

UNIVERSIDADE FEDERAL DO PARANÁ

GUSTAVO JALDIN OCHOA

**AVALIAÇÃO DO EFEITO DE USINAS EÓLICAS SOBRE A CAPACIDADE DE
REGULARIZAÇÃO DE UM SISTEMA HIDRELÉTRICO**

CURITIBA

2017

GUSTAVO JALDIN OCHOA

**AVALIAÇÃO DO EFEITO DE USINAS EÓLICAS SOBRE A CAPACIDADE DE
REGULARIZAÇÃO DE UM SISTEMA HIDRELÉTRICO**

Dissertação apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia de Recursos Hídricos e Ambiental, Setor de Tecnologia, da Universidade Federal do Paraná, como requisito parcial para obtenção do título de Mestre em Engenharia de Recursos Hídricos e Ambiental.

Orientador: Prof. Dr. Daniel Henrique Marco Detzel

Co-Orientadora: Prof.^a Dr.^a. Miriam Rita Moro Mine

CURITIBA

2017

FICHA CATALOGRÁFICA ELABORADA PELO SISTEMA DE BIBLIOTECAS/UFPR
BIBLIOTECA DE CIÊNCIA E TECNOLOGIA

OC16a Ochoa, Gustavo Jaldin
Avaliação do efeito de usinas eólicas sobre a capacidade de regularização de um sistema hidrelétrico / Gustavo Jaldin Ochoa. – Curitiba, 2017.
155 f. : il. color. ; 30 cm.

Dissertação - Universidade Federal do Paraná, Setor de Tecnologia, Programa de Pós-Graduação em Engenharia de Recursos Hídricos e Ambiental, 2017.

Orientador: Daniel Henrique Marco Detzel.
Coorientadora: Miriam Rita Moro Mine.

1. Energia elétrica. 2. Energia eólica. 3. Regularização de vazões. I. Universidade Federal do Paraná. II. Detzel, Daniel Henrique Marco. III. Mine, Miriam Rita Moro. IV. Título.

CDD: 621.31

TERMO DE APROVAÇÃO

Os membros da Banca Examinadora designada pelo Colegiado do Programa de Pós-Graduação em ENGENHARIA DE RECURSOS HÍDRICOS E AMBIENTAL da Universidade Federal do Paraná foram convidados para realizar a arguição da Dissertação de Mestrado de **GUSTAVO JALDIN OCHOA**, intitulada: **Avaliação do efeito de usinas eólicas sobre a capacidade de regularização de um sistema hidrelétrico**“, após terem inquirido o aluno e realizado a avaliação do trabalho, são de parecer pela sua **APROVAÇÃO** no rito de defesa.

A outorga do título de mestre está sujeita à homologação pelo colegiado, ao atendimento de todas as indicações e correções solicitadas pela banca e ao pleno atendimento das demandas regimentais do Programa de Pós Graduação.

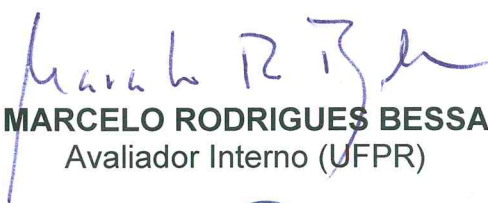
Curitiba, 13 de dezembro de 2017.



DANIEL HENRIQUE MARCO DETZEL
Presidente da Banca Examinadora (UFPR)




HEINZ DIETER OSKAR AUGUST FILL
Avaliador Interno (UFPR)



MARCELO RODRIGUES BESSA
Avaliador Interno (UFPR)



MIRIAM RITA MORO MINE
Coorientador – Avaliador Interno (UFPR)



LUIZ ARMANDO STEINLE CAMARGO
Avaliador Externo (USP)



Dedico este trabalho aos meus pais
Victor e Maria, com todo o meu amor e a
minha gratidão.

AGRADECIMENTOS

Aos meus pais Victor e Maria, pelo apoio incondicional e incentivo sempre prestado na realização dos meus sonhos. A toda minha família, pelo seu companheirismo, partilha de tristezas e alegrias, pelas palavras de incentivo, estímulo permanente e disponibilidade.

Ao meu orientador Prof. Daniel Detzel, pela amizade, motivação, e pelas lições pessoais e profissionais nesses anos de convívio.

À minha co-orientadora Prof^a. Miriam Mine, pelo apoio e orientação na realização do trabalho.

Aos professores da banca examinadora Prof. Heinz Dieter Oskar August Fill, Prof. Marcelo Rodrigues Bessa e Prof. Luis Armando Steinle Camargo pelas importantes contribuições e considerações, as quais foram fundamentais para a elaboração deste estudo.

À minha namorada Silvia, pela paciência, compreensão e apoio incondicional, por dividir comigo todos os momentos bons e ruins pelos quais passei até chegar nesse momento.

Ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia de Recursos Hídricos e Ambiental, do Setor de Tecnologia, da Universidade Federal do Paraná, na pessoa do seu coordenador Prof. Cristovão Fernandez pelo apoio recebido e pela oportunidade de fazer parte deste programa.

À COPEL GeT pela permissão do uso dos dados referentes à geração eólica, os quais foram obtidos no âmbito do Projeto Pesquisa e Desenvolvimento – ANEEL PD-6491-0335/2014, intitulado “Seleção Inteligente de Portfólios de Projetos Eólicos e de Pequenas Centrais Hidrelétricas”.

Ao CNPq (Conselho Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico), pela bolsa de estudos que possibilitou a dedicação integral ao programa de pós-graduação.

A todas as pessoas que conheci durante o mestrado, especialmente aos meus grandes amigos: Leandro, Eduardo, Miguel e Paula, muito obrigado pela irmandade, companheirismo, ajuda e pelo nível das discussões e distrações oferecidas com nosso convívio, “*GRACIAS TOTALES!*”.

*All models are approximations.
Essentially, all models are wrong, but some
are useful. However, the approximate
nature of the model must always be borne
in mind.*

George Box

RESUMO

A participação da energia eólica na matriz energética brasileira tem aumentado consideravelmente. Dentre os principais desafios técnicos oferecidos por esse tipo de energia se encontram a variabilidade e a incerteza do vento, que exigem atenção na operação e no planejamento do sistema elétrico e não permitem uma regularização própria. Para garantir uma geração firme é necessário dispor de outra fonte com capacidade de regularização que complemente a energia eólica, tal como a geração hidráulica, usando a energia armazenada nos reservatórios de regularização do sistema hidrelétrico. A presente dissertação procura quantificar os impactos na energia armazenável e a perda de energia firme de um sistema hidrelétrico ao usar parte dos reservatórios hidrelétricos para regularizar a geração eólica. O problema foi analisado através de um estudo de caso considerando o sistema hidrelétrico da bacia do rio São Francisco, que possui 97% da capacidade de armazenamento da região Nordeste, e um parque eólico fictício localizado no município brasileiro de Parnaíba, no extremo norte do Estado do Piauí. Para o sistema hidrelétrico foram utilizados dados mensais de vazão natural e para a geração eólica foram utilizados dados horários de velocidade de vento. Para a avaliação da energia hidrelétrica foi aplicado o Método da Energia Natural e foram geradas séries sintéticas a partir de um modelo Markoviano de primeira ordem. Para a avaliação da geração eólica foram gerados diferentes cenários a partir de um incremento gradual da potência instalada do parque eólico e do aumento gradual da variabilidade do vento alterando o Coeficiente de Variação da série de velocidade de vento. A máxima potência dos cenários avaliados delimitou-se em base à capacidade eólica instalada atualmente no Nordeste e o máximo incremento do Coeficiente de Variação foi determinado com base no comportamento do vento em diferentes regiões do Brasil. A avaliação hidroeólica foi baseada na determinação e no uso das Curvas de Regularização do sistema hidrelétrico e dos diferentes cenários de geração eólica determinados. Os resultados para os sistemas avaliados mostram que, em porcentagem, a máxima redução do armazenamento hidrelétrico para garantir uma energia firme eólica com um nível de regularização de 90% é de 28%, representando uma redução de 8,6% da energia firme hidrelétrica. Os resultados também mostram que a variabilidade na produção horária de energia eólica tem um grande impacto no âmbito energético já que para um nível de regularização eólica de 90%, o armazenamento se reduz em 41%, representando uma redução de 12,7% da energia firme eólica para o cenário com maior incremento do Coeficiente de Variação na série de velocidade de vento.

Palavras-chave: Energia eólica. Complementação hidroeólica. Regularização de vazões.

ABSTRACT

The participation of wind power in the Brazilian energy matrix has increased considerably. One of the main technical challenges offered by this type of energy is the wind variability and uncertainty, which requires attention in the operation and planning of the electric system and does not allow proper energy regulation. To guarantee a firm generation it is necessary to have another source with regulation capability that complements the wind energy, such as a reservoir-based hydroelectric system. The importance of water storage is increasing and a careful analysis is needed so that the system guarantees supply in the most critical situations. The main purpose of this work is to analyze the impacts on water storage and the loss of firm energy in a hydroelectric system by the use of hydroelectric reservoirs to regulate wind generation. The problem was analyzed via a case study considering the hydroelectric system of the São Francisco river basin, which has 97% of the water storage capacity of the Northeast region, and a fictitious wind farm located in the Brazilian municipality of Parnaíba, in the State of Piauí. For the hydroelectric system monthly natural flow data were used and for the wind generation hourly wind speed data were considered. For the hydroelectric evaluation, the Natural Energy Hydrograph method was applied, together with a first order Markovian model to synthetic series generation. For the evaluation of wind generation, different scenarios were obtained from a gradual increase of the wind farm installed capacity and the gradual increase of wind variability by increasing the wind speed series coefficient of variation. The maximum installed capacity of the wind farm's scenarios was delimited based on the actual wind energy installed capacity of the Northeast region. The maximum increase of the coefficient of variation was determined based on the wind behavior in different regions of Brazil. The hydro-wind evaluation was based on the determination and use of the Regularization Curves of the hydroelectric system and the different wind generation scenarios. The results show that, in percentage, the maximum reduction of hydroelectric water storage to guarantee a firm wind energy with a 90% regularization level is 28%, representing a reduction of 8,6 % of the hydroelectric firm energy. The results also show that the variability in the hourly production of wind energy has a great energy impact since at a level of wind regulation of 90%, the hydroelectric water storage reduces by 41%, representing a reduction of 12,7% of the hydroelectric firm energy for the scenario with the greatest coefficient of variation increase in the wind speed series.

Keywords: Wind energy. Hydro-wind complementation. Streamflow regulation

LISTA DE FIGURAS

FIGURA 1 - INTEGRAÇÃO ELETROENERGÉTICA DO SEB – 2015	20
FIGURA 2 - PROCESO DE DECISÃO PARA UM SISTEMA HIDROTÉRMICO	22
FIGURA 3 - PERFIL ESQUEMÁTICO DE USINA HIDRELÉTRICA.....	28
FIGURA 4 - CURVA COLINA DE UMA TURBINA DE FOZ DE AREIA	30
FIGURA 5 - CURVA DE POTÊNCIA PARA TURBINA EÓLICA COM CONTROLE DE PASSO (DIREITA) E COM CONTROLE DE ESTOL (ESQUERDA)....	34
FIGURA 6 - REPRESENTAÇÃO DO MÉTODO DA ENERGIA NATURAL	39
FIGURA 7 - REPRESENTAÇÃO DO MÉTODO DE MONTE CARLO	48
FIGURA 8 - HIDROGRAMA DE VAZÕES AFLUENTES MÉDIAS ANUAIS.....	49
FIGURA 9 - MÉTODO DE ANÁLISE	69
FIGURA 10 - SISTEMA HIDRELÉTRICO AVALIADO, OS TRIÂNGULOS INDICAM USINAS COM RESERVATÓRIOS DE REGULARIZAÇÃO E OS CÍRCULOS USINAS A FIO D'ÁGUA	70
FIGURA 11 - SISTEMA HIDRELÉTRICO CONSIDERANDO O COMPLEXO P.AFONSO – MOXOTÓ. OS TRIÂNGULOS INDICAM USINAS COM RESERVATÓRIOS DE REGULARIZAÇÃO E OS CÍRCULOS USINAS A FIO D'ÁGUA.....	71
FIGURA 12 - ENAs DO SISTEMA HIDRELÉTRICO AVALIADO	72
FIGURA 13 - CURVA DE REGULARIZAÇÃO DO SISTEMA.....	74
FIGURA 14 - RELAÇÃO ENTRE O COEFICIENTE DE VARIAÇÃO (CV) E O COEFICIENTE DE ASSIMETRIA (Cs) PARA 159 SÉRIES DE VAZÕES NATURAIS MENSAIS	76
FIGURA 15 - ENERGIA FIRME CALCULADA DAS SÉRIES SINTÉTICAS DE ENAs	78
FIGURA 16 - PERÍODO CRÍTICO CALCULADO DAS SÉRIES SINTÉTICAS DE ENAs	78
FIGURA 17 - CURVA DE REGULARIZAÇÃO DO SISTEMA PARA DIFERENTES TEMPOS DE RETORNO	79
FIGURA 18 - LOCALIZAÇÃO DOS DADOS DE VENTO (PARNAÍBA)	80
FIGURA 19 - SÉRIE HISTÓRICA MÉDIA MENSAL PARA O PERÍODO AVALIADO)	82
FIGURA 20 - SÉRIE HISTÓRICA MÉDIA MENSAL PARA CADA MÊS DO ANO	82

FIGURA 21 - CURVA DO AEROGERADOR CONSIDERADO NO TRABALHO	84
FIGURA 22 - POTÊNCIA MÉDIA MENSAL GERADA POR UMA TURBINA.....	85
FIGURA 23 - CV PARA DIFERENTES PONTOS DE MEDIÇÃO DE VENTO PARA UMA ALTITUDE DE 100 METROS.....	87
FIGURA 24 - CENÁRIOS EÓLICOS AVALIADOS.....	89
FIGURA 25 - CURVAS DE REGULARIZAÇÃO EÓLICA PARA DIFERENTES INCREMENTOS DE POTÊNCIA E SEM INCREMENTO NO CV	90
FIGURA 26 - CURVAS DE REGULARIZAÇÃO EÓLICA PARA DIFERENTES INCREMENTOS DE POTÊNCIA E COM UM INCREMENTO DE 20% NO CV.....	91
FIGURA 27 - CURVAS DE REGULARIZAÇÃO EÓLICA PARA DIFERENTES INCREMENTOS DE POTÊNCIA E COM UM INCREMENTO DE 40% NO CV.....	92
FIGURA 28 - CURVAS DE REGULARIZAÇÃO EÓLICA PARA DIFERENTES INCREMENTOS DE POTÊNCIA E SEM INCREMENTO NO CV (ARMAZENAMENTO EM MW mês).....	93
FIGURA 29 - CURVAS DE REGULARIZAÇÃO EÓLICA PARA DIFERENTES INCREMENTOS DE POTÊNCIA E COM UM INCREMENTO DE 20% NO CV (ARMAZENAMENTO EM MW mês)	94
FIGURA 30 - CURVAS DE REGULARIZAÇÃO EÓLICA PARA DIFERENTES INCREMENTOS DE POTÊNCIA E COM UM INCREMENTO DE 40% NO CV (ARMAZENAMENTO EM MW mês)	94
FIGURA 31 - AJUSTE DE CURVA AOS PONTOS DA TABELA 16	96
FIGURA 32 - PORCENTAGEM DE REDUÇÃO DO ARMAZENAMENTO HIDRELÉTRICO PARA DIFERENTES NÍVEIS DE REGULARIZAÇÃO EÓLICA E SEM INCREMENTO DO CV NA SÉRIE DE VENTO.....	97
FIGURA 33 - PORCENTAGEM DE REDUÇÃO DO ARMAZENAMENTO HIDRELÉTRICO PARA DIFERENTES NÍVEIS DE REGULARIZAÇÃO EÓLICA E COM INCREMENTO DE 20% DO CV NA SÉRIE DE VENTO.....	98
FIGURA 34 - PORCENTAGEM DE REDUÇÃO DO ARMAZENAMENTO HIDRELÉTRICO PARA DIFERENTES NÍVEIS DE REGULARIZAÇÃO EÓLICA E COM INCREMENTO DE 40% DO CV NA SÉRIE DE VENTO.....	98

FIGURA 35 - PORCENTAGEM DE REDUÇÃO DA ENERGIA FIRME HIDRELÉTRICA PARA DIFERENTES NÍVEIS DE REGULARIZAÇÃO EÓLICA E SEM INCREMENTO DO CV NA SÉRIE DE VENTO.....	100
FIGURA 36 - PORCENTAGEM DE REDUÇÃO DA ENERGIA FIRME HIDRELÉTRICA PARA DIFERENTES NÍVEIS DE REGULARIZAÇÃO EÓLICA E COM INCREMENTO DE 20% DO CV NA SÉRIE DE VENTO.....	100
FIGURA 37 - PORCENTAGEM DE REDUÇÃO DA ENERGIA FIRME HIDRELÉTRICA PARA DIFERENTES NÍVEIS DE REGULARIZAÇÃO EÓLICA E COM INCREMENTO DE 40% DO CV NA SÉRIE DE VENTO.....	101

LISTA DE TABELAS

TABELA 1 - CAPACIDADE INSTALADA DE GERAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA ATÉ SETEMBRO DE 2017	21
TABELA 2 - PARTICIPAÇÃO DAS FONTES DE GERAÇÃO NA CAPACIDADE INSTALADA EM DEZEMBRO/2026.....	25
TABELA 3 - DADOS GERAIS DAS USINAS CONSIDERANDO O COMPLEXO P. AFONSO-MOXOTÓ.....	71
TABELA 4 - PRODUTIVIDADES E VOLUMES ÚTEIS DAS USINAS AVALIADAS.....	72
TABELA 5 - ARMAZENAMENTO MÁXIMO DO SISTEMA	73
TABELA 6 - ENERGIA FIRME E PERÍODO CRÍTICO DO SISTEMA.....	73
TABELA 7 - ESTATÍSTICAS DESCRITIVAS DA SÉRIE HISTÓRICA DE ENAs DO SISTEMA	75
TABELA 8 - ESTATÍSTICAS DESCRITIVAS DA SÉRIE HISTÓRICA HORÁRIA DE VELOCIDADE DE VENTO.....	81
TABELA 9 - ESTATÍSTICAS DESCRITIVAS DA SÉRIE HISTÓRICA HORÁRIA DE ENERGIA GERADA POR UMA TURBINA.....	84
TABELA 10 -FATOR DE CAPACIDADE DA TURBINA	85
TABELA 11 -CENÁRIOS EÓLICOS COM BASE NA POTÊNCIA INSTALADA.....	86
TABELA 12 -ESTATÍSTICAS DESCRITIVAS DAS SÉRIES HISTÓRICAS HORÁRIAS DE ENERGIA GERADAS NOS CENÁRIOS AVALIADOS PARA DIFERENTES POTÊNCIAS	86
TABELA 13 -CENÁRIOS EÓLICOS EM BASE AO INCREMENTO DO CV	88
TABELA 14 -ESTATÍSTICAS DESCRITIVAS DAS SÉRIES HISTÓRICAS HORÁRIAS DE ENERGIA GERADAS NOS CENÁRIOS AVALIADOS PARA DIFERENTES POTÊNCIAS E PARA UM INCREMENTO DE 20% NO CV.....	88
TABELA 15 -ESTATÍSTICAS DESCRITIVAS DAS SÉRIES HISTÓRICAS HORÁRIAS DE ENERGIA GERADAS NOS CENÁRIOS AVALIADOS PARA DIFERENTES POTÊNCIAS E PARA UM INCREMENTO DE 40% NO CV.....	88
TABELA 16 -PONTOS DA CR HIDRELÉTRICA PARA UM NÍVEL DE REGULARIZAÇÃO ENTRE 70% A 85%.....	95

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

ANEEL	- Agência Nacional de Energia Elétrica
AR(1)	- Autoregressivo de 1ª Ordem
CCEE	- Câmara de Comercialização de Energia Elétrica
CEHPAR	- Centro de Hidráulica e Hidrologia Prof. Parigot de Souza.
CEPEL	- Centro de Pesquisa de Energia Elétrica
CF	- Custo Futuro
CGH	- Centrais Geradoras Hidrelétricas
CI	- Custo Imediato
CMO	- Custos Marginais de Operação
CR	- Curva de Regularização
Cs	- Coeficiente de Assimetria
CT	- Custo Total
CV	- Coeficiente de Variação
EF	- Energia Firme
ENA	- Energia Natural Afluente
EPE	- Empresa de Pesquisa Energética
FC	- Fator de Capacidade
FCF	- Função de Custo Futuro
IEA	- <i>International Energy Agency</i>
LN3	- Log Normal a Três Parâmetros
MDA	- Máximo Déficit Acumulado
MME	- Ministério de Minas e Energia
NREL	- <i>National Renewable Energy Laboratory</i>
ONS	- Operador Nacional do Sistema
PC	- Período Crítico
PCH	- Pequenas Centrais Hidrelétricas
PDDE	- Programação Dinâmica Dual Estocástica
PDE	- Plano Decenal de Expansão
PLD	- Preço de Liquidação das Diferenças
SEB	- Sistema Elétrico Brasileiro
SIN	- Sistema Interligado Nacional
TR	- Tempo de Retorno

UHE - Usina Hidrelétrica de Energia
UNFCCC - *United Nations Framework Convention on Climate Change*
VPL - Valor Presente Líquido
WRF - *The Weather Research & Forecast Model*

