



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



**Procedimento de Armazenamento de Energia com Usinas  
Hidrelétricas Reversíveis como Mecanismo Sustentável para  
Recuperação de Nível de Água em Reservatórios de Centrais  
Hidrelétricas de Regularização: Estudo de Caso da UHE Furnas**

**JOHNSON HERLICH ROSLEE MENSAH**

**Itajubá, 2020**

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

**JOHNSON HERLICH ROSLEE MENSAH**

**Procedimento de Armazenamento de Energia com Usinas  
Hidrelétricas Reversíveis como Mecanismo Sustentável para  
Recuperação de Nível de Água em Reservatórios de Centrais  
Hidrelétricas de Regularização: Estudo de Caso da UHE Furnas**

**Dissertação submetida ao Programa de Pós-  
Graduação em Engenharia de Energia como  
parte dos requisitos para a obtenção do título de  
Mestre em Engenharia de Energia.**

**Área de Concentração: Planejamento e Gestão  
de Sistemas Energéticos – PGSE.**

**Orientador: Prof. Dr. Geraldo Lúcio Tiago Filho**

**Itajubá, 2020**

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

**JOHNSON HERLICH ROSLEE MENSAH**

**Procedimento de Armazenamento de Energia com Usinas  
Hidrelétricas Reversíveis como Mecanismo Sustentável para  
Recuperação de Nível de Água em Reservatórios de Centrais  
Hidrelétricas de Regularização: Estudo de Caso da UHE Furnas**

Dissertação aprovada por banca examinadora em 22 de Maio de 2020, conferindo ao autor o título de **Mestre em Ciências em Engenharia de Energia**.

**Banca Examinadora:**

Prof. Dr. Geraldo Lúcio Tiago Filho (Orientador)

Prof. Dr. Oswaldo Honorato Souza Júnior

Prof. Dr. Ivan Felipe Silva dos Santos

Prof<sup>ª</sup>. Dr<sup>ª</sup>. Maria Cláudia Costa de Oliveira

**Itajubá, 2020**

*Dedico este trabalho primeiramente a Deus por ter me guiado para que eu concluísse este trabalho, aos meus pais, Crespin Mensah e Doton Louise Migan (in memorian), pela educação e valores transmitidos, aos meus irmãos, Larios Nelcael Mensah e Manix Minassin Mensah, por todo incentivo, paciência, amor, e confiança, aos meus amigos, pela motivação e a todos os professores e profissionais que me ajudaram a conseguir esse objetivo.*

## AGRADECIMENTOS

Agradeço primeiro a Deus por me fez acreditar e não desistir do meu sonho.

Aos meus queridos amados pais Crespin Mensah e Doton Louise Migan (*in memoriam*), pela educação e valores que me transmitiram.

Aos meus irmãos, Larios Nelcael Mensah e Manix Minassin Mensah pelo amor, apoio, companheirismo e pela motivação de sempre.

Ao meu orientador, o Prof. Dr. Geraldo Lúcio Tiago Filho, pela oportunidade, pelas orientações e por ter acreditado nas minhas capacidades.

Aos professores da Pós-Graduação em Engenharia de Energia da Unifei pelas aulas que me motivaram a seguir nesta área de pesquisa.

Ao pessoal do Centro Nacional de Referências em Pequenas Centrais Hidrelétricas (CERPCH), pelo apoio.

Aos diversos amigos que fiz e colegas com quem trabalhei durante a minha formação no mestrado e que me ajudaram muito neste período acadêmico.

À UNIFEI, pela minha formação acadêmica e profissional

Aos meus conterrâneos Enock Christel Ogoulola, Gerardo Victorien Nago, Ange Laure Baptistin, Olatoundji Georges Gnonhoue e Michael Jourdain Gbedjinou, com quem convivi bons momentos.

À CAPES pela concessão da bolsa de mestrado.

*“Nós podemos manter apenas da tradição, o que nos permite estar em pé no mundo.”*

***Jean Pliya***

## RESUMO

Recentemente, as Usinas Hidrelétricas (UHEs) vêm perdendo competitividade perante as fontes renováveis, especificamente a fonte eólica e solar fotovoltaica, devido à crise hídrica registrada no país, que deixou os principais reservatórios do sistema hidrelétrico brasileiro deplecionados e com dificuldades de recuperar os níveis nominais de operação. Porém, essas fontes possuem algumas limitações cuja principal delas é a intermitência e, portanto, as formas de armazenamento de energia, com destaque as Usinas Hidrelétricas Reversíveis (UHRs), podem ajudar a mitigar essa intermitência, permitindo assim um fornecimento energético de forma constante e ininterrupto. Neste contexto, o presente trabalho propõe estudar o uso de uma UHR, concatenada com fontes renováveis solar e/ou eólica como mecanismo de recuperação do nível de água do reservatório da UHE de Furnas. Para tanto, realizou-se inicialmente um pré-dimensionamento da UHR optando-se por instalar uma capacidade de 423 MW, seguido do pré-dimensionamento dos parques solar e eólico, após determinação dos possíveis locais onde esses parques apresentam maior potencial energético. Cálculos energéticos realizados mostraram que a energia que poderia ser gerada pela UHR diariamente foi de 1692 MWh/dia, equivalente a 617,58 GWh/ano. Porém, para armazenar essa quantidade energética, seria necessário o consumo de 2729 MWh/dia, havendo um saldo energético negativo de 1037 MWh a ser compensado pelo parque eólico e/ou solar fotovoltaico diariamente. Com esse mecanismo, seria possível recuperar o nível do reservatório na ordem de 0,45 metro anualmente. Por fim, fez-se um estudo de análise sobre a viabilidade do empreendimento para um período de 30 anos, considerando-se três cenários diferentes e empregando os métodos VPL (Valor Presente Líquido) e LCOE (*Levelized Cost of Electricity*), resultando na inviabilidade do empreendimento em todos os cenários estudados.

**Palavras-Chaves:** Usinas Hidrelétricas Reversíveis (UHRs); Recuperação e Manutenção do nível de água do reservatório de Furnas; Geração de energia elétrica.

## ABSTRACT

*Recently, Hydroelectric Plants (HPPs) have been losing competitiveness in relation to renewable sources, specifically the wind and solar photovoltaic source, due to the water crisis registered in the country, which left the main reservoirs of the Brazilian hydroelectric system depleted and with difficulties in recovering nominal levels of operation. However, these sources have some limitations, the main one of which is intermittency and, therefore, the forms of energy storage, especially the Reversible Hydroelectric Plants (RHPs), can help mitigate this intermittency, thus allowing a constant and uninterrupted. In this context, the present work proposes to study the use of an RHP, concatenated with renewable solar and / or wind sources as a mechanism for recovering the water level of the reservoir of the Furnas HPP. To this end, a pre-dimensioning of the HRP was initially carried out, opting to install a capacity of 423 MW, followed by the pre-dimensioning of the solar and wind farms, after determining the possible locations where these farms have the greatest energy potential. Energy calculations carried out showed that the energy that could be generated by the RHP daily was 1692 MWh /day, equivalent to 617.58 GWh/year. However, to store this energy quantity, it would be necessary to consume 2729 MWh /day, with a negative energy balance of 1037 MWh to be offset by the wind and / or solar park daily. With this mechanism, it would be possible to recover the level of the reservoir in the order of 0.45 meters in the year. Finally, an analysis study was carried out on the feasibility of the project for a period of 30 years, considering three different scenarios and using the methods NPV (Net Present Value) and LCOE (Levelized Cost of Electricity), resulting in the project not being viable in all scenarios. studied.*

**Keywords:** *Reversible Hydroelectric Plants (RHPs); Recovery and Maintenance of the water level of the Furnas reservoir; Electric power generation.*

## LISTA DE FIGURAS

Figura 1: UHE de Furnas: Vista panorâmica, do reservatório, barragem, vertedor, casa de máquinas e subestação. ....	17
Figura 2 - Oferta Interna de Energia Elétrica por Fonte no Brasil. ....	28
Figura 3 - Contribuição dos tipos de usinas na capacidade total de geração de energia elétrica instalada no Brasil em 2018.....	28
Figura 4 - Irradiação Solar Média Anual no Brasil .....	30
Figura 5 - Evolução da geração eólica no Brasil nos últimos anos. ....	31
Figura 6: Velocidade média anual do vento a 100 m de altura (m/s).....	32
Figura 7 - Variação da demanda energética diária no SIN no verão, de 2000 a 2014. ..	34
Figura 8 - Variação da demanda energética diária no SIN no inverno, de 2000 a 2014.	34
Figura 9 - Sistema de armazenamento e bombeamento com ligação de Parque eólico .	37
Figura 10 - Sistema de armazenamento a ar comprimido. ....	38
Figura 11 - Esquema de uma UHR.....	42
Figura 12 - Usina Ludington - USA .....	45
Figura 13 - Usina de Cheylas - França .....	45
Figura 14 - Usina Hohenwarte – Alemanha. Fonte: Pessoa (2015). ....	46
Figura 15 - Usina de Okinawa Yanbaru - Japão.....	47
Figura 16 - Variação do nível de água no reservatório de Furnas de 2015 a 2018. ....	53
Figura 17: Esquema do modelo proposto: UHR concatenada às fontes intermitentes... 55	
Figura 18: Exemplo do efeito da distribuição de bombeamento/geração de energia no diagrama de carga. Fonte: Adaptado de Fonseca et al. (2018).....	59
Figura 19: Distribuição da velocidade média do vento em Estreito (MG).....	63
Figura 20: Localização dos reservatórios de bombeamento (inferior) e de acumulação (superior) .....	74
Figura 21: Esquema da UHR (Furnas). ....	76
Figura 22: Distribuição de Weibull dos ventos em Estreito, a 100 metros de altura .....	79
Figura 23: Curva de trabalho do aerogerador escolhido (ENERCON, S/d).....	81
Figura 24: Variação do nível do reservatório de Furnas entre 2009 e 2019.....	85

## LISTA DE TABELAS

Tabela 1: Evolução da capacidade instalada de geração de energia elétrica por categoria de concessionário (1952-1965) no setor Público, setor Privado e Autoprodutor que gera sua energia .....	22
Tabela 2: Indicadores selecionados para o período de 1980-1991.....	24
Tabela 3: Principais estados produtores de energia eólica no Brasil em fevereiro de 2018.....	31
Tabela 4: Comparação de algumas características típicas de sistemas de armazenamento .....	41
Tabela 5: Usinas reversíveis no mundo.....	47
Tabela 6: Usinas Hidrelétricas Reversíveis no Brasil. ....	48
Tabela 7: Potência instalada (MW) versus volume útil (hm <sup>3</sup> ).....	51
Tabela 8: Valores adotados para a turbina.....	58
Tabela 9: Radiação diária média mensal em kWh/m <sup>2</sup> .dia no entorno de Furnas .....	65
Tabela 10: Modelos fotovoltaicos considerados. ....	66
Tabela 11: Dados principais do painel YS500M-96 (Yangtze Solar, 2019).....	67
Tabela 12: Perdas em Sistema Fotovoltaico Conectado à Rede.....	69
Tabela 13: Dados de dez usinas eólicas instaladas no Brasil em 2018. ....	71
Tabela 14: Dados de dez usinas solar fotovoltaicas instaladas no Brasil.....	71
Tabela 15: Valores energéticos da central UHR a ser instalada.....	75
Tabela 16: Diâmetro nominal do rotar da turbina .....	76
Tabela 17: Valores calculados para o dimensionamento da tubulação .....	77
Tabela 18: Dados de vento para a cidade de Estreito (MG).....	78
Tabela 19: Dados do vento transposto.....	79
Tabela 20: Energia produzida por cada velocidade de vento ao longo do ano .....	80
Tabela 21: Valores energéticos do parque eólico por cenário.....	81
Tabela 22: Declinação solar e altura solar em torno de Furnas.....	82
Tabela 23: Valores energéticos do parque solar por cenário.....	83
Tabela 24: Geração esperada para o Cenário I.....	83
Tabela 25: Geração esperada para o Cenário II.....	84
Tabela 26: Valores energéticos para cada fonte por cenário. ....	87
Tabela 27: Investimento inicial e custo de manutenção por fonte e cenário. ....	88
Tabela 27: Valores de VPL e LCOE por cenário .....	89

## **LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS**

ABRACEEL – Agência Brasileira de Comercialização de Energia Elétrica

ALAGO – Associação dos Municípios do Lago de Furnas

ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica

BEN – Balanço Energético Nacional

BESS – Battery Energy Storage System

BIG – Banco de Informações de Geração

CCEE – Câmara de Comercialização de Energia Elétrica

CDE – Conta de Desenvolvimento Energético

CGH – Central Geradora Hidrelétrica

CIGRÉ-Brasil – Comitê Nacional Brasileiro de Produção e Transmissão de Energia Elétrica

CNAE – Conselho Nacional das Águas e Energia

CWEC – Conselho Mundial de Energia Eólica

EMAE – Empresa Metropolitana de Águas e Energia S.A.

EPE – Empresa de Pesquisa Energética

ESS – Energy Storage Systems

MAE – Mercado Atacadista de Energia Elétrica

MME – Ministério de Minas e Energia

ONS – Operador Nacional do Sistema

PCH – Pequena Central Hidrelétrica

PROCEL – Programa Nacional de Conservação de Energia

PRS – Plano de Recuperação Setorial

REN21 – Renewable Energy Policy Network for the 21st Century

RESEB – Reestruturação do Setor Elétrico Brasileiro

SA – Serviços Ancilares

SEB – Sistema Elétrico Brasileiro

SIN – Sistema Interligado Nacional

UHE – Usinas Hidrelétricas

UHR – Usinas Hidrelétricas Reversíveis

## LISTA DE SÍMBOLOS

$P$  – Potência [MW]

$H$  – Altura de queda bruta [m]

$g$  – Aceleração da gravidade [ $m/s^2$ ]

$\eta_s$  – Rendimento do sistema [%]

$Q_t$  – Vazão turbinada [ $m^3/s$ ]

$D_n$  – Diâmetro nominal do rotor [m]

$n$  – Rotação em [rpm]

$C$  – Comprimento da casa de máquinas [m]

$G_1$  – Comprimento do gerador [m]

$L$  – Largura da casa de máquinas [m]

$D$  – Diâmetro da tubulação [m]

$A_t$  – Área da tubulação [ $m^2$ ]

$V$  – Velocidade de escoamento [m/s]

$L_t$  – Comprimento da tubulação [m]

$f$  – fator de atrito

$\varepsilon$  – Rugosidade da parede

$Re_y$  – Número de Reynolds

$\nu$  – Viscosidade cinemática da água

$h_f$  – Perda de carga na tubulação [m]

$n$  – Coeficiente de Manning

$f(V)$  – Distribuição de frequências de Weibull

$c$  – Parâmetro de escala

$k$  – Parâmetro de forma

$\alpha$  – Coeficiente de rugosidade

$B$  – Fator de transposição

$P(V)$  – Potência do vento [kW]

$E$  – Energia produzida anualmente [MWh/ano]

$A$  – Área do rotor [m<sup>2</sup>]

$V$  – Velocidade do vento [m/s]

$IRR$  – Irradiação solar [kW/m<sup>2</sup>.dia]

$A_{tp}$  – Área total dos painéis [m<sup>2</sup>]

$t$  – Número de dias no ano (365)

$\eta$  – Eficiência [%]

$N$  – Número total de painéis

$T$  – Tarifa de venda de energia [R\$/MWh]

$i$  – Taxa de desconto

$m$  – Vida útil do empreendimento

$C_{om}$  – Custo de operação e manutenção [R\$]

$I$  – Custo de capital [R\$]

$C_n$  – Custo a cada ano

$n$  – Ano

# SUMÁRIO

1. INTRODUÇÃO.....	16
1.1 Justificativa .....	18
1.2 Objetivos .....	19
1.3 Estrutura da Dissertação .....	20
2. REVISÃO BIBLIOGRÁFICA .....	21
2.1 Setor Elétrico Brasileiro.....	21
2.1.1 Breve Histórico do Setor Elétrico Brasileiro .....	21
2.1.2 A Matriz Elétrica do Brasil.....	27
2.1.3 Problemas para atender a demanda de energia elétrica .....	33
2.2 Sistema de Armazenamento de Energia .....	35
2.2.1 Tipos de sistemas de armazenamento de energia .....	36
2.2.2 Vantagens e desvantagens dos sistemas de armazenamento .....	40
2.2.3 Comparação entre tecnologias de armazenamento.....	41
2.3 Usinas Hidrelétricas Reversíveis (UHRs).....	42
2.3.1 Breve Histórico das UHRs .....	42
2.3.2 Tipos de UHRs .....	44
2.3.3 UHR no Brasil e no exterior .....	47
2.3.4 Ação do Sistema de Armazenamento nos Serviços Ancilares das UHRs .....	49
2.3.5 Armazenamento de Energia e Reservatório .....	50
3 PROPOSTA DE MODELO PARA RECUPERAÇÃO DO NÍVEL D'ÁGUA EM RESERVATÓRIO: CASO DE FURNAS.....	53
3.1 Dificuldade na recuperação do nível do reservatório .....	53
3.2 UHR como mecanismo de recuperação do reservatório.....	54
4 METODOLOGIA .....	57
4.1 Pré-dimensionamento da UHR .....	57
4.2 Pré-dimensionamento de parque de geração complementar.....	62

4.2.1	Parque eólico .....	63
4.2.2	Parque solar .....	65
4.3	Análise de viabilidade econômica .....	70
4.4	Premissas .....	73
5	ESTUDO DE CASO .....	74
5.1	Dimensionamento da planta UHR .....	74
5.2	Parque de Geração Complementar .....	78
5.2.1	Parque eólico .....	78
5.2.2	Parque solar .....	82
5.3	Mecanismo de recuperação do nível de água do reservatório de Furnas.....	85
5.4	Análise de viabilidade econômica .....	86
6	CONCLUSÃO .....	91
7	REFERÊNCIAS .....	93

## 1. INTRODUÇÃO

A demanda de energia elétrica vem aumentando no país, aliado à falta de investimentos no setor de geração, transmissão e distribuição. O setor se torna cada vez mais crítico à medida que o tempo passa. As mudanças climáticas influenciando os indicadores pluviométricos, torna a situação de alerta ainda maior. Em 2019 o Brasil foi o oitavo maior país consumidor de energia do mundo, tendo a matriz energética formada por 66,6% energia hidrelétrica, 7,6% energia eólica, 8,6% gás natural, 2,5% energia nuclear e 0,5% energia solar (EPE, 2019).

As preocupações ambientais e a mudança climática pressionam a população, como um todo, buscar fontes alternativas de energia. Aqui no Brasil as reservas de água estão cada vez mais escassas, fazendo com que as hidrelétricas não consigam por si só suprir toda a demanda energética brasileira. Os recursos de energia renovável usados para geração de eletricidade são energia solar, dentre elas, térmica e fotovoltaica, parques eólicos, biocombustíveis, ondas, marés, oceanos e fontes geotérmicas. Contudo, utilizar sistemas de Usinas Hidrelétricas Reversíveis, que possam estar associadas a utilização de energia solar fotovoltaica e/ou geração de energia eólica deve ser considerado para a geração de eletricidade, devido à disponibilidade abundante a longo prazo de energia solar livre, disponibilidade de ventos e disponibilidade hídrica, principalmente no Brasil.

A geração de energia fotovoltaica é baseada no efeito fotovoltaico (PV), que é um processo com células fotovoltaicas que usa fótons de luz solar para atacar o silício semicondutor dopado produzindo eletricidade. A indústria fotovoltaica (PV) apresentou recentemente uma taxa de crescimento sem precedentes, com a energia fotovoltaica global instalada aumentando em mais de 30 vezes nos últimos 10 anos (SILVA, 2015). Este progresso impressionante foi devido a uma série de fatores, incluindo uma redução nos custos de produção, um aumento na eficiência do painel fotovoltaico e uma maior melhoria na confiabilidade do painel fotovoltaico, no mundo.

A capacidade de energia eólica instalada no país cresceu de quase zero em 2004 para cerca de 6,2 gigawatts (GW) no primeiro semestre de 2015. O Conselho Mundial de Energia Eólica (GWEC), no último ranking relatado, indica que o Brasil estava em 10º lugar para instalação mundial, capacidade até dezembro de 2014 (STATHOPOULOS et al., 2018).

A tecnologia de aerogeradores ainda não está totalmente desenvolvida no país e o seu custo ainda é um pouco elevado, de modo que é muito difícil uma população ter o seu próprio fornecimento de energia elétrica gerada por meios eólicos e também que seu aproveitamento seja satisfatoriamente elevado, entretanto esses fatores podem ser superados com o desenvolvimento desta tecnologia, bem como o uso de Usinas Hidrelétricas Reversíveis.

O presente trabalho propõe o estudo e desenvolvimento de uma metodologia para se obter o dimensionamento de uma planta reversível nas imediações da Usina Hidrelétrica de Furnas, através da construção de um reservatório superior, concatenada à geração complementar para o bombeamento por fontes eólica, solar e/ou hidráulica de queda ultrabaixa.

A UHE de Furnas tem uma capacidade instalada de 1216 megawatts, está localizada no município de São José da Barra - MG, cuja barragem forma um reservatório de 1440 km<sup>2</sup> (Figura 1), com cota máxima de armazenamento em relação ao nível do mar é de 768 metros, sendo que o nível mínimo de operação da usina é de 750 metros e, a cota máxima da represa em um evento de cheia é de 769,6 metros.

O entorno reservatório de Furnas, constitui 32.820 km de extensão e congrega 34 municípios que dependem direta e indiretamente do lago, tanto para fins de suprimento de água como para saneamento, lazer e turismo.

**Figura 1: Vista panorâmica da UHE Furnas.**



**Fonte:** Guia Minas Show (2017)

## 1.1 Justificativa

O reservatório da UHE de Furnas constitui no sistema de armazenamento de água e tem como função a regularização das vazões no Rio Grande, atendendo 8 usinas, hidrelétricas de grande porte a jusante, que totalizam em torno de 5.800 MW. Em função disso, UHE de Furnas é despachada de forma a se buscar a geração máxima de conjunto de centrais. Por essa razão, principalmente na última década, o UHE de Furnas tem sido despachada, ou seja, colocada a gerar, com a vazão afluyente trazendo o maior benefício de geração no conjunto de centrais hidrelétricas, independentemente do regime de chuvas da região. Tendo em vista que nessa última década o índice pluviométrico da região tem sofrido decréscimos sistemáticos, tal prática tem causado o deplecionamento do reservatório, trazendo prejuízos energéticos para o setor e econômico para os municípios lindeiros ao reservatório.

Dessa forma, o estudo deve ajudar na recuperação no volume de água armazenado no reservatório de Furnas e, por extensão, do seu nível original, podendo recuperar a sua garantia física a longo prazo, bem como contemplar a definição de arranjos técnicos, regulatórios e comerciais viabilizando a implantação dessa tecnologia no Sistema Elétrico Brasileiro.

A utilização de fonte eólica e/ou solar fotovoltaica, a serem implementadas no entorno e na superfície do reservatório, tem como objetivo dar sustentabilidade ao sistema proposto e mostrar a importância da integração de fontes renováveis de energia em um sistema que pode ser intermitente. Neste contexto, enfatize a necessidade de realizar mais estudos aprofundados sobre o potencial e a viabilidade deste tipo de empreendimento, além da sua incorporação no SIN (Sistema Interligado Nacional), identificando ganhos e custos envolvidos e o principal foco do presente trabalho é de colaborar com isso.

## 1.2 Objetivos

Este trabalho tem como objetivo geral realizar o dimensionamento preliminar de uma planta hidrelétrica reversível nas imediações da usina de Furnas, associada à geração de fontes renováveis e intermitentes de energia (eólico e solar fotovoltaica), e que possa ser utilizada como ferramenta de recuperação do nível de água do reservatório dessa central hidrelétrica, e como objetivos específicos:

1. Pré-dimensionar uma Usina Reversível associada ao reservatório da UHE de Furnas que possa ser utilizada como mecanismo de recuperação do nível do reservatório.

2. Definir um procedimento para recuperação do nível de água no reservatório da UHE Furnas.

3. Estudos de viabilidade por meio dos métodos VPL e LCOE, considerando as fontes renováveis (eólico e solar).

### **1.3 Estrutura da Dissertação**

Para o desenvolvimento do presente estudo, o mesmo foi distribuído em seis capítulos que buscam, individualmente, a apresentação dos objetivos específicos e que conjuntamente, permitam que se atinjam os objetivos apresentados anteriormente.

No Capítulo 1 é descrito o cenário atual da geração de energia elétrica no país e são apresentados a justificativas e os objetivos desse trabalho.

No Capítulo 2 é feito um breve histórico do setor elétrico brasileiro, discute-se a matriz elétrica do país, uma revisão bibliográfica sobre os assuntos de armazenamento de energia através de usina hidrelétrica reversível.

No Capítulo 3 é apresentado o modelo de proposta de recuperação do nível de água do reservatório da Usina Hidrelétrica de Furnas, melhorando e aumentando o aproveitamento hidrelétrico, bem como a energia a ser produzida pela central.

No Capítulo 4 é apresentada a metodologia a ser aplicada no trabalho composta pelo pré-dimensionamento de uma usina hidrelétrica reversível na região do entorno do reservatório de Furnas; pelo pré-dimensionamento de parque de geração complementar (eólico e solar) para suprimento de parte da energia a ser consumida pela UHR quando estiver em operação no modo “bombeamento” e a análise de viabilidade do sistema a ser implantado.

