monografias/>>. Acesso em: 02.02.2016. Citado na página 113.
- MARRA, E. G.; POMILIO, J. A. *Sistemas de Geração Baseados em Gerador de Indução Operando com Tensão Regulada e Frequência Constante*. 2000. Disponível em: <<http://www.sba.org.br/revista/vol11/v11a258.pdf>>. Acesso em: 02.09.2015. Citado na página 65.
- MESQUITA, L. M. O. de et al. Maximum power point tracking applied on small hydroelectric power plants. *IEEE*, IEEE, v. 1, n. 12389756, p. 1–6, 2011. Disponível em: <<http://ieeexplore.ieee.org/stamp/stamp.jsp?tp=arnumber=6073371>>. Citado 2 vezes nas páginas 29 e 65.
- MME. *Balanco Energético Nacional 2016*. 2016. Disponível em: <https://ben.epe.gov.br/downloads/RelatorioFinal_BEN_2016.pdf>. Acesso em: 15.04.2015. Citado na página 42.
- OLIVEIRA, M. A. de. *Repotencialização de Pequenas Centrais Hidrelétricas, Avaliação Técnica e Econômica*. 2012. Disponível em: <<https://www.ambienteenergia.com.br>>. Acesso em: 11.09.2016. Citado 7 vezes nas páginas 37, 39, 41, 44, 45, 93 e 130.
- RENEDO, C. *Trubinas Hidráulicas*. 2006. Disponível em: <https://www.academia.edu/13131006/03_T_HIDRAULICAS>. Acesso em: 02.12.2016. Citado na página 96.
- RESOLUÇÃO Normativa No. 482 de 17 de abril de 2012. Rio de Janeiro, 2012. Disponível em: <<http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2012482.pdf>>. Acesso em: 12.05.2016. Citado 2 vezes nas páginas 41 e 52.
- SALAS, M. G. *Fundamentos de Centrais Hidroeléctricas Pequenas y sus Obras Anexas*. [S.l.], 2008. Disponível em: <http://radian.cl/documents/fundamentos_centrales_hidroelectricas>. Acesso em: 17.08.2015. Citado na página 51.

- SANTOS, G. V. *Sistemas de Controle Aplicado Aero geradores Síncronos com Conversor Back to Back*. 2015. Acesso em: 17.07.2015. Citado na página 66.
- SCHERER, L. G. *Modelagem e Controle de uma micro Central Hidrelétrica com utilização do Gerador de Indução auto excitado*. 2012. Disponível em: <http://cascavel.ufsm.br/tede/tde/_arquivos/7/TDE-2012-11-27T084341Z-3856/Publico/>. Acesso em: 08.09.2016. Citado na página 74.
- SINGH, B. et al. Transient performance of series-compensated three-phase self-excited induction generator feeding dynamic loads. *IEEE*, v. 46, n. 11430165, p. 1–9. Acesso em: 17.09.2015. Citado na página 32.
- VEIGA, J. R. C. da. *Oportunidades de Negócio com a Repotencialização de Usinas, Aspectos Técnicos Econômicos e Ambientais*. 2001. Disponível em: <<http://www.iee.usp.br/producao/>>. Acesso em: 18.11.2016. Citado 2 vezes nas páginas 44 e 46.
- WEG. *Caraterísticas e Especificações de Geradores*. 2016. Disponível em: <<http://www.ecatalog.weg>>. Acesso em: 08.09.2016. Citado na página 32.
- WWF, G. de Estudos de P. E. *A repotencialização de Usinas Hidrelétricas como alternativa para o aumento da oferta de energia no Brasil com proteção ambiental*. 2004. Disponível em: <http://wwf.panda.org/wwf/_news/?15930/4/>. Acesso em: 10.10.2016. Citado na página 38.
- ZERVOS, A. *Renewables 2016 Global Status Report*. 2016. Disponível em: <http://www.ren21.net/wp-content/uploads/2016/06/GSR/_2016_Full_Report.pdf>. Acesso em: 01.01.2016. Citado 4 vezes nas páginas 28, 29, 50 e 52.