SUMÁRIO

INTRODUÇÃO	16
OBJETIVOS	17
ESTRUTURA DO TRABALHO	18
1. CONCEITOS E FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA	19
1.1. PANORAMA ATUAL E PLANEJAMENTO DA OPERAÇÃO DO SEB.....	19
1.2. OPERAÇÃO FUTURA DO SEB	24
1.3. GERAÇÃO HIDRELÉTRICA	25
1.4. GERAÇÃO EÓLICA.....	31
1.5. ENERGIA FIRME E GARANTIDA	34
1.5.1. Garantia Física Eólica.....	37
1.6. MÉTODO DA ENERGIA NATURAL	38
1.6.1. Vazão Natural	43
1.7. CURVA DE REGULARIZAÇÃO	44
1.8. TEMPO DE RETORNO	45
1.9. O MÉTODO DE MONTE CARLO	46
1.10. GERAÇÃO DE SÉRIES SINTÉTICAS.....	48
2. REVISÃO BIBLIOGRÁFICA	52
2.1. INTEGRAÇÃO HIDROEÓLICA	52
2.1.1. Estudos simples.....	53
2.1.2. Estudos detalhados	55
2.1.3. Estudos evolucionários.....	57
2.2. ESTUDOS DE INTEGRAÇÃO NO BRASIL.....	61
2.3. ESTUDOS DO IMPACTO DA AGREGAÇÃO DE NOVAS FONTES NA CAPACIDADE DE REGULARIZAÇÃO DO SISTEMA.....	63
2.4. CONCLUSÕES DO CAPÍTULO	67
3. MÉTODO DE ANÁLISE E RESULTADOS	68
3.1. AVALIAÇÃO DAS USINAS HIDRELÉTRICAS	69
3.1.1. Determinação da área de estudo e dados utilizados.....	69
3.1.2. Aplicação do Método da Energia Natural	72
3.1.3. Cálculo do Armazenamento Máximo do Sistema	73
3.1.4. Avaliação determinística do sistema hidrelétrico	73
3.1.4.1. Cálculo da Energia Firme (EF) e Período Crítico (PC)	73

3.1.4.2. Curva de Regularização	74
3.1.5. Avaliação probabilística do sistema hidrelétrico	75
3.1.5.1. Geração de séries sintéticas	77
3.1.5.2. Curva de Regularização para vários Tempos de Retorno (TR).....	79
3.2. AVALIAÇÃO DAS USINAS EÓLICAS	80
3.2.1. Determinação da área de estudo e dados utilizados	80
3.2.1.1. Área de estudo	80
3.2.1.2. Dados utilizados	81
3.2.2. Cálculo da série histórica de energia gerada.....	83
3.2.3. Cenários eólicos gerados a partir de um incremento gradual da potência instalada	86
3.2.4. Cenários eólicos gerados a partir do aumento gradual da variabilidade de vento	87
3.2.5. Curvas de regularização dos cenários eólicos gerados.....	89
3.3. AVALIAÇÃO DA OPERAÇÃO INTEGRADA HIDROEÓLICA.....	93
3.3.1. Transformação das unidades de armazenamento das CR eólicas em MWmês	93
3.3.2. Ajuste da CR hidrelétrica	95
3.3.3. Avaliação dos cenários hidroeólicos.....	96
CONCLUSÕES E RECOMENDAÇÕES	102
REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS	105
ANEXO A – VAZÕES NATURAIS DAS USINAS HIDRELÉTRICAS DO RIO SÃO FRANCISCO.....	114
APÊNDICE A – ENERGIA NATURAL AFLUENTE DAS USINAS HIDRELÉTRICAS DO RIO SÃO FRANCISCO	128
APÊNDICE B– MÁXIMO DÉFICIT ACUMULADO (EM MWh) E ENERGIA FIRME PARA DIFERENTES NÍVEIS DE REGULARIZAÇÃO E COEFICIENTES DE VARIAÇÃO	144
APÊNDICE C– MÁXIMO DÉFICIT ACUMULADO (EM MWmês) E ENERGIA FIRME PARA DIFERENTES NÍVEIS DE REGULARIZAÇÃO E COEFICIENTES DE VARIAÇÃO	147

APÊNDICE D– REDUÇÃO DO ARMAZENAMENTO HIDRELÉTRICO PARA GARANTIR ENERGIA FIRME EÓLICA PARA DIFERENTES NÍVEIS DE REGULARIZAÇÃO E COM DIFERENTES NÍVEIS DE INCREMENTO DO CV NA SÉRIE DE VENTO	150
APÊNDICE E– REDUÇÃO DA ENERGIA FIRME HIDRELÉTRICA PARA GARANTIR ENERGIA FIRME EÓLICA PARA DIFERENTES NÍVEIS DE REGULARIZAÇÃO E COM DIFERENTES NÍVEIS DE INCREMENTO DO CV NA SÉRIE DE VENTO	153

INTRODUÇÃO

A energia eólica está crescendo em todo o mundo, sendo um resultado direto das políticas de energia renovável dos governos pertencentes às Nações Unidas na meta de limitar o aquecimento global. No ano 2014 instalaram-se 51,5 GW mundialmente, com um investimento de 100.000 milhões de dólares americanos (UNFCCC, 2015).

A participação da energia eólica na matriz energética brasileira tem uma previsão de alcançar 28 GW ao fim de 2026 (EPE, 2017). O potencial eólico foi estimado em 143,5 GW no ano 2001 no Atlas do Potencial Eólico Brasileiro (CAMARGO DO AMARANTE et al., 2001), considerando torres de até 50 metros sem incluir o potencial de projetos *offshore*; avaliando os últimos desenvolvimentos tecnológicos, a estimativa pode ser ainda maior. A título de comparação, a capacidade hidrelétrica instalada atualmente no Brasil soma pouco mais de 99 GW (ANEEL, 2017b).

A energia eólica constitui uma fonte renovável, que contribui para a diversificação da matriz energética brasileira. Os principais desafios técnicos oferecidos por esse tipo de energia são a variabilidade e a incerteza do vento, que exigem atenção na operação e no planejamento do sistema elétrico e não permitem uma regularização própria. A variabilidade é devida à variação da geração de eletricidade de acordo com a disponibilidade do recurso e a incerteza é porque para cada instante de tempo a magnitude exata do recurso não pode ser conhecida (MADRIGAL; PORTER, 2013). A variabilidade da geração eólica diminui ao considerar a agregação de diferentes usinas localizadas em diferentes locais geográficos (PAPAEFTHYMIU, 2006).

A correlação das centrais eólicas depende da localização delas; isto modifica a geração líquida do Sistema Interligado Nacional (SIN) e agrega mais variabilidade ao sistema. Por outro lado, devido a variação da curva de demanda por parte dos consumidores, o planejamento da operação para os geradores muda (VEGA, 2016).

Para garantir uma geração firme é necessário dispor de outra fonte com capacidade de regularização que complemente a energia eólica. Esse tipo de fonte pode ser uma usina hidrelétrica com reservatório de regularização e um sistema de transmissão interligado.

Como novas fontes de energia vêm sendo inseridas na matriz energética brasileira, com diferentes perfis e características de geração não controláveis, o papel dos reservatórios assume importância cada vez maior, exigindo análise criteriosa da variação de grau de dependência do SIN aos reservatórios e das políticas de operação para o atendimento ao mercado de energia ao longo dos anos (EPE, 2015).

Os impactos ambientais associados à construção de novos reservatórios de regularização fazem com que a expansão do sistema hidrelétrico seja basicamente com usinas a fio d'água, sendo necessária a complementação com outras fontes de energia que garantam um nível de segurança adequado ao SIN.

O que se propõe nessa pesquisa é quantificar o efeito da inserção gradual de usinas eólicas e os possíveis impactos da variação horária na produção de energia eólica sobre a capacidade de regulação do sistema hidrelétrico. O método de análise se baseia essencialmente na determinação e no uso da curva de regularização do parque eólico e do sistema hidrelétrico integrado. A quantificação é feita com base em usinas eólicas fictícias determinadas com séries históricas horárias de velocidade de vento obtidas para 20 anos para a região Nordeste do Brasil. Para a avaliação da variabilidade na produção de energia eólica no sistema hidrelétrico, o método proposto se baseia no incremento gradual do coeficiente de variação das séries eólicas. O sistema hidrelétrico avaliado se compõe das usinas locadas na bacia do rio São Francisco. Esse sistema hidrelétrico foi escolhido já que mostra complementaridade muito forte em torno à geração de energia eólica da região Nordeste (CANTÃO, 2015). O projeto se limita só à análise da operação de usinas hidrelétricas e eólicas, procurando avaliar a redução na energia firme hidrelétrica resultante do uso de parte do armazenamento hidrelétrico para firmar a energia eólica. Não se consideram questões operativas, outras fontes de geração nem perdas na transmissão; a avaliação foi feita só nos sistemas determinados.

OBJETIVOS

O objetivo geral da pesquisa proposta é avaliar quantitativamente os possíveis impactos na energia armazenável de um sistema hidrelétrico em resposta à variabilidade das séries de velocidade de vento considerando diferentes níveis de inserção eólica.

Como objetivos específicos serão apresentados: (1) uma revisão dos principais trabalhos de integração hidroeólica no Brasil e no resto do mundo; (2) uma avaliação determinística e probabilística do sistema hidrelétrico escolhido para a obtenção da Curva de Regularização histórica e as Curvas de Regularização para diferentes Tempos de Retorno; (3) o cálculo da série de geração eólica com base aos dados de vento do local escolhido; (4) uma avaliação determinística do parque eólico para a obtenção das Curvas de Regularização para diferentes níveis de potência instalada do parque; (5) uma avaliação do impacto no âmbito energético da variabilidade na produção horária de energia eólica, incrementando gradualmente o coeficiente de variação das séries eólicas para a obtenção das Curvas de Regularização, para diferentes cenários eólicos; (6) uma avaliação plurianual da operação hidroeólica para diferentes cenários eólicos com a finalidade de quantificar a possível redução na energia firme hidrelétrica, resultante do uso de parte do armazenamento hidrelétrico para firmar a energia eólica na operação integrada hidroeólica.

ESTRUTURA DO TRABALHO

A dissertação está estruturada em uma sequência lógica de três capítulos mais a introdução e os objetivos. No capítulo 1, são apresentados os conceitos e a fundamentação teórica do trabalho. No capítulo 2, é apresentada uma revisão bibliográfica dos principais trabalhos de integração hidroeólica no Brasil e no mundo. O capítulo 3 apresenta os métodos de análise usados e os resultados do estudo. Por último, são apresentadas as conclusões e recomendações finais.

1 CONCEITOS E FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA

Neste capítulo apresentam-se os conceitos e a fundamentação teórica que servirão de base para o trabalho. Ele começa com uma revisão do panorama atual e a operação futura do Sistema Elétrico Brasileiro (SEB). Em seguida, detalham-se os conceitos de Geração Hidrelétrica, Geração Eólica, Energia Firme e Garantida, Método da Energia Natural, Máxima Vazão Regularizável, Curva de Regularização, Tempo de Retorno, o Método de Monte Carlo e a Geração de Séries Sintéticas.

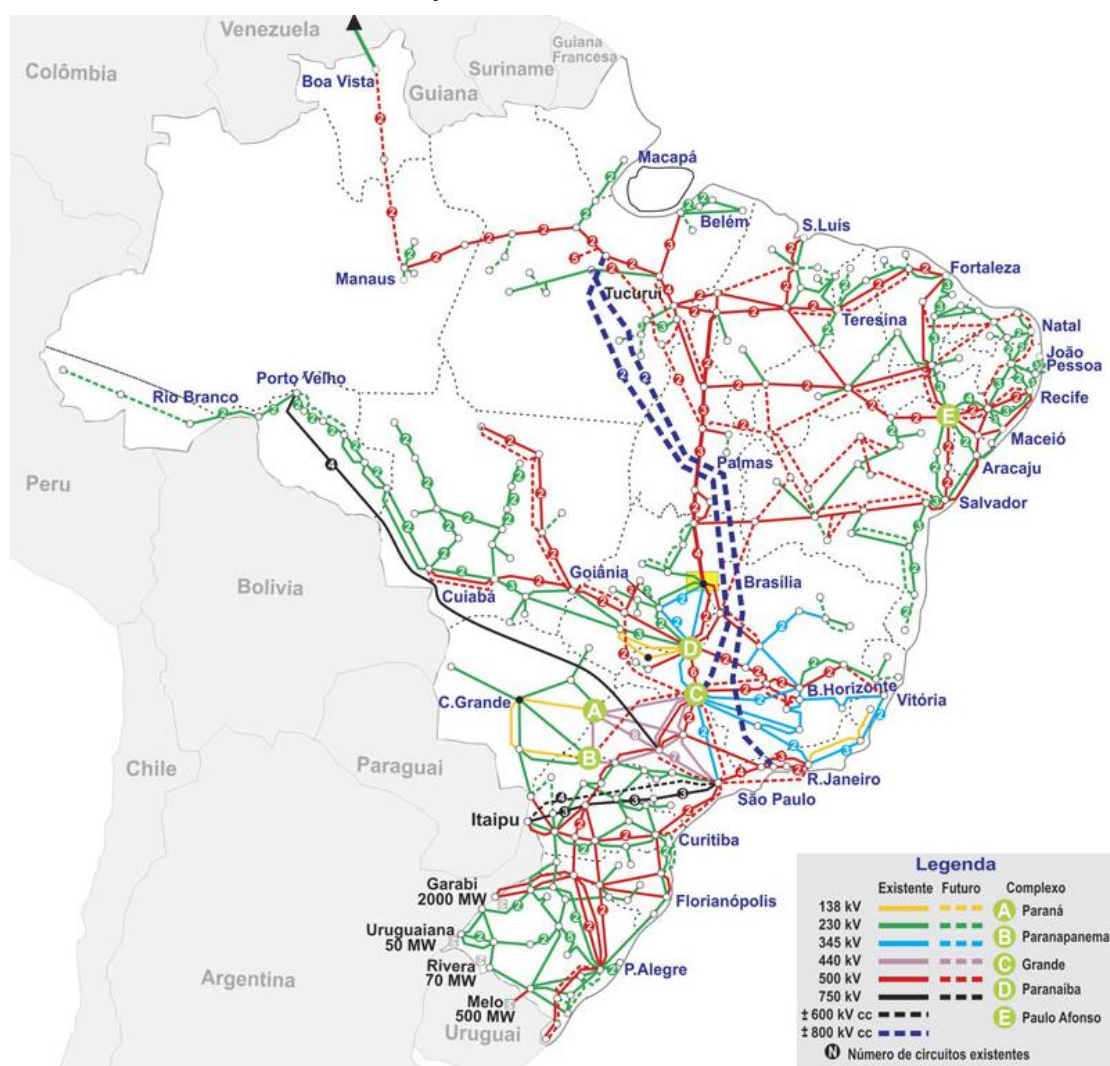
1.1 PANORAMA ATUAL E PLANEJAMENTO DA OPERAÇÃO DO SEB

O SEB é um sistema hidro-termo-eólico de grande porte, com forte predominância de usinas hidrelétricas, parte com reservatórios de regularização, e com múltiplos proprietários. Porém, na última década, esta predominância hidrelétrica passou dos patamares de 70% em 2006 para 60% de potência instalada a partir de 2013. Uma das principais causas deste declínio é a diminuição na capacidade de regularização agregada dos reservatórios que está influenciada pela redução da capacidade relativa dos reservatórios e no crescimento na demanda de energia (FIRJAN, 2013). Conseqüentemente, observou-se expressivo aumento da participação de outras fontes de geração.

A interconexão dos sistemas elétricos, por meio da malha de transmissão, propicia a transferência de energia entre subsistemas, permite a obtenção de ganhos sinérgicos e explora a diversidade entre os regimes hidrológicos das bacias. A capacidade instalada de geração é composta, principalmente, por usinas hidrelétricas distribuídas em dezesseis bacias hidrográficas nas diferentes regiões do país. Nos últimos anos, a instalação de usinas eólicas, principalmente nas regiões Nordeste e Sul, apresentou um forte crescimento, aumentando a importância dessa geração para o atendimento do mercado (ONS, 2017a).

Na FIGURA 1 é possível observar que algumas regiões do Brasil ainda não estão interligadas. Da mesma forma, algumas comunidades no interior do Amazonas, do Acre e de Roraima ainda permanecem com atendimento isolado, sendo desta forma chamados Sistemas Isolados.

FIGURA 1 - INTEGRAÇÃO ELETROENERGÉTICA DO SEB – 2015



FONTE: ONS (2017)

O restante do país é atendido a partir da rede interligada e é chamada de Sistema Interligado Nacional (SIN). Atualmente o SIN é composto de quatro subsistemas designados Sul, Sudeste/Centro-Oeste, Nordeste e Norte, que compreendem as usinas e os centros de carga destas regiões. Os sistemas de transmissão integram as diferentes fontes de produção de energia e possibilitam o suprimento do mercado consumidor.

Considerando apenas os empreendimentos de geração do SIN, incluindo a parcela de Itaipu vendida pelo Paraguai, o Brasil dispõe de um sistema gerador com capacidade instalada de 153 GW (ANEEL, 2017b). A distribuição desta capacidade instalada, por tipo de fonte, é apresentada na TABELA 1, mostrando a grande participação das fontes renováveis, principalmente da fonte hidráulica.

TABELA 1 – CAPACIDADE INSTALADA DE GERAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA ATÉ SETEMBRO DE 2017

Fonte de Geração	Potência Instalada (MW)	Porcentagem (%)
Hidráulica	99.380,65	64,60
Eólica	11.201,34	7,28
Térmica	41.085,84	26,71
Termonuclear	1.990,00	1,29
Solar Fotovoltaica	176,25	0,11
Total	153.834,08	100,00

FONTE: ANEEL (2017)

O Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) é o órgão responsável pela coordenação e controle da operação das instalações de geração e transmissão de energia elétrica no SIN. Essa coordenação é feita buscando uma otimização dos recursos visando ao atendimento da carga prevista para o SIN ao menor custo.

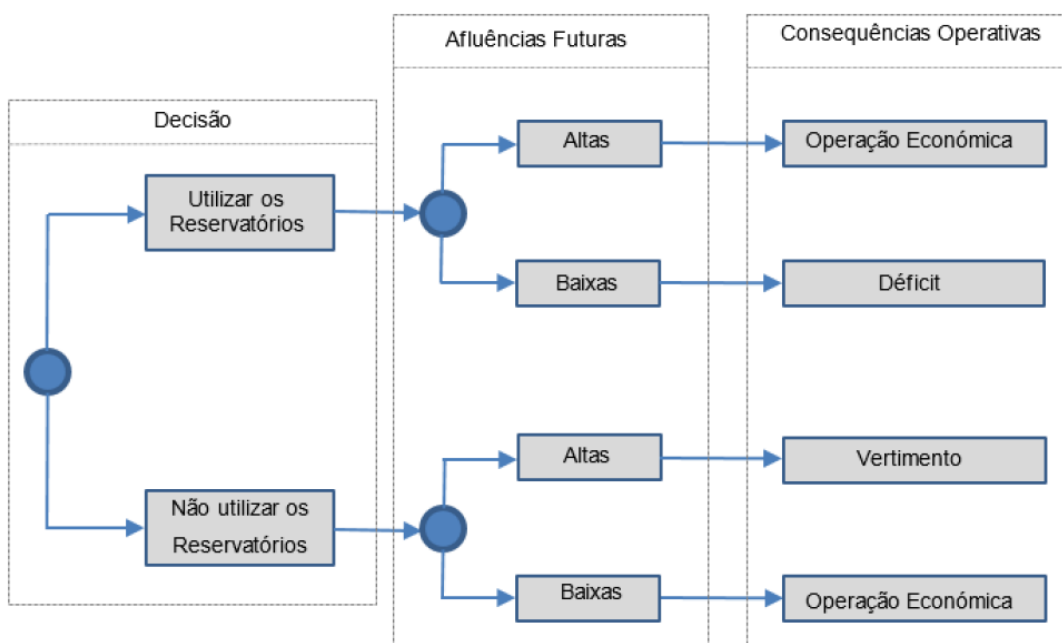
Na sua função de coordenação e operação do sistema, o ONS busca atender os seguintes objetivos: a) promover a otimização da operação do sistema eletroenergético, visando ao menor custo para o sistema; b) garantir que todos os agentes do setor elétrico tenham acesso à rede de transmissão de forma não discriminatória; e c) contribuir, de acordo com a natureza de suas atividades, para que a expansão do SIN se faça ao menor custo e vise às melhores condições operacionais futuras (ONS, 2017a).

Para atendimento aos seus objetivos o ONS convive com diversas restrições de cunho regulatório (Condicionantes Legais, Procedimentos de Rede e Políticas do Ministério de Minas e Energia) e físicas (Condicionantes Ambientais e de Uso Múltiplo das Águas e Restrições Operacionais das usinas).

Um fator relevante que dificulta o planejamento da operação é a estocasticidade das chuvas (associada a incertezas no que diz respeito à quantidade e o lugar onde essas chuvas caem) e, conseqüentemente, das vazões naturais nos rios. Essa irregularidade, aliada à grande quantidade de usinas hidráulicas (usinas com reservatório e a fio d'água), faz do SEB único no mundo pelo seu tamanho e características (YAGI, 2012). Devido à estocasticidade das aflúncias e ao fato de que a energia elétrica gerada não pode ser armazenada, a decisão de utilizar ou não a água dos reservatórios para gerar energia elétrica é um problema difícil de ser solucionado (FORTUNATO et al., 1990; SILVA, 2001). A FIGURA 2 mostra o dilema

típico do planejamento de sistemas hidrotérmicos: Utilizar ou não a água dos reservatórios.

FIGURA 2 – PROCESSO DE DECISÃO PARA UM SISTEMA HIDROTÉRMICO



FONTE: Marcato (2002)

A seguir são descritas resumidamente as decisões do ONS e as suas consequências operativas (YAGI, 2012):

- Se a decisão for utilizar a água dos reservatórios, o operador deverá esperar que as aflúncias futuras possam preencher os reservatórios (Decisão correta). Caso as aflúncias futuras não sejam as esperadas, a consequência operativa será um custo adicional pela utilização das usinas térmicas e também um risco de déficit de energia (com a possibilidade de racionamento de energia ou corte de carga); e
- Se a decisão for não utilizar a água dos reservatórios e utilizar as usinas térmicas, as aflúncias futuras esperadas deverão ser baixas para não ultrapassar o valor do armazenamento máximo (Decisão correta). Caso as aflúncias futuras forem maiores que os valores esperados, o armazenamento máximo dos reservatórios será ultrapassado e o operador será obrigado a verter água, desperdiçando energia.