No Capítulo 5 é apresentado os resultados de estudo de caso da aplicação da metodologia descritas no capítulo anterior.

Por fim, no Capítulo 6 são apresentadas as conclusões do trabalho, bem como as recomendações para estudos futuros.

## **2. REVISÃO BIBLIOGRÁFICA**

### **2.1 Setor Elétrico Brasileiro**

#### **2.1.1 Breve Histórico do Setor Elétrico Brasileiro**

A participação da eletricidade como fonte de energia no final do século XIX estava apenas iniciando. Isto é, de 1883 a 1900, a capacidade instalada no Brasil passou de 91 kW para 10.805 kW, dos quais 53% é de origem hidráulica (GOMES et al., 2002). Mas essa tendência mudou logo no início do século XX, especialmente em 1920, década que foi marcada pela presença de investidores em capitais brasileiras para instalação de companhia de energia elétrica juntamente com o crescimento e o desenvolvimento das cidades de Rio de Janeiro e São Paulo. Naquela época, a maioria das usinas, pequenas ou grandes, pertencia a concessionários ou autoprodutores distintos que forneciam eletricidade a diversas regiões. Não havia quase nenhuma regulação federal no setor naquele momento e os acordos de prestação de serviços eram feitos de forma regional e/ou contratos bilaterais.

Todos os recursos hídricos foram incorporados ao patrimônio da união, após a criação do Código das Águas em 1934, o qual deu poder à União para autorizar ou conceder o direito do aproveitamento de energia hidráulica, bem como outras fontes para fins industriais. Em 1939, criou-se o Conselho Nacional das Águas e Energia (CNAE) com objetivo de tratar os problemas de suprimento, regulamentação e tarifas referentes à indústria de energia elétrica, aponta GOMES et al., (2002).

No final dos anos 1940, houve um grande desencorajamento de investimentos dos grandes grupos estrangeiros instalados no Brasil, devido a incerteza gerada pelo novo código regulatório. A limitação de importações de máquinas geradas pela Segunda Guerra Mundial foi o principal motivo pelo qual o ritmo de expansão da capacidade instalada fosse reduzido, embora a demanda continuasse a ultrapassar a oferta, iniciando assim um processo de racionamento nas grandes capitais brasileiras. Esse cenário de racionamento deixou bem clara a carência em que o setor elétrico brasileiro se encontrava e, portanto, a realização de mais investimentos em novas usinas hidrelétricas se fez necessária (SILVA, 2011).

Durante a década de 50, quase todos os estados federais tiveram empresas estatais de energia elétrica, as quais aumentaram a capacidade instalada de forma expressiva, conforma mostra a Tabela 1, e houve também uma reorganização no sistema elétrico, não só por motivos econômicos, mas também estratégicos. O ano de 1957 foi marcado pela criação da maior central hidrelétrica do Brasil: a Usina Hidrelétrica de Furnas, que foi inaugurada em 1964 com objetivo de atender toda a demanda da região sudeste. Com apenas 779 MW de potência instalada em 1930, o país passou a 6.840 MW instalados em 1964. O aumento da oferta de energia elétrica foi então fundamental para o estabelecimento da base sob a qual o crescimento econômico vivido na ditadura militar esteve apoiado (SILVA, 2011).

**Tabela 1: Evolução da capacidade instalada de geração de energia elétrica por categoria de concessionário (1952-1965) no setor Público, setor Privado e Autoprodutor que gera sua energia**

Ano	Público		Privado		Autoprodutor		Total MW
	MW	%	MW	%	MW	%	
1952	135,6	6,8	1635,5	82,4	213,7	10,8	1984,8
1953	171,1	8,1	1631,3	77,5	302,5	14,4	2104,9
1954	303,2	10,8	2159,6	77,0	342,7	12,2	2805,5
1955	538,5	17,1	2248,4	71,4	361,6	11,5	3148,5
1956	657,1	18,5	2551,9	71,9	341	9,6	3550
1957	681	18,1	2696,2	71,6	390,2	10,4	3767,4
1958	824,5	20,6	2742,8	68,7	425,8	10,7	3993,1
1959	968,5	23,5	2724	66,2	422,7	10,3	4115,2
1960	1098,9	22,9	3182,2	66,3	519	10,8	4800,1
1961	1341,5	25,8	3242,1	62,3	621,6	11,9	5205,2
1962	1791,9	31,3	3161,4	55,2	775,5	13,5	5728,8
1963	2305,5	36,3	3161,4	49,8	885,5	13,9	6355,4
1964	2872,4	42,0	3084,7	45,1	882,9	12,9	6840
1965	4048	54,6	2486,2	33,5	876,8	11,8	7411

Fonte: Adaptado de Lima, J. L. (1995).

No ano de 2016, o Brasil possuía cerca de 3794 agentes, que investiram no mercado de geração de energia elétrica. Esses agentes geradores podem ser classificados em três categorias conforme a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL, 2016), que são:

#### Concessionários de Serviço Público:

O agente pode ser pessoa jurídica ou consórcio de empresas para a exploração e prestação de serviços de geração de energia elétrica, caracterizados, em sua maioria, por grandes usinas hidrelétricas.

#### Produtores Independentes de Energia:

São também agentes individuais ou reunidos em consórcio, mas que produzem e comercializam energia elétrica por sua conta e risco, diferentemente dos concessionários de serviço público. Nesta categoria encontram-se PCHs, termelétricas operando em cogeração e centrais eólicas.

#### Autoprodutores:

São aqueles que produzem energia elétrica para o seu próprio consumo, podendo vender energia excedente, desde que autorizados pela ANEEL. Exemplos: usinas de álcool e açúcar, usinas termelétricas de pequeno porte, seja para uso pleno ou apenas durante o horário de ponta (no qual a energia das concessionárias de distribuição é mais cara). Os autoprodutores também têm benefícios para a parcela de energia que trafega no sistema elétrico, pois são isentos do pagamento dos encargos CDE (Conta de Desenvolvimento energético).

A década de 1980 foi marcada pela construção da Usina Hidrelétrica de Itaipu, localizada no rio Paraná, na fronteira entre o Brasil e o Paraguai. Atualmente ela é a líder mundial em produção de energia renovável, produzindo mais de 2,5 bilhões de MWh. De acordo com Veiga & Fonseca (2002), neste mesmo período, vários problemas surgiram devido à escassez de crédito nacional e internacional. Como consequências, os investimentos foram praticamente interrompidos, inclusive os de infraestrutura, como os do setor elétrico, que possuem longos períodos de maturação. Em particular, o esgotamento da política de financiamento desse setor, identificado no baixo nível tarifário e na eliminação das fontes de financiamento, desencadeou a necessidade de uma nova estrutura na política de financiamento para a sua expansão.

Diante desse cenário e preocupado com o possível crescimento do consumo de energia elétrica constatado no final dos anos 80, de acordo com Lima (1996), o governo

adotou uma nova estratégia criando em 1985, o Programa Nacional de Conservação de Energia (PROCEL) cujo objetivo era de reduzir os custos e investimentos em vários setores, além de promover a racionalização da produção e do consumo, eliminando assim os desperdícios. Mas infelizmente, o plano não deu certo como esperava. Isto é, a situação da crise agravou-se profundamente ainda mais com as alterações e mudanças realizadas pela constituição de 1988. Houve também, a elevação da alíquota do Imposto de Renda (IR) das empresas de energia elétrica de 6% para 40%.

A Tabela 2 apresenta a queda dos investimentos de 1980 a 1991.

**Tabela 2: Indicadores selecionados para o período de 1980-1991.**

Ano	Capacidade Instalada		Investimentos		Consumo Total	
	MW	%	US\$ milhões	%	GWh	%
1980	33472	-	8155	-	121837	-
1981	37269	11,34	8624	5,75	125141	2,71
1982	39346	5,57	9161	6,23	132202	5,64
1983	40366	2,59	7045	-23,10	142620	7,88
1984	41096	1,81	6312	-10,40	158517	11,15
1985	44107	7,33	7037	11,49	172712	8,95
1986	44953	1,92	6699	-4,80	186414	7,93
1987	47561	5,80	9426	40,71	192224	3,12
1988	49575	4,23	7793	-17,33	204248	6,26
1989	52125	5,14	6402	-17,85	212324	3,95
1990	53050	1,77	5515	-13,86	216535	1,98
1991	54141	2,06	3979	-27,85	227660	5,14

Fonte: Landi (2006).

De acordo com Lima (1996), embora tenha ocorrido duas tentativas para reverter a situação crítica da crise no setor energético (o Plano de Recuperação Setorial (PRS) em 1985 e a Revisão Institucional do Setor Elétrico (Revise) em 1987), as políticas públicas não surtiram efeito em meio ao conturbado cenário econômico. O PRS estabelecido envolve metas de recuperação tarifária. Postergado devido à implantação do Cruzado, o plano foi executado somente no ano de 1987, causando uma elevação do patamar tarifário de US\$ 20 a US\$ 30 para US\$ 40 a US\$ 50 o MWh.

Castro (2004), comenta que é importante ressaltar que o setor elétrico brasileiro até o início dos anos 90 era constituído em majoritária por empresas estatais em todos os seus segmentos. Década em que surgiu uma grande preocupação com uma possível

falta de energia e as privatizações das empresas do setor se apresentaram como uma solução para os problemas financeiros, através de ajustes patrimoniais destas empresas.

Desta forma, entre 1990 e 2002, empresas de distribuição responsáveis por cerca de 84% da energia distribuída além de empresas geradoras responsáveis por cerca de 32% da potência instalada no país foram vendidas para a iniciativa privada.

Ao longo da década de 1990 foi desenvolvido um modelo de bases legais para o setor elétrico brasileiro. Um destaque dessa década, foi a criação da Lei Eliseu Resende, de 1993, que estabeleceu, entre outros, o fim da equalização tarifária no território nacional, a extinção da remuneração garantida e a obrigatoriedade do estabelecimento de contratos de suprimento entre geradoras e distribuidoras (AGUIAR FILHO, 2007).

Um grande projeto de reestruturação do setor elétrico brasileiro, conhecido como RESEB foi criado em 1995. Tal projeto se apoiava em três ideias principais: competição onde possível (setores de geração e comercialização), regulamentação onde necessária (setores de transmissão e distribuição) e garantia de expansão do setor com prevalência de capital privado. No mesmo ano, a Lei 9.074/95 liberou para os grandes consumidores de energia elétrica o monopólio das concessionárias de distribuição, assegurando assim um livre acesso aos sistemas de distribuição e transmissão a estes consumidores. Esta lei estabeleceu uma necessidade da criação de uma agência reguladora (AGUIAR FILHO, 2007).

Pires (1999) aponta que foi criada assim em 1996, a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), a qual tem a função de regular, fiscalizar e solucionar conflitos entre agentes do setor elétrico. A agência reguladora foi criada como autarquia especial, com relativa autonomia decisória, financeira e política, o que lhe conferia neutralidade para legislar e intervir em conflitos no setor.

Ainda de acordo com Aguiar Filho (2007), a Lei 9.648/98 promulgada em 1998, pensando na melhoria do setor elétrico brasileiro, definiu as classes para cada tipo de consumidor. Isto é, consumidores cuja demanda contratada fosse igual ou superior a 3 MW e que fossem atendidos com tensão igual ou superior a 69 kV seriam considerados como consumidores livres, podendo negociar livremente os contratos de energia com as distribuidoras, não estando, portanto, obrigatoriamente sujeitos às tarifas aplicadas aos demais consumidores. A lei dispôs também que a comercialização de energia, tanto por

meio de contratos bilaterais como a curto prazo (mercado spot), deveria ser realizada no âmbito do MAE (Mercado Atacadista de Energia Elétrica).

A mesma lei criou algumas agências importantes do setor elétrico brasileiro. Entre elas, destaque-se a Agência Brasileira de Comercialização de Energia Elétrica (ABRACEEL), criada em 1998, que busca alinhar as necessidades dos consumidores com as dos produtores para que o contrato de fornecimento de energia elétrica atenda as necessidades de ambos. Assim, as comercializadoras buscam encontrar preços de equilíbrio para as negociações (ABRACEEL, 2016). Conforme à Agência Nacional de Energia Elétrica, o ONS (Operador Nacional do Sistema) é um órgão que se responsabiliza pela coordenação e controle da operação das instalações de geração e transmissão de energia elétrica no SIN (Sistema Interligado Nacional), sob a fiscalização e regulação da ANEEL (ONS, 2015).

Apesar das mudanças realizadas para atender melhor a demanda de energia elétrica no país, o Brasil sofreu novamente uma crise energética em 2001 devido ao quadro de investimentos que não acompanhava o crescimento contínuo de consumo. Assim sendo, o governo em ação fez uma nova reforma em 2003 no modelo do mercado de energia elétrica brasileiro, no qual o mercado atacadista passou a ser visto como uma câmara, tendo seu nome mudado para CCEE (Câmara de Comercialização de Energia Elétrica) logo no ano seguinte (MAGALHÃES & PARENTE, 2009). Essa câmara seria responsável por contabilizar as transações de energia elétrica e liquidar somente as diferenças contratuais.

De forma resumida, o setor elétrico brasileiro pode ter sua história dividida em três períodos que são: até 1995, de 1995 a 2004 e após 2004, conforme (PINHEIRO, 2016).

Até o ano de 1995:

O setor de energia elétrica brasileiro era completamente controlado pelo Estado e havia uma única tarifa de energia para todo o território nacional.

A partir de 1995:

Houve uma grande mudança no setor e cada concessionária tinha sua própria tarifa. Assim, a energia podia ser comprada livremente pelas distribuidoras e apenas a ANEEL tinha o poder de fixar o preço de compra. Iniciativa privada de investimentos no setor elétrico marcaram também o período.

Por fim, em 2004:

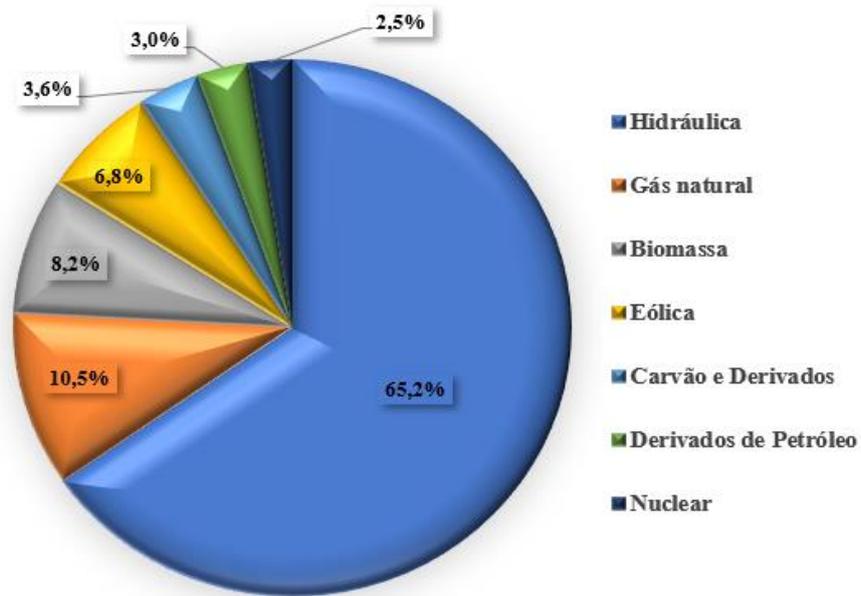
A ANEEL passou a ter uma grande influência nas tarifas praticadas pelas concessionárias e a compra de energia por elas é realizada através de leilões públicos, com o intuito de garantir a transparência e os melhores preços nestas transações.

### **2.1.2 A Matriz Elétrica do Brasil**

O Brasil gerou em 2017, um total de 624,3 TWh de energia elétrica. Atualmente, a potência total instalada no país é de aproximadamente 169 GW. De acordo com o relatório do Balanço Energético Nacional (BEN, 2018), o Brasil dispõe de uma matriz elétrica de origem predominantemente renovável, com destaque para a geração hidráulica que responde por 65,2% da oferta interna, conforme a Figura 2 que apresenta a estrutura da oferta interna de eletricidade no Brasil em 2017. As fontes renováveis representam 43,2% da oferta interna de eletricidade no Brasil, que é a resultante da soma dos montantes referentes à produção nacional mais as importações, que são essencialmente de origem renovável. A Figura 3 mostra a contribuição de cada tipo de fonte que compõe a matriz elétrica brasileira em porcentagens de potência instalada em relação à potência total instalada no país em outubro de 2018 (ANEEL, 2018).

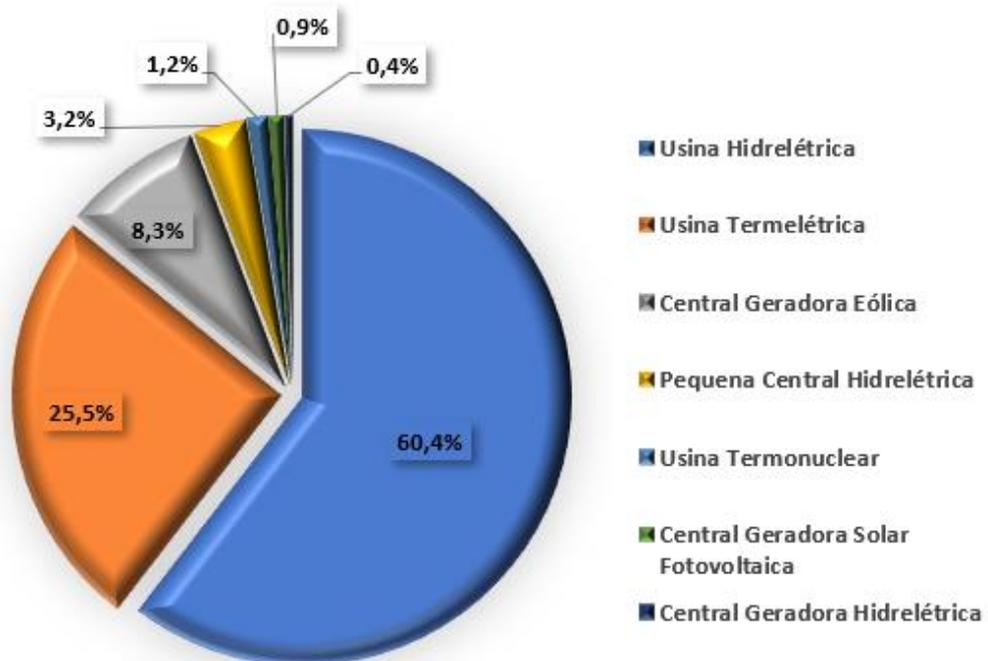
O país possui no total 7143 empreendimentos hidrelétricos em operação, e está prevista para os próximos anos uma adição de 20 GW na capacidade de geração no território nacional, proveniente dos 212 empreendimentos atualmente em construção e mais 392 em Empreendimentos com Construção não iniciada segundo o Banco de Informações de Geração (BIG, 2018) da ANEEL.

Figura 2 - Oferta Interna de Energia Elétrica por Fonte no Brasil.



Fonte: Adaptado de BEN (2018).

Figura 3 - Contribuição dos tipos de usinas na capacidade total de geração de energia elétrica instalada no Brasil em 2018



Fonte: Adaptado da ANEEL (BIG, 2018).

A diferença entre Usina Hidrelétrica (UHE) e Pequena Central Hidrelétrica (PCH) está no porte da usina. Vergilio (2012) aponta que as centrais hidrelétricas são empreendimentos de exploração de recursos hídricos para produção de energia elétrica, no qual se instalam turbinas hidráulicas acopladas aos geradores de eletricidade, que são impulsionadas pelo fluxo d'água resultante de um desnível provocado por barragem ou um curso d'água.

Baseando na Resolução Normativa nº 745 de 2016 da ANEEL, PCH é todo empreendimento de geração de energia com potência variando entre 5 MW e 30 MW, com área do reservatório limitada a 13 km<sup>2</sup>. Já as UHEs são um conjunto de obras e de equipamentos (civis, mecânicos, hidráulicos, etc.), cuja capacidade instalada seja superior a 30 MW e a sua área de reservatório seja maior que 13 km<sup>2</sup>. A UHE tem por finalidade gerar energia elétrica por meio do aproveitamento do potencial hidráulico existente em um rio. Também definiu uma Central Geradora Hidrelétrica (CGH) como toda unidade geradora de energia que tem um potencial hidráulico igual ou inferior a 5 MW, normalmente com barragem somente de desvio, em rio com acidente natural cujo objetivo é impedir a subida de peixes.

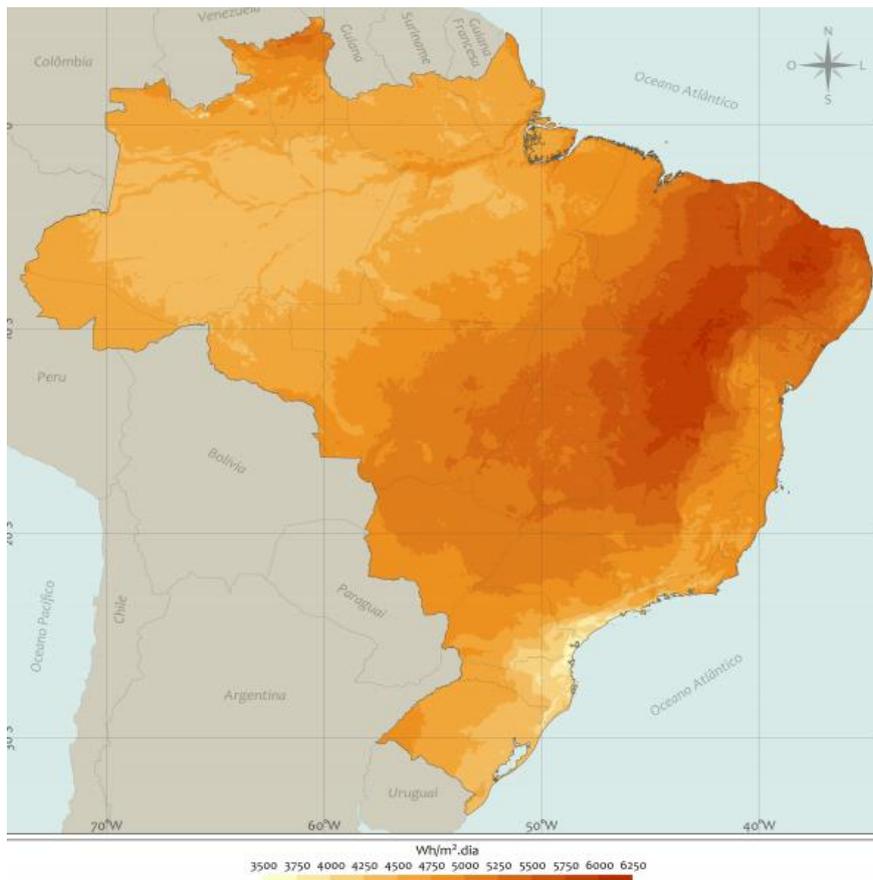
Vale ressaltar que as Usinas Fotovoltaicas em 2017 ultrapassaram as de CGH conforme apresentado na Figura 3 representando apenas 0,9% da potência total instalada no país, sendo o dobro da participação de geração total de CGH porque houve um grande incentivo da parte do governo.

Em 2017, a participação das fontes renováveis na matriz elétrica do país foi de 80,4% de acordo com o Balanço Energético Nacional (BEN, 2018) devido ao enorme aproveitamento do potencial hídrico. Apesar de parecer uma fonte inesgotável de geração, sua produtividade está condicionada a situações hidrológicas favoráveis. Assim, nos últimos anos, registrou-se uma queda de índices pluviométricos em algumas regiões do país que conseqüentemente, resultou a uma redução da produtividade nas usinas hidrelétricas. Isto afetou diretamente a matriz elétrica brasileira pois, segundo o BEN de 2018, a participação das fontes renováveis na geração de energia elétrica caiu de 81,7% em 2016 para 80,4% em 2017. Tal queda refletiu a redução da produção hidrelétrica devido às condições hidrológicas desfavoráveis neste período e, conseqüentemente, o aumento da geração eólica e solar fotovoltaica para suprir tal deficiência.

Investimentos em fontes alternativas renováveis de energia elétrica são opções viáveis para aumentar a capacidade de geração, diversificando a matriz e com baixos impactos ambientais. Nos últimos anos, as gerações eólicas quanto solar fotovoltaica têm se destacado na matriz energética mundial e, em particular, na brasileira.

Quando o assunto é a geração de energia elétrica por fonte solar, o Brasil se destaca e é privilegiado pois, apresenta altos níveis de radiação solar. Isto é, o país possui um enorme potencial de geração de energia solar, com uma média de radiação solar que varia entre 1.200 e 2.400 kWh/m<sup>2</sup>/ano. No entanto, nem todos os sistemas de geração fotovoltaica do país estão conectados ao Sistema Interligado Nacional (SIN) pois, a maioria deles está em residências ou pequenas edificações comerciais ou públicas aponta (ATLAS, 2017). A Figura 4 mostra a distribuição da irradiação solar média anual no Brasil, sendo a região nordestina aquela que apresenta maior nível de irradiação no país.