Anexos

ANEXO *A*

FIGURAS

Figura A.1 – Serie de vazões histórica, da PCH Lajeado

SERIE HISTORICA DE VAZÕES															
Ano/Mês	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez	Min	Med	Max
1976	7,67	13,8	8,44	6,9	4,11	1,85	1,46	1,29	1,31	5,4	11,8	12,3	1,29	6,36	13,8
1977	26,5	22,2	13,9	15,8	5,4	2,59	1,85	1,34	1,27	3,24	3,76	14,6	1,27	9,37	26,5
1977	26,5	22,2	13,9	15,8	5,4	2,59	1,85	1,34	1,27	3,24	3,76	14,6	1,27	9,37	26,5
1978	30	44,3	34,4	18,4	10,5	4,17	2,92	2,08	1,87	4,3	3,9	17,8	1,87	14,5	44,3
1979	46	53,9	21,9	13,6	5,22	3,19	2,51	2,19	2,79	3,08	9,3	11,8	2,19	14,6	53,9
1980	20,4	63,6	13,6	16,7	4,1	2,66	2,08	1,6	1,81	1,7	22,1	28,8	1,6	14,9	63,6
1981	18,4	8,04	29	14,8	4,05	3,52	2,28	1,7	1,43	5,21	23,6	15,8	1,43	10,6	29
1982	56,7	15,4	21,7	11,1	3,95	2,91	2,46	2,08	2,04	2,76	3,91	4,68	2,04	10,8	56,7
1983	41,3	32,4	15,9	9,12	3,01	2,3	1,94	1,79	1,6	2,96	6,16	13	1,6	10,9	41,3
1984	7,8	13,1	19,1	12,6	3,86	2,43	2,01	1,86	2,07	3,43	3,05	8,65	1,86	6,66	19,1
1985	42,3	13,5	18,7	21,4	7,33	3,24	2,59	2,3	2,05	5,21	8,8	30,8	2,05	13,1	42,3
1986	31,8	21,3	13,8	17,1	6,01	3,43	2,88	2,43	2,08	4,88	6,03	13,6	2,08	10,4	31,8
1987	8,78	13	30,7	10,3	4,47	2,93	2,36	2,15	2,12	3,31	5,5	12,9	2,12	8,21	30,7
1988	10,8	22,1	36,1	9,58	3,55	2,53	2,15	1,94	1,75	5,62	3,68	50,5	1,75	12,5	50,5
1989	13,9	18,9	16,7	8,17	4,15	2,67	2,37	2,09	2,04	3,17	3,76	69,7	2,04	12,3	69,7
1990	10,3	13,5	18	9,98	4,61	2,77	2,41	2,19	1,97	2,65	2,61	9,63	1,97	6,72	18
1991	17,5	22,3	19,8	13,8	5,77	2,7	2,19	1,9	2,07	2,11	5,5	9,07	1,9	8,73	22,3
1992	26,9	102	9,23	6,73	3,45	2,33	2,08	1,81	1,97	1,84	11,1	77,2	1,81	20,5	102
1993	17,5	6,07	8,27	6,53	3,36	2,12	1,98	1,8	2,04	2,77	2,85	6,6	1,8	5,16	17,5
1994	12,2	14,3	24,9	20,1	3,6	2,77	2,28	1,86	1,64	1,67	7,48	9,53	1,64	8,53	24,9
1995	10,6	22,3	22,4	39,8	10,1	3,32	2,67	2,47	2,09	3,09	4,67	13,3	2,09	11,4	39,8
1996	6,59	4,88	14	9,36	3,64	2,44	1,9	1,9	1,66	2,78	7,55	5,86	1,66	5,21	14
1997	24,2	9,86	35,3	12,4	7,75	3,42	2,64	2,24	2,48	2,96	2,77	7,02	2,24	9,42	35,3
1998	7,22	9,23	7,85	2,79	2,83	1,7	1,54	1,46	1,35	1,53	5,52	9,77	1,35	4,4	9,77
1999	14,6	8,43	10,7	3,2	3,06	1,72	1,46	1,34	1,61	2,44	7,46	15,3	1,34	5,94	15,3
2000	20,5	22,3	32	14,1	4,05	2,76	2,29	1,82	1,8	1,98	6,58	33,1	1,8	11,9	33,1
2001	6,21	13,4	17,7	7,28	3,74	2,68	2	1,68	1,77	3,4	6,2	13,4	1,68	6,62	17,7
2002	32,7	12,3	6,83	4,13	2,6	1,82	1,57	1,37	1,4	1,51	2,26	8,85	1,37	6,45	32,7
2003	11,4	11,3	15,8	14,5	3,88	2,1	1,62	1,38	1,3	1,79	2,84	6,02	1,3	6,16	15,8
2004	32,2	33,6	34	16,2	4,73	7,12	5,54	4,6	3,9	4,7	5,21	9,97	3,9	13,4	34
2005	14,9	17,3	22	22	13,6	7,03	4,93	3,84	3,31	3,15	4,25	10,5	3,15	10,5	22
2006	7,03	12,1	22,2	38,9	28,2	4,07	1,33	1,49	2,41	3,02	6,4	20,2	1,33	12,2	38,9
2007	18,3	11,1	31,1	15,4	6,43	1,91	1,84	2,09	2,09	2,88	8,97	16,5	1,84	9,88	31,1
2008	16,4	12,5	9,6	20,1	4	2,12	2,41	2,07	2,21	2,88	4,47	26,4	2,07	8,76	26,4
2009	21,3	21,2	18,2	14,3	5,73	2,49	3,1	2,18	2,15	3,55	8,55	35,6	2,15	11,53	35,6
Min	6,21	4,88	6,83	2,79	2,6	1,7	1,33	1,29	1,27	1,51	2,26	4,68	1,27	-	-
Med	20,3	21,6	19,8	14	5,73	2,94	2,34	2,01	1,98	3,15	6,72	19	-	9,98	-
Max	56,7	102	36,1	39,8	28,2	7,12	5,54	4,6	3,9	5,62	23,6	77,2	-	-	102

Fonte: (OLIVEIRA, 2012)

Figura A.2 – Bancada de Teste do Modelo Reduzido



Fonte: (ALVES, 2010)