A operação como apresentada sugere um exercício de otimização, tendo como função objetivo, a minimização do custo total (CT), dado pela soma dos custos futuros (CF) e dos custos imediatos (CI).

Outra característica intrínseca do SEB é que o parque gerador hidrelétrico está distribuído em diferentes bacias hidrográficas. Na maioria delas, as usinas hidráulicas estão dispostas em forma de cascata, o que significa que todo o volume de água turbinado ou vertido numa usina a montante deve ser reaproveitado na usina que está imediatamente a jusante desta e assim, sucessivamente, até a última usina do curso do rio. Esta característica é chamada de acoplamento espacial da operação (RAMOS, 2011 e TERRY et al., 1986). A energia gerada ao longo do tempo de um conjunto de usinas é geralmente maior que a soma da energia gerada por cada usina neste mesmo período de tempo, se cada uma delas for considerada operando individualmente. Isto é, em médio/longo prazo, a maior energia possível de ser gerada pelo sistema terá geralmente um valor superior que a soma da maior energia possível de ser gerada por cada usina operando individualmente.

Em virtude da complexidade do problema de planejamento energético onde são envolvidas variáveis hidrológicas de natureza estocástica, intercâmbios de energia, características e restrições das unidades geradoras; necessita-se decompor o problema em horizontes de planejamento que permitam a modelagem da estratégia de operação que minimize o valor esperado do custo operativo para a análise das decisões e futuros impactos. A cadeia de modelos de otimização para o planejamento brasileiro disponibilizados pelo ONS e desenvolvidos pelo Centro de Pesquisa de Energia Elétrica – CEPEL, contemplam diferentes horizontes de estudo e são baseados na Programação Dinâmica Dual Estocástica – PDDE (PEREIRA; PINTO, 1985). Esses modelos estão divididos em três etapas: médio/longo prazo, realizado pelo modelo NEWAVE; curto prazo, realizado pelo modelo DECOMP, e curtíssimo prazo, realizado pelo modelo DESSEM.

O NEWAVE é um modelo de otimização para o planejamento de médio prazo (até 5 anos), com discretização mensal e representação a sistemas equivalentes. Seu objetivo é determinar a estratégia de geração hidráulica e térmica em cada estágio que minimiza o valor esperado do custo de operação para todo o período de planejamento. Um dos principais resultados desse modelo são as funções de custo futuro, que traduzem para os modelos de outras etapas (de curto prazo) o impacto da utilização da água armazenada nos reservatórios. Nesse modelo, a carga e a função

de custo de déficit podem ser representadas em patamares e permite-se a consideração de limites de interligação entre os subsistemas (CCEE, 2017a).

O DECOMP é um modelo de otimização para o horizonte de curto prazo (até 12 meses), que representa o primeiro mês em base semanal, as vazões previstas, a aleatoriedade das vazões do restante do período através de uma árvore de possibilidades (cenários de vazões) e o parque gerador individualizado (usinas hidráulicas e térmicas por subsistemas). Seu objetivo é determinar o despacho de geração das usinas hidráulicas e térmicas que minimiza o custo de operação ao longo do período de planejamento, dado o conjunto de informações disponíveis (carga, vazões, disponibilidades, limites de transmissão entre subsistemas, função de custo futuro do NEWAVE). Os principais resultados desse modelo são os despachos de geração por usina hidráulica e térmica para cada submercado, a política de intercâmbio entre as regiões e os custos marginais de operação para cada estágio por patamar de carga (CCEE, 2017a).

Por último o modelo DESSEM, desenvolvido para a programação diária do despacho hidrotérmico. Tem como objetivo definir as metas de geração hidroelétrica ou termelétrica, por usina, que minimizem o custo total de operação do sistema, composto por uma parcela de custo presente, ao longo do horizonte de estudo e outra de custo futuro, cuja função é fornecida pelo modelo DECOMP e representa o valor esperado dos custos de geração térmica e déficit de energia no futuro (CEPEL, 2003).

1.2 OPERAÇÃO FUTURA DO SEB

O Plano Decenal de Expansão 2026 (PDE 2026) (EPE, 2017) constitui um dos principais instrumentos de planejamento da expansão eletroenergética do país, além de incorporar uma visão integrada da expansão da demanda e da oferta de diversos energéticos. O PDE 2026 apresenta sinalizações para orientar as ações e decisões, voltadas para o equilíbrio entre as projeções de crescimento econômico do país e a necessária expansão da oferta, de forma a garantir à sociedade o suprimento energético com adequados custos, em bases técnica e ambientalmente sustentável.

A TABELA 2 mostra a composição do parque de geração instalado previsto para o ano de 2026. Pode-se observar um destaque da energia eólica, que dos atuais 7,28% da matriz elétrica deverá passar a 13,4% em 2026, devido à expansão de 17,3 GW no período.

O que se projeta ao longo do período é o início de um processo de diversificação da matriz de energia elétrica que, embora ainda predominantemente baseada em energia hidráulica, apresenta um crescimento expressivo de outras fontes renováveis.

TABELA 2 – PARTICIPAÇÃO DAS FONTES DE GERAÇÃO NA CAPACIDADE INSTALADA EM DEZEMBRO/2026

Fonte de Geração	Potência Instalada (MW)	Porcentagem (%)
Hidráulica	118.624,00	55,82
Eólica	28.470,00	13,40
Térmica	40.175,00	18,90
Termonuclear	3.395,00	1,60
Solar Fotovoltaica	9.660,00	4,55
Outras Fontes	12.198,00	5,74
Total	212.522,00	100,00

FONTE: EPE (2017)

O SEB é um sistema predominantemente composto por fontes controláveis graças aos grandes reservatórios de regularização das usinas hidrelétricas e ao parque termelétrico instalado. No entanto, a diminuição da capacidade de regularização do SIN e a expansão significativa das fontes não controláveis, com destaque para aquelas intermitentes como a energia eólica, traz um grande desafio à operação futura do SIN. Nos cenários críticos de geração das fontes não controláveis, é necessário dispor de fontes controláveis para garantir o atendimento ao mercado. Neste cenário, os reservatórios assumem importância cada vez maior, exigindo análise cuidadosa da variação do grau de dependência do SIN aos reservatórios e das políticas de operação, para o atendimento tanto à carga de energia elétrica ao longo dos meses, quanto à demanda de potência a qualquer hora. A relação entre a Capacidade de Armazenamento e o Mercado é, dessa forma, um parâmetro que auxilia na avaliação da segurança do sistema ao longo do horizonte de planejamento, já que os reservatórios constituem a forma mais adequada de estoque de energia para garantir o fornecimento nas situações mais críticas (TOLMASQUIM, 2016).

1.3 GERAÇÃO HIDRELÉTRICA

A principal fonte de geração elétrica do SEB é a energia hidrelétrica. Essa energia tem a vantagem de ser renovável além de ter uma tecnologia de geração

consolidada, economicamente competitiva e segura. Sob o ponto de vista da operação elétrica, as usinas hidrelétricas são capazes de prover uma série de serviços auxiliares, como controle de tensão e de frequência, que são importantes para garantir um atendimento da demanda de eletricidade com o padrão de qualidade desejado. Os reservatórios das usinas hidrelétricas, por sua vez, podem prover uma série de serviços não energéticos, como controle de cheias, irrigação, suprimento de água para consumo humano, recreação e serviços de navegação.

Apesar das inúmeras vantagens, a hidroeletricidade enfrenta hoje dificuldades para sua expansão devido aos seus impactos socioambientais (geralmente associados às áreas alagadas por seus reservatórios) e, no caso de projetos de grande porte, o financiamento dos elevados investimentos necessários para sua construção. Se por um lado existem desafios para a construção de novas usinas hidrelétricas, por outro, em função de sua flexibilidade operativa e capacidade de armazenamento, podem ser fundamentais para o desenvolvimento de fontes renováveis intermitentes como a energia eólica. Normalmente as usinas hidrelétricas são capazes de responder rapidamente às flutuações típicas da geração eólica, garantindo assim um atendimento confiável da demanda de energia. Os reservatórios hidrelétricos, por sua vez, representam hoje a única tecnologia economicamente competitiva capaz de armazenar grandes quantidades de energia, que é fundamental para maximizar o atendimento da demanda de eletricidade com fontes renováveis de geração (TOLMASQUIM, 2016).

As usinas hidrelétricas transformam a energia potencial gravitacional da água armazenada nos reservatórios em energia cinética e energia de pressão dinâmica pela passagem da água pelos condutos forçados. Ao acionar a turbina, a energia potencial é convertida em energia cinética de rotação que interage com o gerador através do eixo. No gerador, a energia mecânica é transformada em energia elétrica, a qual passa pela subestação elevadora de tensão, sendo injetada no sistema de transmissão que a fará chegar aos centros consumidores (FORTUNATO et al., 1990).

Uma usina hidrelétrica normalmente é composta por uma barragem formadora do reservatório, que represa um curso de água, condutos ou canais de adução, condutos forçados que levam a água do reservatório até a casa de força, onde estão instalados os grupos turbina-gerador, um canal de fuga, para onde a água é restituída ao seu curso natural após turbinada, e o vertedouro, por onde há liberação da água

excedente diretamente, sem passar pelas turbinas. Silva (2003) classifica as usinas de acordo com seu tipo de reservatório:

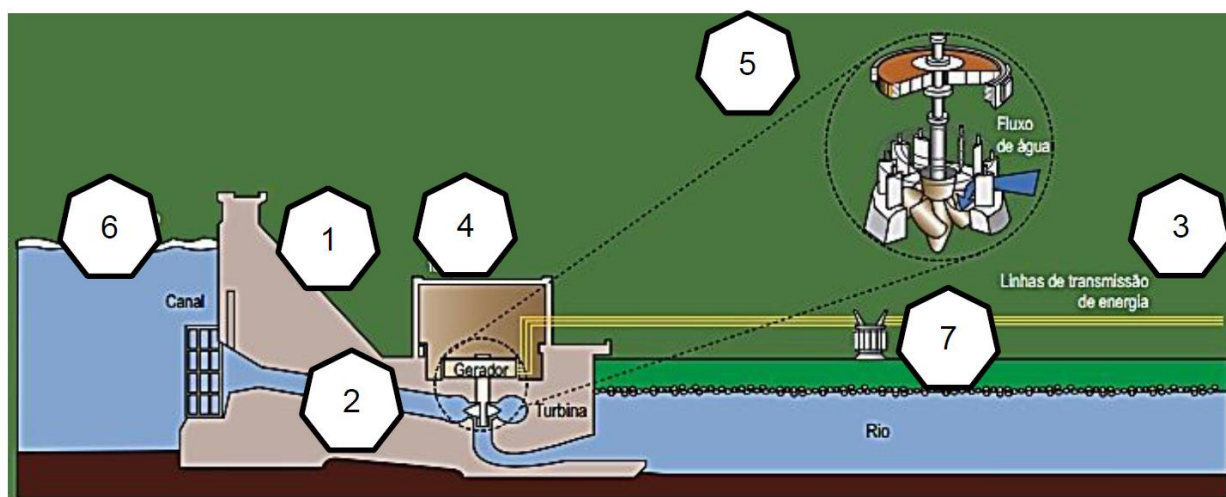
- De acumulação: são importantes porque regulam as vazões naturais afluentes próprias (armazenando a água nos períodos úmidos ou de chuvas e utilizando-a nos períodos secos ou de estiagem), dispendo assim de uma vazão firme maior que a vazão mínima natural e ajudando também na regularização das aflências das usinas a jusante. O armazenamento de água disponível nos reservatórios, além de permitir a regularização do sistema, proporciona proteção contra a eventualidade de séries de anos secos, caracterizando-se a chamada regularização plurianual do sistema (COSTA et al., 2007).
- A fio d'água: dispõem de uma capacidade de armazenamento muito pequena e só podem utilizar água à medida que esta chega até ela. Algumas usinas desse tipo dispõem de suficiente capacidade de armazenamento (represamento) para possibilitar a acumulação da água durante os horários de carga reduzida, a fim de utilizá-la quando a usina estiver operando em horário de carga elevada. Este tipo de usina produz uma energia firme (ver item 1.5) baixa, pois depende totalmente das suas vazões naturais afluentes. Contudo, ela seria beneficiada se houvesse uma usina com reservatório a montante (que regule as suas vazões afluentes) possibilitando que esta usina aumente o valor da sua energia "Firme". Esse benefício é conhecido também por Benefício Indireto e é calculado pela diferença entre o somatório da energia firme das usinas a jusante na cascata com e sem usina em questão (MME, 2004).
- Com armazenamento por bombeamento ou reversíveis: são utilizadas em lugares onde a quantidade de água disponível para a geração de energia é inadequada. Consiste no bombeamento de água desde um reservatório inferior para um reservatório superior durante períodos de pequena carga utilizando energia extra de outra fonte geradora do sistema. Esta água armazenada é então empregada para movimentar as turbinas hidráulicas na geração de eletricidade nas horas de demanda máxima (CANALES et al., 2015). Esse tipo de usina é usualmente empregado em sistemas com predominância termelétrica.

As usinas hidrelétricas também podem ser classificadas de acordo com a potência instalada, determinando-se se a usina é de grande, médio ou de pequeno porte. A classificação de acordo com a legislação vigente brasileira (BRASIL, 2015) é:

- Centrais Geradoras Hidrelétricas – CGH (com até 3 MW de potência instalada);
- Pequenas Centrais Hidrelétricas – PCH (entre 3 MW e 30 MW de potência e com área de reservatório de até 13 km², excluindo a calha do leito regular do rio) (ANEEL, 2015);
- Usina Hidrelétrica de Energia – UHE (com mais de 30 MW).

Na FIGURA 3 é possível visualizar um perfil esquemático de uma usina hidrelétrica, com seus principais componentes:

FIGURA 3 – PERFIL ESQUEMÁTICO DE USINA HIDRELÉTRICA



FONTE: ANEEL (2009), adaptado por Caldeira (2016)

1. Barragem – cria um desnível entre montante e jusante (queda bruta), sendo esta altura responsável pela existência da energia potencial na água armazenada.
2. Conduto forçado – é a canalização que conduz a água do reservatório às turbinas.
3. Linha de transmissão – conduz a energia produzida até os centros urbanos.
4. Gerador – é o equipamento que transforma a energia mecânica da turbina em elétrica.
5. Turbina – transforma a energia hidráulica em mecânica de rotação.

6. Nível de montante – é uma função não linear do volume armazenado no reservatório e possui limite máximo e mínimo, que é a faixa operativa da usina (NACIF, 2013).
7. Nível de jusante – é a cota do canal de fuga da usina, é uma função da vazão defluente (NACIF, 2013).

A modelagem matemática que descreve o processo de geração de energia considerando uma única usina hidrelétrica é descrito a seguir (DINIZ et al., 2007):

$$P = 9,81 \times 10^{-3} \eta_t \eta_g q h \quad (1)$$

Onde:

P é a potência produzida pela usina em (MW);

η_t é a eficiência da turbina;

η_g é a eficiência do gerador;

q é a vazão turbinada em (m³/s);

h é a altura de queda líquida no reservatório em (m).

O fator numérico leva em conta a aceleração da gravidade e a densidade da água.

Pode-se observar na equação (1) que a função de produção depende das variáveis: vazão turbinada, eficiências da turbina e gerador e altura de queda líquida no reservatório, as quais são descritas a seguir.

A altura de queda líquida é definida como a diferença entre a altura de queda bruta e a perda hidráulica, representada pela seguinte equação:

$$h = h_b - h_p \quad (2)$$

Onde:

h é a altura de queda líquida em (m);

h_b é a altura de queda bruta em (m), corresponde à diferença entre o nível a montante do reservatório e o nível a jusante do canal de fuga da usina;

h_p é a perda hidráulica em (m).

A perda hidráulica é definida como a redução da energia potencial devido ao atrito da água ao escoar através de um conduto forçado, grades, entrada adutora, válvulas, reduções de diâmetro, curvas, entre outros. Usando a equação de Darcy-Weisbach a perda é representada como uma função do tipo quadrática:

$$h_p = kq^2 \quad (3)$$

Onde:

k é a constante característica do sistema de adução em (s^2m^{-5}) ;

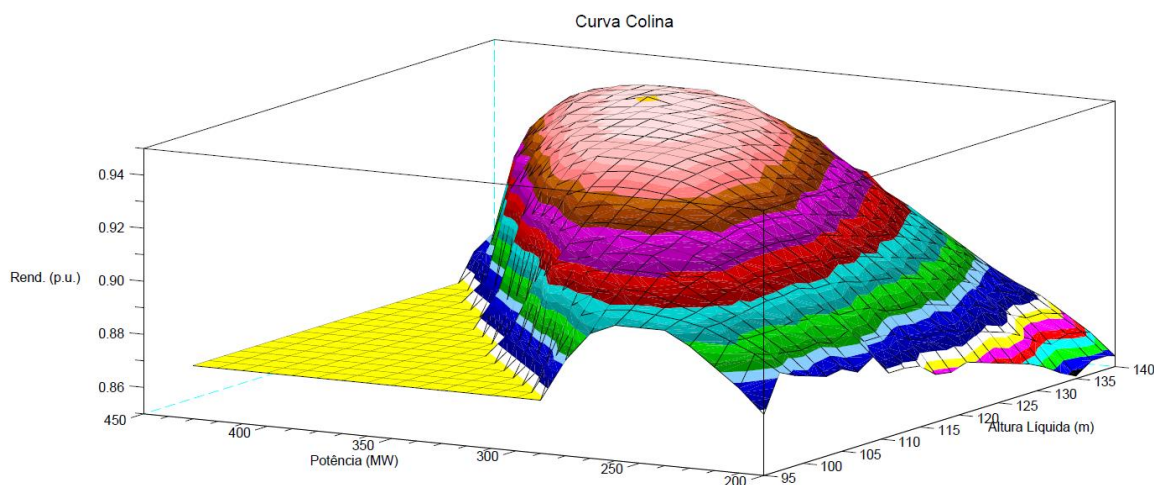
q é a vazão turbinada em (m^3/s) .

A perda de carga pode também ser expressa de forma simplificada por um fator percentual a ser aplicado diretamente sobre a queda bruta da usina. Nos modelos de planejamento do SEB, as perdas de carga são expressas pelas formas simplificadas, em detrimento da equação (3).

A vazão turbinada é uma das variáveis que determinam a potência de uma usina hidrelétrica juntamente com a altura de queda, como se mostra nas equações (2) e (3). Também relaciona e estabelece restrições ao rendimento do conjunto turbina-gerador.

A eficiência do conjunto turbina-gerador pode ser representada através de diagramas de rendimento denominados curvas colina. Esta denominação se dá devido ao seu aspecto parecido com uma colina. Esses diagramas relacionam a eficiência e a potência do gerador com as diversas combinações de vazão turbinada e queda líquida dos regimes de operação. Sua construção é uma tarefa complexa e usualmente são obtidas através de ensaios em modelos reduzidos (MOSONYI, 1960). A FIGURA 4 mostra a curva de uma turbina de Foz do Areia como exemplo.

FIGURA 4 – CURVA COLINA DE UMA TURBINA DE FOZ DE AREIA



FONTE: Nacif (2013)

Por último, o rendimento do gerador é definido pela relação entre a potência útil disponível nos terminais do gerador e a potência mecânica entregue pelo eixo da turbina.

1.4 GERAÇÃO EÓLICA

A energia eólica é, sem dúvida, uma das fontes alternativas de energia com exploração mais bem sucedida atualmente. Uma razão para este fato é a política de incentivo feita por vários países, assegurando a compra de energia eólica produzida. Além disso, pode-se destacar o avanço tecnológico, tanto em pesquisa quanto em desenvolvimento, fazendo com que ocorra uma rápida redução no custo de utilização desta forma de geração (LEITE et al. 2006).

A participação da energia eólica na matriz energética brasileira tem uma previsão de alcançar 28 GW ao fim de 2026 (EPE, 2017). O potencial eólico foi estimado em 143,5 GW no ano 2001 no Atlas do Potencial Eólico Brasileiro (CAMARGO DO AMARANTE, et al., 2001), considerando torres de até 50 metros sem incluir o potencial de projetos *offshore*; avaliando os últimos desenvolvimentos tecnológicos, a estimativa pode ser ainda maior.

A energia eólica constitui uma fonte renovável, que contribui para a diversificação da matriz energética brasileira. O principal desafio dessa fonte é sua natureza variável e intermitente, levando ao surgimento de problemas de estabilidade e garantia de abastecimento. Dada a natureza não controlável deste recurso, a plena integração dessa fonte, em particular o atendimento à carga em todos os momentos, é uma questão não trivial. Contudo, uma série de possibilidades surge para auxiliar sua inserção, como a ampliação da transmissão, o armazenamento de energia, a gestão de carga, a mudança de operação das atuais usinas, a flexibilização da carga, entre outras (TOMALSQUIM, 2016). A variabilidade da geração eólica diminui ao considerar a agregação de diferentes usinas localizadas em diferentes locais geográficos (PAPAEFTHYMIU, 2006).

A energia eólica provém da energia cinética do ar em movimento (o vento), captada por turbinas, cujo rotor está ligado a um gerador elétrico, seja diretamente ou por intermédio de uma caixa de engrenagens.

De um modo geral, os fatores que interferem na velocidade do vento e, conseqüentemente, na geração, são (LEITE et al. 2006):

- Condições climáticas: variações de temperatura, regime de ventos, etc.
- Características do local: rugosidade do terreno, orografia, presença de obstáculos, etc.