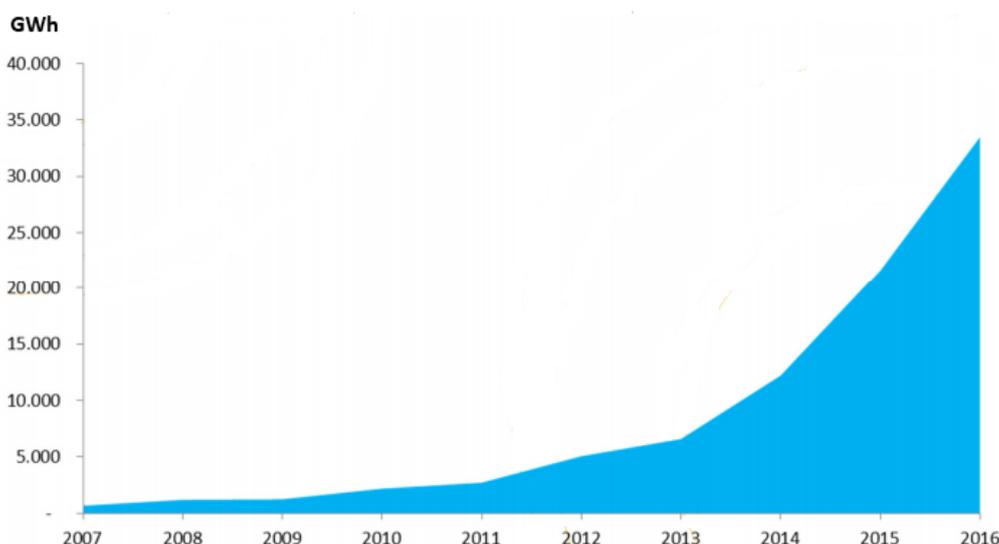
**Figura 4 - Irradiação Solar Média Anual no Brasil**



**Fonte:** ATLAS, 2017.

É importante destacar o crescimento vertiginoso da energia eólica no Brasil nos últimos anos. Por volta de 2007, a sua participação era praticamente irrelevante, mas a partir de 2013, essa tecnologia ganhou muito espaço e foi constatado um forte crescimento da sua geração atingindo 33,4 TWh em 2016, ou seja, um crescimento de 54,9% da geração eólica de 2016 comparado ao ano anterior (BEN, 2017). A Figura 5 apresenta a evolução da energia eólica no Brasil.

**Figura 5 - Evolução da geração eólica no Brasil nos últimos anos.**



**Fonte:** EPE (BEN, 2017).

Em 2017, a capacidade de energia eólica instalada no Brasil foi de 12.763 GW e distribuídos por 458 parques eólicos, o equivalente a 8,4% da potência energética instalada no país, ocupando a 8ª posição no ranking mundial no mesmo ano (Brazil Wind Power, 2017).

Assim, em fevereiro de 2018, nove estados brasileiros foram destacados como os principais estados produtores de energia eólica no país. Dados como potência instalada e número de parques nesses diversos estados estão apresentados na Tabela 3.

**Tabela 3: Principais estados produtores de energia eólica no Brasil em fevereiro de 2018.**

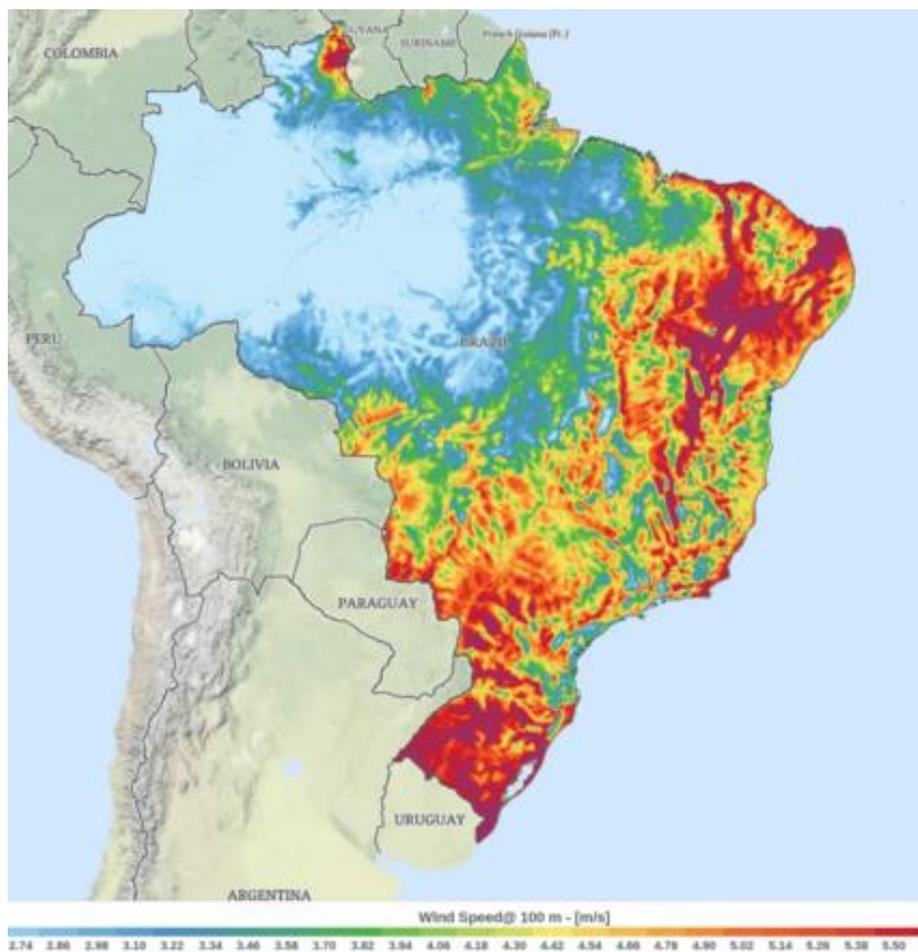
<b>Estados</b>	<b>Potência Instalada (MW)</b>	<b>Nº de Parques</b>
Rio Grande do Norte	3.722	137
Bahia	2.594	100

Ceará	1.950	75
Rio Grande do Sul	1831	80
Piauí	1443	52
Pernambuco	781	34
Santa Catarina	238	14
Maranhão	220	8
Paraíba	157	15

Fonte: Bittencourt (2018).

Observa-se que no Brasil, a maioria dos projetos eólicos está situada no Nordeste. Isto se deve ao fato de se localizarem na região nordestina as “jazidas” de vento que apresentam as melhores condições de aproveitamento para fins de geração de energia elétrica (Figura 6).

Figura 6: Velocidade média anual do vento a 100 m de altura (m/s).



Fonte: Global Wind Atlas (2017).

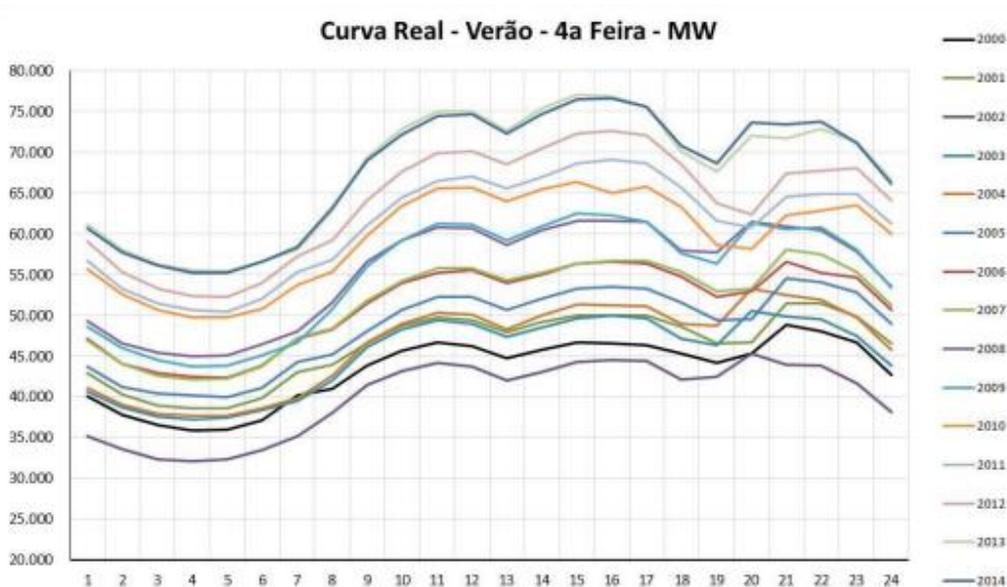
Segundo Anjos et al. (2015), o uso independente das fontes solar e eólica de energia não consegue fornecer um suprimento constante de energia devido às variações periódicas e sazonais das condições climáticas. Assim, um dos parâmetros importantes a ser considerado é a dinâmica temporal tanto das radiações solares quanto das velocidades dos ventos.

### **2.1.3 Problemas para atender a demanda de energia elétrica**

A variabilidade da demanda de energia ao longo do dia continua sendo um dos grandes desafios para atender a demanda energética do setor elétrico. Isto é, a geração de energia por fontes renováveis intermitentes flutua de acordo com a disponibilidade de recursos. A geração eólica por exemplo pode variar de 0% a 100% ao longo do dia, devido às flutuações da velocidade do vento. Esta flutuação é suavizada quando se considera uma ampla área geográfica ao invés da geração de uma única usina. Quanto à geração solar fotovoltaica, sua variação é função de alguns parâmetros tais que: a posição do sol ao longo do dia, a estação do ano, e a ocorrência ou não de nuvens. Contudo, a geração destas plantas flutua de uma maneira mais regular que a energia eólica (PEREZ-ARRIAGA, 2011).

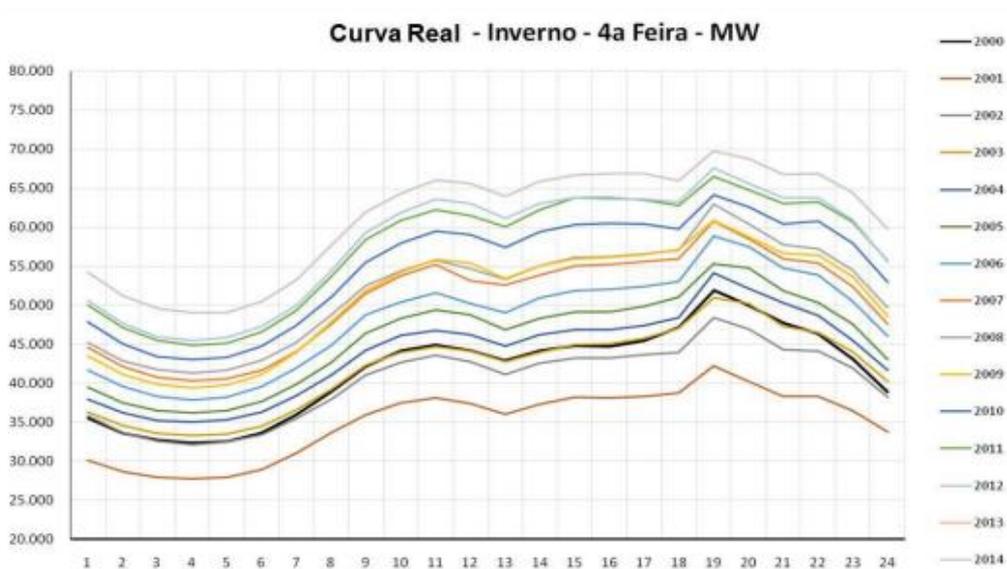
Outro fator que impacta diretamente no setor elétrico é a demanda energética residencial, ou seja, o consumo energético proveniente de diversas atividades praticadas ao longo do dia pela população. Esse consumo ou demanda por sua vez, varia muito não somente ao longo do dia, mas também em função do período, devido à temperatura do local. As Figuras 7 e 8 apresentam a variação da demanda de energia elétrica no SIN (Sistema Interligado Nacional) com as médias das quartas-feiras respectivamente no verão e no inverno entre os anos 2000 e 2014 (MME, 2015).

**Figura 7 - Variação da demanda energética diária no SIN no verão, de 2000 a 2014.**



**Fonte:** MME (2015).

**Figura 8 - Variação da demanda energética diária no SIN no inverno, de 2000 a 2014.**



**Fonte:** MME (2015).

Da análise do gráfico da Figura 7, percebe-se que no verão a demanda energética é mais elevada em algum momento do dia, atingindo o horário de pico na parte da tarde, precisamente próximo das 15 horas. Já no inverno o cenário é outro, pois, observe-se que o pico da demanda se mantém no horário clássico (três horas consecutivas entre 17h e 21h), embora já se observe redução da diferença entre o patamar da carga nesse horário e no período da tarde. No verão, a questão se apresenta de forma mais acentuada

pois, além do deslocamento da ponta, percebe-se um decaimento mais acentuado da carga no horário de ponta clássico.

De acordo com o MME (2015), a mudança no perfil da curva da demanda energética ao longo do dia é devido aos vários fatores. Entre eles, destacam-se o aumento de uso de aparelhos como: ar-condicionado nos setores residencial e comercial, o gerenciamento da carga no horário de ponta clássico, alterações no [fim] expediente do setor comercial e de algumas indústrias, o próprio horário de verão, que afeta a iluminação pública e, claro, o aumento da geração distribuída funcionando neste mesmo horário de pico, quando as temperaturas são mais elevadas.

Com o objetivo de atender à demanda energética durante o horário de pico de forma mais segura, o ONS (Operador Nacional do Sistema) tem de planejar a geração de energia elétrica para ser 5% maior que a demanda visto que os momentos de pico de demanda são os que mais exigem da capacidade de geração dos sistemas. Por exemplo durante o pico da demanda no verão de 2014, conforme apresentado na Figura 7, foi necessária a geração de cerca de 77 GW de potência para atender à demanda do sistema, o que correspondeu a 54% da capacidade total de geração do sistema elétrico brasileiro, que é de 142 GW (Pinheiro, 2016).

É um fato de que a matriz elétrica brasileira tem uma grande dependência de fontes hidráulicas quando se trata de geração de energia elétrica por fontes renováveis e a falta desse precioso recurso pode causar um grande colapso no sistema elétrico do país. Ainda segundo Pinheiro (2016), apesar da não ocorrência de casos extremos de falta de energia elétrica para atender à demanda, a baixa produtividade das usinas hidrelétricas no Brasil acarreta em altos custos operacionais para o sistema elétrico devido à necessidade de grandes despachos de usinas termelétricas. Em 2014, toda a capacidade brasileira de termelétricas foi acionada, devido à crise hídrica e isto fez com que o custo médio da geração da energia no Brasil fosse muito elevado naquele ano e, no ano posterior, a situação permaneceu a mesma.

## **2.2 Sistema de Armazenamento de Energia**

Pode-se definir armazenar como: guardar ou recolher, conter em depósito, acumular(-se), fazer provisões. Desde a descoberta da eletricidade, se tem procurado métodos efetivos para armazenar energia elétrica eficientemente. A indústria do

armazenamento tem evoluído consideravelmente, no intuito de se adaptar aos requisitos e avanços da tecnologia. Atualmente, os sistemas de armazenamento de energia fornecem uma grande variedade de abordagens tecnológicas para gerir o fornecimento de energia e criar uma infraestrutura energética mais resistente, aponta Silva et al., (2016).

Manter o equilíbrio entre a produção e o consumo é muito importante no setor elétrico, como tal, os sistemas de armazenamento de energia elétrica, designado por *Energy Storage Systems* (ESS) na literatura anglo-saxónica, podem ser usados para contribuir para esse equilíbrio. Desta forma, o uso dos ESS's permite uma maior racionalidade tanto nos recursos energéticos como a nível económico, pois a produção de energia elétrica traduz custos avultados. Assim, reforça-se a necessidade de incorporar os ESS's na rede elétrica de energia (IBRAHIM et al, 2008).

Os ESS's, quando integrados num sistema elétrico, são unidades cuja utilização é destinada a duas funções, ou seja, podem funcionar como “carga”, caso estejam a armazenar energia elétrica, ou podem funcionar como “gerador” nos períodos em que estes estão a descarregar energia elétrica para a rede. Essencialmente, um ESS armazena energia quando há excesso de produção em relação à procura num determinado momento, permitindo assim, diminuir o desperdício de energia elétrica. Com a possibilidade de reserva de energia consegue-se diminuir o dispêndio de recursos naturais na geração da mesma, nomeadamente, redução de combustíveis fósseis (RUDELL, 2003).

### **2.2.1 Tipos de sistemas de armazenamento de energia**

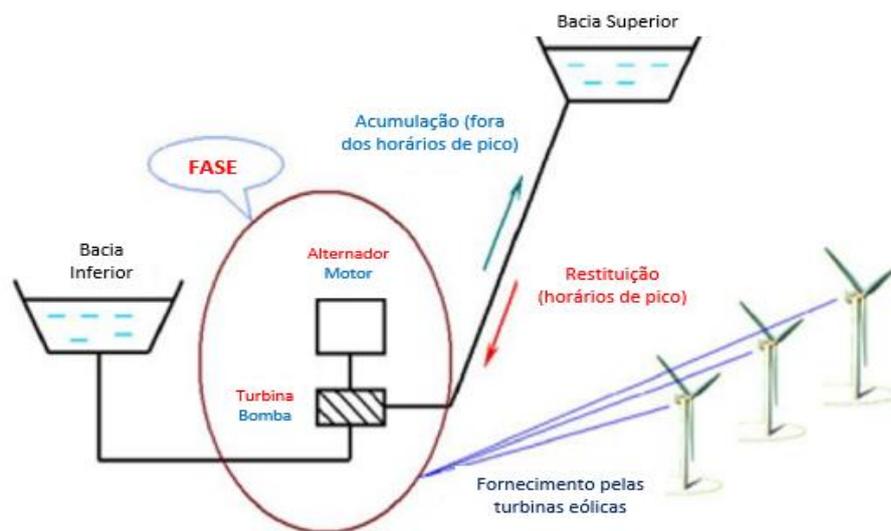
Atualmente são conhecidas diversas formas de armazenamento de energia que diferem em termos de desempenho, custo e maturidade tecnológica. Entre as tecnologias mais maduras estão: o bombeamento; sistemas de ar comprimido; rodas inerciais (*flywheels*); baterias e tanques de armazenamento de calor (sal em estado líquido – aquecido). Entre as tecnologias promissoras, em estágio avançado de pesquisas, estão: capacitores eletroquímicos e campos magnéticos gerados em supercondutores. Já o armazenamento de energia utilizando a eletrólise da água para formação de hidrogênio ainda depende de maior desenvolvimento para superar o alto investimento inicial, a baixa eficiência e as preocupações com aspectos de segurança. Mesmo com estes desafios, a tecnologia é considerada de grande potencial de utilização

por alguns especialistas (KOUSKSOU et al., 2014). A seguir são detalhadas algumas tecnologias de armazenamento.

### 2.2.1.1 Bombeamento de Água

O princípio de funcionamento deste tipo de sistema consiste em bombear água de um reservatório a uma cota inferior para um reservatório a uma cota superior. Esta operação é realizada normalmente nas horas de baixo consumo, consumindo assim energia excedente da rede elétrica. Esse volume de água armazenado no reservatório de cota superior é posteriormente turbinado especialmente nas horas de ponta, ou de cheia, produzindo energia para injetar na rede elétrica, tal como ilustrado na Figura 9 (MIRANDA, 2011).

Figura 9 - Sistema de armazenamento e bombeamento com ligação de Parque eólico



Fonte: Adaptado de IBRAHIM et al., (2006).

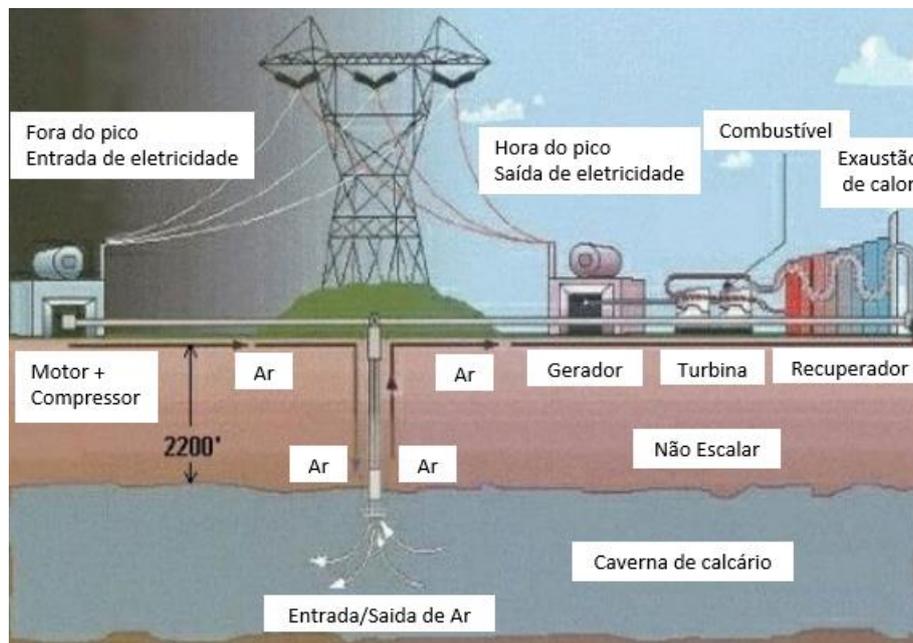
Dado que o sistema opera em módulos, consegue gerar energia de maneira estável por um longo período de tempo e de forma compatível com a variação sazonal de demanda. Em contrapartida, é um sistema com resposta lenta aos picos de demanda que acontecem em períodos menores do que 15 minutos. Contudo, nos últimos anos, com a introdução das bombas com variadores de frequência foi possível aumentar a velocidade de resposta e a flexibilidade do sistema frente às oscilações de demanda de curta duração.

### 2.2.1.2 Ar Comprimido

De acordo com Bernardes (2015), o conceito deste sistema baseia-se na coleta de ar e seu armazenamento comprimido em cavidades geológicas de grandes proporções. Para produção de eletricidade, o ar comprimido e armazenado, é liberado passando por turbinas geradoras de energia. De toda a capacidade de armazenamento mundial instalada, este sistema representa apenas 0,3%, mostrando assim a sua baixa participação na matriz energética mundial.

Dentre as alternativas para armazenagem do ar comprimido, as cavernas de sal, aquíferos naturais (Figura 10) e reservatórios de gás, são as opções que melhor conciliam custo e eficiência para capacidades de até centenas de MW (ZAKERI et al., 2015). Por este motivo, um dos grandes desafios relacionados à aplicação de armazenamento a ar comprimido é a existência de formações geológicas adequadas na localidade de sua utilização.

**Figura 10 - Sistema de armazenamento a ar comprimido.**



**Fonte:** Adaptado de Miranda (2011)

Vale ressaltar que o uso desse tipo de sistema não é muito difundido e no mundo inteiro, apenas duas centrais estão operando com tal sistema atualmente, sendo uma na Alemanha (290 MW) e outra nos Estados Unidos (110 MW). Comparado com as outras formas de armazenamento de energia, o sistema possui menor eficiência e é considerado

adequado para aplicações de longo prazo de armazenamento, podendo competir com as usinas hidrelétricas reversíveis (KOUSKSOU et al., 2014).

### **2.2.1.3 Supercondutores e Supercapacitores**

Ainda segundo Kousksou et al, (2014), os supercondutores de energia são dispositivos que armazenam energia elétrica em um campo magnético sem conversão em formas químicas ou mecânicas. Em aplicações comerciais (na faixa de MW), este tipo de tecnologia possui uma eficiência muito alta. Assim como a bateria, um sistema de armazenadores supercondutores de energia fornece uma resposta rápida tanto para carga quanto para descarga. Contudo, apesar de suas vantagens tecnológicas, existem poucos sistemas de armazenadores supercondutores de energia, devido ao alto custo.

### **2.2.1.4 Hidrogênio**

Gallo et al (2016) afirmaram que o armazenamento de energia na forma química é capaz de prover o armazenamento sazonal em grande escala, da mesma forma que os tipos de armazenamento de energia mecânica mencionados. Para esta aplicação, os sistemas do tipo Power-to-gás se destacam, e já possuem plantas piloto em diversos países.

A tecnologia *Power-to-gas* se baseia em armazenar a energia elétrica na forma de gás para posteriores fins energéticos. Os principais elementos para o armazenar o hidrogênio utilizando a tecnologia “Power-to-gas” são um eletrolisador, para produção de hidrogênio com utilização da energia elétrica de entrada; o próprio sistema de armazenamento de hidrogênio; e um sistema de conversão para transformar a energia química armazenada no hidrogênio de volta em energia elétrica. Estes sistemas de conversão para restauração da energia elétrica podem ser uma turbina a gás (diferente da turbina a gás convencional, devido às propriedades do hidrogênio) ou, por exemplo, uma pilha a combustível (KOUSKSOU et al., 2014).

### **2.2.1.5 Baterias**

Nos últimos anos, os sistemas de armazenamento em baterias (*Battery energy storage system - BESS*) têm chamado muita atenção. São dispositivos que armazenam energia utilizando reações eletroquímicas para a realização da carga e da descarga.

Conforme Subburaj et al., (2015), a tecnologia de armazenamento de energia com a utilização de baterias é a mais difundida para aplicações em sistemas energéticos e pode auxiliar no bom funcionamento da rede, de forma a prover energia de reserva em momentos em que haja uma queda abrupta no fornecimento, devido por exemplo, a variações na geração renovável.