As turbinas modernas de grande porte utilizam um rotor horizontal, no topo de uma torre, com uma hélice de três pás, que podem ter o ângulo de ataque ajustado de acordo com a velocidade do vento. O rotor pode ser conectado a um gerador elétrico por meio de uma caixa de engrenagens multiplicadora de velocidade. O eixo do rotor pode também ser ligado diretamente ao gerador, sem a necessidade de caixa de engrenagens, utilizando-se, para tanto de geradores elétricos de maior diâmetro. Todos esses componentes são responsáveis pela produção de energia elétrica em três etapas: a captação da energia cinética contida no vento, a conversão da energia cinética em energia mecânica e a transformação em energia elétrica propriamente dita pelo gerador elétrico ao final do processo.

Os sistemas eólicos podem ser instalados em terra (*onshore*) ou sobre o mar (*offshore*). Os sistemas sobre o mar apresentam a vantagem de aproveitarem ventos normalmente mais favoráveis e utilizam as grandes turbinas para instalação em terra com adaptações, como maior proteção à corrosão. Entretanto, enfrentam dificuldades que, até o momento, tornam os projetos no mar mais desafiadores e custosos. A geração no mar requer dispendiosas estruturas de suporte para as torres, exige sistemas submersos de transmissão de eletricidade e possui condições de construção, manutenção e operação mais restritas (UCZAI et al., 2012).

As turbinas eólicas *offshore* produzem energia com ventos a partir de 15 km/h até 90 km/h (IEA, 2009). As maiores turbinas eólicas atuais são de 5 MW a 6 MW de potência por unidade, com um diâmetro de rotor de 126 metros. As turbinas comerciais típicas têm capacidade entre 1,5 MW e 3 MW. As turbinas têm aumentado de tamanho muito rapidamente, mas é esperada uma diminuição desse ritmo de crescimento para as turbinas em terra, devido a restrições estruturais, de transporte e de instalação (IEA, 2011).

A potência (P) extraída pela turbina eólica de um fluxo de ar de densidade ρ , movendo-se a uma velocidade v , perpendicular a uma seção transversal A de um cilindro varrido pelas hélices da turbina, pode ser expressa como:

$$P = \frac{1}{2} C_p \rho A v^3 \quad (4)$$

Onde:

C_p é o coeficiente de potência da turbina.

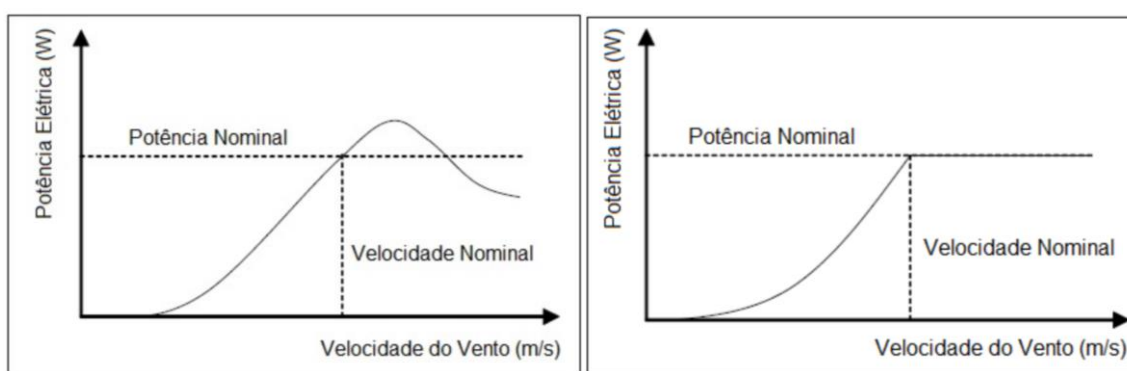
Este coeficiente representa a eficiência aerodinâmica da turbina e mostra quanto de energia do vento a turbina é capaz de converter em potência mecânica, para cada velocidade de vento. Dessa equação podem-se perceber três influências fundamentais, sendo a principal, a variação de ordem cúbica da potência em relação à velocidade do vento; a segunda, em relação à área varrida pelo aerogerador e a terceira, em relação à massa específica do ar. A velocidade é a variável mais importante e vai depender do regime de ventos da região e das influências de obstáculos e da rugosidade do terreno. Em geral, a influência de obstáculos e da rugosidade diminui em função da altura acima do solo, sendo observadas velocidades maiores quanto maior a altura. Por tal motivo se procura instalar aerogeradores nas maiores alturas possíveis e/ou em locais com baixa rugosidade, como próximos de espelhos de água (na costa) e em terrenos descobertos. A área de varredura também é um fator importante, procurando-se ter cada vez maiores áreas varridas para aumentar e estabilizar a eficiência da transformação da energia contida no vento em eletricidade. Já a densidade específica do ar é influenciada pela pressão, umidade e temperatura. Porém, não se pode descartar a altura do recurso eólico, que também influencia estes três fatores. A pressão influencia a energia do vento de forma diretamente proporcional, enquanto que a umidade e a temperatura influenciam de forma inversamente proporcional. Estas influências podem ser explicadas pela lei dos gases, na qual $\rho = P/RT$. Destes P é a pressão, R é a constante do ar e T é a temperatura. Dessa forma, constata-se que o melhor aproveitamento do recurso eólico requer maiores alturas e maiores áreas varridas pelas pás dos aerogeradores (TOMALSQUIM, 2016).

A fim de permitir algum controle da geração, são introduzidos os controles de estol e de passo. Velocidades muito altas podem provocar danos nas pás e nos outros componentes da turbina. Por essa razão, o dispositivo de controle limita o funcionamento da turbina até uma velocidade de corte, mais comumente conhecida como *cut out*. Esta velocidade está em torno de 20 a 25 m/s para turbinas *onshore*. Por outro lado, velocidades baixas fazem a turbina gerar potências muito baixas e são insuficientes para a partida do gerador. A velocidade inicial de funcionamento da turbina *onshore*, está em torno de 3 a 5 m/s. Dessa forma, a operação da turbina fica

limitada ao intervalo entre a velocidade de acionamento e a velocidade de corte. Para valores fora desse intervalo, a potência gerada é nula (LEITE et al. 2006).

A curva de potência de uma turbina eólica representa a sua característica de operação. A FIGURA 5 mostra a curva de potência para uma turbina eólica com controle de passo e para outra com controle de estol. Observa-se que para controle do tipo passo, a geração permanece constante e com o valor igual à potência nominal. Já para controle do tipo estol, há uma variação da geração em torno do valor nominal.

FIGURA 5 – CURVA DE POTÊNCIA PARA TURBINA EÓLICA COM CONTROLE DE PASSO (DIREITA) E COM CONTROLE DE ESTOL (ESQUERDA).



FONTE: Heier (1998)

O parque eólico é formado pelo conjunto de aerogeradores. Após a definição da localização de cada aerogerador é necessário fazer as bases ou fundações, em concreto armado, que sustentarão as torres dos aerogeradores. Além das bases e dos aerogeradores, há a necessidade de interligar os aerogeradores. O parque possui também um centro de controle ou edifício de comando onde todo o parque pode ser operado.

1.5 ENERGIA FIRME E GARANTIDA

Segundo Périco (2014) o conceito de suprimento firme surgiu no final do século XIX, quando se estudava o dimensionamento de reservatórios para o abastecimento de água das cidades. O objetivo era determinar a capacidade de armazenamento que asseguraria uma determinada vazão “firme” mesmo na ocorrência da sequência hidrológica mais crítica registrada no histórico.

A vazão firme (*firm yield*) era definida como a máxima vazão defluente que poderia ser mantida na repetição da sequência de vazões históricas mediante o uso

de toda a reserva de água do reservatório. Rippl (1883) propôs um método gráfico para calcular a mínima capacidade que deveria ter um reservatório para garantir o atendimento dessa demanda constante. De maneira inversa, este mesmo diagrama permitia responder à pergunta: qual a vazão firme associada a uma determinada capacidade de armazenamento?

Este conceito de suprimento firme posteriormente foi levado ao setor elétrico e aplicado ao dimensionamento dos reservatórios de usinas hidrelétricas. Essencialmente, para cada alternativa de capacidade do reservatório, usando o método de Rippl obtinha-se a vazão firme que era multiplicada pela queda líquida e uma constante para obter a energia firme. A energia firme de uma usina hidrelétrica corresponde à máxima produção contínua de energia que pode ser obtida, supondo a ocorrência da sequência mais seca registrada no histórico de vazões do rio onde ela está instalada com a utilização plena do reservatório sem incorrer em déficits de atendimento (ANEEL, 2005). O período contado a partir do armazenamento máximo e o esvaziamento total do reservatório é denominado de período crítico (CANAMBRA, 1969).

O histórico de vazões atualmente utilizado pelas usinas hidrelétricas, do sistema brasileiro é composto por dados observados ou estimados a partir do ano de 1931. Com base nesse histórico e utilizando recursos estatísticos podem ser obtidas milhares de outras possibilidades de sequências de vazões para cada usina (ANEEL, 2005).

O conceito de energia firme foi a seguir estendido para um conjunto de usinas, com o objetivo de garantir a máxima produção de energia do sistema constante no tempo admitindo-se, entretanto, flutuações de produção de cada usina em particular. Para tanto, agregavam-se as usinas e respectivos reservatórios em uma única usina e um único reservatório equivalente através do chamado método da energia natural, descrito mais adiante. A partir da década de 1960 por indicação da CANAMBRA (1969), o conceito de energia firme e o método da energia natural foram amplamente utilizados no planejamento hidrelétrico, tanto em estudos de inventário, que serviram para definir a “divisão de quedas” de cada rio, como também para definir um programa de obras que garantisse o atendimento adequado da demanda futura.

O princípio subjacente ao uso da energia firme para o planejamento era baseado na ideia de que um sistema bem-sucedido no passado será bem-sucedido no futuro. Entretanto, várias críticas ao uso da série histórica (e.g. risco desconhecido

e variável conforme extensão do período histórico) levaram a partir da década de 1980, a um critério de dimensionamento probabilístico (KELMAN, 1987) em razão do fato de as afluições serem variáveis aleatórias. Dessa maneira, elas deveriam ser tratadas como tais, usando conceitos e métodos da hidrologia estocástica.

Ao invés de garantir o atendimento no caso da ocorrência da pior sequência de afluições baixas registradas no histórico, passou-se a calcular a energia garantida, definida como a máxima produção de energia que pode ser mantida continuamente pelas usinas hidrelétricas ao longo dos anos com uma dada probabilidade de falha. Ou seja, em determinado percentual de sequências simuladas, permite-se que haja racionamento dentro de um limite considerado aceitável pelo sistema. Na regulamentação atual, esse risco é de 5% (ANEEL, 2005).

Por outro lado, a chamada energia assegurada (ou garantia física) é um conceito contábil usado nas compensações financeiras entre empresas, mas é numericamente igual à energia garantida com risco médio de 5% sobre um período de 10 anos (LIMA, 2014).

Desse modo, a energia assegurada independe da geração real e está associada à energia que cada usina pode fornecer ao sistema a longo prazo, assumindo um critério específico de risco do não atendimento do mercado (déficit), considerando a variabilidade hidrológica à qual a usina está submetida (ANEEL, 2005).

O critério probabilístico, embora sujeito a incertezas dos parâmetros da série histórica, juntamente com a consideração do impacto econômico das falhas de suprimento, passou a permitir uma análise mais objetiva da relação custo/benefício dos investimentos na geração de energia elétrica e encarar falhas no abastecimento como eventos naturais (embora raros).

A análise probabilística fornece uma probabilidade de sucesso ou falha explícita, porém esta probabilidade está vinculada a um modelo do processo estocástico das sequências de afluições (modelo probabilístico) que precisa ser definido a priori. Obviamente os resultados dependem da escolha do modelo adequado. Além do possível erro de especificação (isto é, uma escolha inadequada do modelo probabilístico) existe ainda o erro associado à estimativa dos parâmetros do modelo a partir da série histórica e, no caso do método de Monte Carlo, o erro amostral da probabilidade de falha que depende do número de realizações do processo estocástico utilizado na análise.

O erro amostral se reflete tanto na estimativa dos parâmetros do modelo probabilístico (extensão finita da série histórica) como também na estimativa da probabilidade de sucesso via frequência relativa dos resultados da simulação com séries sintéticas (KELMAN, 1987).

1.5.1 Garantia Física Eólica

Segundo a Empresa de Pesquisa Energética (EPE, 2013), a garantia física de empreendimentos eólicos é calculada considerando o valor de energia anual com probabilidade de ocorrência igual ou superior a noventa por cento, denominada P90, segundo a seguinte equação:

$$GF = \frac{P90_{ac}(1 - TEIF)(1 - IP) - \Delta P}{8760} \quad (5)$$

Onde:

GF é a garantia física;

$P90_{ac}$ é a produção anual de energia certificada, referente ao valor de energia anual que é excedido com uma probabilidade de ocorrência igual ou maior a 90% para um período de variabilidade futura de 20 anos, que deve constar do documento de Certificação de Medições Anemométricas e de Produção Anual de Energia, expresso em MWh/ano;

$TEIF$ é a taxa de indisponibilidade forçada;

IP é a taxa de indisponibilidade programada;

ΔP é a estimativa do montante de consumo interno mais as perdas até o ponto de conexão, em MWh/ano.

Dessa forma, considerando uma distribuição normal, o valor de $P90_{ac}$ deve ser igual ao calculado através da seguinte equação:

$$P90_{ac} = P50_{ac} \left(1 - \left(1,28155 \frac{\text{Incerteza Padrão}}{100} \right) \right) \quad (6)$$

Onde:

$P50_{ac}$ é a produção anual de energia certificada, referente ao valor de energia anual que é excedido com uma probabilidade de 50% para um período de variabilidade futura de 20 anos conforme constante da Certificação da Produção de Energia Elétrica;

Incerteza Padrão é o valor, em % conforme constante da Certificação da Produção de Energia Elétrica.

1.6 MÉTODO DA ENERGIA NATURAL

A avaliação do desempenho de um sistema gerador de energia elétrica pode ser determinada simulando-se matematicamente a operação do sistema ao longo de um dado período, usando uma série temporal de afluições às usinas e reservatórios, e regras de operação definidas “a priori”. Essa simulação é realizada a partir de modelos matemáticos cujas variáveis reproduzem as grandezas físicas envolvidas e cujas equações expressam as relações entre as mesmas (NEIRA, 2005).

As regras operativas dos reservatórios podem ser otimizadas por tentativa e erro ou em alguns casos (poucos reservatórios) por programação dinâmica estocástica (FORTUNATO et al., 1990; SILVA, 2001).

Obviamente, dada à complexidade de um sistema elétrico real, todos os modelos matemáticos implicam em simplificações da realidade física e o grau dessas simplificações é que distingue entre si os diversos modelos. Uma dessas simplificações consiste em substituir o sistema de diversas usinas interligadas por uma única usina equivalente abastecida com afluições convertidas para unidades de energia.

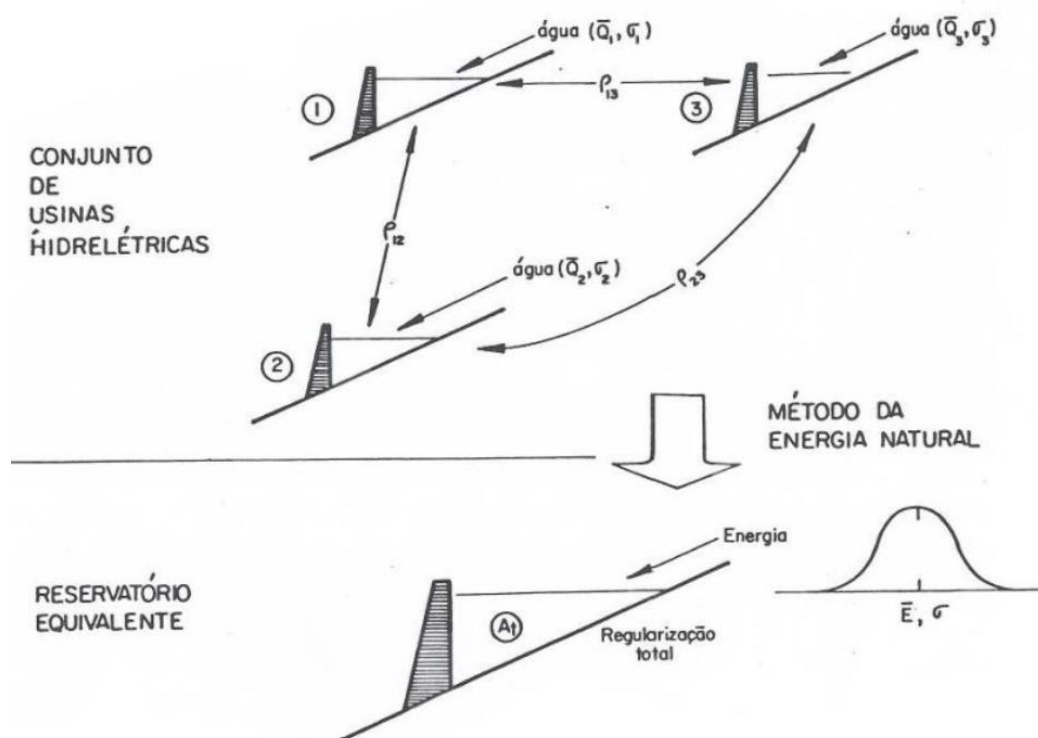
Essa simplificação proposta originalmente por CANAMBRA (1969) é conhecida como método da energia natural (*Natural Energy Hydrograph*), ou também como método do sistema equivalente (MIYAMOTO; VENTURA FILHO, 1982).

O modelo de simulação pelo método da energia natural apresenta um enfoque bastante simplificado para a simulação de um sistema hidrelétrico. Entretanto, conduz a excelentes resultados globais, principalmente se as usinas que compõem o sistema são dotadas de boa regularização a montante, ou se forem totalmente desprovidas de regularização. Fill (1980) e Gomide (1986) mostram que os erros decorrentes das simplificações do método da energia natural são aceitáveis perante outras incertezas no planejamento (e.g. erros na estimativa das vazões, volumes reais dos reservatórios, usos múltiplos da água).

A FIGURA 6 ilustra esquematicamente o procedimento do método da energia natural, onde as usinas 1, 2 e 3 representam um conjunto de usinas hidrelétricas

interligadas que são substituídas por uma única usina com um reservatório equivalente abastecida com afluências convertidas para unidades de energia.

FIGURA 6 – REPRESENTAÇÃO DO MÉTODO DA ENERGIA NATURAL



FONTE: CEHPAR (1991)

As vazões naturais dos rios podem para cada usina ser convertidas em energia não regularizada, ou “energia natural” multiplicando-se essas vazões pela queda líquida média, pelo rendimento das máquinas e pela aceleração da gravidade. Somando-se as energias naturais das várias usinas, obtém-se a energia natural do sistema, resultando:

$$EN(t) = \sum_{i \in U} \left(\frac{g \bar{H}_i \eta_i}{1000} \right) Q_i(t) \quad (7)$$

Onde:

$EN(t)$ é a energia natural do sistema, em MW médio (MW mês/mês);

g é a aceleração da gravidade (9,81 m/s²);

\bar{H}_i é a queda líquida média da usina “i”, em m;

$Q_i(t)$ é a vazão natural da usina “i”, em m³/s no mês t ;

η_i é o rendimento médio do conjunto turbina-gerador da usina “i”;

U é o conjunto das usinas do sistema.

O termo entre parênteses é denominado produtividade da usina e denotado por K_i , expresso em $\text{MW}/\text{m}^3\text{s}^{-1}$.

Os volumes úteis dos reservatórios também podem ser expressos em termos de energia, calculando-se a geração possível com a água armazenada através de todas as usinas a jusante. A soma dessa capacidade energética de todos os reservatórios constitui o armazenamento (reservatório de energia) total, que pode ser usado para regularizar a energia natural do sistema, para atender a uma dada demanda de energia (FILL, 1979).

Sendo a produtividade K_i da usina “ i ” dada por:

$$K_i = \frac{g\bar{H}_i\eta_i}{1000} \quad (8)$$

A capacidade máxima do reservatório de energia equivalente $A_{m\acute{a}x}$ em $\text{MWm\^e}s$ é obtida através da relação:

$$A_{m\acute{a}x} = \sum_{j \in R} \frac{V_j}{2,628} \left(\sum_{i \in J} K_i \right) \quad (9)$$

Onde:

$A_{m\acute{a}x}$ é a capacidade máxima do reservatório de energia equivalente, em $\text{MWm\^e}s$;

K_i é a produtividade da usina “ i ”, $\text{MW}/\text{m}^3\text{s}^{-1}$;

V_j é o volume útil do reservatório “ j ”, em Hm^3 ;

J é o conjunto de usinas à jusante do reservatório “ j ”;

R é o conjunto de reservatórios do sistema.

A análise do sistema se torna, então, análoga ao estudo de regularização de um único reservatório e uma única usina hidrelétrica. É assumida a integração elétrica total entre todas as usinas do sistema, sem limitações e geralmente as simulações são feitas na escala mensal, de modo que a energia natural corresponda a uma potência média mensal.

No caso da série de aflúncias utilizada na simulação ser a própria série histórica, a demanda máxima que o sistema (equivalente) pode suprir sem déficit é denominada de energia firme (EF), definida anteriormente.

A simulação para obtenção da EF associada ao sistema com armazenamento $A_{máx}$ é dada através da aplicação do seguinte algoritmo (PÉRICO, 2014):

Arbitra EF < Energia Média

$$A(0) = A_{máx} \quad (10)$$

Para t = 1,2, ...,

$$A(t) = \min \left\{ \begin{array}{l} A_{máx} \\ A(t-1) + EN(t) - EF \end{array} \right. \quad (11)$$

Variar EF até que $A_{mín} = \min A(t) = 0$

A EF é obtida iterativamente simulando o reservatório equivalente como um sistema onde ingressa a EN e sai uma EF constante no tempo, a EF varia nas iterações até obter um valor que garanta que o armazenamento mínimo obtido na simulação é zero.