Outras possíveis aplicações para auxílio na integração de energias renováveis variáveis são: sobrecarga da transmissão (energia é armazenada na bateria durante períodos em que a transmissão é insuficiente e descarregada quando há capacidade para ser transmitida); *time shifting* (armazenar energia gerada em períodos de baixa demanda para descarregar quando a demanda e os preços de energia forem altos); suporte à frequência de rede (descarga da bateria para fornecer suporte de curta duração de modo a manter a frequência da rede constante, em caso de desequilíbrio entre geração e carga (SUBBURAJ et al.,2015).

## **2.2.2 Vantagens e desvantagens dos sistemas de armazenamento**

A energia do hidrogênio se obtém a partir da combinação do mesmo com o oxigênio produzindo assim vapor de água e libertando energia que por sua vez, é convertida em eletricidade. De acordo com Lopes et al., (2013), esta tecnologia apresenta algumas vantagens e desvantagens. Duas das suas vantagens, são: a redução da poluição sonora, pois as células de hidrogênio trabalham silenciosamente e a não emissão de gases que provocam o efeito de estufa. Quanto à suas desvantagens, tem-se: a dependência de hidrocarbonetos, petróleo e seus derivados e a inexistência de uma boa relação preço-eficiência.

Os supercondutores de energia são sistemas de alta eficiência. Porém, devido às necessidades de refrigeração e do alto custo de fio supercondutor (desvantagens), tal tecnologia é atualmente usado para armazenamento de energia de curta duração. Uma vantagem desse sistema de armazenamento é que ele possui um tempo muito curto de carga e descarga além de fornecer um elevado fluxo de potência (LOPES et al, 2013).

Quanto ao sistema de armazenamento de energia via ar comprimido, Miranda (2011) afirma que a aplicação desta tecnologia possui umas vantagens tais como, a rápida disponibilidade de utilização de um elevado valor de potência e o tempo de vida útil dos reservatórios, que podem ser carregados e descarregados com maior frequência

que as baterias. Outra vantagem é a poupança em combustíveis fósseis, elevando a eficiência das centrais a gás assim como um baixo custo de instalação quando comparando com outros tipos de tecnologia de armazenamento. Como principais desvantagens desta tecnologia têm-se: a necessidade de uma central a gás conjuntamente com grandes reservatórios artificiais, assim como o ar vazado pelo auto descarga e as elevadas dificuldades de implementação.

Ainda segundo Miranda (2011), o sistema de armazenamento tipo bombeamento de água tem como principal desvantagem a necessidade da existência de um local com quotas diferentes para os reservatórios superior e inferior. Possui como principal vantagem a rápida disponibilidade de utilização de um elevado valor de potência.

### 2.2.3 Comparação entre tecnologias de armazenamento

Vistas estas tecnologias de armazenamento, a Tabela 4 apresenta de forma sintetizada algumas das características dos diversos sistemas de armazenamento anteriormente referidos. Vale ressaltar aqui que os dados apresentados nesta tabela são da década passada, se referindo ao estado da tecnologia até 2009 conforme com a sua referência e variações poderiam ter ocorridos nesses últimos anos.

**Tabela 4: Comparação de algumas características típicas de sistemas de armazenamento**

<b>Tecnologia</b>	<b>Potência (MW)</b>	<b>Tempo de descarga</b>	<b>Eficiência (%)</b>	<b>Vida útil (anos)</b>	<b>Custo (USD/kW)</b>
Ar Comprimido	15 a 400	2 a 24 h	76	35	600 a 750
Bombeamento	250 a > 1000	12 h	87	30	2700 a 3300
Flywheel	0,75 a 1,650	15 s a 15 min	93	20	3695 a 4313
Supercondensador	10	Até 30 s	90	>500000 ciclos	1500 a 2500
Supercondutor magnético	1 a 3	1 a 3 s	90	>30000 ciclos	268 a 345
Chumbo ácido (bateria)	3 a 20	10 s a várias horas	75 a 80 (DC) 70 a 75 (AC)	4 a 8	1740 a 2580
Íons de Lítio (bateria)	5	15 min a várias horas	90 (DC)	15	4000 a 5000

**Fonte:** IEA (2009).

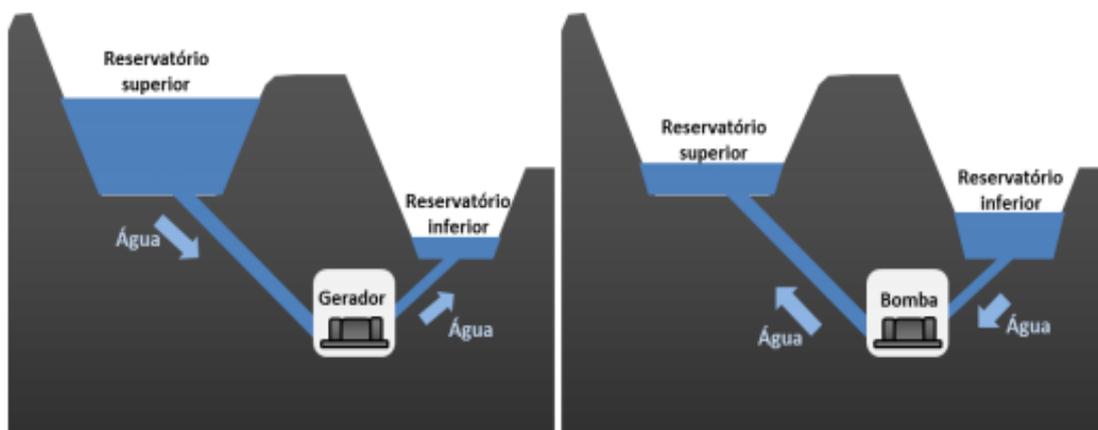
## 2.3 Usinas Hidrelétricas Reversíveis (UHRs)

### 2.3.1 Breve Histórico das UHRs

Uma Central hidroelétrica reversível, ou seja, uma usina hidrelétrica reversível é uma central que permite o armazenamento energético sob a forma de energia potencial, bombeando água entre reservatórios a diferentes altitudes. Historicamente, tal central é planejada para complementar as usinas de base, como térmicas e nucleares. A tecnologia de armazenamento de energia das usinas hidrelétricas reversíveis (UHRs) é também conhecida como de acumulação hidráulica. Este sistema de acumulação consiste bombear água desde um reservatório inferior para um reservatório superior durante os períodos de pequena carga utilizando energia extra de qualquer outra fonte geradora do sistema, utilizando essa água armazenada para movimentar as turbinas hidráulicas na geração de eletricidade nas horas de demanda máxima (CANALES et al., 2015).

A Figura 11 apresenta um esquema com os componentes básicos e modo de operação de uma usina hidrelétrica reversível.

Figura 11 - Esquema de uma UHR



Fonte: IEA (2012).

Em 1890, a primeira UHR do mundo foi colocada em operação na cidade Zurique, para atender as indústrias da localidade com energia mecânica através de um sistema de cabos de aço, que, alguns anos depois, daria espaço a um sistema de água pressurizada (SULZER, 1998).

Com o passado do tempo, a tecnologia empregada na geração em UHRs evoluiu e o desenvolvimento de uma unidade turbina-bomba se fez necessária para garantir a eficiência na geração pois, antigamente as bombas e turbinas eram dimensionadas separadamente para maximizar a eficiência na velocidade de rotação do motor ou gerador. As unidades turbinas-bombas podem tanto gerar energia quanto bombear água. Isto é, elas funcionam como turbinas para gerar energia elétrica e, como um motor para bombear água para o reservatório superior da UHR. De acordo com a empresa Voith, a primeira turbina-bomba foi desenvolvida em 1937 pela mesma, e a partir dos anos 1940, as UHRs ganharam em eficiência ao utilizar turbinas-bombas do tipo Francis em suas instalações. Hoje, cerca de 200 turbinas-bombas Voith já foram instaladas no mundo inteiro, totalizando uma potência de mais de 25.000 MW (VOITH, 2018).

Na metade do século XX, o bombeamento de água do reservatório inferior para o superior era feito durante a noite, quando a demanda era baixa, e liberada para gerar energia durante o dia para atender à demanda de pico. Neste tipo de operação, o tempo necessário para inverter a operação não é muito relevante (PINHEIRO, 2016 *apud* BONNEVILLE, 2010). As UHRs surgiram com um sistema ternário, constituído por um conjunto separado de bomba e turbina (normalmente, uma turbina Francis ou Pelton) e um motor-gerador, no final dos anos 1970. Por serem duas máquinas hidráulicas distintas, o sentido de rotação do motor-gerador pode ser o mesmo em ambos os modos de operação para a geração, agregando assim um considerável valor comercial à operação da usina por permitir transições mais rápidas entre os modos de operação (VOITH, 2018).

Uma nova e recente tecnologia aplicada em UHRs é a de velocidade variável, ou seja, ajustável. Tal tecnologia era usada para geradores eólicos afim de maximizar a eficiência de sua operação diante à natureza aleatória dos ventos e o desenvolvimento de dispositivos modernos mais eficientes permitiram a aplicação destes em usinas hidrelétricas, inclusive em UHRs (SUHERA, 2016).

Zuculin et al., (2014) apresentaram alguns benefícios da aplicação desta tecnologia. São eles:

- Suporte à expansão de fontes renováveis intermitentes, como eólica e solar;

- Adiamento da capacidade de geração, pois as usinas hidrelétricas reversíveis têm a capacidade de reduzir e/ou atender às demandas de pico, adiando a ampliação da capacidade instalada de geração;
- Confiabilidade e qualidade do suprimento de energia (a energia armazenada disponível na usina reversível pode ser usada prontamente em ocasiões de contingências);
- Acompanhamento de variações da carga: Isto é, a UHR tem a capacidade de fazer com que a geração acompanhe a variação da carga de maneira gradual e contínua;
- Suporte à expansão da geração distribuída na rede, pois tendo a UHR como back-up, a microgeração e/ou cogeração distribuída poderão trabalhar com mais confiabilidade e operar de forma constante em sua eficiência máxima;
- Diminuição de impactos ambientais (redução de áreas alagadas e diminuição no uso de combustíveis fósseis).

### **2.3.2 Tipos de UHRs**

Conforme Pessoa (2015), as Usinas Reversíveis constituem, juntamente com as hidroelétricas providas com reservatórios de acumulação, as soluções mais adequadas para o armazenamento de energia elétrica em grande escala. Elas podem ser classificadas nos seguintes tipos:

#### **2.3.2.1 Circuito fechado**

Usa-se neste circuito dois reservatórios sendo que nenhum destes está conectado a um rio, podendo ser artificiais ou lagos existentes e adaptados. Necessita de pequena adição de água para reposição de perdas por evaporação. Uma vantagem deste circuito é que ele possui menores impactos ambientais, não havendo transferência a partir de cursos de água após enchimento do reservatório. A Usina Ludington localizada nos Estados Unidos, conforme a Figura 12 é um exemplo dessa tecnologia, tendo uma potência de cerca de 1872 MW (PESSOA, 2015).

**Figura 12 - Usina Ludington - USA**



**Fonte:** Pessoa (2015).

### **2.3.2.2 Circuito aberto**

Segundo Pessoa (2015), esse modelo de UHR utiliza dois reservatórios, sendo pelo menos um, constituído a partir de afluências naturais de água. O tipo mais comum é a combinação de bombeamento para armazenamento de água com uma hidroelétrica convencional. Um exemplo de UHR com esse tipo de formato é a usina de Cheylas (França) com uma capacidade de 480 MW, conforme apresentado na Figura 13.

**Figura 13 - Usina de Cheylas - França**



**Fonte:** EDF (2014).

### 2.3.2.3 Circuito semiaberto

Uma UHR com esse formato de circuito utiliza dois reservatórios sendo um deles artificial e o outro constituído a partir de afluências naturais de água ou mesmo de um rio. Alguns exemplos de UHR com tal configuração são as Usinas Hohenwarte e Goldisthal, todas localizadas na Alemanha com uma capacidade estimada a 320 MW e 1060 MW respectivamente.

**Figura 14 - Usina Hohenwarte – Alemanha. Fonte: Pessoa (2015).**



### 2.3.2.4 Circuito marinho

Trata-se de um caso especial de Circuito Semiaberto, usando a superfície do mar como reservatório inferior, permitindo maior economia, sem utilizar “água doce”, mas tendo, entretanto, de resolver o problema de maior corrosão e aderência de materiais marinhos. Um exemplo típico de uma UHR com tal configuração é a Usina de Okinawa Yanbaru, que se encontra no Japão, com uma capacidade de cerca de 31,4 MW, aponta ainda Pessoa (2015).

**Figura 15 - Usina de Okinawa Yanbaru - Japão**



**Fonte:** Pessoa (2015).

### **2.3.3 UHR no Brasil e no exterior**

Historicamente, as usinas reversíveis têm sido utilizadas nos Estados Unidos desde 1920, e também em vários outros países do primeiro mundo como Japão, França, China, Alemanha, Áustria e outros. As cinco maiores usinas reversíveis existentes no mundo são apresentadas na Tabela 5.

**Tabela 5: Usinas reversíveis no mundo.**

<b>Usina</b>	<b>País</b>	<b>Potência Instalada (MW)</b>
Bath Country	USA	3003
Guangdong	CHINA	2400
Huizhou	CHINA	2400
Okutataragi	JAPÃO	1932
Ludington	USA	1872

**Fonte:** Adaptado de PESSOA (2015)

De acordo com o Global Energy Storage Database (2016), existem pelo mundo todo 346 usinas reversíveis, que juntas, totalizam cerca de 178 GW de potência instalada. Entre essas usinas, apenas 292 estão em operação, respondendo por uma capacidade de 142 GW. É prevista até 2020, a entrada em operação de 49 novas UHR em diversos países, que serão responsáveis por fornecer cerca de 35 GW de potência em todo mundo, sendo um aumento de 25% na capacidade instalada de usinas deste tipo.

No Brasil, existem 4 antigas usinas reversíveis, construídas há mais de cinco décadas, sendo três no estado de São Paulo e a quarta em Rio de Janeiro. Duas das três UHRs instaladas em São Paulo na Represa Billings, sendo a primeira é a de Pedreira que conta hoje com sete unidades, para bombear as águas do Canal Pinheiros até o Reservatório Billings, localizado a 25 metros acima. Já a segunda UHR, conhecida como a de Traição conta com quatro unidades reversíveis, inaugurada em 1940, que reverte o curso das águas dos rios Tietê e Pinheiros para serem encaminhadas à Usina de Pedreira e depois ao Reservatório Billings. Hoje, a operação do sistema de reversão do Rio Pinheiros, tanto em Pedreira quanto em Traição, só é acionada para o controle das enchentes, aponta a Empresa Metropolitana de Águas e Energia (EMAE, 2016).

A Tabela 6 a seguir apresenta as UHRs construídas no Brasil.

**Tabela 6: Usinas Hidrelétricas Reversíveis no Brasil.**

<b>UHR</b>	<b>Ano</b>	<b>Unidades</b>	<b>Máquina</b>	<b>Potência Turbinada (MW)</b>	<b>Potência Bombeada (MW)</b>	<b>Queda bruta (m)</b>	<b>Situação</b>
Pedreira (SP)	1939	6	Francis	78,5	42,6	25	Ativa
Traição (SP)	1940	4	Kaplan	7,3	9,4	6	?
Vigário (RJ)	1952	4	Francis	90,8	72,0	36	Ativa
Edgard de Souza (SP)	1955	1	Francis	14,8	13,3	24	Inativa

**Fonte:** Adaptado de CANALES et al (2015).

Entre 1987 e 1988, a empresa Eletrobrás fez levantamentos do potencial energético do país, especificamente nas Regiões Sul, Sudeste e Nordeste, que resultou com a identificação de 129 sítios possíveis na região Nordeste e 331 MW (ELETROBRÁS, 1988a), 147 sítios na região Sul e 332 MW (ELETROBRÁS, 1988b) e 385 no Sudeste, com potência total de 670 MW - exceto em São Paulo, coberto pelo estudo da CESP (ELETROBRÁS, 1987). Tais inventários foram realizados em escritório, apoiados basicamente, em dados de cartografia secundários de mapas em escalas de 1:50.000 a 1:100.000. Ainda vale ressaltar que nestes estudos, foram desconsiderados os aspectos geológicos, hidrológicos e impactos ambientais dos locais.

Além destes estudos em caráter de Inventário, nesta época a Eletrobrás desenvolveu outros estudos em nível de pré-viabilidade de alguns aproveitamentos

identificados principalmente na região Sudeste. Embora contassem com maior detalhamento, inclusive com desenhos de planta e seção dos aproveitamentos em escalas usuais de viabilidade (1:2000 e 1:1000), os trabalhos realizados não contaram com a aquisição de dados primários para os estudos hidrometeorológicos nem tampouco geológico-geotécnicos, conta (MARIANO, 2017).

Ainda de acordo com Mariano (2017), os estudos realizados naquela época foram desenvolvidos em caráter preliminar, em que os critérios de pré-dimensionamentos têm sido adotados sem nenhum estudo de otimização. As premissas empregadas encontram-se desatualizadas e diversos dos aproveitamentos identificados tem interferência com áreas de proteção ambiental.

Outros estudos recentes foram apresentados por MELLO (2017) em caráter preliminar de usinas hidrelétricas reversíveis no Brasil e a discussão em torno das potencialidades desta alternativa e a retomada do conceito de eficiência de UHRs no setor elétrico brasileiro se fez presente tanto nos meios técnico, científico quanto acadêmico.

Diante o grande interesse nas UHRs no Brasil, estudos aprofundados precisam ser desenvolvidos, baseando-se em metodologias apropriadas e premissas representativa da realidade atual. Assim sendo, o primeiro passo para validar metodologias e critérios de projeto aplicáveis aos estudos de viabilidade deste tipo de empreendimento deve ser os estudos geológico-geotécnicos adequados (MARIANO, 2017).

#### **2.3.4 Ação do Sistema de Armazenamento nos Serviços Ancilares das UHRs**

De acordo com Sousa (2006), os serviços ancilares (SA) são serviços tradicionalmente agregados de forma implícita à venda de energia elétrica e que não correspondem propriamente à energia em si. Normalmente se aceita na prática que os serviços ancilares são os recursos e ações que garantem a continuidade do fornecimento, a segurança do sistema e a manutenção dos valores de frequência e tensão. Desta forma, os serviços ancilares englobam vários serviços.

Além de possuir muitas vantagens (fonte de energia renovável sem emissão de gases de efeito estufa; aptas para transferir carga durante as demandas de pico sem requerer tempo de preparação para operação), as UHRs têm ainda a capacidade de

fornecer Serviços Ancilares para o Sistema Elétrico (Pessoa, 2015). Tais serviços são requeridos para assegurar aos Operadores do Sistema Elétrico (no Brasil, o Operador Nacional do Sistema - ONS) um sistema em estado de operação seguro (SOUSA, 2006). Para isso, é importante que o Operador Nacional do Sistema tenha a capacidade de:

- Controlar a frequência do sistema dentro de um limite determinado;
- Controlar os níveis de tensão do sistema dentro de seus limites;
- Manter a estabilidade do sistema;
- Prevenir sobrecargas no sistema de transmissão e;
- Restaurar o sistema ou porção deste quando é requerido.

Diante a estas responsabilidades está à necessidade de o Operador do Sistema manter a integridade do sistema, mesmo se houver a ocorrência de contingências. Isso não requer somente que o serviço seja fornecido, mas que tenha em reserva a capacidade de fornecer um serviço em uma fração de tempo.

Sousa (2006), ainda afirma que a necessidade de cada SA é determinada pelos Operadores do Sistema, podendo ser ampla e variar de um país para o outro, em função de suas características operativas, diferentes dimensões topológicas de seus sistemas, etc. A provisão de reservas é um aspecto específico dos SAs e a necessidade destas reservas surgem por diversos motivos e fatores, cujos dois principais são: as interrupções da geração e a variação das cargas. Tais reservas podem ser separadas em reservas de potência ativa e reservas de potência reativa (CIGRÉ-Brasil, 2001).

### **2.3.5 Armazenamento de Energia e Reservatório**

Quando for projetar uma UHR, dentre os parâmetros a serem considerados, os principais são: o dimensionamento dos reservatórios inferior e superior; a altura da queda de água e as vazões a ser turbinada e bombeada. Uma característica típica das UHRs é que elas ocupam áreas pequenas principalmente quando se trata de reservatórios de água, comparado com as das UHEs e também, uma relação entre a capacidade de geração e o volume de reservatório superior muito maior que as das UHEs (ZUCULIN et al., 2014).

Um estudo de caso realizado, compara uma UHR (localizada na China) com duas UHEs (sendo uma no estado de São Paulo e a outra em Rio de Janeiro), baseando-

se na capacidade de geração e no volume útil do reservatório de cada uma delas. O resultado obtido está apresentado na Tabela 7.

**Tabela 7: Potência instalada (MW) versus volume útil (hm<sup>3</sup>)**

Tipo de Usina	Potência Instalada (MW)	Volume útil do reservatório (hm <sup>3</sup> )	Potência Específica (MW/hm <sup>3</sup> )	FC (estimado)	Energia anual	
					(GWh/ano)	(GWh/ano/hm <sup>3</sup> )
<b>UHR Shisanling</b>	800	4	200,00	0,15	1.036.800	259.200
<b>UHE Três Irmãos (SP)</b>	808	3450	0,23	0,55	3.839.616	1.112,93
<b>UHE Ilha dos Pombos (RJ)</b>	187	7	26,71	0,55	888.624	126.946,30

Fonte: Adaptado de PINHEIRO (2016).

Da análise dessa tabela, percebe-se que a UHE Três Irmãos apesar de apresentar uma potência bem próxima à da UHR, o seu reservatório é muito maior comparado com o da usina reversível. Para ser mais específico, 862 vezes maior que o de UHR. Também, observe-se comparando a UHR com a UHE da Ilha dos Pombos que, apesar de possuírem um volume de reservatório semelhante, a potência instalada na UHR é 4 vezes maior.

Esse estudo comparativo mostra uma diferença radical entre os dois tipos de usina na análise de impactos socioambientais, pois enquanto na UHE convencional de baixa queda o reservatório é projetado para criar um desnível no curso de água, na UHR, a queda de água é proveniente do próprio desnível natural da topografia local, sendo a única função do reservatório superior o armazenamento do volume de água para turbinamento (ZUCULIN et al, 2014).

Salienta-se que o volume dos reservatórios confere capacidade de armazenamento de água e conseqüentemente, capacidade de geração de energia elétrica. Desta forma, se for levado em consideração um período da ordem de alguns dias, a quantidade de energia (em MWh) a ser gerada na UHE de Três Irmãos será muito maior que na UHR de Shisanling. Além do mais, as UHRs são grandes consumidores de energia. Elas consomem mais energia do que produzem, sendo contabilizadas como carga no balanço energético do sistema elétrico. No entanto, a energia que a usina

consegue gerar num período de poucas horas é o que atribui capacidade de atendimento de ponta de demanda a este empreendimento. Portanto, a principal vantagem das UHRs nos sistemas elétricos não é o acréscimo na oferta de energia, mas sim o acréscimo na capacidade de atendimento à ponta de demanda além da mitigação e intermitência de algumas fontes renováveis de energia (PINHEIRO, 2016).

Analisando a mesma tabela, observa-se que a energia anual gerada na UHE Ilha dos Pombos, apesar de ela ser próxima à da UHR, o fator de capacidade (FC) que apresenta a UHE é muito maior que o da usina reversível, ou seja, 3 vezes maior para ser mais exato. Comparando a UHE Três Irmãos com a UHR, percebe-se também, que a energia anual gerada na UHE Três Irmãos é 3 vezes maior que a gerada na UHR e o mesmo cenário é observado quanto ao fator de capacidade.

Também, baseando-se na energia anual gerada por unidade de volume, percebe-se que a geração de energia proveniente da UHR é muito maior que a das UHE, ou seja, por unidade de volume a geração da central reversível é 2 vezes maior que a quantidade gerada na UHE Ilha dos Pombos, apesar de elas possuírem um volume de reservatório bem próximo e, a mesma vale 232 vezes a geração da UHE Três Irmãos apesar dessas centrais apresentarem uma potência semelhante.