O período que corresponde ao intervalo entre $A(t) = A_{mín} = 0$ e o tempo anterior com $A(t) = A_{máx}$ é denominado período crítico (PC), ou seja, é o tempo em que ocorre o esvaziamento total do reservatório equivalente.

Para a aplicação do método da energia natural, algumas hipóteses simplificadoras devem ser adotadas (FILL, 1980; CANAMBRA, 1969):

- Para converter vazão em energia natural, uma queda média deve ser escolhida em cada usina que pode diferir da queda real a cada mês. Para usinas com reservatórios, o nível de montante depende da função do reservatório do sistema, das afluições naturais e da posição da usina no diagrama de carga do sistema. O nível de jusante varia com a vazão defluente e o nível do reservatório a jusante. Geralmente se assume a queda média como aquela correspondente ao reservatório com 50% do volume útil e o nível de jusante para uma vazão defluente igual a 110% da vazão média. O erro resultante dessa simplificação afeta pouco o resultado que é o valor da energia firme do sistema.
- As vazões naturais devem ser corrigidas pela evaporação líquida dos reservatórios. A evaporação líquida é definida como a diferença entre a evaporação da superfície líquida do reservatório e a evapotranspiração real da área inundada. Isso não cria maiores problemas, podendo a evaporação líquida ser avaliada como função da área do reservatório das afluições

naturais e ser subtraída das afluências naturais, embora se deva considerar uma área média para o reservatório (usando o mesmo critério da queda média). CEHPAR (1979) mostra em detalhe como esta correção pode ser estimada convenientemente.

- Está implícito no método que toda energia natural e armazenada é usável, isto é, enquanto aquela for menor que a carga ou esta for menor que o armazenamento máximo não haverá vertimentos. Essa condição é difícil de verificar-se plenamente, mas está próxima da realidade durante épocas de estiagem em sistemas bem regularizados e hidrologicamente homogêneos. O vertimento das usinas a fio d'água e sem regularização a montante, não coloca problemas, podendo ser eliminado das energia naturais, limitando-se (truncando) essas à produção máxima da usina.
- Na simulação da operação do sistema, a energia natural em cada período é comparada com a carga, para decidir se o reservatório de energia será deplecionado ou enchido. A distribuição do armazenamento entre os diferentes reservatórios do sistema (prioridades) e restrições à sua operação (vazões mínimas, curvas de controle) são ignoradas. Admite o método que a operação do sistema é suficientemente flexível para utilizar de alguma forma o armazenamento disponível na geração de energia. Eventuais perdas de água dos reservatórios por limitações locais ou erros de operação podem ser considerados de forma aproximada por um chamado "rendimento operacional" das unidades geradoras.
- Uma restrição evidente para o enchimento dos reservatórios são as vazões naturais nos locais onde não existam reservatórios. Se houver um excesso de energia natural no trecho à jusante do reservatório, ela não pode ser acrescida ao armazenamento. Entretanto este efeito pode ser levado em conta separando a energia natural incremental afluyente aos aproveitamentos a fio d'água e desconsiderá-la na equação do balanço de armazenamento.

Pode-se dizer, que apesar dessas hipóteses simplificadoras bastante fortes, o método da energia natural conduz a resultados satisfatórios, principalmente no estudo de alternativas, desde que o sistema esteja voltado primordialmente à produção de energia elétrica e onde os diversos aproveitamentos não estejam sujeitos a um conjunto complexo de restrições e regras de operação tal como ocorre em

desenvolvimentos de propósitos múltiplos. Fill (1980) mostrou que as diferenças em relação a modelos de simulação individualizados raramente ultrapassam os 5%.

Comporta ainda o método de energia natural a simulação da operação de usinas térmicas, quer seja em regime complementar (usando curvas-guia) ou na base (onde se soma uma constante ao sistema hidrelétrico). No caso do regime complementar compara-se o armazenamento em cada instante ao valor da curva guia; se for superior a esta a térmica é desligada ou gerando o mínimo, caso contrário será operada na sua capacidade máxima.

A definição da curva guia no caso da simulação sobre o período histórico é obtida a partir da curva de depleção (armazenamento *versus* tempo) durante o período crítico (CANAMBRA, 1966; FORTUNATO et al., 1990). No caso do método probabilístico (Monte Carlo), a curva guia pode ser obtida por programação dinâmica estocástica (FORTUNATO et al., 1990; SILVA, 2001).

Vale a pena ressaltar que esse método permite um cálculo rápido, inclusive manual, de sistemas hidrelétricos de complexidade razoável. Além disso, dispensa a definição de regras operativas individuais para depleção e enchimento de reservatórios cuja definição constitui um problema complexo de otimização estocástica (PÉRICO, 2014). Pode-se ainda, embora com certas aproximações, determinar as contribuições energéticas individuais de cada usina bastando, para isso, uma vez conhecido o período crítico, somar as energias naturais dessa usina, ao longo deste período, acrescentar o armazenamento a montante computando apenas a queda da usina considerada, e dividir pelo número de meses do período crítico (FORTUNATO et al., 1990).

1.6.1 Vazão Natural

O setor elétrico tem adotado o termo de vazão natural para identificar a vazão que ocorreria em uma seção do rio se não houvessem as ações antrópicas na sua bacia contribuinte tais como: regularizações de vazões realizadas por reservatórios, desvios de água, evaporações em reservatórios e usos consuntivos (irrigação, criação animal e abastecimentos urbano, rural e industrial). A vazão natural é obtida por meio de um processo de reconstituição, que considera a vazão observada no local e as informações relativas às ações antrópicas na bacia (ONS, 2017). CEHPAR (1979), no Projeto HG-38, apresenta um método prático de calcular a vazão natural.

1.7 CURVA DE REGULARIZAÇÃO

O problema da regularização de vazões por um reservatório ocorre frequentemente na engenharia hidrológica e possui grande interesse prático. A curva de regularização fornece, para cada volume útil locado em abscissa, a vazão firme ou garantida. Na obtenção da curva de regularização, o volume útil é determinado com base nos déficits existentes entre a vazão a ser regularizada e a vazão afluente. Por sua vez, a vazão firme ou garantida é sempre expressa como média sobre um intervalo de discretização (dia, mês, ano) assim como as vazões afluentes. No caso da vazão firme, a “garantia” (probabilidade de sucesso) não é qualificada pois a curva de regularização é obtida mediante a aplicação do chamado “método histórico” ou diagrama de Rippl (GOMIDE, 1986) que fornece o máximo déficit acumulado do período histórico como volume necessário. Nesse caso, está se projetando o reservatório para ser bem sucedido caso a vazão futura seja igual à do passado. A quantificação da probabilidade de sucesso pode ser feita através da abordagem experimental pelo Método de Monte Carlo ou com simplificações pela teoria estocástica dos reservatórios (GOMIDE, 1986), associada ao conceito de tempo de retorno (ou recorrência); esses conceitos são abordados nos capítulos seguintes.

A medida que cresce o intervalo de discretização do tempo (dia, mês, ano), o volume útil necessário para regularização é sistematicamente subestimado porque a variabilidade das vazões dentro do intervalo de discretização está sendo sempre desprezada e ela é tanto mais importante quanto maior é o intervalo de discretização do tempo adotado (NEIRA, 2005).

O máximo déficit acumulado (D_n) para uma sequência de aflúências líquidas é definida como (GOMIDE, 1975):

$$D_n = -\min[X_k + X_{k+1} \dots X_m] \quad (12)$$

$$1 \leq k \leq m \leq n$$

Onde:

X_i é a aflúência líquida dada pela diferença entre a vazão natural e a demanda;
 n é o tamanho da série histórica.

Um método prático de se calcular o máximo déficit acumulado é o chamado *Sequent Peak Method* que consiste no seguinte algoritmo (LOUCKS et al., 1981):

$$K_0 = 0$$

$$D_n = 0$$

Para $t = 1, 2, \dots, n$

$$K_t = \max \begin{cases} K_{t-1} - X_t \\ 0 \end{cases} \quad (13)$$

Se $D_n < K_t$: $D_n = K_t$

A curva que neste texto foi denominada de Curva de Regularização do parque eólico, mais precisamente poderia ser definida como o armazenamento externo (e.g. hidráulico) necessário para garantir o suprimento de energia, em substituição a disponibilidade reduzida das usinas eólicas quando a velocidade do vento é reduzida (inferior a capacidade firme ou garantida).

1.8 TEMPO DE RETORNO

Seja um evento F qualquer que pode ocorrer ao longo do tempo. Associa-se o evento F à falha do sistema. Seja também τ o intervalo de tempo entre sucessivas ocorrências de F . A variável τ é aleatória, visto que os fenômenos que causam as falhas também são. Define-se o tempo de retorno (Tr) do evento F como o valor esperado de τ ($Tr = E[\tau]$).

Seja p a probabilidade de ocorrência de F em um dado intervalo de tempo t , então para eventos F independentes, resulta:

$$Tr = 1p + 2qp + 3q^2p + \dots = p \sum 1 + 2q + 3q^2 + \dots \quad (14)$$

Onde $q = 1 - p$ é a probabilidade de não ocorrência de F .

A série de potência equivale a expansão em série de:

$$(1 - q)^{-2} = 1 + 2q + 3q^2 + \dots \quad (15)$$

Assim resulta:

$$Tr = \frac{p}{(1 - q)^2} = \frac{p}{p^2} = \frac{1}{p} \quad (16)$$

No caso de eventos dependentes o tempo de retorno será função da probabilidade condicionada da ocorrência de F em um ano n dado, não ocorrer nos $n - 1$ anos anteriores. Seja S_t o evento de “sucesso em t anos” e s_{t-1} o evento sucesso no t ésimo ano.

Então:

$$Tr = 1P(S_0)[1 - P(s_1|S_0)] + 2P(S_1)[1 - P(s_2|S_1)] + 3P(S_2)[1 - P(s_3|S_2)] + \dots \quad (17)$$

Onde $P(A)$ é a probabilidade do evento A . Supondo que $P(s_{t+1}|S_t)$ seja constante e independente de t e notando que:

$$P(S_t) = P(S_{t-1}) \cdot P(s_t|S_{t-1}) \quad (18)$$

Resulta:

$$Tr = P(S_0)\{[1 - P(s_t|S_{t-1})] + 2[1 - P(s_t|S_{t-1})]P(s_t|S_{t-1}) + 3[1 - P(s_t|S_{t-1})P^2(S_{t-1})]\} \quad (19)$$

Dado que $P(S_0) = 1$ (no início do período do sistema é bem sucedido sempre) e denotando $\lambda = P(s_t|S_{t-1})$

$$Tr = (1 - \lambda)(1 + 2\lambda + 3\lambda^2 + K) \quad (20)$$

Ou seja:

$$Tr = (1 - \lambda) \frac{1}{(1 - \lambda)^2} = \frac{1}{1 - \lambda} \quad (21)$$

Que mostra que o conceito de tempo de retorno pode ser aplicado também para eventos de falha não independentes no tempo. Note que a probabilidade de falha de um reservatório de regularização plurianual depende de falhas em anos anteriores, pois nesse caso o ano se inicia com o reservatório já deplecionado.

1.9 O MÉTODO DE MONTE CARLO

O Método de Monte Carlo pode ser descrito como método de simulação estatística que utiliza sequências de números aleatórios para desenvolver simulações.

Em outras palavras, é visto como método numérico universal para resolver problemas por meio de amostragem aleatória (aproximação da solução) (SOBOL, 1994).

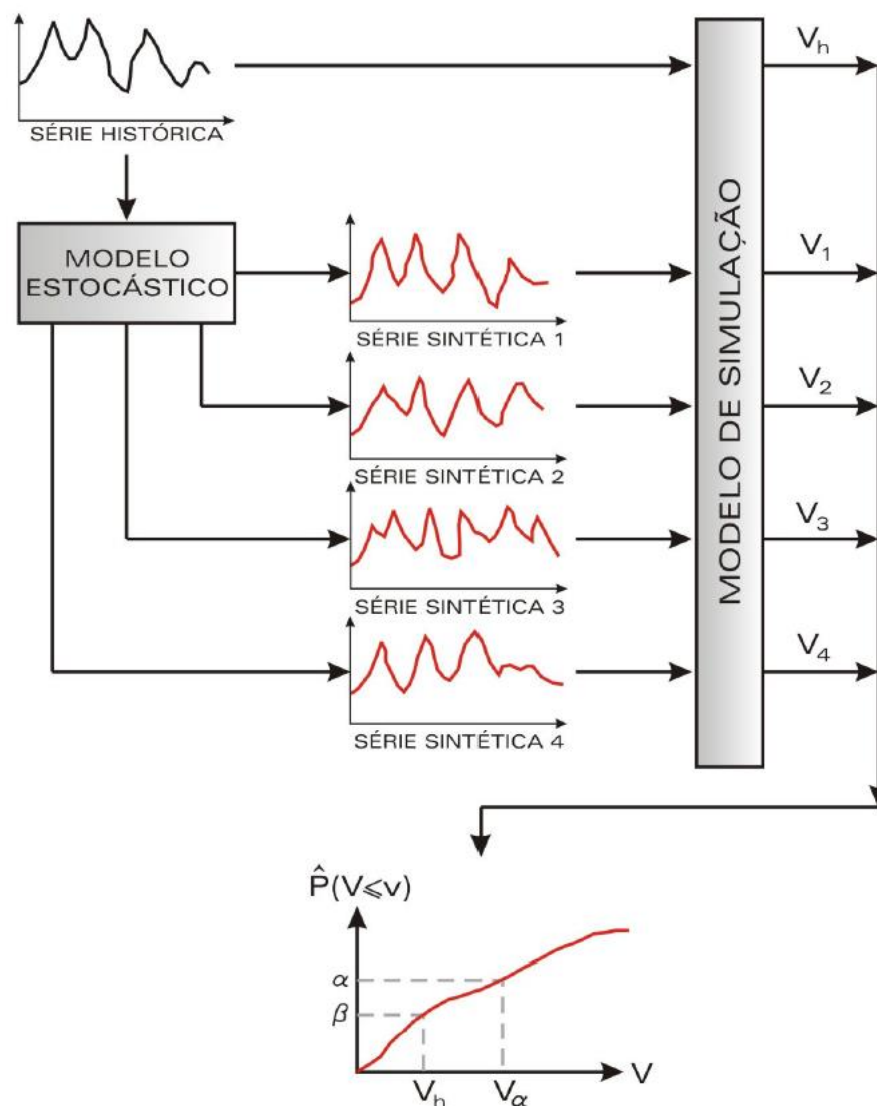
O Método de Monte Carlo é utilizado rotineiramente em muitos campos do conhecimento que vão desde simulação de complexos fenômenos físicos a econômicos. Alguns exemplos de aplicação deste método, em diferentes áreas são: (i) Finanças – séries macroeconômicas e opções futuras; (ii) Energia – operação de reservatórios; (iii) Análise de projetos – opções reais.

No dimensionamento de usinas hidrelétricas, uma vez conhecidas as propriedades estatísticas das séries históricas de vazões, o Método de Monte Carlo pode proceder fazendo as amostragens aleatórias a partir das mesmas. Este processo é repetido um número grande de vezes e o resultado desejado é obtido por meio de técnicas estatísticas (média, mediana, desvio padrão, curtose e coeficiente de assimetria) sobre um determinado número de realizações (amostras) (CALDEIRA, 2016).

A hidrologia estocástica oferece meios para a geração de inúmeras sequências do fenômeno, independentes entre si e denominadas “séries sintéticas”. Cada sorteio gera uma nova série, diferente da histórica, mas com as mesmas propriedades estatísticas e, igualmente prováveis. Como as séries são distintas entre si, são obtidos diversos resultados provenientes das simulações, ao invés de um único resultado (caso apenas a série histórica estivesse disponível), permitindo ao planejador tomar sua decisão baseado não apenas em um evento isolado, mas na análise probabilística do fenômeno estudado (VOSE, 1996).

A FIGURA 7 mostra a representação do Método de Monte Carlo.

FIGURA 7 - REPRESENTAÇÃO DO MÉTODO DE MONTE CARLO



FONTE: Kelman (1987)

As vantagens da simulação Monte Carlo são (VOSE, 1996):

- Correlações e outras interdependências podem ser modeladas;
- Níveis mais elevados de precisão podem ser obtidos pelo aumento do número de interações;
- Cálculos matemáticos complexos podem ser incluídos sem muita dificuldade.

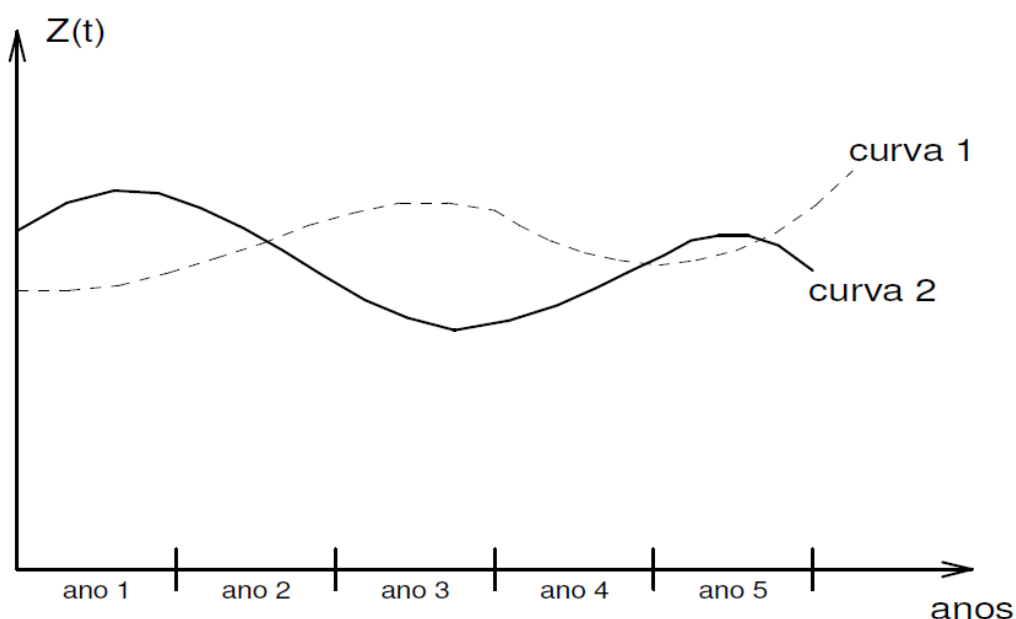
1.10 GERAÇÃO DE SÉRIES SINTÉTICAS

Uma série sintética é uma série temporal gerada através de uma equação matemática, que representa um processo estocástico. As séries sintéticas devem ser

capazes de replicar as estatísticas da série histórica real como: momentos de primeira, segunda e terceira ordens, dependência temporal e dependência espacial.

Medindo-se, por exemplo, a vazão afluyente mensal a um dado local por um período de cinco anos, pode-se observar a curva 1 da FIGURA 8. Realizando-se as mesmas medições para outro segmento de cinco anos, obtém-se outra curva, que é em geral diferente da primeira.

FIGURA 8 – HIDROGRAMA DE VAZÕES AFLUENTES MÉDIAS ANUAIS



FONTE: Jardim (2009)

Estas curvas são chamadas de trajetórias ou realizações do processo que está sendo observado. Este pode ser modelado por um processo estocástico, que nada mais é do que o conjunto de todas as possíveis trajetórias que podem ser observadas com as respectivas probabilidades. Cada trajetória é também chamada de série temporal (JARDIM, 2009).

Na prática, só está disponível uma realização do processo estocástico: a série histórica. Assim, para cada instante do tempo (dia, mês, ano, etc.), o processo estocástico é uma variável aleatória. O valor observado em um instante t qualquer (valor da série histórica no instante t) nada mais é do que o valor “amostrado” da distribuição de probabilidade associado à variável aleatória do processo estocástico no instante t .

Um processo estocástico é totalmente descrito pelo conjunto de todas as séries temporais que o compõem com suas respectivas probabilidades, ou seja, pela distribuição de probabilidade conjunta de todas as variáveis aleatórias envolvidas. Como na realidade não estão disponíveis o conjunto de todas as séries temporais nem a distribuição de probabilidade conjunta de todas as variáveis aleatórias, a modelagem de séries sintéticas tem por objetivo ajustar um modelo pelas propriedades estatísticas da série histórica de modo que esta tenha sido produzida por este modelo e a partir dele obter séries sintéticas que representem as séries temporais que podem ser “amostradas” do processo estocástico (JARDIM, 2009).

Nesta dissertação utiliza-se um modelo Autoregressivo de Primeira Ordem (AR(1)) para geração de séries sintéticas de energia. Para distribuição marginal, optou-se por usar a distribuição log-normal de três parâmetros (LN3), muito utilizada para representar afluências médias anuais ou mensais (CALDEIRA, 2016). Uma das premissas do modelo AR(1) é que as variáveis aleatórias por ele modeladas tenham distribuição normal (BOX et al., 2008). Para a geração de variáveis aleatórias normalmente distribuídas, apresenta-se o modelo conforme Press, et al. (1989). Inicialmente foi adotada a hipótese da distribuição LN3 para as séries históricas (FILL, et al., 2006):

$$Z_t = \frac{\ln(E_t - \xi) - m}{d} \sim N(0,1) \quad (22)$$

Onde:

Z_t é a variável aleatória normal padrão;

E_t é a energia afluenta no mês t ;

ξ é o parâmetro de deslocamento da distribuição e

$$m = E[\ln(E_t - \xi)] \quad (23)$$

$$d^2 = \sqrt{Var[\ln(E_t - \xi)]} \quad (24)$$

Onde $E[\ln(E_t - \xi)]$ e $Var[\ln(E_t - \xi)]$, respectivamente, o valor esperado e a variância de $\ln(E_t - \xi)$.