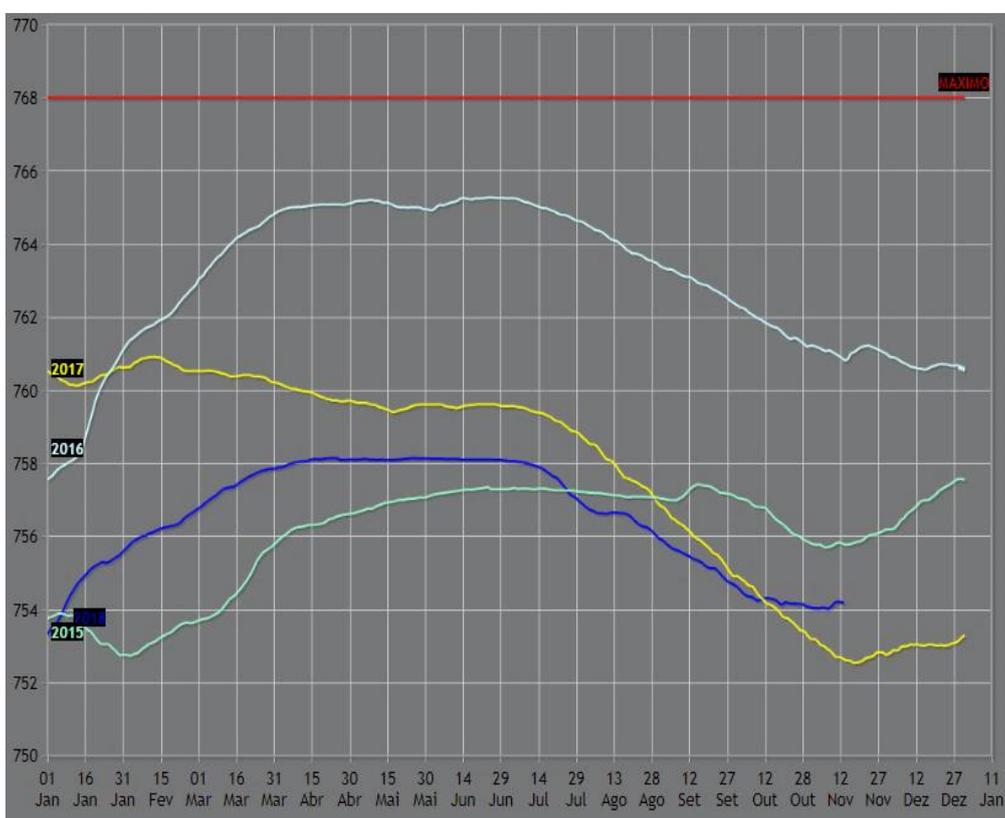
### 3 PROPOSTA DE MODELO PARA RECUPERAÇÃO DO NÍVEL D'ÁGUA EM RESERVATÓRIO: CASO DE FURNAS

Apresenta-se neste capítulo um modelo de proposta de recuperação do nível de água do reservatório da Usina Hidrelétrica de Furnas, melhorando e aumentando o aproveitamento hidrelétrico, bem como a energia a ser produzida pela central.

#### 3.1 Dificuldade na recuperação do nível do reservatório

O reservatório de Furnas, localizado no Sul do Estado de Minas Gerais, vive seu pior período de seca e o nível da água está aproximadamente 15 metros abaixo do normal nesta época do ano (ONS, 2018). Isto é, o nível de água passou a 754 m devido à falta de água registrado nesses últimos anos. A Figura 16, apresenta o histórico do nível de água do reservatório de Furnas.

Figura 16 - Variação do nível de água no reservatório de Furnas de 2015 a 2018.



Fonte: ONS (2018).

O reservatório de Furnas segundo o Operador Nacional de Sistema Elétrico (ONS), é o principal reservatório do Sistema Elétrico Sudeste - Centro Oeste e, a usina responde por 15% de toda a geração de energia elétrica do Brasil. Da Figura 16, pode-se ver que a usina sofreu com o período de estiagem entre os meses de maio a outubro de 2017. A situação ficou bastante crítica em 2018, notando-se um decaimento de volume da represa, que passou de 73,53% em 2016 para 36,98% em 2017, e em 2018, o volume registrado foi de 30,48% (ONS, 2018).

Ainda de acordo com (ONS, 2018), em 2017 a usina operou com 30 % da sua capacidade total, devido à crise hídrica e não houve nenhum risco de apagão ou outros problemas que não possam ser controlados. A situação causou vários impactos na vida da população da região, principalmente daqueles que utilizam a represa como fonte de renda. As áreas que enfrentam maiores prejuízos econômicos são o turismo e a pesca, que chegam a sofrer quedas de 50% na produção e perda de clientes que procuram a região para prática de piscicultura e esportes aquáticos.

Segundo a Associação dos Municípios do Lago de Furnas (ALAGO, 2012), em relação ao meio ambiente, a região poderá ainda enfrentar outros problemas com a seca prolongada. Quando o nível da represa está baixo, há crescimento excessivo do capim no entorno e, quando esta água volta ao seu lugar, esse mato apodrece, causando uma diminuição do oxigênio na água. Tal diminuição, reduz a capacidade de depuração da água, dificultando o processo de limpeza natural do ambiente.

Ainda conforme a ALAGO (2012), na maioria dos municípios do Sul de Minas o esgoto ainda é despejado diretamente no lago ou em seus afluentes. Com sua capacidade de renovação das águas reduzidas, o lago fica mais poluído podendo, no futuro, comprometer o desenvolvimento e a sobrevivência das várias espécies de peixes que vivem no lago.

### **3.2 UHR como mecanismo de recuperação do reservatório**

Visto que a UHE de Furnas constituiu uma das maiores centrais hidrelétricas no mundo em operação e seu enorme reservatório está enfrentando desde alguns anos uma situação crítica, o presente trabalho sugere o estudo de implantação de uma Usina Hidrelétrica Reversível concatenada à fontes intermitentes (Figura 17), como ferramenta para a recuperação e manutenção do nível da água do reservatório de Furnas.

**Figura 17: Esquema do modelo proposto: UHR concatenada às fontes intermitentes.**



**Fonte:** Adaptado de Ma et al., (2014)

A atual crise hídrica em que o país se encontra, comprometendo os diversos usos da água e principalmente, o setor elétrico com usinas hidrelétricas, a combinação de UHRs com as fontes renováveis intermitentes se torna uma alternativa tanto valiosa quanto vantajosa pois, essa nova tecnologia tem grande capacidade de armazenamento sazonal além de manter a segurança energética aumentando a energia firme na rede (GALLO et al., 2016).

O conceito da combinação ou associação das UHRs com as fontes renováveis intermitentes constitui um grande avanço tecnológico para o setor elétrico mundial. Essa tecnologia de armazenamento de energia das UHRs consiste em usar a energia das fontes intermitentes (solar ou eólica) para bombear água de um reservatório a jusante para um outro a montante durante períodos de pequena carga, utilizando essa água armazenada, no reservatório superior para movimentar as turbinas hidráulicas na geração de energia no horário de pico (PESSOA et al., 2015).

Para Pinheiro (2016), a aplicação de tal conceito no Brasil resultaria em uma enorme redução de custos já que os custos de geração de UHRs são considerados mais baixos, comparado com os de usinas termelétricas, que são tradicionalmente utilizadas

para atender à demanda não coberta pelas usinas que estão na base da geração. Assim, como grande vantagem dessa tecnologia, seria possível armazenar e utilizar a energia gerada pelas fontes intermitentes para gerar energia nos períodos em que, as condições meteorológicas não estiverem favoráveis o suficiente para atender à demanda, mesmo que seja em um horário fora de ponta.

Afim de viabilizar o empreendimento de tal tecnologia, é aconselhado realizar previamente os estudos apropriados e adequados sobre a topografia e a geologia do local pois, apesar das UHRs apresentarem muitas vantagens para o setor elétrico, elas possuem restrições geográficas bem rígidas (MARIANO, 2017).

## 4 METODOLOGIA

A metodologia proposta para este trabalho se divide em três partes principais: i) Pré-dimensionamento de uma usina hidrelétrica reversível na região do entorno do reservatório de Furnas; ii) Pré-dimensionamento de parque de geração complementar (eólico e solar) para suprimento de parte da energia a ser consumida pela UHR quando estiver em operação no modo “bombeamento” e iii) Análise de viabilidade do sistema a ser implantado.

### 4.1 Pré-dimensionamento da UHR

A proposta da UHR consiste em utilizar o reservatório de Furnas como reservatório inferior e criar um reservatório superior, onde será armazenada a água a ser utilizada com a planta operando no modo turbina. Para isso, fez-se o uso da ferramenta Google Earth © na primeira parte do trabalho, a qual ajudou na identificação do local onde poderá ser criado o reservatório superior e conseqüentemente foi determinado com auxílio da mesma ferramenta, a altura da queda ou de aproveitamento entre os dois reservatórios. Um dos principais parâmetros que foi considerado no dimensionamento da central hidrelétrica reversível a ser implantada é o ciclo de operação. No presente estudo de caso, para que não resulte em um superdimensionamento do sistema de fornecimento de energia quando a UHR estiver operando no modo bomba (quando o sistema consome energia), o ciclo de operação adotado será de 1:2,5, ou seja para 1 período de operação como turbina (quando o sistema gera energia) serão necessários 2,5 períodos de bombeamento para repor a água no reservatório superior (Tiago Filho, 2017). Adotou-se esse ciclo de funcionamento para que a potência necessária à máquina elétrica (motor-gerador), no modo bomba, seja menor ou igual à potência ao operar como turbina. Baseando-se neste ciclo diário de operação (10 horas de bombeando para 4 turbinando), foi possível quantificar a energia que a central seria capaz de gerar diariamente (Equação 1) e conseqüentemente as vazões a serem turbinadas e bombeadas através das equações (2) e (3), respectivamente, apresentadas por Zuculin et al., (2014). Os valores adotados para o cálculo estão apresentados na Tabela 8.

$$E_t = P_t \cdot T_t \quad (1)$$

$$Q_t = \frac{P_t}{g \cdot (H - h_{pt}) \cdot \eta_t \cdot \eta_G} \quad (2)$$

$$Q_b = \frac{Q_t \cdot T_t}{T_b} \quad (3)$$

Onde:

- Pt: Potência da turbina [MW];
- Et: Energia gerada [MWh];
- Tt: Tempo de operação da turbina [horas];
- Tb: Tempo de operação da bomba [horas];
- Qt: Vazão turbinada [m<sup>3</sup>/s];
- Qb: Vazão bombeada [m<sup>3</sup>/s];
- hpt: Perda de carga no modo turbinamento [m], que é calculada usando a equação (4).

$$h_{pt} = \frac{T_t \cdot (0,1 \cdot H)}{T_b} \quad (4)$$

Onde:

- H: Altura de queda [m]

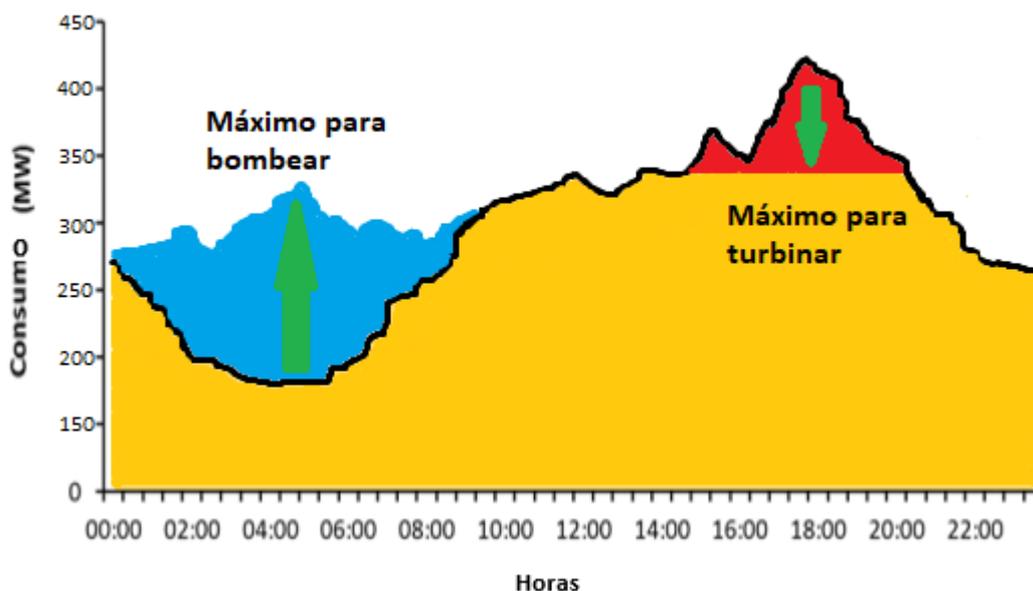
**Tabela 8: Valores adotados para a turbina.**

Dados	Valor	Unidade	Fonte
Eficiência como turbina ( $\eta_t$ )	93	%	Zuculin et al., (2014)
Eficiência como gerador ( $\eta_G$ )	90		

De posse da quantidade de energia a ser gerada pela central reversível, foi possível determinar a energia a ser consumida pela mesma quando tiver funcionando no modo bombeamento, que por sua vez depende muito da eficiência global do sistema ( $\eta_s$ ). Para isso, usou a equação (5) apresentada por Zuculin et al., (2014).

$$E_b [MW] = \frac{E_t}{\eta_s} \quad (5)$$

Admitiu-se que a usina hidrelétrica reversível a ser instalada teria um valor típico de eficiência (bomba e turbina) igual a 62%. Assim, parte da energia armazenada nas horas de bombeamento foi considerada geradora no restante das horas do dia (Tiago Filho, 2017). A distribuição da energia a ser gerada durante os períodos do dia foi feita proporcionalmente à demanda registrada nesses instantes com o objetivo de suavizar o diagrama de carga (corte de pico) como mostra a Figura 18.



**Figura 18: Distribuição de bombeamento e geração de energia no diagrama de carga.**  
Fonte: Autor (2020).

Da Figura 18, as horas em que a área azul está acima da linha preta (curva de carga original) correspondem período em que o bombeamento do excedente de produção deve ocorrer. Se o bombeamento não aconteceu, parte da geração teria que ser cortada, se essa energia vier do vento. As horas que a área vermelha está abaixo da linha preta são as horas em que a energia armazenada deve ser entregue ao sistema, dando uso às turbinas das usinas reversíveis. Nesse período, a área amarela representa o consumo que todas as tecnologias restantes teriam de apoio, suporte. A energia acima dessa área seria apoiada pela nova usina hidrelétrica operando no modo turbina.

De acordo com Harris (1992), o dimensionamento dos componentes de uma UHR segue diretrizes muito semelhantes às do dimensionamento dos componentes de uma UHE, no entanto, algumas características específicas da UHR demandam especial atenção. Alguns parâmetros que foram levados em consideração para realização do

presente trabalho são: a casa de máquinas, a tubulação, a barragem e o tempo de ciclo de operação da planta reversível.

A casa de máquinas foi dimensionada considerando uma aproximação geométrica do conjunto motor-gerador para o cálculo da área. Assim, as dimensões do conjunto turbina-bomba foram encontradas a partir do diâmetro nominal do rotor que foi determinado através da equação (6) (SOUZA, et al. 2018).

$$D_n = 4 \cdot \left(\frac{Qt}{n}\right)^{0,33} \quad (6)$$

Onde:

- $D_n$  representa o diâmetro nominal do rotor em [m];
- $Qt$  representa a vazão turbinada em [m<sup>3</sup>/s];
- $n$  representa a rotação em [rpm].

Uma vez obtido o valor do diâmetro nominal, determinou-se as dimensões da casa de máquinas a partir das seguintes equações (7) e (8) sugeridas por Fujie et al (2016).

$$C = 6,3 \cdot D_n + G1 + 2,4 \quad (7)$$

$$L = 3,4 \cdot D_n + 4,7 \quad (8)$$

Onde:

- $C$  = comprimento da casa de máquinas em [m];
- $G1$  = comprimento do gerador [m];
- $L$  = largura da casa de máquinas em [m].

Embora outros componentes fazem parte da casa de força, como cubículos, banco de baterias, painéis etc., esses não fazem parte da análise deste trabalho. Quanto ao dimensionamento da tubulação, o seu diâmetro é dado pela equação de Souza et al., (2018), apresentada na equação (9).

$$D = \frac{\left[ 341,278 \cdot Q_t^{0,388} \cdot \left( K_a \cdot \frac{L_t}{H} \right)^{0,204} \right]}{100} \quad (9)$$

Onde:

- D = diâmetro do túnel [m];
- Qt = vazão turbinada [m³/s];
- Lt = comprimento do túnel [m];
- H = Altura de queda bruta [m];
- Ka = 0,38

Com o diâmetro encontrado, fez-se uso das equações (10), (11) e (12) para determinar respectivamente, a área da tubulação, a velocidade do escoamento na tubulação e o número de Reynolds.

$$A_t = \frac{\pi \cdot D^2}{4} \quad (10)$$

$$V = \frac{Q_t}{A_t} \quad (11)$$

$$Rey = \frac{V \cdot D \cdot \rho}{\mu} \quad (12)$$

Com o valor de número de Reynolds, determinou-se o fator de atrito através da equação (13) desenvolvida por Swamee e Jain (1976) e Zuculin et al., (2014).

$$f = \frac{0,25}{\left( \text{Log} \left( \frac{\varepsilon}{3,7 \cdot D} + \frac{5,74}{(Rey)^{0,9}} \right) \right)^2} \quad (13)$$

Onde:

- $\varepsilon$ : rugosidade da parede (m);
- Lt: comprimento da tubulação (m).

Em princípio, as UHRs possuem menor porte que as UHEs e, portanto, possuem uma capacidade de reserva de água bem inferior (ZUCULIN, PINTO, BARBOSA & TIAGO FILHO, 2014), já que a proposta para este tipo de usina é operar com ciclos que possuem durações de horas ou poucos dias. O dimensionamento dos reservatórios está associado aos demais parâmetros e, além deles, à existência de condições topográficas favoráveis à sua implantação. Além disso, as dimensões do reservatório superior também são determinadas pelas características do sistema elétrico em que a UHR será inserida e pela capacidade de reserva de energia que se deseja acrescentar a este sistema (MWH, 2009).

Também, para proteger o sistema contra as sobrepressões, pode-se instalar uma válvula de alívio ou uma chaminé de equilíbrio para amortecer os efeitos dos aumentos de pressão e velocidade da água no interior da tubulação forçada causados por um acionamento rápido do dispositivo de fechamento da turbina (golpe de aríete). A escolha do dispositivo adequado se dá pela relação descrita na equação (14). Desta forma, enquanto essa relação for atendida, é recomendado a instalação da chaminé de equilíbrio. Portanto, optou-se pela instalação da válvula de alívio no projeto em questão, tendo em vista que os valores são bem superiores a 5.

$$\frac{L_t}{H} \leq 5 \quad (14)$$

Onde:

- $L_t$  é o comprimento da tubulação forçada (m);
- $H$  é a altura de queda bruta (m).

## 4.2 Pré-dimensionamento de parque de geração complementar

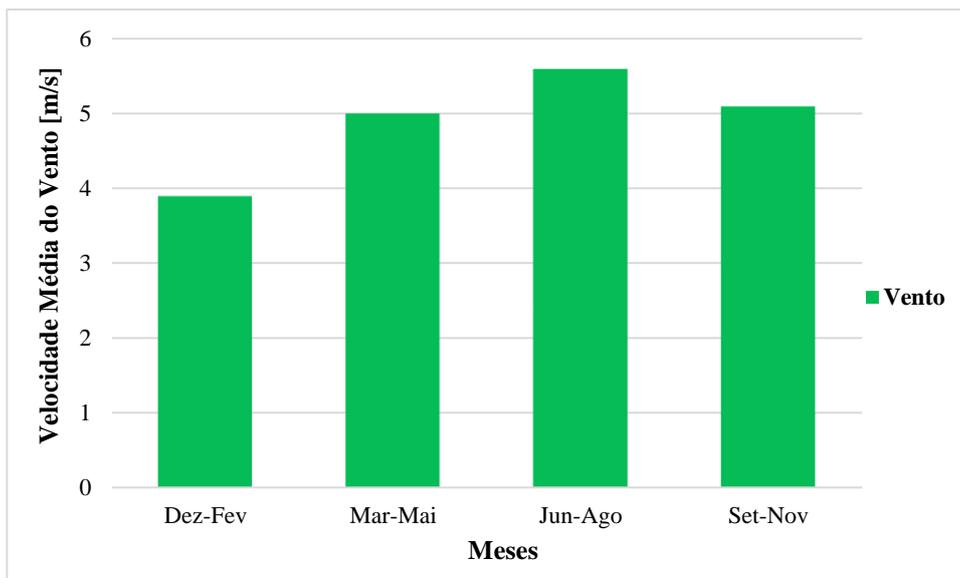
Com ciclo de operação diário (10 horas de bombeando para 4 horas turbinando), foi verificado que a planta UHR será capaz de gerar uma quantidade de energia ( $E_t$ ). Para armazenar essa quantidade de energia será necessário consumir uma energia no bombeamento ( $E_b$ ), havendo um saldo negativo energético ( $\Delta E$ ) (equação 15) a ser compensado pelo parque de geração complementar (eólico e solar).

$$\Delta E [MW] = E_b - E_t \quad (15)$$

#### 4.2.1 Parque eólico

Para uma ótima estimativa energética, foi definido instalar o parque eólico no entorno do reservatório da UHE de Estreito, visto que a região apresenta um ótimo potencial de aproveitamento e a disponibilidade de áreas livres na mesma. A UHE de Estreito está localizada nas coordenadas 20,15° Sul e 47,28° Oeste. A Figura 19 apresenta a distribuição das velocidades médias do vento na região.

A avaliação do potencial energético do vento nesta cidade foi realizada por meio da aplicação da distribuição de frequências de Weibull. Esta distribuição estatística é aquela que melhor assimila os dados de vento (Conforme discorre Sucharov et al. s/d e resultados obtidos por Celik et al., 2003). A aplicação desta foi realizada por meio da equação (16).



**Figura 19:** Distribuição da velocidade média do vento em Estreito (MG).

**Fonte:** CRESESB (2019).

$$f(V) = \left(\frac{k}{c}\right) \cdot \left(\frac{V}{c}\right)^{k-1} \cdot \exp\left[-\left(\frac{V}{c}\right)^k\right] \quad (16)$$

Onde:

- $c$  = parâmetro de escala e  $k$  = parâmetro de forma.

Visto que as velocidades médias obtidas pelo CRESESB (2019) são relativas a uma altura de 50 m, foi necessária a aplicação da lei da potência usando a equação (17), para transposição dos dados de vento para uma altura de 100 m, altura típica de implantação de aerogeradores para aproveitamento energético. Com a transposição da velocidade, deve ser realizada também a transposição do parâmetro de escala, através da equação (18).

$$V(100 \text{ m}) = V(50 \text{ m}) \cdot \left(\frac{H2}{H1}\right)^\alpha \quad (17)$$

$$c(100 \text{ m}) = \frac{V(100 \text{ m})}{B} \quad (18)$$

Onde:

- $\alpha$  = coeficiente de rugosidade e
- B = fator de transposição, ambos obtidos em Raimundo (2015).

De posse da distribuição de frequências de Weibull, é necessário selecionar um aerogerador. Esta relaciona sua velocidade à potência do mesmo, considerando, contudo, as velocidades mínimas e máximas de trabalho do aerogerador. Com a curva do trabalho do aerogerador e os dados de frequência do vento obtidos pela distribuição de Weibull, é possível calcular a energia anual produzida pelo aerogerador na cidade de Estreito. Assim, as equações (19) e (20) apresentadas por Raimundo (2015) foram usadas para determinar respectivamente a potência do vento e a energia anual a ser produzido pelo aerogerador neste local.

$$P(V) = \rho \cdot \eta \cdot A \cdot \frac{V^3}{2} \quad (19)$$

$$E = \sum_{i=1}^n f(V) \cdot P(V) \quad (20)$$

Onde:

- P = potência [kW];
- $\eta$  = rendimento do sistema;

- $A = \text{área do rotor [m}^2\text{]} \text{ e } V = \text{velocidade do vento [m/s]}$

#### 4.2.2 Parque solar fotovoltaico

O parque solar fotovoltaico será instalado no entorno do reservatório de Furnas localizado no Rio Grande, entre os municípios de São José da Barra e São João Batista do Glória, no estado de Minas Gerais, cujas coordenadas centrais são 20°40'11" S e 46°19'05" O.

Uma forma bastante conveniente de se expressar o valor acumulado de energia solar ao longo de um dia é através do número de Horas de Sol Pleno (HSP). Para obter-se a irradiação do local foi utilizado a ferramenta SunData, fornecida pelo CRESESB (2019). De acordo com o ponto de interesse informado, o programa fornece os dados de irradiação incidente no plano inclinado convertidos para o seu valor médio diário em kW/m<sup>2</sup>.dia, utilizando o valor numérico HSP. Dessa forma, ao inserirmos no SunData as coordenadas, descritas acima, foi possível obter os valores de irradiação solar, em kWh/m<sup>2</sup>.dia correspondentes às diárias médias mensais para os 12 meses do ano para o local escolhido (Tabela 9).

**Tabela 9: Radiação diária média mensal em kWh/m<sup>2</sup>.dia no entorno de Furnas**

Irradiação solar diária média mensal (kWh/m <sup>2</sup> .dia)												Média
Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez	
5,62	5,81	5,02	4,83	4,25	4,02	4,26	5,11	5,22	5,57	5,41	5,64	5,06

Para o presente dimensionamento, a menor irradiação encontrada na região de estudo será utilizada, no caso a do mês de junho. Segundo o Manual de Engenharia para Sistemas Fotovoltaicos da CRESESB (2014), a duração solar do dia varia de acordo com cada região e períodos do ano, ou seja, da posição do sol em relação à linha do equador, criando um ângulo de desvio chamado de declinação solar ( $\delta$ ). Através da equação (21), pode-se calcular a declinação solar, em qualquer dado dia do ano considerando o ângulo norte do equador como positivo e ângulo ao sul do equador como negativo.

$$\delta = 23,45 \cdot \text{Sen} \left[ \frac{360}{365} \cdot (284 + N) \right] \quad (21)$$

Onde:

- $\delta$  = declinação solar [grau];
- N = número do dia do ano contado a partir do dia 1 de janeiro.