Assumindo para as afluições um modelo AR (1), as variáveis Z_t podem ser geradas por um modelo markoviano simples (FILL, et al., 2006):

$$Z_t = \rho Z_{t-1} + \sqrt{1 - \rho^2} U_t \quad t = 1, 2, \dots, T \quad (25)$$

Onde:

ρ é o coeficiente de autocorrelação de $\ln(E_t - \xi)$;

U_t é a variável aleatória normal padrão $N(0,1)$, independente de Z_t ;

Atribuindo-se zero ao valor inicial de Z_t (e.g. $Z_0 = 0$), gera-se a sequência Z_t pela Equação (25). Obtém-se, assim, uma série com distribuição $N(0,1)$, que precisa ser convertida em $E_t \sim LN3$ por meio da inversão da Equação (22):

$$E_t = \xi + \exp(Z_t d + m) \quad (26)$$

Os parâmetros m, d e ξ podem ser estimados a partir da amostra (série histórica) pelo método dos quantis combinado com o método da máxima verossimilhança, mediante as Equações (27) a (29) (FILL; NEIRA, 2008):

$$\hat{\xi} = \frac{E_1 E_{(n)} - E_{mediana}^2}{E_1 + E_{(n)} - 2E_{mediana}} \quad (27)$$

$$m = \frac{\sum_1^n \ln(E_i - \xi)}{n} \quad (28)$$

$$d^2 = \frac{\sum_1^n [\ln(E_i - \xi) - m]^2}{n} \quad (29)$$

Onde:

E_i é o i -ésimo valor ordenado da energia média mensal da série histórica;

$E_{mediana}$ é a mediana de valores observados da energia média mensal;

n é o número de observações da série histórica;

E_1 é o maior valor observado da série histórica de energia média mensal;

E_n é o menor valor observado da série histórica de energia média mensal.

2 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

Neste capítulo apresenta-se uma revisão de trabalhos de relevância técnico-científica de diversos autores para a análise da integração hidroeólica e a avaliação do efeito de usinas eólicas sobre a capacidade de regularização dos sistemas elétricos. A revisão bibliográfica começa com estudos internacionais referentes à integração de energia eólica em sistemas elétricos; posteriormente é feita uma revisão de estudos de integração no Brasil e finalmente os estudos do impacto da agregação de novas fontes na capacidade de regularização do sistema brasileiro.

2.1 INTEGRAÇÃO HIDROEÓLICA

Os estudos de integração da energia eólica no sistema elétrico variam entre estudos simples, estudos detalhados e estudos evolucionários segundo Acker et al. (2012). Os estudos simples abrangem a avaliação estatística do impacto da energia eólica na variabilidade da carga e à previsão da incerteza. Esse tipo de estudo fornece um indicador básico da quantidade de flexibilidade que o sistema precisa para acomodar a variabilidade e incerteza adicional que a energia eólica gera na carga. Os estudos simples são dirigidos normalmente à determinação dos impactos, em escalas de tempo, das reservas operacionais. Os estudos detalhados simulam o planejamento do sistema num modelo detalhado de custo de produção, incluindo a interação com sistemas vizinhos através do mercado de eletricidade. Os resultados deste tipo de estudo fornecem estimativas de custos de integração do vento devido à maior necessidade de serviços auxiliares. Um estudo simples é geralmente realizado como parte de um estudo detalhado. Os estudos evolucionários realizam um estudo detalhado, mas incluindo comparações do sistema de potência simulado com energia eólica versus outro conjunto de fontes de geração, com a finalidade de deduzir o valor global da energia eólica no sistema elétrico. Esses estudos são considerados “evolucionários” porque comparam diferentes abordagens para a evolução do futuro sistema elétrico, as quais envolvem estruturas de mercado, regras de funcionamento, etc.

2.1.1 Estudos simples

Bélanger et al. (1998) fazem uma modelagem da produção de sete parques eólicos distribuídos em diferentes regiões em Québec (Canadá) com a finalidade de compreender o funcionamento e o tipo de serviço da energia eólica. O estudo confirma uma forte correlação entre o comportamento da demanda de energia do sistema e do vento. Porém, sendo a produção de energia eólica errática e imprevisível, é sempre possível que não se tenha vento, fazendo com que a geração de energia disponível seja baixa durante os períodos de pico de demanda. Para a simulação foram utilizados dados de velocidade de vento horários do ano 1994 e não foram consideradas as variações da temperatura e a pressão do ar nos cálculos da energia gerada. O artigo conclui que um projeto de energia eólica dimensionado para responder a uma determinada demanda tem que ter um sistema de respaldo confiável e flexível que compense os períodos de baixa produção nos quais o vento é pouco ou nulo. Outras conclusões do artigo são: a flutuação do vento é menor quando o parque eólico é distribuído geograficamente, e que quando a produção de energia eólica excede a demanda, o excedente da energia produzida pode ser guardado no sistema de respaldo (por exemplo água nos reservatórios).

Castronuovo e Lopes (2004) desenvolvem uma abordagem de otimização para a operação conjunta de energia eólica e hidrelétrica, definindo uma estratégia operacional para o trabalho conjunto de uma central reversível e um parque eólico em Portugal. O trabalho inclui os ganhos econômicos obtidos pela operação conjunta e propõe um modelo geral para o gerenciamento da energia armazenada utilizando um algoritmo de programação dinâmica aplicado no sistema estudado.

Jaramillo et al. (2004) trabalham com um sistema hidro-eólico hipotético localizado no México tendo como finalidade produzir energia constante sem as flutuações inerentes à velocidade de vento. O modelo estudado mostra que o sistema híbrido avaliado pode prover 20 MW de potência firme compensando as flutuações eólicas. O desempenho do sistema, composto por uma usina hidrelétrica e uma usina eólica, foi avaliado considerando o fator de capacidade do parque eólico e o fator de capacidade da central hidrelétrica considerando que os parâmetros mais importantes que afetam os fatores de capacidade são: a disponibilidade de vento, o desempenho dos aerogeradores, a disponibilidade hídrica e o desempenho das turbinas hidráulicas.

Suomalainen et al. (2015) avaliam a distribuição temporal e espacial do vento e a energia hidráulica juntamente com a demanda de eletricidade e os preços do mercado com a finalidade de ter uma percepção do comportamento da energia eólica em diferentes partes da Nova Zelândia. Os autores fizeram correlações entre o comportamento sazonal do vento, da energia hidráulica, da demanda e dos preços de energia no mercado. Na abordagem do trabalho são separados os desvios diários do valor sazonal esperado, concluindo que para alguns locais, as anomalias têm uma correlação mais significativa com os preços da eletricidade do que os padrões sazonais próprios. Essa conclusão indica que os resultados das correlações das anomalias do vento em diferentes locais podem fornecer informações valiosas sobre a disponibilidade de recursos eólicos em períodos críticos do ano, permitindo identificar os locais que podem equilibrar otimamente a volatilidade dos preços durante esses períodos, maximizando lucros para os investidores.

François et al. (2016) avaliam a integração de energia eólica, solar e a energia gerada por centrais hidrelétricas a fio d'água simulando o comportamento dessas fontes em relação à demanda. O trabalho é feito com séries de dados diários de 33 anos e simula o sistema sem a intervenção de outras fontes e sem considerar o sistema de transmissão. A avaliação é feita para doze diferentes locais da Europa com a finalidade de considerar uma vasta gama de condições climáticas. O artigo conclui que uma ótima integração das três fontes avaliadas mostra uma alta taxa de participação das usinas a fio d'água para todas as regiões.

Gebretsadik et al. (2016) desenvolvem um método de avaliação da confiabilidade de recursos eólicos que tem por finalidade a ótima utilização dos reservatórios maximizando a geração de energia firme na integração de energia eólica e hidrelétrica. Uma combinação de um modelo de recursos hídricos para um sistema de reservatórios que implementa um algoritmo de programação linear baseado em priorizar a demanda e um modelo de um sistema de rede elétrica de um único nó é implementado em um passo de tempo horário. Este modelo foi acompanhado por um solucionador de algoritmos genéticos globais para determinar alvos de operação ótimos para cada reservatório de armazenamento, visando maximizar a geração de energia do percentil 90 produzida pela integração do vento e da energia hidrelétrica ao longo de todo o período de simulação. O modelo foi aplicado para uma bacia na África do Sul. O resultado obtido indica que uma alta regulação do vento e da energia hidrelétrica pode ser alcançada como resultado da operação combinada e mostra um

aumento de 45% no nível de inserção do vento no sistema de energia sobre o cenário de referência.

2.1.2 Estudos detalhados

Vogstad (2000) mostra o efeito que pode ter a inserção de energia eólica sobre o sistema hidrelétrico norueguês, o qual é composto principalmente por centrais hidrelétricas. O estudo mostra um incremento no valor da energia eólica no mercado quando essa energia é incorporada juntamente com o modelo de produção hidrelétrica em comparação a uma incorporação independente da energia eólica. O incremento do valor é devido à possibilidade que a inserção de energia eólica oferece para um melhor gerenciamento de água dos reservatórios e uma redução da água vertida pelos vertedouros graças à complementaridade hidroeólica. O estudo foi feito através de uma simulação do sistema para 30 anos, utilizando dados semanais de vazão e vento e um algoritmo de programação estocástica dinâmica. Uma observação importante do estudo é que a modelagem da energia eólica a longo prazo foi feita do mesmo jeito que o feito para centrais hidrelétricas a fio d'água no sistema norueguês.

Bélanger e Gagnon (2002) estudam o comportamento do vento num sistema principalmente hidrelétrico, simulando combinações hidroeólicas utilizando dados horários (1990-1996) do comportamento da demanda, velocidades de vento e vazões em Quebec (Canadá). Os resultados mostram que a energia eólica precisa de um sistema de respaldo para compensar as flutuações do vento impondo um custo oculto e adicional ao sistema. Em sistemas grandes e interconectados as flutuações do vento são compensadas com outras fontes de energia. Uma conclusão do artigo é que quando as flutuações do vento são compensadas com centrais hidrelétricas um desenvolvimento relativamente grande da energia eólica pode gerar efeitos importantes nas vazões turbinadas nos rios, incrementando a intensidade nas flutuações de curto prazo das vazões. Esses impactos são proporcionais ao tamanho da inserção da energia eólica. Outra conclusão do artigo é que quando os parques eólicos se encontram distribuídos geograficamente em áreas com climas diferentes, as flutuações da velocidade do vento podem reduzir diminuindo a quantidade de energia de respaldo necessária para estabilizar o sistema (assim como os períodos com velocidades zeradas) e diminuindo também o impacto nas vazões turbinadas. No aspecto do planejamento energético, concluem que o desenvolvimento de energia

eólica tem que ser comparado com outras fontes que tenham um custo a longo prazo similar. Quando projetos hidrelétricos são comparados com projetos eólicos devem ser incluídos os custos adicionais da capacidade hidrelétrica necessários para manter o mesmo nível de serviço cobrindo as flutuações geradas pela variabilidade das velocidades do vento. Além disso, há de se considerar o impacto ambiental de construir essa capacidade adicional hidrelétrica como parte do desenvolvimento eólico.

Jaderstrom (2004) avalia estratégias para a coordenação hidro-eólica na Suécia, onde o sistema de transmissão em algumas áreas não tem a capacidade suficiente para uma carga adicional de produção sendo necessária uma regularização da geração de energia visando um aprimoramento na coordenação hidro-eólica. A coordenação tem que atingir a finalidade de não produzir em conjunto uma capacidade maior da que pode ser transmitida. Uma coordenação apropriada reduz os custos de expansão da rede de transmissão. O autor define estratégias utilizando um modelo de programação linear no sistema.

Angarita et al. (2009) utilizam uma técnica de otimização estocástica para maximizar a geração hidro-eólica considerando a incerteza na previsão de energia eólica na Espanha. A incerteza da geração eólica produz custo extra ao sistema, o qual é pago pelas empresas geradoras de energia eólica gerando uma diminuição da receita nessas empresas. O artigo demonstra que se a energia eólica é ofertada em conjunto com energia hidrelétrica o custo extra ao sistema é menor e a receita dos parques eólicos é maior.

Matervosyan et al. (2009) desenvolvem um algoritmo de planejamento diário para um sistema hidro-eólico com múltiplos reservatórios hidrelétricos. O algoritmo desenvolvido tem como restrição a transmissão do sistema, no qual as hidrelétricas têm prioridade na transmissão. A coordenação das duas fontes é necessária para minimizar os cortes de energia eólica durante as situações de congestionamento na transmissão. O algoritmo considera a incerteza da previsão do vento e a incerteza de preços no mercado de energia e foi testado para um estudo de caso na Suécia.

Hodge et al. (2011) avaliam o impacto de uma inserção de até 30 % de energia eólica e 5% de energia solar na operação das unidades de geração hidrelétricas no oeste dos Estados Unidos. As mudanças na operação das unidades de geração hidrelétricas são avaliadas considerando a agregação de todas as unidades e também considerando unidades individuais. O autor avalia a flexibilidade dos geradores das

usinas hidrelétricas, as quais são normalmente vistas como o complemento perfeito da variabilidade e incerteza da energia eólica e solar. O trabalho conclui que a flexibilidade nas unidades de geração hidráulica podem ser um fator importante na redução do custo total do sistema sempre que essa flexibilidade estiver disponível.

Hirth (2016) avalia o valor do mercado eólico em sistemas nos quais prevalecem usinas hidrelétricas com grandes reservatórios, como na Suécia. O valor de mercado da eletricidade gerada a partir do vento declina com a inserção de energia eólica, mas tende a diminuir a um ritmo mais lento se a energia hídrica estiver presente. Devido à flexibilidade de despacho, a energia hidrelétrica compensa a variabilidade da saída de energia eólica mitigando a queda do valor da energia eólica. Os resultados do artigo indicam que ao passar de 0% a 30% de inserção eólica, a hidrelétrica mitiga a queda de valor em um terço. Os benefícios da energia hidrelétrica parecem se estabilizar em cerca de 20% de inserção de vento, sugerindo que a flexibilidade hidráulica está “exausta” neste nível. Não só a energia eólica é mais valiosa na presença de energia hidrelétrica, mas hidroeletricidade também se torna mais valiosa emparelhada com a energia eólica.

Williams e Quyen (2016) analisam o impacto da intermitência, causada pela mudança climática, na produção hidroeólica quando a energia eólica é integrada ao sistema. O modelo utilizado foi desenvolvido utilizando otimização dinâmica estocástica de dois períodos. O trabalho mostra que o aumento da intermitência do vento conduz a um aumento do preço da eletricidade. Além disso, o aumento da incerteza nas vazões devido às mudanças climáticas levará a um aumento na produção hidrelétrica e um aumento na probabilidade de transbordamentos em períodos futuros.

2.1.3 Estudos evolucionários

Benitez et al. (2008) desenvolveram um modelo de otimização matemática não linear com a finalidade de estudar a economia e as implicações ambientais da inserção eólica em redes elétricas. O artigo também avalia o impacto do armazenamento hidrelétrico na redução da intermitência gerada pela energia eólica. O método adotado procura a minimização de custos de operação. O estudo foi feito para um sistema elétrico no Canadá. O artigo avalia também a redução de custos gerados pela diminuição de emissões de CO₂ ao utilizar energia hidrelétrica em vez

de energia termoelétrica na compensação de cargas de pico necessárias para a estabilização da energia eólica.

Denault et al. (2009) avaliam a complementaridade hidroelétrica considerando o efeito de diversificação do sistema, principalmente hidrelétrico, com energia eólica para reduzir o risco de escassez de água. A medida do risco é baseada numa análise da simulação do déficit de produção de portfólios financeiros. O autor avalia se o nível de risco de um portfólio de geração mista (hidroelétrica) melhora o risco de um portfólio de geração hidrelétrica ao relaxar a dependência das vazões e atenuar o impacto das secas. São utilizadas funções cópula para a modelagem da dependência das duas fontes de energia. Os resultados do artigo mostram que qualquer proporção de energia eólica acima de 30% no sistema melhora o perfil de risco de déficit na produção do sistema hidrelétrico.

Scorah et al. (2012) avaliam o impacto da integração de energia eólica em sistemas sem regularização. Um modelo de otimização linear é aplicado com a finalidade de avaliar o impacto da integração eólica na operação de sistemas hidrelétricos na província de Alberta (Canada). O trabalho avalia os custos e as receitas obtidas pela redução de emissões de carbono geradas pela inserção do recurso eólico. O trabalho tem em consideração os problemas e os custos gerados pela variabilidade da fonte eólica nas linhas de transmissão.

O Estudo de Integração Eólica e Solar no Oeste dos Estados Unidos feito pelo NREL (2012) avalia os impactos operacionais e os custos da inserção de fontes com muita variabilidade na geração de energia, como a eólica e solar, no sistema. O trabalho avalia faixas de penetração dessa energia até um cenário extremo de inserção de 30% eólica e 5% solar no total do sistema oeste. Para a avaliação do comportamento do sistema para diferentes níveis de geração de energia foram utilizados quatro métodos: análises estatísticas, análises da simulação de produção horária, simulações minuto a minuto e uma análise de adequação dos recursos. A finalidade dos métodos é representar os efeitos operacionais da inserção das novas fontes de energia tendo como restrição o sistema de transmissão. Foi utilizado um modelo numérico de previsão de clima e um modelo de cobertura de nuvens via satélite para a determinação das séries temporais horárias de geração eólica e solar. O trabalho avalia três diferentes cenários com diferentes distribuições geográficas dos projetos eólicos e solares e também considera algumas linhas de transmissão teóricas. Os resultados mostram que na medida em que o nível de inserção das

citadas fontes incrementa a utilização do sistema hidrelétrico, o conjunto tem poucas mudanças no padrão de geração; no entanto, os resultados para usinas hidrelétricas individuais mostram mudanças significativas nas operações. O uso da flexibilidade de operação das usinas hidrelétricas se incrementou durante todas as horas do dia na medida que as outras energias renováveis também se incrementavam.

Acker et al. (2012) apresentam os resultados do projeto 24 (Integração de energia eólica e sistemas hidrelétricos) da Agência Internacional de Energia (IEA). A agência está composta pelos seguintes países: Austrália, Canadá, Finlândia, Noruega, Suécia, Suíça e os Estados Unidos. O projeto tinha a finalidade de estudar a integração do vento em diferentes configurações (carga, geração e transmissão) dos sistemas elétricos dos países participantes no projeto. O artigo apresenta os resultados de diversos estudos feitos com relação ao tema nos diferentes países que compõem a IEA. Os estudos consideram que a energia eólica e a energia hidráulica são recursos do sistema elétrico que respondem à carga demandada através da rede de transmissão e são controlados pelo operador da rede. Os impactos incrementais da integração do vento são melhor controlados num contexto de todo o sistema elétrico, considerando todos os recursos de carga, geração e transmissão do sistema, em relação a controlar os impactos da inserção do vento em sistemas isolados (por exemplo, a compensação de uma única planta eólica com uma única usina hidrelétrica). A abordagem da integração de energia eólica no sistema tem que considerar o impacto global gerado no sistema (por exemplo, uma análise custo benefício dirigida ao consumidor e o efeito sobre a confiabilidade do sistema de transmissão), e não apenas as exigências de compensação da variabilidade e incerteza da fonte eólica. A configuração e operação das redes de transmissão tem um grande impacto nos custos da integração do recurso eólico. A rede de transmissão é um fator importante que limita a integração eólica devido às limitações que esta pode ter. As diferentes considerações e as diferentes técnicas de modelagem têm uma importante influência nos resultados. Normalmente os estudos de integração são feitos com modelos de simulação horária de custos de produção que simulam o comportamento do sistema elétrico avaliado. Os modelos utilizados nos estudos precisam melhorar na área de previsão de energia eólica. A inserção de energia eólica no sistema é mais complexa e representa maiores custos quando o nível de inserção é aproximadamente igual ou maior a 20%, a partir do qual mudanças na operação do sistema são necessárias para uma ótima integração de fontes. À medida que a

inserção da fonte eólica é maior a flexibilidade de operação do recurso hídrico pode mitigar os impactos de integração, representando essa característica uma oportunidade econômica para as empresas hidrelétricas.

Kern et al. (2014) desenvolveram um modelo com uma estrutura baseada em sistemas para a avaliação da integração de energia eólica e os impactos nas hidrelétricas. O modelo avalia o efeito da energia eólica nos reservatórios hidrelétricos num sistema hidrelétrico no sudeste dos Estados Unidos e tem a capacidade de refletir a integração de diversas fontes de energia, de simular a operação dos reservatórios maximizando os lucros e a operação conjunta de várias fontes para minimizar os custos. A estrutura do modelo oferece flexibilidade na configuração permitindo trabalhar com energia eólica instalada em diferentes locais geográficos. Também permite trabalhar com as réguas de operação dos reservatórios e com preços estáticos ou dinâmicos de combustíveis na geração de energia com base termelétrica. O modelo inclui um componente horário de vazão natural que tem a finalidade de avaliar as mudanças horárias de vazão nos rios. Essas mudanças podem acontecer como consequência da integração da energia eólica no sistema. Na validação, o modelo reproduziu adequadamente a dinâmica dos preços do mercado e a operação dos reservatórios nas condições atuais. O modelo tem a capacidade de avaliar o impacto do incremento de energia eólica nos volumes dos reservatórios e na energia vendida pelas hidrelétricas. Foi avaliada uma inserção de 0%, 5% e 25% de energia eólica no sistema. Para uma inserção de 25% o sistema depende dos geradores de gás natural, com a finalidade de acomodar menores padrões de demanda líquida de eletricidades e incrementar a demanda por reservas de fiação. Uma inserção de 25% reduz a frequência de picos de preços associados ao uso extensivo de combustíveis e gera um incremento de preços no mercado pela ativação das unidades térmicas. Neste cenário as receitas das hidrelétricas são incrementadas. A previsão positiva ou negativa do vento tem impactos nos preços das reservas das hidrelétricas. O incremento da venda de reservas da energia hidrelétrica gera maiores operações de ligação ou parada do equipamento, as quais podem gerar impacto em sua vida útil e maiores variações nas vazões turbinadas dos rios. A capacidade hidrelétrica atual do sistema avaliado representa somente 10% da capacidade total do sistema.

2.2 ESTUDOS DE INTEGRAÇÃO NO BRASIL

Assireu et al. (2011) avaliam o potencial eólico dos reservatórios de regularização hidrelétrica, estudando a possibilidade de utilizar as áreas dos reservatórios para a instalação de aerogeradores. O artigo tem os seguintes objetivos: a avaliação do potencial eólico dos reservatórios, a avaliação da influência da topografia no comportamento do vento sobre as áreas alagadas e a avaliação da complementaridade hidroelétrica na geração de energia. O estudo foi feito para oito reservatórios no Brasil utilizados atualmente para geração de energia. Os resultados do trabalho indicam que o relevo montanhoso que envolve os reservatórios avaliados pode causar uma deflexão marcada do fluxo atmosférico em grande escala que tende a fluir mais paralelamente ao eixo principal dos reservatórios contribuindo à estabilidade da geração eólica. Os resultados também mostram a complementaridade hidroelétrica dos locais avaliados, a qual pode ajudar os reservatórios a manter um nível alto de água por um tempo maior em períodos de secas.

Ricosti (2011) avalia a inserção da energia eólica no sistema hidrotérmico brasileiro, avaliando a energia eólica como alternativa de complementação à geração hídrica, ao invés da energia térmica. A autora investiga a curva de aprendizado da tecnologia eólica no Brasil e no mundo evidenciando o potencial de competitividade quando comparada a outras fontes, como térmicas, nucleares, a gás e a carvão. A substituição do parque de expansão térmica pela eólica é simulada mediante a análise comparativa dos custos de capital, combustível, operação e manutenção, considerando a curva de aprendizado potencial. Os resultados mostram que em termos de custo a valor presente das alternativas, a geração eólica pode se tornar atrativa, tendo como atrativo adicional a redução da emissão de gases de efeito estufa. O trabalho também avalia a complementaridade entre eólicas e hidrelétricas utilizando médias mensais de velocidade de vento de 1948 a 2010 em 10 coordenadas do Nordeste e a ENA hidráulica mensal da mesma região. A avaliação da complementaridade foi feita normalizando os valores de ENA hidráulica e ENA eólica com fins comparativos. Os resultados indicam uma tendência de complementaridade sazonal intra e plurianual, porém sua validade está condicionada as hipóteses adotadas e limitação de dados eólicos e hidráulicos.

Pimenta e Assireu (2015) propõem um sistema hidro-eólico para melhorar o uso de energia renovável no portfólio de energia brasileiro. Neste esquema, os ventos locais ou remotos fornecem geração elétrica extra, de modo que as vazões de geração hidrelétrica podem ser reduzidas de acordo com a produção de energia eólica. A água economizada, por sua vez, leva a uma melhoria significativa do armazenamento dos reservatórios. Um modelo simples é desenvolvido e aplicado ao reservatório hidrelétrico de Itumbiara, no centro-oeste do Brasil. A operação do sistema hidráulico é regulada tanto pela produtividade do vento quanto pela demanda de energia. Os cenários para diferentes contribuições eólicas são comparados com observações históricas de 1994 a 2011. No modelo, a vazão turbinada é reduzida e controlada pela produção de energia eólica, melhorando a capacidade de armazenamento do sistema a longo prazo. A análise é simplificada e focada no desempenho de um sistema de um único reservatório hidrelétrico e na integração hidro-eólica, não considerando custos de produção. O desempenho do sistema híbrido é avaliado recompondo o balanço hídrico a partir de conjuntos de dados históricos. O artigo demonstra que o sistema híbrido avaliado poderia ter enfrentado períodos de seca sem comprometer o armazenamento ou a geração de hidroeletricidade.

El-Heri et al. (2016) analisam os impactos no âmbito energético da variabilidade na produção de energia eólica no Sistema Elétrico Brasileiro (SEB) através dos Custos Marginais de Operação (CMO) considerando diferentes níveis de inserção de eólicas. Também analisam o benefício de considerar a estocasticidade eólica no cálculo da política operativa do sistema. Para isto, foi utilizado um estudo de caso real com dados do SEB de 2016 até 2030 e um modelo de programação dinâmica dual estocástica, que é capaz de considerar incerteza na produção eólica e nas vazões. Os cenários de geração eólica utilizados foram feitos a partir de dados de medição de ventos e tratados com métodos matemáticos, probabilísticos e temporais. Os cenários utilizados são referentes a 4 pontos de medição que representam 4 bacias de ventos no Brasil (Rio Grande do Sul, Bahia, Ceará e Rio Grande do Norte). No total foram utilizados 2 conjuntos de 20 cenários para as 4 bacias. O primeiro conjunto trabalha com 20 cenários sintéticos equiprováveis criados para cada uma das 4 bacias; o segundo conjunto considera um aumento da variabilidade dos cenários originais utilizando um critério de alterar os desvios padrões mensais dos cenários. Para a alteração foi aplicada uma distribuição normal padronizada por mês nos cenários originais e depois foram aplicados novos desvios padrão de acordo com um

valor escolhido do coeficiente de variação mensal de 40%. O trabalho avaliou dois estudos de caso: no primeiro contou com a expansão prevista para o setor elétrico de acordo com o Plano Decenal de Energia (PDE 2014), com a entrada de aproximadamente 20 GW de energia eólica até o final do horizonte de estudo; o segundo caso contou com a entrada de aproximadamente 35 GW de energia eólica até o final do horizonte de estudo. Para cada um dos dois casos foram feitos dois cálculos da política operativa a fim de obter a Função de Custo Futuro (FCF) para as simulações. Os resultados mostram que a variabilidade na produção de energia eólica causa impactos elevados nos CMOs.

Cantão et al. (2017) apresentam mapas de correlação hidro-eólica para o Brasil calculados com dados de velocidade de vento de estações meteorológicas e dados registrados de vazões. A construção dos mapas de correlação foi baseada em células de Voronoi associadas a valores de coeficientes de correlação entre velocidades sazonais médias de vento e vazões. Os mapas permitem discernir diferentes comportamentos de correlação hidro-eólica ao longo de todo o território brasileiro.

2.3 ESTUDOS DO IMPACTO DA AGREGAÇÃO DE NOVAS FONTES NA CAPACIDADE DE REGULARIZAÇÃO DO SISTEMA

Brito et al. (2009) definem uma medida para a capacidade de regularização do sistema elétrico brasileiro levando em consideração a complementaridade termelétrica. O artigo analisa a capacidade de regularização atual do sistema além de analisar a potencial perda de sua capacidade de regularização no longo prazo devido à entrada de usinas a fio d'água. O cálculo tradicional da energia firme não representa de maneira adequada o efeito da operação das usinas termelétricas do sistema porque é feito para uma configuração puramente hidrelétrica. Isto não significa que as termelétricas eram ignoradas, mas sim, que se imaginava que todas as usinas térmicas estariam 100% acionadas ao longo de todo o período crítico. As características operativas das usinas termoelétricas são flexíveis significando que muitas térmicas não seriam acionadas no início do período crítico, quando os reservatórios estão relativamente cheios. Neste caso, a geração hidrelétrica seria utilizada para suprir não somente sua demanda "natural" (que corresponde à parcela da demanda total que está contratada com as mesmas), mas também uma demanda

“suplementar” correspondente à energia termelétrica que ainda não foi acionada. Como consequência desta geração adicional, haveria esvaziamento mais rápido dos reservatórios. No artigo foi calculada a capacidade de regularização dos reservatórios como o tempo de esvaziamento numa simulação hidrotérmica do sistema, levando em consideração a política operativa determinada pelo ONS. A simulação feita é probabilística, determinando uma distribuição de probabilidade de tempos de esvaziamento. O artigo mostra que a capacidade de regularização, até o momento, foi mais afetada pelas características do sistema termelétrico do que por qualquer mudança na capacidade de armazenamento das hidrelétricas. O efeito da entrada de usinas a fio d’água na capacidade de regularização foi investigada para uma configuração hidrelétrica prevista para o ano 2020. Os resultados mostram: uma redução de 12% na capacidade de regularização do sistema; que as térmicas são utilizadas mais intensamente em 2020, compensando dessa maneira a falta de capacidade de transferência dos reservatórios; que a restrição à construção de reservatórios levará à construção e/ou operação mais intensa de usinas termelétricas, com o objetivo de compensar a deficiência na capacidade de regularização; e que para a configuração de 2020 para cada 1% de perda de capacidade de regularização o nível de emissão do CO₂ do sistema aumenta em 38%. Ao considerar o tempo de esvaziamento dos reservatórios operados de maneira integrada com as termelétricas a capacidade média de regularização do sistema é de dois anos e meio, bem abaixo da duração do período crítico. O artigo também mostra que o real impacto das usinas a fio d’água não é o de reduzir o tempo de esvaziamento de sistema, mas sim o de aumentar o despacho termelétrico. Ou seja, devido à perda de regularização do sistema com as usinas a fio d’água, as termelétricas são despachadas com mais frequência, o que aumenta o nível de emissão de gases do efeito estufa. Este prejuízo ambiental deve ser considerado nas análises que restringem a construção de reservatórios nas usinas hidrelétricas.

Ricosti e Sauer (2013) avaliam a complementaridade multianual das fontes eólicas e hídricas no Brasil. Os resultados do artigo mostram a competitividade da energia eólica em comparação a outras fontes de geração. A substituição da expansão térmica por energia eólica foi simulada por uma análise comparativa do valor presente líquido (VPL) do combustível, os custos de operação, manutenção e capital de ambos cenários. Os resultados do VPL indicam que os custos totais da

geração eólica representam 57% dos custos térmicos totais, mostrando sua potencial atratividade além dos benefícios na redução da emissão de gases de efeito estufa.

Bezerra et al. (2013) estudam a inserção de energia eólica no SEB sob a ótica energética, admitindo uma expansão do parque hidrelétrico baseada em usinas a fio d'água. O artigo avalia diferentes cenários de inserção eólica no longo prazo por meio da simulação do despacho hidrotérmico considerando a estocasticidade na vazão e na produção de energia eólica, utilizando quatro principais métricas para indicar a inserção máxima ideal de geração eólica no sistema: o Preço de Liquidação das Diferenças (PLD) médio, o percentil 90% do PLD, o risco de déficit e a probabilidade de despacho termelétrico para atendimento à ponta. O estudo analisa os impactos sob a ótica energética através de uma modelagem individualizada e probabilística dos sistemas hidrotérmico e eólico brasileiro, utilizando um modelo de despacho hidrotérmico estocástico a usinas individualizadas. A política operativa ótima do despacho hidrotérmico foi calculada considerando 200 séries hidrológicas equiprováveis, e com geração eólica fixa igual à mediana histórica. A variabilidade da produção de energia eólica mensal e em cada patamar de demanda foi considerada na simulação final do despacho hidrotérmico. Adicionalmente, a variação do coeficiente de produção das hidrelétricas em função do nível de armazenamento foi representada em detalhe através de uma função linear por partes, o que é relevante para a simulação do atendimento à ponta. O artigo buscou representar para diferentes níveis de inserção eólica qual a capacidade do sistema de garantir o suprimento de energia de forma sustentável, suprimindo efeitos conjunturais e capturando unicamente os efeitos estruturais. Nos cenários de inserção eólica as potências instaladas totais do sistema em cada configuração estática são iguais a 8 GW, 12 GW, 20 GW, 32 GW e 64 GW. Em todos os cenários admitiu-se que a potência eólica adicional é fornecida por cada uma das quatro principais bacias eólicas brasileiras (Bahia, Ceará, Rio Grande do Norte e Rio Grande do Sul) em igual proporção. Foi selecionado um modelo estocástico de geração eólica com base na amostragem não-paramétrica e espacialmente coerente de séries sintéticas de geração eólica média mensal; construídas e selecionadas de forma independente das séries de vazão. Observou-se que a inserção eólica que permite atingir um ponto ótimo seguindo a métrica do PLD esperado é pouco superior a 40 GW. Este resultado corresponde a uma composição aproximada de 15% eólicas, 24% térmicas e 61% hidrelétricas na oferta global da garantia física. A este grau de inserção, o risco de déficit anual para

o submercado Sudeste foi estimado em cerca de 2,8%; e o risco de despacho termelétrico para atendimento da ponta para o mesmo submercado, em aproximadamente 30%. O limite de inserção calculado foi levando em conta considerações da representação dos geradores eólicos no SEB, de acordo com os procedimentos operativos atuais. O limite de inserção calculado não representa necessariamente uma limitação física do sistema, sendo possível que com a correção de algumas imperfeições destas metodologias aplicadas o sistema possa acomodar uma potência eólica ainda maior. O trabalho não avalia o impacto elétrico da inserção eólica e não apresenta uma análise econômica das diversas opções de expansão da geração para o sistema.

Fill e Hiruma (2015) analisaram a operação hidro-eólica procurando avaliar a redução na energia firme hidrelétrica resultante do uso de parte do armazenamento hidrelétrico para firmar a energia eólica. O método de análise baseia-se na determinação e no uso da curva de regularização do parque eólico e do sistema hidrelétrico integrado. Considerou-se a usina eólica de Palmas (Estado de Paraná) operando de forma integrada com o sistema hidrelétrico interligado Sul-Sudeste. A análise se restringe ao período histórico do ano 2008. Os resultados mostram que o armazenamento necessário para a regularização sazonal (intra-anual) de uma usina eólica típica da região sul representa, para um nível de regularização de 90% da energia eólica média anual, cerca de 5% dessa energia média. A redução da energia firme do sistema hidrelétrico associado é inferior a 0,5% e, portanto, dentro da precisão com que essa energia firme pode ser avaliada. No caso de regularização plurianual, o armazenamento necessário para garantir uma geração firme será consideravelmente maior, assim como acontece no caso de sistemas hidrelétricos. Os autores recomendam estimar séries temporais longas de velocidade do vento nos locais de usinas eólicas planejadas para permitir simulações plurianuais e obter as curvas de regularização correspondentes, além de desenvolver modelos de geração de séries sintéticas de velocidade do vento para estender a metodologia proposta para um enfoque probabilístico.

2.4 CONCLUSÕES DO CAPÍTULO

O capítulo mostrou uma revisão de trabalhos de diversos autores referente à integração hidroelétrica e a avaliação do efeito de usinas eólicas sobre a capacidade de regularização dos sistemas elétricos. O capítulo foi dividido em três partes: integração hidroelétrica, estudos de integração no Brasil e estudos do impacto da agregação de novas fontes na capacidade de regularização do sistema. As principais conclusões do capítulo são: i) A variabilidade e imprevisibilidade da produção eólica trazem desafios importantes do lado da operação e do planejamento do sistema; ii) Os projetos de energia eólica precisam de um sistema de respaldo para compensar as flutuações do regime de ventos impondo um custo adicional ao sistema; iii) A redução da capacidade de regularização dificulta a absorção da variabilidade sazonal e interanual da fonte eólica, e iv) Os trabalhos mostram a possibilidade que, caso a inserção eólica no sistema atinja níveis elevados, a redução da flexibilidade operativa causada pela perda da capacidade de regularização resulte em impactos econômicos no sistema através do acionamento de termelétricas.

Embora os trabalhos revisados avaliam o efeito da inserção eólica no sistema energético brasileiro a metodologia utilizada pela maioria dos trabalhos revisados é feita por meio de simulações de despacho hidrotérmico avaliando os impactos econômicos da inserção de energia eólica. A metodologia utilizada nesta dissertação é baseada na determinação e no uso das Curvas de Regularização hidrelétrica e eólica, representando uma continuação do trabalho feito por Périgo (2014) e uma complementação ao trabalho feito por Fill e Hiruma (2015) descrito neste capítulo. No trabalho de Périgo (2014) o autor analisa os efeitos de reservatórios de regularização na expansão de um sistema hidrelétrico sobre os ganhos de energia garantida e compara estes efeitos com uma expansão a fio d'água analisando o problema através de um estudo de caso considerando três usinas na região amazônica.

3 MÉTODO DE ANÁLISE E RESULTADOS

O método de análise baseia-se essencialmente na determinação e no uso da Curva de Regularização do sistema hidrelétrico e dos diferentes cenários de geração eólica determinados.

O método de análise tem a seguinte sequência:

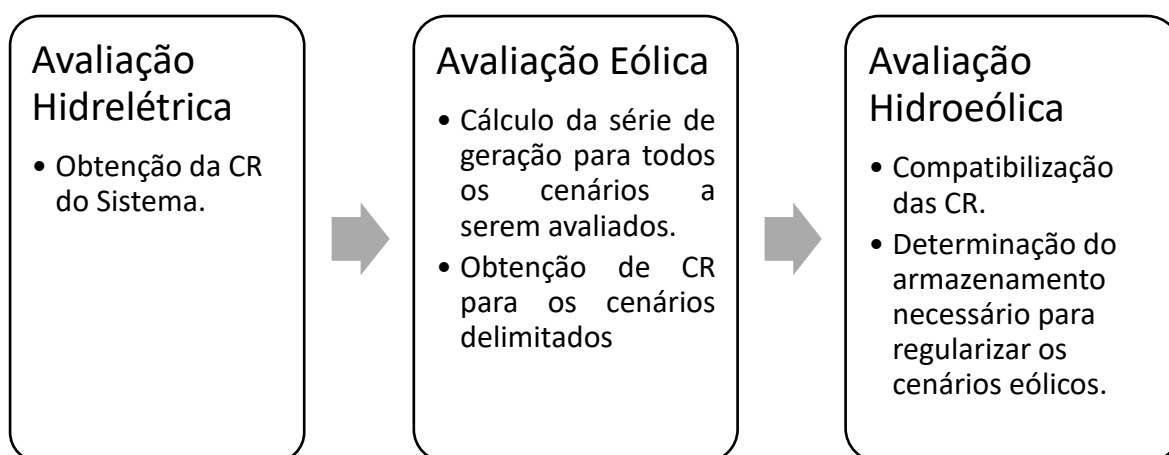
- Avaliação das usinas hidrelétricas;
- Avaliação das usinas eólicas;
- Avaliação da operação integrada hidroeólica.

Na avaliação das usinas hidrelétricas é feita uma avaliação determinística e probabilística do sistema hidrelétrico. Na avaliação determinística é obtida a Curva de Regularização do sistema com base na série histórica de Energia Natural Afluente (ENA). Na avaliação probabilística, são obtidas as Curvas de Regularização para diferentes Tempos de Retorno com base na geração de séries sintéticas de ENAs.

Na avaliação eólica é calculada a série de geração do parque com base na série histórica de velocidades de vento e a curva de potência do aerogerador escolhido, delimitando o primeiro cenário eólico avaliado. Posteriormente são definidos novos cenários com base em um incremento gradual teórico da potência de geração do parque e em um incremento da variabilidade do vento. Para o incremento da variabilidade é feita uma alteração gradual do coeficiente de variação da série histórica de velocidade de vento. Finalmente são calculadas as respectivas Curvas de Regularização para todos os cenários definidos.

Na avaliação da operação integrada hidroeólica, é feita a compatibilização da Curva de Regularização do sistema hidrelétrico com as Curvas de Regularização eólicas obtidas deterministicamente. Finalmente são determinados os armazenamentos necessários para regularizar os diferentes cenários de regularização eólicos em base às Curvas de Regularização obtidas. A FIGURA 9 mostra de maneira sucinta o método de análise proposto.

FIGURA 9 - MÉTODO DE ANÁLISE



FONTE: O autor

3.1 AVALIAÇÃO DAS USINAS HIDRELÉTRICAS

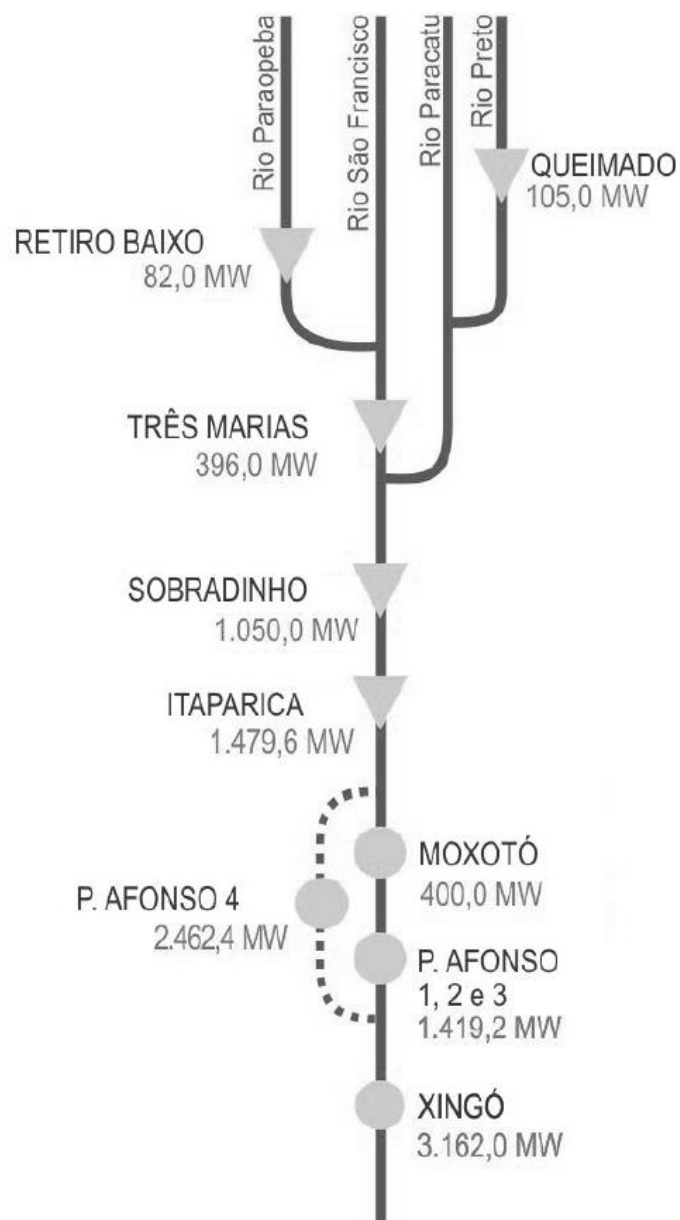
A avaliação do sistema hidrelétrico é feita na seguinte sequência: i) Determinação da área de estudo e dados utilizados; ii) Aplicação do Método da Energia Natural; iii) Cálculo do Armazenamento Máximo do Sistema; iv) Avaliação determinística, e v) Avaliação probabilística.