Outro parâmetro a ser considerado neste estudo é a altura solar ( $\alpha$ ) no local onde será instalado o parque solar fotovoltaico. Visto que a trajetória do sol e a sua altura máxima variam ao longo do ano, use-se a equação (22) que relaciona a altura solar com a latitude de um determinado local ( $\phi$ ), a declinação solar ( $\delta$ ) e o ângulo horário ( $\omega$ ), (FONTENELE, 2012).

$$\alpha = \text{Sen}^{-1}[\text{Sen}(\phi) \cdot \text{Sen}(\delta) + \text{Cos}(\phi) \cdot \text{Cos}(\phi) \cdot \text{Cos}(\omega)] \quad (22)$$

Assim, dentre os diversos tipos e modelos de painéis solares no mercado, foram levantados alguns que apresentam um maior destaque pela sua eficiência e economia. A Tabela 10 retrata os módulos considerados e algumas de suas características.

**Tabela 10: Modelos fotovoltaicos considerados.**

Fabricante	Modelo	Potência (W)	Preço (US\$/Wp)	Eficiência (%)	Área (m <sup>2</sup> )
Yangtze Solar Group	YS500M-96	500	0,29	19,51	2,56
Canadian Solar	CS6P-235PX	235	0,81	14,61	1,61
Jinko	JKM-235P	235	0,98	14,36	1,64
EcoSolargy	ECO230S156P-60	230	0,99	14,14	1,63

Fonte: Energy Informative (2019)

Devido ao baixo custo e boa eficiência do módulo, será escolhido o painel fotovoltaico do fabricante chinês Yangtze, modelo YS500M-96, cujas informações principais estão apresentadas na Tabela 11.

**Tabela 11: Dados principais do painel YS500M-96 (Yangtze Solar, 2019)**

<b>Modelo</b>	YS500M-96
<b>Dimensões</b>	1956 x 1310 x 45 mm
<b>Eficiência do módulo</b>	19,51%
<b>Potência Máxima (Pmax)</b>	500 W
<b>Tensão Máxima (Vmax)</b>	48,4 V
<b>Corrente Máxima (Imax)</b>	10,3 A
<b>Tensão de Circuito Aberto (Voc)</b>	59,3 V
<b>Corrente de Curto circuito (Ioc)</b>	10,5 A

Esse modelo escolhido possui 500Wp (STC: AM = 1.5, 1000W/m<sup>2</sup> e 25 °C de Temperatura de operação), e é fabricado com células fotovoltaicas de silício monocristalino. A caixa de conexão no lado traseiro da placa está equipada com diodos bypass, que eliminam o risco de sobreaquecimento individual de cada célula. Para proteger contra condições climáticas mais severas, as células estão condicionadas entre uma cobertura de vidro reforçado.

A principal função de um painel fotovoltaico é de acionar as cargas ou carregar as baterias, quanto maior a área do painel, maior a energia que podemos utilizar ou armazenar, sendo dependente da intensidade da irradiação solar. Assim, os cálculos realizados para a obtenção dos valores da potência a ser instalada, da área total que ocuparão os painéis e o número total de painéis a ser instalado se basearam nas equações (23), (24) e (25) respectivamente (Mensah et al., 2018). A determinação dessa área se deu usando o valor da energia desejada a ser produzida pelo parque solar, que irá compensar o saldo negativo da UHR.

$$P(kW) = \frac{E \left( \frac{kWh}{Ano} \right)}{8760 \left( \frac{h}{Ano} \right) \cdot FC} \quad (23)$$

$$At_p = \frac{E \left( \frac{kWh}{Ano} \right)}{IRR \cdot t \cdot \eta} \quad (24)$$

$$Np = \frac{At_p}{A_{painel}} \quad (25)$$

Onde:

- IRR = irradiação solar ( $\text{kW/m}^2 \cdot \text{dia}$ );
- $A_{\text{tp}}$  = área total dos painéis ( $\text{m}^2$ );
- $t$  = número de dias no ano (365);
- $\eta$  = eficiência do painel (%);
- $A_{\text{painel}}$  = área de cada painel ( $\text{m}^2$ );
- $N_p$  = número total de painéis.
- FC = fator de capacidade.

O fator de capacidade (FC) de um sistema é dado pela razão entre a energia gerada em determinado intervalo de tempo e seu potencial de geração caso estivesse operando com potência máxima no mesmo período. O FC varia de acordo com a irradiação média anual do local apresentando valores típicos situados entre 10 e 20%, segundo Deschamps (2015). Assim, no presente trabalho foi adotado um valor igual a 16% para o fator de capacidade, como em Silva (2015).

Para obter-se um excelente desempenho na geração de energia de um painel fotovoltaico, é importante que alguns fatores sejam considerados quando for dimensionar o parque solar fotovoltaico, como as perdas esperadas no sistema, por exemplo. Segundo Miranda (2014), essas perdas são geradas por diversos motivos, sendo os principais: a queda de tensão no lado DC, queda no lado AC, eficiência do inversor, diodos e conexões, degradação por incidência inicial da luz, transformadores de isolamento, sombreamento e dados incorretos de placa (remete à confiabilidade do fornecedor). Também, é importante que as inspeções sejam feitas periodicamente para observar se o painel fotovoltaico está operando devidamente. Recomenda-se também que o painel seja instalado em local com boa incidência de radiação solar, sem a presença de sombreamento (Araújo et al., 2016).

Baseando-se nos estudos já realizados e análises criteriosos em alguns ensaios e artigos científicos, foi transcrito na Tabela 12, os valores típicos das perdas esperadas em um sistema fotovoltaico conectado à rede (SFCR), considerando a realidade do local onde será instalado o sistema em caso.

**Tabela 12: Perdas em Sistema Fotovoltaico Conectado à Rede.**

<b>Perda</b>	<b>Valor Considerado</b>	<b>Variação de Perda</b>
Desvio no rendimento nominal do módulo (dados de placa) e da radiação de 1000W/m <sup>2</sup>	2,5%	-5% à 10%
Temperatura no Módulo	3,5%	-3% à 6%
Perdas nos condutores no lado DC	2,0%	1% à 3%
Perdas nos condutores no lado AC	1,0%	0,7% à 2%
Diodos e conexões	0,5%	0,3% à 1%
<i>Mismatch</i>	1,7%	1,5% à 3%
Perdas no Inversor	3,8%	3% à 7,5%
Perdas na conversão de energia	1,0%	0,5% à 3%
Sombreamento	0,0%	0% à 100%
Transformadores	2,0%	2% à 4%
Eficiência do Inversor na conversão	2,0%	1% à 15%
Degradação na incidência solar inicial	1,0%	1% à 10%
Sujeira nos módulos	2,0%	2% à 25%
<b>Total de Perdas</b>	<b>23,0%</b>	

Fonte: Adaptado de Silva (2015) e Araújo et al., (2016).

De posse do valor total considerado de todas as perdas considerado, foi possível quantificar a geração total fotovoltaica esperada com perdas, proporcionando dessa forma, valores mais reais aos estudos de viabilidade econômica. A determinação desta geração é obtida através da equação (26), apresentada por Miranda (2014).

$$Et_p = \sum_{t=0}^n IRR \cdot At_p \cdot \eta \cdot (1 - p) \quad (26)$$

Onde:

- n = número total de dias no mês;
- p = perda percentual do sistema;

### 4.3 Análise de viabilidade econômica

Nesta parte, a determinação de alguns parâmetros como o custo unitário ( $Cun$ ) e o investimento inicial para cada fonte (Hidráulica, Eólica e Solar) foram importantes para avaliar a viabilidade do empreendimento. Quanto à fonte hidráulica (UHR), o valor do custo da implantação consiste em calcular o Fator do Aspecto (FA), um parâmetro relacionado ao aspecto físico da região de estudo (Equação 27), aponta Tiago Filho et al., (2017). Assim, o custo de capital da fonte hídrica foi calculado através da equação (28) apresentada também por Tiago Filho et al., (2017) e subsequentemente o custo inicial de investimento (I) pela multiplicação deste pela potência [MW].

$$FA = 1821,43 \cdot (Pt [MW]^{0,5})/H^{1,25} \quad (27)$$

$$Cun \left[ \frac{US\$}{kW} \right] = 1567,2 \cdot (FA^{0,1026}) \quad (28)$$

Para determinar os valores de custo unitário dos parques eólico e solar fotovoltaico, dois passos foram primordiais. Primeiramente, coletou-se dados como investimentos e potência instalada considerando dez usinas diferentes instaladas recentemente no país, no ano de 2018 para cada uma das fontes. Escolheu-se dez usinas no máximo, com intuito de obter um valor mais real quanto ao investimento inicial dessas fontes. Assim, os dados de investimentos dessas novas usinas foram coletados no site do Ministério de Planejamento (PAC, 2018) e dados de suas capacidades instaladas foram coletados baseando-se respectivamente, nos Boletim Mensal de Geração Eólica e Solar Fotovoltaico que foi publicado no mês de março do ano de 2019 pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS, 2019). De posse desses dados, foi então possível estimar o custo unitário dos parques eólico e solar fotovoltaico baseando-se na média dos investimentos realizados nas dez usinas respectivamente, em função da potência e consequentemente, o custo inicial para cada fonte.

Os dados de capacidade instalada [MW] e investimentos [R\$] realizados para a instalação das dez usinas consideradas, coletados são apresentados respectivamente, por fonte eólica e solar fotovoltaica nas Tabelas 13 e 14.

**Tabela 13: Dados de dez usinas eólicas instaladas no Brasil em 2018.**

<b>Usinas Eólicas</b>		
<b>Usina</b>	<b>Potência (MW)</b>	<b>Investimentos (R\$)</b>
Santa Monica I (CE)	18,9	92.800.000
Estrela (CE)	29,7	161.240.000
Testa Branca III (PI)	22	85.950.000
Ventos de São Vicente 10 (PI)	29,9	112.090.000
Santana I (RN)	30	197.439.000
Santana II (RN)	24	164.194.000
Diamante II (BA)	17,5	67.464.000
Laranjeiras I (BA)	27,5	104.942.000
Aura Mirim II (RS)	30	96.070.000
Pontal 3B (RS)	27	102.142.000

Fonte: PAC (2018) e ONS (2019).

**Tabela 14: Dados de dez usinas solar fotovoltaicas instaladas no Brasil**

<b>Usinas Solar Fotovoltaicas</b>		
<b>Usina</b>	<b>Potência (MW)</b>	<b>Investimentos (R\$)</b>
Horizonte MP 1 (BA)	28,7	156.666.000
Lapa 2 (BA)	30	155.200.000
Guaimbé 1 (SP)	30	127.818.000
Ituverava 1 (BA)	28	156.636.000
Nova Olinda 13 (PI)	30	208.115.000
Sobral 1 (PI)	30	126.520.000
Horizonte MP 2 (BA)	28,7	156.680.000
Nova Olinda 10 (PI)	30	208.150.000
Lapa 3 (BA)	30	155.200.000
Bom Jesus da Lapa 2 (BA)	30	165.600.000

Fonte: PAC (2018) e ONS (2019).

Após ter feito esses cálculos, foi realizado uma análise de custos quanto a viabilidade econômica do empreendimento para um período de 30 anos considerando-se três cenários. No **cenário I**, considerou-se a UHR com a participação (100%) do Parque

Eólico e no **cenário II**, a UHR contando com a participação (100%) do Parque Solar Fotovoltaico, respondendo, respectivamente, pelo saldo negativo energético a ser compensado. O **cenário III**, se baseou na soma da UHR com as fontes eólicas e solar fotovoltaica capacidade distintas, respondendo por 45,5% e 54,5%, respectivamente, que juntas contribuirão pela energia em déficit. Para isso, usou-se em todos os cenários o valor da tarifa de venda de energia aprovada no Leilão A-6 que ocorreu em outubro do ano de 2019, sendo este estimado a 157,08 R\$/MWh para fonte hídrica (ANEEL, 2019). Os seguintes parâmetros econômicos foram necessários à análise de viabilidade: Valor presente líquido (VPL) e Custo nivelado da eletricidade LCOE (do inglês *Levelized Cost of Electricity* – por isto a sigla LCOE, conforme BRANKER et al., 2011), definidos nas equações (29) e (30). O empreendimento é rentável e viável economicamente quando o VPL é positivo. Já o custo nivelado de energia se refere à razão entre a somatória de custos transferidos ao ano inicial e a energia também descontada no tempo. Se LCOE for menor que a tarifa, o empreendimento é viável, sendo inviável na situação contrária.

$$VPL = \sum_{t=1}^m \frac{E_n \cdot T - C_{om}}{(1+i)^n} - I \quad (29)$$

$$LCOE = \frac{\sum_{t=0}^m \frac{C_n}{(1+i)^n}}{\sum_{t=0}^m \frac{E_n}{(1+i)^n}} \quad (30)$$

Sendo:  $E_n$  = a energia produzida anualmente,  $T$  = a tarifa de venda de energia,  $i$  = taxa de juro,  $m$  = vida útil de análise do empreendimento,  $C_{om}$  = custo de operação e manutenção,  $I$  = Custo de capital,  $C_n$  = Custo da eletricidade a cada ano e  $n$  = ano.

Vale ressaltar que neste estudo de viabilidade, foi adotado como taxa de juros, o valor igual a 9% ao ano, como em Costa et al., (2018) e para os custos de manutenção e operação uma taxa igual a 5% e 1% do investimento inicial, respectivamente, para a fonte hídrica (Mensah et al., 2017) e as complementares (Silva, 2015).

#### 4.4 Premissas

Diante do contexto apresentado, a proposta que se apresenta se fundamenta nas seguintes premissas:

1. Contribuir para a demanda de ponta;
2. Compensar a redução da capacidade de regularização dos reservatórios hidrelétricos e a imprevisibilidade das fontes alternativas intermitentes;
3. O modelo regulatório tem que garantir a viabilidade econômica das UHRs, valorizando devidamente os pontos fortes e singularidades das UHRs.
4. Operacionalizar o armazenamento de energia, com um custo competitivo e otimizado, de forma a garantir a estabilidade operacional do SIN, considerando a variabilidade de potências, promovida, pelo grande crescimento, da geração de renováveis intermitentes.
5. Sendo uma forma de geração hidroelétrica na carga pesada, a UHR poderá participar do Mecanismo de Realocação de Energia (MRE), como forma de mitigar custos associados à aquisição (a preço regulado) de energia para bombeamento.

## 5 ESTUDO DE CASO

Nesse capítulo serão apresentados os resultados de estudo de caso da aplicação da metodologia descritas no capítulo anterior, ou seja, utilizar o reservatório de Furnas como reservatório inferior e construir um reservatório superior, no alto de uma montanha localizada às margens do reservatório de Furnas.

### 5.1 Pré-dimensionamento da planta UHR

Inicialmente, optou-se por instalar uma central hidrelétrica reversível cuja capacidade seja de 423 MW. A partir desse valor da potência desejada foi calculado a energia a ser gerada ( $E_t$ ) pela central diariamente usando a equação (1) apresentada no capítulo anterior, levando em consideração o seu tempo de geração, estimado a 4 horas. Feito isso, calculou-se a vazão a ser turbinada ( $Q_t$ ) através da equação (2), que por sua vez depende da altura de queda ( $H$ ) existente entre os dois reservatórios. Parâmetro este, que foi determinado usando a ferramenta Google Earth ©, possibilitando assim a identificação de uma montanha às margens do lago, com coordenadas nas imediações de  $20^{\circ}34'49,81''$  S e  $46^{\circ}21'30,50''$  O, em cujo topo é possível construir uma barragem, de forma a constituir de um reservatório, com o nível da água à uma altitude por volta de 1220 metros, criando um desnível com relação ao reservatório de Furnas, de aproximadamente 438 metros (Figura 20).

**Figura 20: Localização dos reservatórios de bombeamento (inferior) e de acumulação (superior)**



Fonte: Autor (2018)

Após obtenção desses dados e com base no ciclo de operação da UHR já definido, determinou-se a vazão a ser bombeada ( $Q_b$ ) por meio da equação (3) e, por fim, foi calculado a energia a ser consumida ( $E_b$ ) pela central através da equação (5), adotando como eficiência do sistema em todo um valor igual a 0,62. Este valor é recomendado baseando-se nos estudos realizados por Zuculin et al., (2014). Assim, a Tabela 15 apresenta de forma resumida os valores calculados dos diversos parâmetros referentes à central UHR.

**Tabela 15: Valores energéticos da central UHR a ser instalada**

<b>Parâmetros</b>	<b>Valor</b>
Altura de queda (H) [m]	438
Potência a ser instalada (Pt) [MW]	423
<b>Modo Turbina</b>	
Energia gerada (Et) [MWh]	1692
Vazão turbinada (Qt) [m <sup>3</sup> /s]	122,50
Perda de carga (hpt) [m]	17,52
<b>Modo Bombeamento</b>	
Vazão bombeada (Qb) [m <sup>3</sup> /s]	49
Energia consumida (Eb) [MWh]	2729

De posse desses dados, foi possível dimensionar alguns componentes importantes da UHR. Vale ressaltar que o arranjo da planta UHR consiste basicamente em utilizar o reservatório de Furnas como o reservatório inferior, uma casa de máquinas onde o conjunto motor-gerador será instalado e um reservatório superior, onde será armazenada a água a ser utilizada com a planta operando no modo turbina. Assim, optou-se por criar o reservatório superior o mais próximo da casa de máquinas e na maior altitude possível, permitindo a geração de 1.692 MWh por dia.

O arranjo típico da casa de máquinas é, como em todo projeto dessa natureza, condicionado às dimensões do conjunto motor-gerador. Tais dimensões podem ser encontradas a partir do diâmetro nominal do rotor da turbina, que foi determinada através da equação (6). De posse do valor do diâmetro nominal, calculou-se as dimensões da casa de máquinas usando as equações (7) e (8). Os valores das dimensões

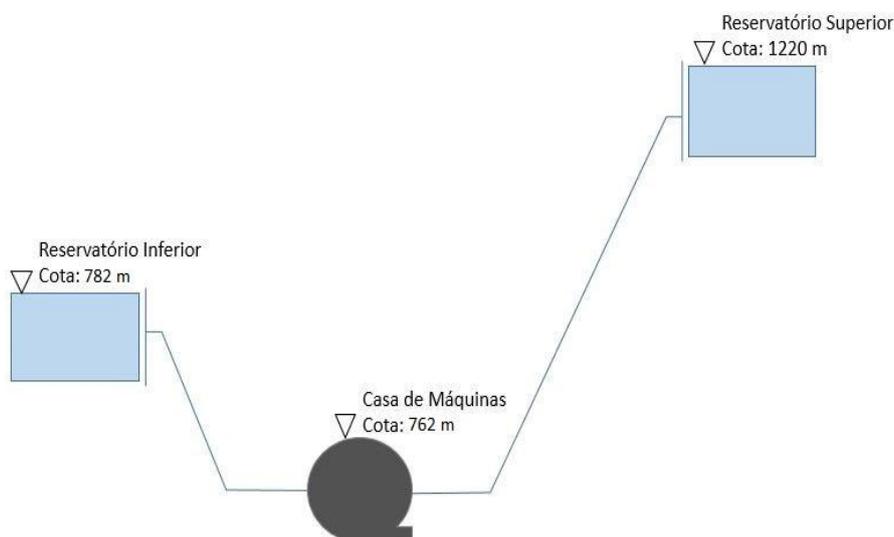
obtidos para casa de máquinas e os dados de entrada das equações estão apresentados na Tabela 16.

**Tabela 16: Diâmetro nominal do rotar da turbina**

Parâmetro	Valor	Unidade
Comprimento do Gerador	5,5	m
Diâmetro Nominal (Dn)	3,3	m
Largura da casa de máquinas	11,4	m
Comprimento da casa de máquinas	28,5	m
Área da casa de máquinas	324,3	m <sup>2</sup>

A escolha adequada para os grupos Turbina-Bomba para a operação UHR é parte crucial desse estudo. No caso de Furnas, o conjunto turbina-bomba será instalado na casa de máquinas em nível inferior ao do reservatório inferior, ou seja, do próprio reservatório de Furnas. Isto porque, tal instalação quando opera como bomba, funciona com um NPSH (*Net Positive Suction Head*) disponível inferior ao requerido e, quando opera como turbina, funciona com uma contrapressão inferior à necessária. Devido ao NPSH necessário à máquina quando operando como bomba, será necessário um afogamento de aproximadamente 20 metros (Tiago Filho, 2017). Assim, sugere-se que a casa de máquinas fique próximo à Casa de Força principal de Furnas de modo que permita ao conjunto Turbina-Bomba operar afogado, evitando a cavitação (Figura 21).

**Figura 21: Esquema da UHR (Furnas).**



Fonte: Autor (2019).

Quanto ao dimensionamento da tubulação, o seu diâmetro econômico foi calculado a partir da equação (9). Com o diâmetro encontrado, determinou-se a área da tubulação, a velocidade do escoamento na tubulação, o número de Reynolds e o fator de atrito, respectivamente através das equações (10), (11), (12) e (13) já mencionadas no capítulo anterior. Assim, os valores calculados estão apresentados na Tabela 17.

**Tabela 17: Valores calculados para o dimensionamento da tubulação**

<b>Dimensionamento tubulação</b>	
Área – $A_t$ [m <sup>2</sup> ]	175,62
Diâmetro – $D$ [m]	14,95
Velocidade – $V$ [m/s]	0,70
Comprimento – $L$ [m]	7500
Fator de atrito – $f$	0,02
Número de Reynolds – $Re_y$	10.430.514,62

Como a queda de UHR é de 438 m e o comprimento dos condutos forçados é na ordem de 7.500 m, a relação entre o comprimento do tubo ( $L$ ), e queda, ( $H$ ), será em torno de 17. Valor este, obtido através da equação (14) está muito acima do valor limite que é 5, o que é um forte indicativo que a planta deverá contar com algum dispositivo para aliviar o surto de sobrepressão. Para solucionar esse problema, pode-se evitar a instalação da chaminé de equilíbrio instalando uma válvula de alívio de pressão na entrada da turbina com objetivo de proteger contra as sobrepressões, pois, através de mecanismos de regulação, abrem-se quando a pressão excede a valores pré-fixados, permitindo a saída de uma quantidade de água até que a pressão caia abaixo do valor estabelecido, quando, então, fecham-se imediatamente. Desta forma, controlam o excesso de pressão, mantendo a pressão estabilizada. Estes dispositivos, que devem ser instalados no trecho que se deseja proteger contra os efeitos da sobrepressão, devem abrir-se a uma pressão pré-fixada na ordem de aproximadamente 10% acima da pressão manométrica. Este número é um limite prático médio recomendado por diversos especialistas.

Uma característica importante requerida para estas válvulas é que tenham uma baixa inércia, de forma que possam abrir antes que a pressão estabelecida (pré-fixada) possa ser, em muito, excedida. Esta característica associada a um fechamento

amortecido dará uma grande eficácia à válvula de alívio. Cabe ainda ressaltar que a utilização destas válvulas requer um programa de manutenção cuidadoso e contínuo, e assim sendo, as válvulas de alívio podem vir a ser uma solução viável e bem econômica para o presente empreendimento.

## 5.2 Parque de Geração Complementar

O desafio é suprir a planta da UHR com energia oriunda de fontes renováveis intermitentes que, teoricamente, estarão disponíveis no período de baixa demanda. Como a planta reversível apresenta um saldo negativo de energia, em torno de 30% (1037 MWh/dia), valor este que foi obtido através da equação (15), a ideia é implementar parques geradores de fontes renováveis de energia, como a solar fotovoltaica e eólica. A expectativa é que o parque solar possa ser implementado em plataformas flutuantes no entorno do reservatório de Furnas e o parque eólico no entorno do reservatório da UHE de Estreito, por exemplo, onde está disponibilizado um bom potencial eólico.

### 5.2.1 Parque eólico

Para o estudo de caso, foi escolhida a cidade de Estreito (MG), que possui dados de alta velocidade do vento, como mostrado na Tabela 18.

**Tabela 18: Dados de vento para a cidade de Estreito (MG)**

Atlas do Potencial Eólico Brasileiro		Dados de vento a 50m de Altura				
Grandeza	Unidade	Dez-Fev	Mar-Mai	Jun-Ago	Set-Nov	Anual
Velocidade média do vento	m/s	3,89	4,99	5,59	5,09	4,89
fator c		4,39	5,63	6,3	5,75	5,52
fator k		2,25	2,27	2,56	2,07	2,2
densidade de potência	W/m <sup>2</sup>	62	129	166	149	127

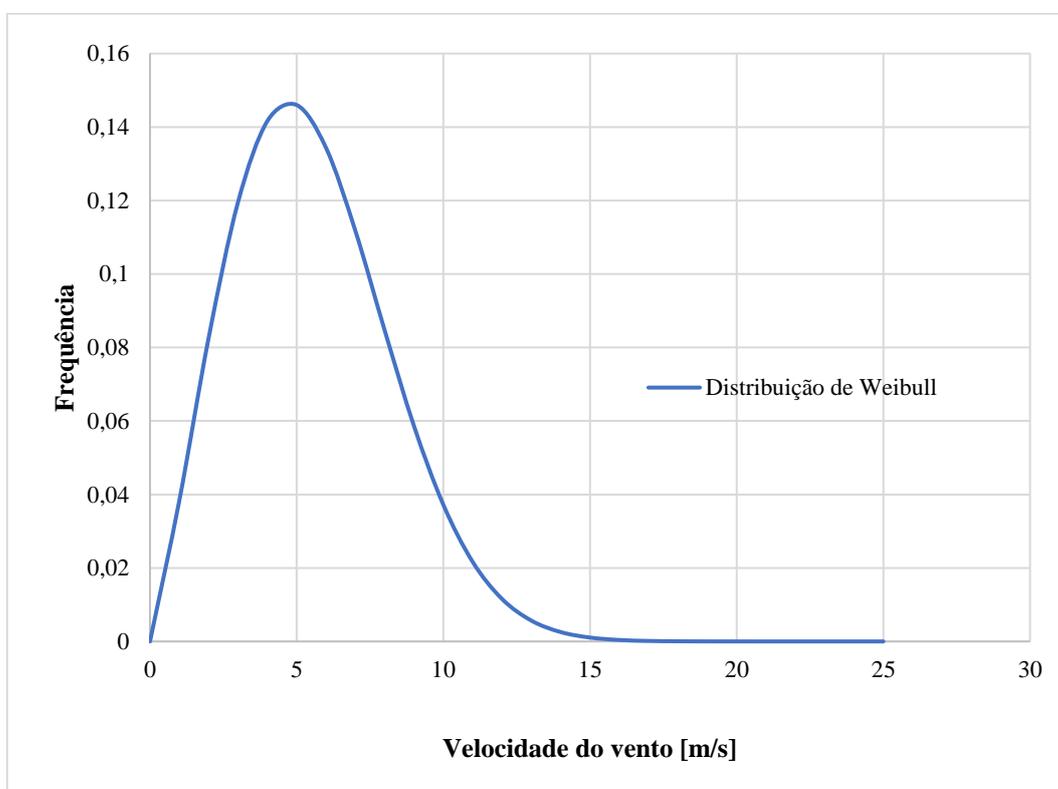
Fonte: CRESESB (2019)

De posse desses dados, a partir da equação (17) foi possível calcular a velocidade transposta do vento, para uma altura de 100 m, e os parâmetros necessários para se obter a distribuição de Weibull para essa altura. A Tabela 19 apresenta os

resultados obtidos. Com esses valores obtidos, ainda foi possível calcular as frequências de vento pela distribuição de Weibull para a cidade de Estreito (MG), apresentada na Tabela 20 e na Figura 22.

**Tabela 19: Dados do vento transposto**

Parâmetros	Valor	Fonte
<b>V média</b>	4,89	CRESESB (2019)
<b>Fator c</b>	5,52	CRESESB (2019)
<b>Fator k</b>	2,2	CRESESB (2019)
<b><math>\alpha</math></b>	0,189	RAIMUNDO (2015)
<b>H2 (m)</b>	100	-
<b>H1 (m)</b>	50	-
<b>V(100m)</b>	5,57	-
<b>B</b>	0,89169	RAIMUNDO (2015)
<b>c</b>	6,25	-



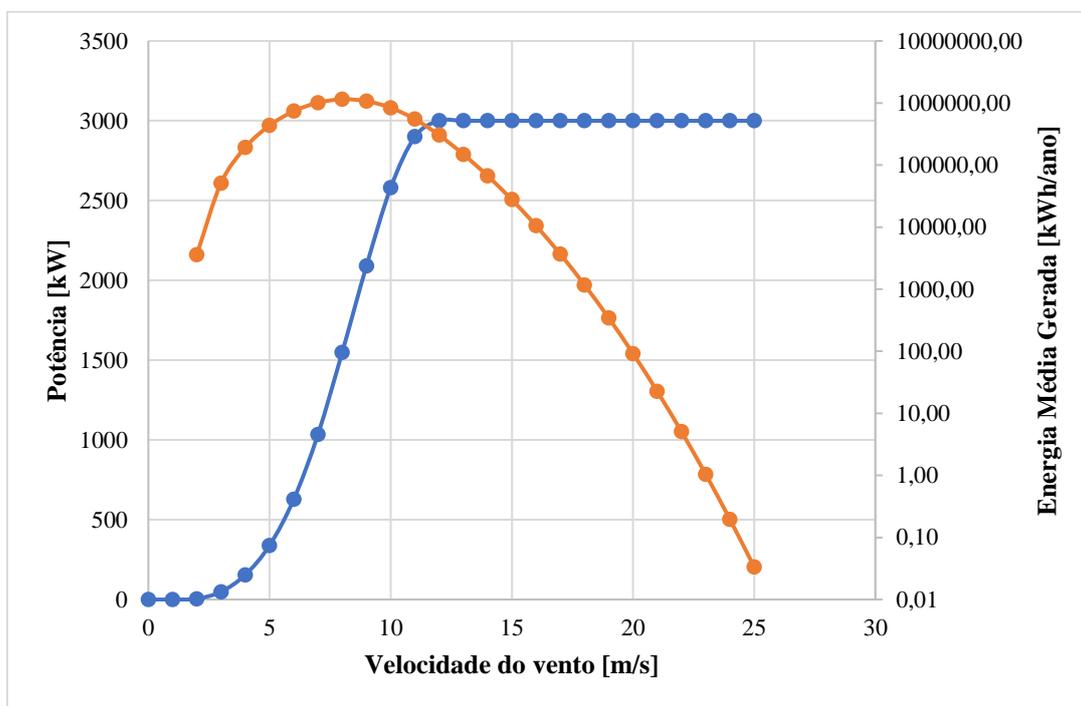
**Figura 22: Distribuição de Weibull dos ventos em Estreito, a 100 metros de altura**

**Tabela 20: Energia produzida por cada velocidade de vento ao longo do ano**

V (m/s)	F (%)	P (kW)	E (kWh/ano)
0	0	0	0
1	3,833%	0	0
2	8,262%	5	3618,81
3	11,952%	49	51302,54
4	14,162%	155	192285,41
5	14,600%	339	433554,95
6	13,436%	628	739128,22
7	11,179%	1035	1013559,22
8	8,469%	1549	1149115,44
9	5,864%	2090	1073597,20
10	3,720%	2580	840764,62
11	2,165%	2900	549987,16
12	1,157%	3000	303953,94
13	0,567%	3000	149103,54
14	0,256%	3000	67160,73
15	0,106%	3000	27772,17
16	0,040%	3000	10539,90
17	0,014%	3000	3669,63
18	0,004%	3000	1171,57
19	0,001%	3000	342,82
20	0,000%	3000	91,89
21	0,000%	3000	22,55
22	0,000%	3000	5,06
23	0,000%	3000	1,04
24	0,000%	3000	0,20
25	0,000%	3000	0,03

O aerogerador escolhido para o aproveitamento foi um aerogerador de modelo E115-3000 (ENERCON, S/d) cuja curva de trabalho e energia média anual gerada são apresentadas na Figura 23. Nela, pode ser observado que a velocidade mínima de

funcionamento do aerogerador é 2 m/s e que a partir de 12 m/s a potência do gerador se estabiliza em 3000 kW por questões de segurança.



**Figura 23: Curva de trabalho do aerogerador escolhido (ENERCON, S/d)**

A soma das energias da Tabela 18 permitiu o cálculo da energia total produzida por um aerogerador que foi igual a 6,61 GWh. Assim, adotou-se um número definido de aerogeradores a fim de que o valor da energia diária a ser gerada pelo parque eólico seja suficiente para soldar a energia esperada a ser compensada, estimada a 1037 MWh/dia (cenário I) e 471,84 MWh/dia (cenário II), respectivamente. A Tabela 21 apresenta os resultados obtidos.

**Tabela 21: Valores energéticos do parque eólico por cenário**

Variáveis	Cenário I	Cenário II
Participação energética	100 %	45,5 %
Nº de aerogeradores	58	27
Energia diária [MWh/dia]	1050,5	489
Capacidade do parque [MW]	174	81
Energia anual [GWh]	383,4	178,5

### 5.2.2 Parque solar fotovoltaico

Quando se planeja a instalação de um sistema de geração de energia elétrica fotovoltaica, muitos parâmetros são considerados entre eles: a menor irradiação do local onde será instalado o parque solar fotovoltaico, a declinação do sol e a altura solar. Portanto, no caso presente a menor irradiação que foi considerada para dimensionar o parque solar fotovoltaico é a do mês de junho, especificamente, do dia 21 de junho que corresponde ao solstício e inverno no hemisfério sul, onde o sol apresenta a menor altura solar e o período de sol mais curto.

Desta forma, utilizando  $N = 172$ , que representa o número total de dia a partir de 1 de janeiro até 21 de junho, foi possível calcular a declinação solar por meio da equação (21). Em seguida, determinou-se a altura solar no local aplicando-se o valor da declinação obtida na equação (22) mencionada acima, considerando-se a latitude do local estimada a  $-20,669722^\circ$  e o ângulo horário igual a zero grau ao meio dia. Os resultados obtidos estão apresentados na Tabela 22.

**Tabela 22: Declinação solar e altura solar em torno de Furnas**

Parâmetro	Valor
Declinação solar ( $\delta$ )	$-11,3591388^\circ$
Altura solar ( $\alpha$ )	$1,3117398^\circ$

Assim como no eólico, definiu-se a quantidade de energia a ser gerada pelo parque solar diariamente por cenário a fim de compensar o saldo negativo que a UHR necessita para funcionar no modo bombeamento. Tal energia é equivalente a 1037 MWh/dia e de 565,2 MWh/dia, respectivamente por cenário I e II e, baseando nesta quantidade energética, foi possível determinar através da equação (23) a potência a ser instalada na usina nestes casos, conforme apresenta a Tabela 23.

Note-se que para a determinação do número de painel fotovoltaico a ser instalado na usina, um elemento que foi considerado é a área de cada painel. Para isso, admitiu-se um painel fotovoltaico do tipo Yangtze, modelo YS500M-96 de potência máxima 500 Wp, com uma área equivalente a  $2,56 \text{ m}^2$  neste trabalho e a partir das equações (24) e (25), foi determinado o número total de painéis fotovoltaicos a ser instalados e consequentemente a área total de ocupação por cenário e também a energia

total que poderá ser gerada pelo parque solar anualmente. De forma resumida, a Tabela 23 mostra os resultados obtidos por cenário.

**Tabela 23: Valores energéticos do parque solar por cenário**

Variáveis	Cenário I	Cenário II
Participação energética	100 %	54,5 %
Nº de painéis	519328	284358
Área total ocupada [m <sup>2</sup> ]	1330705	728628
Energia diária [MWh/dia]	1041	570
Capacidade do parque [MW]	271	148
Energia anual [GWh]	380	208

Visto que no dimensionamento de uma planta de geração fotovoltaica é preciso considerar algumas perdas no sistema, variáveis essas que permitem estimar a geração real esperada pela planta. Assim, baseando-se nas variáveis apresentados na Tabela 12 do capítulo anterior, estimou-se a geração fotovoltaica esperada com perdas de 23%, respectivamente, por cenário pelo parque solar fotovoltaico a ser instalado, fazendo uso da equação (26). Os resultados obtidos encontram-se nas Tabelas 24 e 25.

**Tabela 24: Geração esperada para o Cenário I**

Cenário I					
Mês	Irradiação (kWh/m <sup>2</sup> .dia)	Área total (m <sup>2</sup> )	Eficiência do painel	Geração Mensal (kWh/mês)	Geração com perdas (23%)
Jan	5,62	1330705	19,51%	45231091,44	34827940,41
Fev	5,81	1330705	19,51%	42235070,34	32521004,16
Mar	5,02	1330705	19,51%	40402149,29	31109654,95
Abr	4,83	1330705	19,51%	37619017,04	28966643,12
Mai	4,25	1330705	19,51%	34205006,87	26337855,29
Jun	4,02	1330705	19,51%	31310237,79	24108883,10
Jul	4,26	1330705	19,51%	34285489,24	26399826,71
Ago	5,11	1330705	19,51%	41126490,61	31667397,77
Set	5,22	1330705	19,51%	40656577,42	31305564,61
Out	5,57	1330705	19,51%	44828679,59	34518083,28
Nov	5,41	1330705	19,51%	42136414,53	32445039,19
Dez	5,64	1330705	19,51%	45392056,17	34951883,25
<b>Total</b>				<b>479.428.280,33</b>	<b>369.159.775,85</b>

**Tabela 25: Geração esperada para o Cenário II**

<b>Cenário II</b>					
<b>Mês</b>	<b>Irradiação (kWh/m<sup>2</sup>.dia)</b>	<b>Área total (m<sup>2</sup>)</b>	<b>Eficiência do painel</b>	<b>Geração Mensal (kWh/mês)</b>	<b>Geração com perdas (23%)</b>
Jan	5,62	728628	19,51%	24766300,34	19070051,26
Fev	5,81	728628	19,51%	23125827,91	17806887,49
Mar	5,02	728628	19,51%	22122211,33	17034102,73
Abr	4,83	728628	19,51%	20598306,27	15860695,83
Mai	4,25	728628	19,51%	18725963,80	14421302,11
Jun	4,02	728628	19,51%	17143931,93	13200827,60
Jul	4,26	728628	19,51%	18773031,93	14455234,60
Ago	5,11	728628	19,51%	22518824,68	17339495,01
Set	5,22	728628	19,51%	22261523,55	17141373,13
Out	5,57	728628	19,51%	24545959,60	18900388,88
Nov	5,41	728628	19,51%	23071808,89	17765292,85
Dez	5,64	728628	19,51%	24854436,64	19137916,21
<b>Total</b>				<b>262.511.126,87</b>	<b>202.133.567,70</b>

Da análise das Tabelas 24 e 25, o valor da geração esperada considerando as perdas no sistema é de aproximadamente 369,16 GWh e 202,13 GWh anualmente, ou seja, de 1011,39 MWh/dia e 553,79 MWh/dia, respectivamente, nos cenários I e II. Esses valores obtidos não atingem os valores energéticos necessários para compensar o saldo negativo que a central hidrelétrica reversível irá precisar para funcionar no modo bombeamento, de acordo com cada cenário. A obtenção desses valores baixos pode estar diretamente relacionada ao percentual de perdas considerado no sistema. Isto é, quando menor é o percentual das perdas no sistema, maior será a quantidade de energia a ser gerada e vice versa.

Comparando os mesmos valores obtidos com aqueles apresentados na Tabela 23, percebe-se também uma diferença nos resultados dos cenários, possibilitando assim o uso dos dados energéticos da Tabela 23 para dimensionar o parque solar fotovoltaico a ser implementado no presente trabalho e estudar a viabilidade econômica do sistema em todo. Pois, com esses dados, a usina fotovoltaica seria capaz de responder ao saldo negativo da usina reversível, mesmo considerando o percentual de perdas.

### 5.3 Mecanismo de recuperação do nível de água do reservatório de Furnas

Nos últimos dez anos, o nível do reservatório de Furnas vem diminuindo de forma drástica, impactando nas atividades econômicas e, principalmente, turísticas e de piscicultura dos 34 municípios que compõe a região do entorno do reservatório. De acordo com a empresa Furnas Centrais Elétricas, em 14 de março de 2020 o nível atual do reservatório era de 753,49 m, ou seja, 14,51 metros abaixo do nível máximo conforme apresenta a Figura 24, tendo essa como sendo a cota mínima regulada pela Agência Nacional das Águas (ANA) igual a 750 m.

**Figura 24: Variação do nível do reservatório de Furnas entre 2009 e 2019.**



**Fonte: Oliveira, 2019.**

Com intuito de recuperar o nível de água do reservatório de Furnas, deve-se levar em conta que o volume de água a ser bombeada e, posteriormente turbinado, é constante e corresponde à energia gerada pela UHR. Se for possível suprir a planta reversível com energia que realmente não seria aproveitada pelo sistema por falta de

demanda, então o volume de água armazenada: bombeada e, posteriormente, turbinada, é constante.

De forma que, se durante todo o dia for retido no reservatório o volume de água correspondente à operação da UHR, equivalente a 1.764.000 m<sup>3</sup>, torna-se possível criar um mecanismo que diariamente vá recuperando o nível de água no reservatório de Furnas, que no caso em questão, considerando que a área do reservatório é de 1.440 km<sup>2</sup>, seria possível recuperar o nível reservatório na ordem de 1,225 mm por dia, resultando na recuperação de 0,45 m no ano. Por ser um cálculo teórico, não foi levado em consideração neste estudo as taxas de evaporação e índices pluviométricos.

Tendo em vista que para elevar o atual nível 753,49 metros para a cota 762 metros, tal como é pleiteado pela Associação dos Municípios do Lago de Furnas, como sendo a cota mínima que atenderia a todos setores envolvidos com as atividades desenvolvidas no lago, utilizando-se apenas desse mecanismo seria muito lento, visto que demoraria 19 anos.

Porém, se juntar a essa capacidade de recuperação do nível do reservatório criada pela operação da UHR, o regime fluvial do rio Grande, ou seja, o fluxo de água que chega ao reservatório, pode-se permitir a recuperação do nível do reservatório de forma mais rápida e, uma vez recuperado, a sua manutenção poderá ser feita pela operação da UHR.

#### **5.4 Análise de viabilidade econômica**

Veras (2001) afirma que o estudo da viabilidade, constitui um requisito obrigatório de negócio, ou seja, uma ferramenta crucial do planejamento, pois reúne todas os parâmetros do empreendimento e fornece os indicadores necessários para que as decisões sejam tomadas. Assim, no caso presente, o estudo da viabilidade do empreendimento foi realizado considerando três cenários e usando dois métodos diferentes, Valor Presente Líquido (VPL) e Custo Nivelado da Eletricidade (LCOE), baseando-se nas variáveis tais que: a energia gerada anualmente e conseqüentemente a potência disponível para cada fonte. Os valores energéticos obtidos para cada fonte estão disponíveis na Tabela 26.

**Tabela 26: Valores energéticos para cada fonte por cenário.**

<b>Parâmetros</b>	<b>Fonte Hídrica</b>	<b>Fonte Eólica</b>	<b>Fonte Solar</b>
<b>Cenário I</b>			
Energia (MWh/Ano)	617.580	383.432,50	-
Potência (MW)	423	174	-
<b>Cenário II</b>			
Energia (MWh/Ano)	617.580	-	379.965
Potência (MW)	423	-	271
<b>Cenário III</b>			
Energia (MWh/Ano)	617.580	178.490,20	208.050
Potência (MW)	423	81	148

Pela análise da Tabela 26, percebe-se que cada uma das fontes possui valor específico quanto à energia produzida anualmente e, a soma das energias provenientes das duas fontes complementares (solar e eólica) no cenário III, é equivalente a uma geração de 1.059 MWh/dia, compensando assim o saldo negativo existente (1.037 MWh/dia) e, portanto, permitindo o armazenamento de 1.692 MWh/dia.

A partir dos valores da potência obtida, foi determinado através da equação (28) e baseando-se nos custos de investimentos apresentados nas Tabelas 13 e 14 do capítulo anterior, respectivamente, o custo unitário por cada fonte (Hídrica, Eólica e Solar Fotovoltaica) por megawatt para poder ter uma visão mais clara sobre o investimento a se fazer, assumindo a cotação do dólar publicado no portal de economia do Banco Central do Brasil no dia 20/01/2020, onde US\$ 1,00 valia R\$ 4,21. De posse desses valores, foi determinado consequentemente o valor do investimento inicial (I) de cada fonte e, posteriormente foram determinados os custos de manutenção e operação (Com). A Tabela 27 apresenta os resultados obtidos.

**Tabela 27: Investimento inicial e custo de manutenção por fonte e cenário.**

<b>Parâmetros</b>	<b>Fonte Hídrica (UHR)</b>	<b>Fonte Eólica</b>	<b>Fonte Solar</b>
<b>Cenário I</b>			
Custo unitário	8.910,19 [R\$/kW]	4.617,27 [R\$/kW]	-
Investimento (I)	R\$ 3.769.011.073,03	R\$ 803.405.824,56	-
Custo de manutenção	R\$ 188.450.553,65	R\$ 8.034.058,25	-
<b>Cenário II</b>			
Custo unitário	8.910,19 [R\$/kW]	-	5.472,53 [R\$/kW]
Investimento (I)	R\$ 3.769.011.073,03	-	R\$ 1.483.055.297,90
Custo de manutenção	R\$ 188.450.553,65	-	R\$ 14.830.552,98
<b>Cenário III</b>			
Custo unitário	8.910,19 [R\$/kW]	4.617,27 [R\$/kW]	5.472,53 [R\$/kW]
Investimento (I)	R\$ 3.769.011.073,03	R\$ 373.999.263,16	R\$ 809.934.258,63
Custo de manutenção	R\$ 188.450.553,65	R\$ 3.739.992,63	R\$ 8.099.342,59

Após ter feito esses cálculos, foi realizada a análise da viabilidade econômica do projeto através dos três cenários descritos e levando em consideração apenas o valor da venda da energia a ser gerada pela central UHR, equivalente ao de uma usina hidrelétrica estimada a 157,08 R\$/MWh, conforme o último leilão que tem ocorrido no mês de outubro de ano 2019 (ANEEL, 2019). Isto porque, as energias geradas pelas fontes solar e eólica não serão vendidas, mas usadas para fazer funcionar a UHR a ser implementada no modo bombeamento. De forma clara, no estudo da viabilidade do presente empreendimento, serão levados em consideração além dos investimentos iniciais, os custos de manutenção dos parques complementares, tanto da usina reversível e somente a venda da energia anual a ser gerada pela UHR, ou seja, a receita da planta reversível.

Deste modo, a fim de analisar a viabilidade do presente empreendimento, dois métodos foram empregados, são eles: o VPL e o LCOE. Assim, a partir das equações (29) e (30), calculou-se os valores de VPL e LCOE respectivamente por cenário e os resultados obtidos estão apresentados na Tabela 27.

**Tabela 28: Valores de VPL e LCOE por cenário**

<b>Métodos</b>	<b>Cenário I (UHR + Parque Eólico)</b>	
	VPL [R\$]	- 4.579.914.452,33
	LCOE [R\$/MWh]	974,88
	<b>Cenário II (UHR + Parque Solar)</b>	
	VPL [R\$]	- 5.260.076.185,19
	LCOE [R\$/MWh]	1.083,51
	<b>Cenário III (UHR + Parques Eólico e Solar)</b>	
	VPL [R\$]	- 6.117.292.347,16
LCOE [R\$/MWh]	1.035,70	

Da análise da Tabela 27, em todos os cenários realizados, percebe-se que o valor obtido de VPL é inferior a zero, resultando assim na inviabilidade do empreendimento. O mesmo cenário se repetiu na metodologia de LCOE empregada, impossibilitando a viabilidade do projeto pois, o valor de LCOE obtido após cálculos é maior que o valor da tarifa de venda da energia por fonte hídrica aprovado no último Leilão. Isso porque a tarifa de geração adotada neste trabalho não atende esse tipo de armazenamento de energia. Portanto, para que o presente empreendimento seja viável, é preciso que a tarifa de energia para esse tipo de armazenamento seja maior que 974,88 [R\$/MWh] de acordo com os cálculos realizados. Portanto, é preciso regulação, ou seja, um novo nicho de mercado, que atenda os sistemas híbridos para que eles sejam viabilizados.

Segundo Pinheiro (2016), para este tipo de empreendimento já muito comum em alguns países como a França, Bélgica, Espanha, Dinamarca, Austrália e Estados Unidos, a diferença tarifária da energia elétrica entre os horários de alta demanda e baixa demanda é geralmente aproveitada. Neste contexto, os empreendimentos compram energia para bombeamento nos horários fora da ponta e geram energia nos horários de ponta, aponta Zuculin et al., (2014). Tal situação não poderia ser aproveitada pelos empreendimentos de UHRs no Brasil pois, as diferenças de preços entre as cargas leve, média e pesada são muito baixas.

Vale ressaltar que os estudos que foram realizados por Zuculin, Pinto & Barbosa (2014), apresentam os marcos regulatórios concedidos às UHRs nos modelos propostos e também alguns benefícios que este tipo de empreendimento pode trazer ao setor

elétrico. Porém, estes modelos não consideraram os aspectos específicos da associação de UHRs com fontes intermitentes (eólica e solar) de energia. Pinheiro (2016) afirma que, o modelo regulatório da Grécia se beneficia da associação das UHRs com as fontes intermitentes para compor a viabilidade destes empreendimentos.

Portanto, para que haja viabilidade para este tipo de empreendimento no país, é preciso que o governo brasileiro crie uma regulação, que estabeleça os mecanismos de contratação e remuneração dos respectivos investimentos, definindo um preço justo de venda da energia proveniente desse tipo de tecnologia, não apenas para a energia gerada, mas também para a potência que as UHRs devolvem ao sistema no modo bombeamento. Isto porque, a falta de regulação e remuneração dos investimentos necessários para à sua viabilização constituem um entrave para a implementação destes tipos de empreendimentos no Brasil.

## 6 CONCLUSÃO

A procura por novos sistemas de geração de energia que tenham pouco impacto ao meio ambiente, ao mesmo tempo em que o fator financeiro pesa, visto que é necessário que haja viabilidade econômica para a implantação destas novas formas de geração de energia, tem aumentado. Dentro desta perspectiva, as novas tecnologias das UHRs e a possibilidade de combinar uma usina reversível junto com parques solar e/ou eólico se torna uma alternativa para geração de energia pois, as fontes solar e eólica constituem fontes de energias renováveis e inesgotáveis, além de apresentarem várias vantagens ao meio ambiente.

Devido à vários problemas que enfrentam a UHE Furnas, o presente trabalho propõe-se instalar um sistema de geração (UHR) para recuperar o nível de água em seu reservatório. A proposta consistiu em utilizar o reservatório de Furnas como reservatório inferior e criar apenas um reservatório superior, de até 0,26 km<sup>2</sup>, com barragem de até 28 metros de altura, no alto de uma montanha localizada às margens do reservatório de Furnas, numa área com pouca cobertura vegetal e livre de ocupação habitacional, a um nível de 1220 metros, resultando um desnível com o lago de Furnas na ordem de 438 metros aproximadamente.

Para atingir esse objetivo, vários cálculos foram realizados e apontam que, a planta UHR uma vez implementada, será capaz de gerar em torno de 1.692 MWh/dia. Porém para armazenar essa quantidade de energia será necessário consumir em torno de 2.729 MWh/dia no bombeamento, havendo um saldo negativo de 1.037 MWh/dia (em torno de 30%) a serem compensados pelos parques eólico e solar separadamente ou em conjunto, com capacidades de 81 MW e 148 MW respectivamente, que somadas sejam suficientes para compensar essa diferença energética. Assim, com esse mecanismo seria possível recuperar o nível de água no reservatório de Furnas, que no caso em questão, seria da ordem de 1,225 milímetro por dia, o qual resulta na recuperação de 0,45 m no ano.

A análise da viabilidade econômica realizada considerando três cenários diferentes aponta que o empreendimento é inviável tanto pelo método VPL quanto pelo LCOE quando se considera o valor de venda de energia igual a 157,08 R\$/MWh, valor aprovado no Leilão realizado no mês de outubro do ano passado. Contudo, a ausência de regulação para esse tipo de empreendimento é um entrave para sua viabilidade tanto

para a implementação destes tipos de projetos no Brasil. Portanto, espere-se que o governo brasileiro reavalie nos futuros próximos, a possibilidade da retomada dos conceitos das UHRs, criando diretrizes necessárias para sua regulamentação e levando em consideração todos os benefícios e segurança que essa tecnologia pode trazer ao setor elétrico do país, principalmente no atendimento aos picos de demanda além de minimizar o efeito da intermitência das fontes alternativas de energia elétrica.

Sugere-se que em trabalhos futuros, seja realizado ou considerado a avaliação de novas formas de planejamento, a fim de que se verifique a recuperação do nível do reservatório da UHE Furnas; o uso de modelos de otimização com maior capacidade de processamento quanto à geração pelos parques complementares; e realização de estudos sobre a viabilidade econômica das UHRs e sobre novas implementações no Mecanismo de Realocação de Energia (MRE).

## 7 REFERÊNCIAS

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Banco de Informações de Geração (BIG)**. Disponível em: <<http://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/capacidadebrasil/capacidadebrasil.cfm>>. Acesso em: 21 outubro 2018.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – **Leilão de Energia Proveniente de Novos Empreendimentos de Geração (A-6 de 2019)**. Disponível em: <[https://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/editais\\_geracao/documentos/Folder\\_Leil%C3%A3o\\_A-6-2019-portugu%C3%AAs.pdf](https://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/editais_geracao/documentos/Folder_Leil%C3%A3o_A-6-2019-portugu%C3%AAs.pdf)>. Acesso em 17 nov de 2019.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – **Ranking de Tarifa Residencial**. Disponível em: <<https://www.aneel.gov.br/ranking-das-tarifas>>. Acesso em: 20 jan de 2020.

AGUIAR FILHO, F. L. **Modelo Institucional do Setor Elétrico Brasileiro: Análise da Capacidade de Atração de Capital Privado para Investimentos em Geração de Energia Hidrelétrica**. Dissertação de Mestrado em Engenharia Civil, Universidade de São Paulo. São Paulo, 2007.

ANJOS, P. S.; SILVA, A. S. A.; STOSIC, B; STOSIC, T. **Long-term correlations and cross-correlations in wind speed and solar radiation temporal series from Fernando de Noronha Island, Brazil**. Elsevier. [s. L.], p. 90-96, 2015.

ARAÚJO, A. J. N.; RANK, N. I.; BUENO, T. B. A. **Análise dos Fatores de Perdas nos Sistemas Fotovoltaicos Conectados à Rede Elétrica em Curitiba**. Trabalho Final de Graduação (TFG) em Engenharia Elétrica da Universidade Tecnológica Federal do Paraná (UTFPR), 2016.

ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DOS COMERCIALIZADORES DE ENERGIA ELETRICA. **O papel das comercializadoras, 2016**. Disponível em: <[http://www.abraceel.com.br/zpublisher/secoes/mercado\\_livre.asp?m\\_id=19151](http://www.abraceel.com.br/zpublisher/secoes/mercado_livre.asp?m_id=19151)>. Acesso em: 06 out 2018.

ASSOCIAÇÃO DOS MUNICÍPIOS DO LAGO DE FURNAS – ALAGO. **Lago de Furnas enfrenta pior seca em 10 anos**. Disponível em: <<http://g1.globo.com/mg/sul-de-minas/noticia/2012/11/lago-de-furnas-enfrenta-pior-seca-em-10-anos-diz-alago.html>>. Acesso em 18 nov 2018.

ATLAS - **Irradiação Solar Média Anual no Brasil, 2017**. Disponível em: <[http://ftp.cptec.inpe.br/labren/publ/livros/Atlas\\_Brasileiro\\_Energia\\_Solar\\_2a\\_Edicao.pdf](http://ftp.cptec.inpe.br/labren/publ/livros/Atlas_Brasileiro_Energia_Solar_2a_Edicao.pdf)> Acesso: 07 out 2018.

BANCO CENTRAL DO BRASIL – **Cotação do dólar**. Disponível em: <<https://www.bcb.gov.br/estabilidade financeira/historicocotacoes>>. Acesso em 20 jan 2020.

BERNARDES, M. **Sistemas de armazenamento de energia: tendência para o setor elétrico, 2015.** Disponível em: < <http://blogs.pini.com.br/posts/tecnologia-sustentabilidade/sistemas-de-armazenamento-de-energia-tendencias-para-o-setor-eletrico-366246-1.aspx>>. Acesso em: 08 nov 2018.

BITTENCOURT, M. **Chamando o vento: Bahia é destaque em leilão para instalação de parques eólicos, 2018.** Bahia, Salvador.

BONNEVILLE POWER ADMINISTRATION. **Pump-Turbine Technology: The state of art.** Portland: HDRDTA. 2010.

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

BRAZIL WIND POWER. **Capacidade de energia eólica instalada no Brasil, 2017.** Disponível em: < <http://www.brazilwindpower.org/>> Acesso em: 15 mar 2019.

CANALES, F. A. C. et al. **Usinas hidrelétricas reversíveis no Brasil e no mundo: aplicação e perspectivas.** REGET/UFESM, v.19, n°2, p. 1230-1249, 2015.

CASTRO, R. **Análise de decisões sob incertezas para investimentos e comercialização de energia elétrica no Brasil.** Tese de Doutorado – Universidade Estadual de Campinas. Campinas, 2004.

CELIK, A. N. et al. **A statistical analysis of wind power density based on the Weibull and Rayleigh models at the southern region of Turkey.** Renewable Energy, V. 29, p. 593-604, 2003

CIGRÉ-Brasil. **Methods and Tools for Costing Ancillary Services.** SC 38, Advisory Group 05, 2001.

COSTA, T. F; SANTOS, I. F. S; MENSAH, J. H. R. 2018. **Algoritmo para cálculo da potência ótima e do máximo benefício líquido de Pequenas Centrais Hidrelétricas: Desenvolvimento e aplicação usando o software Scilab.** Trabalho apresentado no XIII SEMEAR, Unifei – Itajubá (MG), junho de 2018.

CRESESB-CEPEL, **Manual de Engenharia para Sistemas Fotovoltaicos,** Rio de Janeiro, 2014.

CRESESB - Centro de Referência para Energia Eólica e Solar Sérgio Brito. **Distribuição da velocidade média do vento em Estreito.** Disponível em: <[http://www.cresesb.cepel.br/index.php?section=atlas\\_eolico](http://www.cresesb.cepel.br/index.php?section=atlas_eolico)> Acesso em: 10 out 2019

CRESESB - Centro de Referência para Energia Eólica e Solar Sérgio Brito. **Radiação diária média mensal nos municípios em torno de Furnas.** Disponível em: <<http://www.cresesb.cepel.br/index.php?section=sundata>> Acesso em: 10 out 2019

DESCHAMPS, E. M., 2015. **Avaliação do desempenho de diferentes tecnologias solares fotovoltaicas no nordeste brasileiro.** TCC, UFSC, Florianópolis.

EDF – **Experiência da EDF em Usinas Hidrelétricas Reversíveis na França,** 2014.

ELETROBRÁS. **Eletróbrás - Levantamento de potencial de UHR - Região Sudeste**, 1987.

ELETROBRÁS. **Eletróbrás - Levantamento de potencial de UHR - Região Nordeste**, 1988a.

ELETROBRÁS. **Eletróbrás - Levantamento de potencial de UHR - Região Sul**, 1988b.

ELETROBRÁS. **Diretrizes para Elaboração de Projeto Básico de Usinas Hidrelétricas**, 2000. Disponível em: <<http://www.eletrabras.com/elb/data/Pages/LUMIS4AB3DA57PTBRIE.htm>> Acesso em: 20 junho de 2019.

EMAE - **Empresa Metropolitana de Águas e Energia S.A.** Disponível em: <<http://emae.com.br/conteudo.asp?id=Elevat%C3%B3rias>>. Acesso em: 05 nov. 2018.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA (EPE) - **Balço Energético Nacional (2019)**. Disponível em: <<http://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/balanco-energetico-nacional-2019>>. Acesso em: 20 outubro 2019.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA (EPE) - **Balço Energético Nacional (2017)**. Disponível em: <[https://ben.epe.gov.br/downloads/S%C3%ADntese%20do%20Relat%C3%B3rio%20Final\\_2017\\_Web.pdf](https://ben.epe.gov.br/downloads/S%C3%ADntese%20do%20Relat%C3%B3rio%20Final_2017_Web.pdf)>. Acesso em: 22 outubro 2018.

ENERCON – **Curva do aerogerador E115/3000**. Disponível em : <[https://www.thewindpower.net/turbine\\_es\\_954\\_enercon\\_e115-3000.php](https://www.thewindpower.net/turbine_es_954_enercon_e115-3000.php)>. Acesso em: 22 set 2019.

ENERGY INFORMATIVE – **Top 10 Cheapest Solar Panels**. Disponível em: <<http://energyinformative.org/cheapest-best-value-solar-panels/>>. Acesso no dia: 20 de setembro de 2019.

FONTENELE, L. F. A. **Energia solar fotovoltaica: estudo do sistema de geração fotovoltaica do porto do Rio de Janeiro, 2012**. Acesso em: 20 de abril de 2020.

FUJIE, Y. B. et al. **Pequenas centrais de hidrelétricas como fonte de energia renovável: Uma discussão sobre seu potencial ofensivo ao Meio Ambiente**. 2016

GALLO, A. B. et al. **Energy storage in the energy transition context: A technology review**. Renewable and Sustainable Energy Reviews, v. 65, pp. 800–822. 2016.

DOE **Global Energy Storage Database**. Disponível em: <<https://www.sandia.gov/ess-ssl/global-energy-storage-database/>>. Acesso em: 29 maio. 2019.

GLOBAL WIND ATLAS. **Velocidade média anual do vento a 100 m de altura no Brasil, 2017**. Disponível em: < <https://globalwindatlas.info/>> Acesso em: 07 mar 2019.

GOMES, A. C. S. et al. **BNDES 50 Anos – Histórias Setoriais: O Setor Elétrico**. dez, 2002.

GUIA MINAS SHOW. **Usina de Furnas: Vista aérea da usina com vertedouro aberto, 2017.** Disponível em: < <http://guiaminasshow.com.br/destino/furnas/>> Acesso em: 02 mar 2019.

HARRIS, V. **Análise multicriterial na determinação de sítios potenciais para aproveitamentos hidrelétricos reversíveis.** 1992. 126 f. Dissertação (Mestrado) - Curso de Engenharia Civil, Universidade Estadual de Campinas, Campinas, 1992.

IBRAHIM, H. et al. **Energy storage systems: Characteristics and comparisons,** Renewable and Sustainable Energy Reviews, Vol 12, Issue 5, June 2008, Pg 1221-1250.

IBRAHIM, H. et al. **Solutions de stockage de l'energie eólienne.** Rapport interne, UQAR, UQAC. 2006.

IEA. **Technology Roadmap: Hydropower.** International Energy Agency. Paris. 2012. Disponível em: <<https://www.iea.org/publications/freepublications/>>. Acesso 03 mar 2019.

IEA - International Energy Agency. **Prospects for Large-Scale Energy Storage in Decarbonised Power Grids,** 2009

KOUSKSOU, T. et al. **Energy storage: Applications and challenges.** Solar Energy Materials & Solar Cells. v. 120, pp. 59–80. 2014.

LANDI, M. **Energia Elétrica e Políticas Públicas:** A experiência do setor elétrico brasileiro no período de 1934 a 2005. São Paulo, 2006. Tese de Doutorado em Engenharia de Energia (Universidade de São Paulo). São Paulo, 2006.

LIMA, J. L. **Políticas do governo e desenvolvimento do setor de energia elétrica:** do código de águas à crise dos anos 80 (1934-1984). Rio de Janeiro: Memória da Eletricidade, 1995.

LIMA, J. L. Crise financeira e reforma institucional do setor elétrico: uma abordagem federativa. In: AFFONSO, R. B. A; SILVA, P. L. B. **Empresas Estatais e Federação (Federalismo no Brasil).** São Paulo: FUNDAP, 1996.

LOPES, A. et al. **Sistemas de Armazenamento de Energia,** 2013. Disponível em: <<https://redmine.fe.up.pt/attachments/download/4511/Estado%20da%20Arte%20-%20Sistemas%20de%20Armazenamento%20de%20Energia%20-%20V1.0.pdf>>. Acesso em: 11 nov 2018.

MA, T. et al. **Technical feasibility study on a standalone hybrid solar-wind system with pumped hydro storage for a remote island in Hong Kong.** Renewable Energy, v. 69, pp. 7-15. 2014.

MAGALHÃES, G.; PARENTE, V. **Do Mercado Atacadista à Câmara de Comercialização de Energia Elétrica: A evolução de um novo paradigma regulatório no Brasil.** Revista Brasileira de Energia, Itajubá, v. 15, n. 2, p.59-79. 2009.

MARIANO, M. O. C. **Usinas Hidrelétricas Reversíveis: considerações sobre rebaixamento rápido na estabilidade de taludes**. Dissertação de Mestrado em Engenharia Civil (PUC-RIO). Rio de Janeiro, 2017.

MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA. **Nota Técnica DEA 01/15. Estimativa da Capacidade Instalada de Geração Distribuída no SIN: Aplicações no Horário de Ponta**. Rio de Janeiro, fevereiro 2015.

MELLO, F. M. DE. **Contribuição pessoal do autor**, 2017.

MENSAH, J. H. R; SANTOS, I. F. S; MARTINS, A. M. 2017. Análise de distribuição especial de vazões, potencial energético e viabilidade econômica de aproveitamentos hidrelétricos no Rio Grande. **PCH NOTÍCIAS & SHP NEWS**, v. 72, nº 1, p. 5-11.

MENSAH, J. H. R; GNONHOUE, O. G; OGOULOLA, C. E. G; SANTOS, I. F. S, 2018. Avaliação energética e econômica de uma usina de geração de energia solar fotovoltaica-biogás em Itajubá, Minas Gerais, Brasil. **Revista Brasileira de Gestão Ambiental e Sustentabilidade**, v. 5, nº 11, p. 1009-1023

MINISTÉRIO DE PLANEJAMENTO – **PAC: Programa de Aceleração do Crescimento. Usinas Solar Fotovoltaicas**, 2018. Disponível em: <<http://pac.gov.br/buscar/resultado>>. Acesso em: 17 maio de 2020.

MINISTÉRIO DE PLANEJAMENTO – **PAC: Programa de Aceleração do Crescimento. Usinas Eólicas**, 2018. Disponível em: <<http://pac.gov.br/buscar/resultado>>. Acesso em: 17 maio de 2020.

MIRANDA A. B. C. M. - **Análise de Viabilidade Econômica de um Sistema Fotovoltaico Conectado à Rede**. Trabalho Final de Graduação (TFG) em Engenharia Elétrica da Escola Politécnica, Universidade Federal do Rio de Janeiro, 2014.

MIRANDA, A. M. V. **Tecnologias de armazenamento de energia: Identificação do potencial e aplicações**. Dissertação de Mestrado em Engenharia Eletrotécnica e de Computadores (FEUP). Porto, 2011.

MWH (Washington). **Technical Analysis of Pumped Storage and Integration with Wind Power in the Pacific Northwest**. Bellevue: Mwh, 2009. Disponível em: <<http://www.hydro.org/wp-content/uploads/2011/07/PS-Wind-Integration-Final-Report-without-Exhibits-MWH-3.pdf>>. Acesso em: 31 outubro 2018.

OLIVEIRA, S. F., 2019. **Atual nível do Lago de Furnas está três vezes menor do que era há 10 anos**. Disponível em: <<https://g1.globo.com/mg/sul-de-minas/noticia/2019/01/21/atual-nivel-do-lago-de-furnas-esta-tres-vezes-menor-do-que-era-ha-10-anos.ghtml>>. Acesso em: 11 mar 2020.

OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO. **O que é o ONS**. Disponível em: <<http://ons.org.br/paginas/sobre-o-ons/o-que-e-ons>>. Acesso em: 08 outubro 2018.

OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO. **O que é o SIN - Sistema Interligado Nacional**. Disponível em: <<http://ons.org.br/paginas/sobre-o-sin/o-que-e-o-sin>>. Acesso em: 14 outubro 2018.

OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO. **Histórico do Nível do Lago de Furnas**. Disponível em: <[http://cameraserraverde.com.br/grafico\\_nivel.php](http://cameraserraverde.com.br/grafico_nivel.php)>. Acesso em: 18 nov 2018.

OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO (ONS). **Boletim Mensal de Geração Eólica, março 2019**. Disponível em: <[http://www.ons.org.br/AcervoDigitalDocumentosEPublicacoes/Boletim\\_Eolica\\_mar%C3%A7o\\_%202019.pdf](http://www.ons.org.br/AcervoDigitalDocumentosEPublicacoes/Boletim_Eolica_mar%C3%A7o_%202019.pdf)>. Acesso em: 17 maio 2020.

OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO (ONS). **Boletim Mensal de Geração Solar Fotovoltaica, março 2019**. Disponível em: <<http://www.ons.org.br/AcervoDigitalDocumentosEPublicacoes/Boletim%20Mensal%20de%20Gera%C3%A7%C3%A3o%20Solar%202019-03.pdf>>. Acesso em: 17 maio 2020.

PEREZ-ARRIAGA, I. J., 2011. **General Framework, Managing Large scale penetration of intermittent renewables, MIT**. Disponível em: <<https://energy.mit.edu/wp-content/uploads/2012/03/MITEI-RP-2011001.pdf>>. Acesso em: 10 nov 2018.

PESSOA, J. A. et al. **Usinas Hidroelétricas Reversíveis - Solução Possível para o Brasil? (2015)**. Disponível em: <<http://www.abaque.com.br/Usinas-Hidroel%C3%A9tricas-Revers%C3%ADveis.pdf>>. Acesso em: 21 outubro 2018.

PESSOA, J. A. P. **As Usinas Reversíveis e a Conjuntura Brasileira: Uma Abordagem Geral**, 2015.

PINHEIRO, V. C. N. **Contribuição aos estudos regulatórios para inserção de sistemas de geração de energia elétrica compostos por fontes hidráulicas reversíveis, solares e eólicas no Brasil**. Dissertação de Mestrado em Engenharia Civil (Universidade Estadual de Campinas). Campinas, 2016.

PIRES, J. C. L. **Capacitação, eficiência e abordagens regulatórias contemporâneas no setor energético brasileiro: as experiências da ANEEL e da ANP**. Rio de Janeiro: BNDES. 23 p. (Ensaio BNDES, 11). 1999.

RAIMUNDO, D. R. **Avaliação das emissões evitadas de gases de efeito estufa (GEE) devido à inserção da geração eólica na matriz energética brasileira: análise retroativa e potencial futuro**. Trabalho Final de Graduação (TFG) em Engenharia Ambiental, Universidade Federal de Itajubá. Itajubá, 2015.

RUDELL, A. **Storage and Fuel Cells. EPSRC SuperGen Workshop: Future Technologies for a Sustainable Electricity System**. University of Cambridge, 2003.

SANTOS, I. F. S.; FILHO, G.L.T.; BARROS, R. M. (2015). Análises econômicas, de sensibilidade e elasticidade em projetos de energias renováveis no Brasil. **Revista Brasileira de Energia**, v. 21, nº 2, 2015.

SILVA, B. G. **Evolução do Setor Elétrico Brasileiro no contexto econômico nacional: Uma análise histórica e econométrica de longo prazo**. Dissertação (Mestrado), IEE – USP. São Paulo, 2011.

SILVA, G. T. M. M. **Dimensionamento e Análise de Viabilidade Econômica de Usina Fotovoltaica em Nova Iguaçu (RJ)**. Trabalho Final de Graduação (TFG), IEE – UFRJ. Rio de Janeiro, 2015.

SILVA, Y. F. et al. **Sistemas de armazenamento de energia elétrica em redes inteligentes: características, oportunidades e barreiras**. Revista Brasileira de Energia, Vol 22, nº1, 2016.

SOUSA, T. **Valoração do fornecimento de serviços ancilares a partir de usinas hidrelétricas**. Tese de Doutorado em Engenharia Elétrica, (Universidade de São Paulo). São Paulo, 2006.

SOUZA, Z. et al. **Centrais Hidrelétricas: Implantação e Comissionamento.**, Rio de Janeiro (RJ), Ed. Interciência, 3ª ed., 2018; 522p.

SUBBURAJ, A. S. et al. **Overview of grid connected renewable energy-based battery projects in USA**. Renewable and Sustainable Energy Reviews. v. 45, pp. 219-234. 2015

SUCHAROV, E. C. et al. **O modelo Weibull para distribuições de velocidade de vento no estado do Rio de Janeiro**. CBMET. Congresso Brasileiro de Meteorologia, S/d.

SUEHARA, B. B. **Controle da velocidade angular de uma turbina eólica de eixo horizontal via planicidade diferencial**. Dissertação de Mestrado em Engenharia Mecatrônica (Universidade de Brasília). Brasília, 2016.

SULZER. **Sulzer Technical Review**. Winterthur: Sulzer Management Ag. Fevereiro 1998.

SWAMEE, P. K., JAIN, A. K. **Explicit equation for pipe flow problems**. J. Hydraul. Div. ASCE v.102, n.5, p.657–664, 1976.

TIAGO FILHO, G. L. **Referencial Teórico de Usina Hidrelétrica Reversível** (2017).

TIAGO FILHO, G. L. SANTOS, I.F.S. BARROS, R.M. **Cost Estimate of Small Hydroelectric Power Plants based on the Aspect Factor**. Renewable and Sustainable Energy Reviews, v. 77, p. 229-238, 2017.

VEIGA, D. S., FONSECA, V. M. **Análise do consumo de energia elétrica no Brasil**. Rio de Janeiro, 2002, p. 29. Monografia. ENCE. 2002.

VERAS, L. L. **Matemática financeira:** Uso de calculadoras financeiras, aplicações ao mercado financeiro, introdução à engenharia econômica, 300 exercícios resolvidos e propostos com respostas. 4. ed. São Paulo: Atlas, 2001.

VERGILIO K. PERUSSO. **Geração distribuída e Pequenas Centrais Hidrelétricas: Alternativas para a Geração de Energia elétrica no Brasil.** Trabalho Final de Graduação em Engenharia Elétrica – UFSCar. São Carlos, 2012.

VOITH. **Turbinas-bombas.** Disponível em: <<http://www.voith.com/br/produtos-e-servicos/energia-hidreletrica/turbinas/turbinas-bombas-564.html>>. Acesso em: 26 outubro 2018.

VOITH. **Usinas reversíveis: Sistemas ternários.** Disponível em: <<http://voith.com/br/produtos-e-servicos/energia-hidreletrica/usinas-reversiveis-551.html>>. Acesso em: 30 outubro 2018.

YANGTZE SOLAR – **Dados principais do painel YS500M-96.** Disponível em: <<https://www.ensolar.com/pv/panel-datasheet/crystalline/33781>>. Acesso 20 set 2019

ZAKERI, B. et al. **Electrical energy storage systems: A comparative life cycle cost analysis.** Renewable and Sustainable Energy Reviews, v. 42, pp. 569–596. 2015

ZUCULIN, S.; TIAGO FILHO, G. L.; BARBOSA, P. S. F.; PINTO, M. A. R. R. C. **A Retomada do Conceito de Eficiência de Usinas Hidrelétricas Reversíveis (UHR) no Setor Elétrico Brasileiro.** Seminário Eletronorte, nov 2014.