3.1.1 Determinação da área de estudo e dados utilizados.

O sistema hidrelétrico avaliado é mostrado na FIGURA 10, onde os reservatórios com regularização plurianual Sobradinho, Três Marias e Itaparica são os principais reservatórios da região Nordeste, representando 96,86% da capacidade de armazenamento da região (ONS, 2017f). O reservatório Sobradinho tem cerca de 320 km de extensão, com uma superfície de espelho d'água de 4.214,00 km² e uma capacidade de armazenamento de 34,1 bilhões de metros cúbicos, constituindo-se em um dos maiores lagos artificiais do mundo (CHESF, 2017). Para a avaliação do sistema hidrelétrico o complexo de usinas Paulo Afonso 1,2,3 e 4 e a usina de Moxotó, que têm em sua composição desvios de água, são avaliadas através de uma única usina: o Complexo Paulo Afonso-Moxotó, seguindo o mesmo critério adotado pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) na obtenção de séries históricas de vazões naturais para a bacia avaliada (ONS, 2017e). Na FIGURA 11 é mostrado o sistema hidrelétrico avaliado considerando o Complexo de usinas e na TABELA 3 são mostrados os dados gerais das usinas do sistema hidrelétrico considerando também

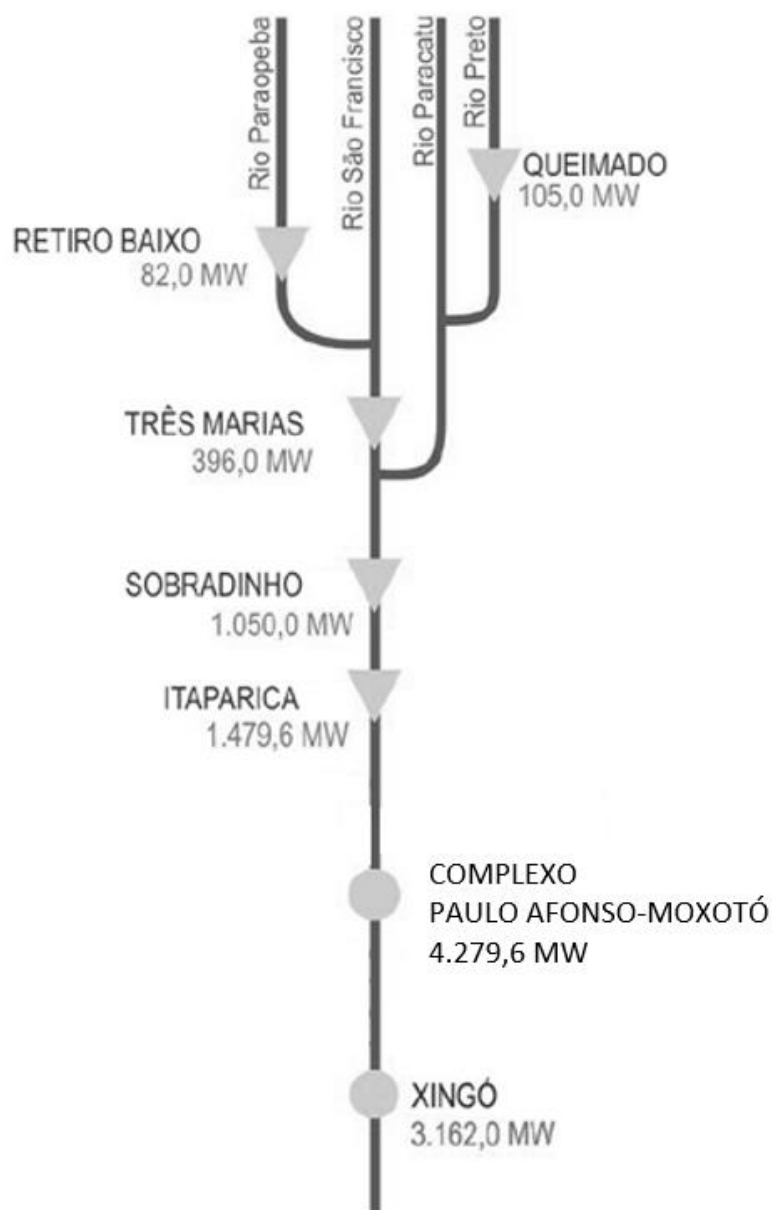
o Complexo Paulo Afonso-Moxotó. Todas as informações foram obtidas diretamente do site do ONS. As séries históricas de vazões naturais correspondem a dados mensais entre jan./1931 e dez./2014, totalizando 84 anos de dados consistentes e sem falhas. As séries históricas de vazões utilizadas se encontram no Apêndice A deste documento.

FIGURA 10 – SISTEMA HIDRELÉTRICO AVALIADO, OS TRIÂNGULOS INDICAM USINAS COM RESERVATÓRIOS DE REGULARIZAÇÃO E OS CÍRCULOS USINAS A FIO D'ÁGUA



FONTE: adaptado do ONS, 2017c

FIGURA 11 – SISTEMA HIDRELÉTRICO CONSIDERANDO O COMPLEXO P.AFONSO – MOXOTÓ.
OS TRIÂNGULOS INDICAM USINAS COM RESERVATÓRIOS DE REGULARIZAÇÃO E OS
CÍRCULOS USINAS A FIO D'ÁGUA



FONTE: adaptado do ONS, 2017c

TABELA 3 - DADOS GERAIS DAS USINAS CONSIDERANDO O COMPLEXO P. AFONSO-MOXOTÓ

Usina	Retiro Baixo	Três Marias	Queimado	Sobradinho	Itaparica	Complexo P. Afonso-Moxotó	Xingó
Queda média (m)	36,54	50,20	168,10	27,20	50,80	112,8	116,4
Rendimento	0,89	0,87	0,90	0,92	0,91	0,92	0,93
Vol. máximo (hm ³)	241,59	19,528,00	557,00	34.116,00	10.782,00	1.226,00	3.800,00
Vol. mínimo (hm ³)	200,72	4.250,00	95,25	5.447,00	7.234,00	1.226,00	3.800,00
Potência (MW)	83,70	396,00	105,00	1.050,00	1.479,60	4.279,60	3.162,00

FONTE: O autor, com dados do ONS (2017b)

3.1.2 Aplicação do Método da Energia Natural

Com os dados gerais mostrados na TABELAS 3 são calculadas as produtividades (K_i) segundo a equação (8) mostrada no item 1.6 e os volumes úteis das usinas avaliadas. Os resultados são mostrados na TABELA 4.

TABELA 4 – PRODUTIVIDADES E VOLUMES ÚTEIS DAS USINAS AVALIADAS

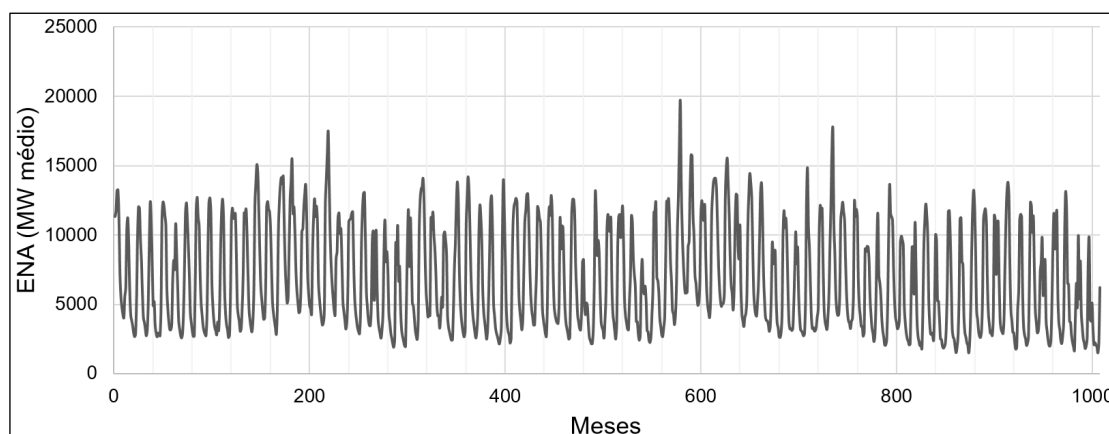
Usina	Retiro Baixo	Três Marias	Queimado	Sobradinho	Itaparica	Complexo P.Afonso-Moxotó	Xingó
K_i (MW/m ³ s ⁻¹)	0,32	0,43	1,48	0,25	0,45	1,02	1,06
Volume útil (hm ³)	40,87	15.278,00	461,75	28.669,00	3.548,00	0,00	0,00

FONTE: O autor

O cálculo mostra que a usina de Sobradinho tem o maior reservatório de regularização do sistema com 28.669,00 hm³, mas a menor produtividade (0,25 MW/m³s⁻¹) devido a ter a menor queda média. A usina de Queimado tem a maior produtividade do sistema (1,48 MW/m³s⁻¹) pelo fato que essa usina tem a maior queda média de todas. Para as usinas do Complexo Paulo Afonso-Moxotó e a usina Xingó não é considerado o volume útil de reservatório já que essas usinas trabalham a fio d'água.

As Energias Naturais Afluentes (ENAs) históricas do conjunto das usinas são calculadas segundo a equação (7) e se apresentam no Apêndice A deste documento. Na FIGURA 12 são mostradas as ENAs do sistema completo. Para as usinas á fio d'água do sistema avaliado (usinas do Complexo Paulo Afonso-Moxotó e a usina Xingó) as ENAs foram truncadas na geração máxima das usinas, conforme propõe Gomide (1986).

FIGURA 12 – ENAs DO SISTEMA HIDRELÉTRICO AVALIADO



FONTE: O autor

3.1.3 Cálculo do Armazenamento Máximo do Sistema

A capacidade máxima do reservatório de energia equivalente de cada usina e do sistema é calculada segundo a equação (9), cujos resultados são mostrados na TABELA 5.

TABELA 5 – ARMAZENAMENTO MÁXIMO DO SISTEMA

Usina	Armazenamento Máximo do Sistema			
	Nº	Vr/2,628	$\sum K_i$	Amáx (MW mês)
Retiro Baixo	r1	15,55	3,53	54,89
Três Marias	r2	5.813,55	3,21	18.659,93
Queimado	r3	175,70	4,26	749,20
Sobradinho	r4	10.909,06	2,78	30.325,07
Itaparica	r5	1.350,08	2,53	3.421,60
Compl PAF-Mox	r6	0,00	2,08	0,00
Xingó	r7	0,00	1,06	0,00
Total				53.210,70

FONTE: O autor

Os resultados mostram a importância das usinas de Sobradinho e Três Marias, as quais têm os maiores armazenamentos de energia do sistema pelo fato de terem a maior capacidade de regularização.

3.1.4 Avaliação determinística do sistema hidrelétrico

Na avaliação determinística do sistema é calculada a Energia Firme, o Período Crítico e a Curva de Regularização do Sistema.

3.1.4.1 Cálculo da Energia Firme (EF) e Período Crítico (PC)

A simulação para a obtenção da EF associada ao sistema é obtida seguindo o algoritmo mostrado no item 1.6 do documento, utilizando o Armazenamento Máximo calculado do sistema como *input* no algoritmo. O PC corresponde ao maior intervalo de tempo em que o reservatório equivalente é totalmente esvaziado e é obtido com o mesmo algoritmo utilizado para a obtenção da EF. Os resultados obtidos são mostrados na TABELA 6.

TABELA 6 – ENERGIA FIRME E PERÍODO CRÍTICO DO SISTEMA

Armazenamento Máximo do Sistema	53.210,70	MW mês
Energia Firme	5.571,37	MW médio
Período Crítico	31,00	Meses

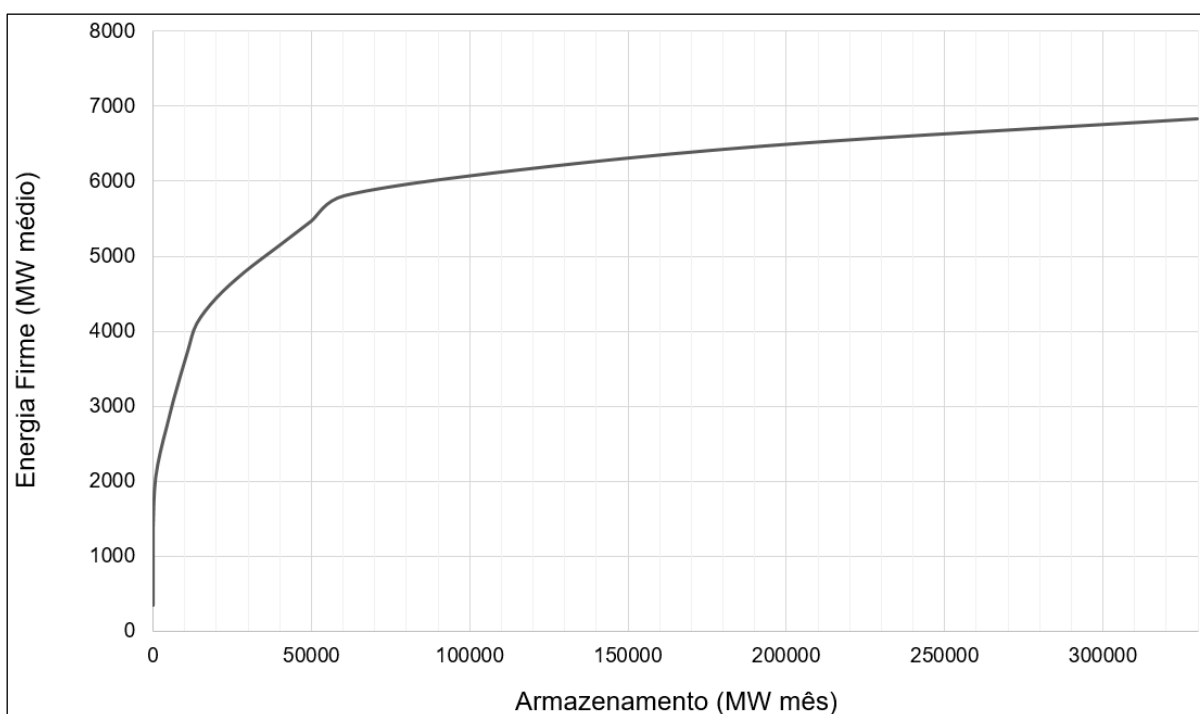
FONTE: O autor

Os resultados obtidos mostram que o tempo em que ocorre o esvaziamento total do reservatório equivalente (Período Crítico) é de 31 meses garantindo uma demanda máxima que o sistema pode suprir sem déficit (Energia Firme) de 5.571,37 MWmédio para uma capacidade máxima do reservatório de energia equivalente (Armazenamento Máximo do Sistema) de 53.210,70 MWmês.

3.1.4.2 Curva de Regularização

A Curva de Regularização do Sistema é obtida de acordo com o método *Sequent Peak Method* (LOUCKS et al., 1981) mostrado no item 1.7 do documento. A CR obtida é mostrada na FIGURA 13.

FIGURA 13 – CURVA DE REGULARIZAÇÃO DO SISTEMA



FONTE: O autor

A CR obtida mostra a Energia Firme que pode ser garantida para diferentes níveis de Armazenamento do Sistema, na figura se pode observar que para o Armazenamento Máximo do Sistema (53.210,10 MWmês) a Energia Firme correspondente é de 5.571,37 MWmédio mostrando semelhança com os resultados obtidos na TABELA 6.

3.1.5 Avaliação probabilística do sistema hidrelétrico

A avaliação probabilística é feita com base nas séries sintéticas de ENAs geradas a partir da série histórica calculada. A série histórica mensal de ENAs do sistema tem as seguintes estatísticas descritivas:

TABELA 7 – ESTATÍSTICAS DESCRITIVAS DA SÉRIE HISTÓRICA DE ENAs DO SISTEMA

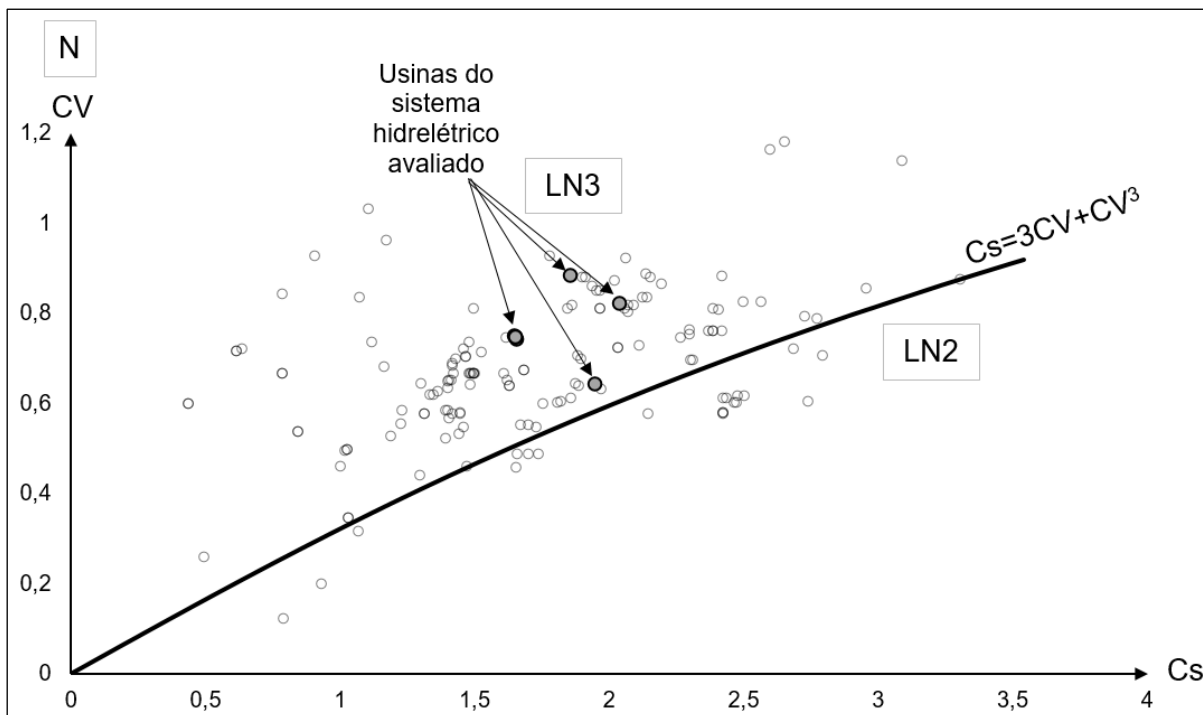
Média (MW médio)	6.829,6
Mediana (MW médio)	5.653,7
Amplitude (MW médio)	18.187,0
Desvio Padrão (MW médio)	3.774,0
Coeficiente de variação (CV)	0,6
Coeficiente de assimetria (Cs)	0,5

FONTE: O autor

A seleção da distribuição marginal apropriada para a modelagem de uma série temporal pode ser feita considerando diferentes métodos. No presente trabalho, optou-se por seguir o trabalho de Klemeš (1978), no qual foram analisados o comportamento dos coeficientes de variação (CV) e de assimetria (Cs) de 140 rios espalhados pelo mundo. Os resultados foram plotados em um gráfico CV vs. Cs (conhecido como *Product Moment Diagram*), o qual permitiu concluir que a maior parte destes se adaptam bem à distribuição log normal de três parâmetros (LN3).

A FIGURA 14 foi elaborada usando os mesmos conceitos, porém para séries mensais de vazões naturais afluentes a 159 usinas hidrelétricas do SIN, coletadas no site do ONS (ONS, 2017d). Como se pode notar, a maior parte dos pontos fica localizada entre o eixo vertical (assimetria nula: possivelmente distribuição normal – N) e a reta $Cs=3CV+CV^3$, que é a relação pertinente à distribuição log normal de dois parâmetros (LN2). Essa região pode ser representada pela distribuição LN3. Na mesma FIGURA 14 se pode observar os pontos correspondentes às séries mensais de vazões naturais afluentes do sistema hidrelétrico avaliado, os quais se encontram localizados na região representada pela distribuição LN3, função escolhida como distribuição marginal a ser utilizada na dissertação.

FIGURA 14 – RELAÇÃO ENTRE O COEFICIENTE DE VARIAÇÃO (CV) E O COEFICIENTE DE ASSIMETRIA (Cs) PARA 159 SÉRIES DE VAZÕES NATURAIS MENSAIS



FONTE: O autor

A seguir estão apresentadas as principais propriedades da distribuição LN3 segundo Stendinger et al. (1993):

$$f_x(x) = \frac{1}{(x - \xi)\sqrt{2\pi}\sigma_y} \exp \left[-\frac{1}{2} \left(\frac{\ln(x - \xi) - \mu_y}{\sigma_y} \right)^2 \right] \quad (30)$$

$$\mu = \xi + \exp \left[\mu_y + \frac{\sigma_y^2}{2} \right] = \mu_x \quad (31)$$

$$\sigma^2 = [\exp(2\mu_y + \sigma_y^2)] \cdot [\exp(\sigma_y^2) - 1] = \sigma_x^2 \quad (32)$$

$$\gamma = \emptyset^3 + 3\emptyset = \gamma_x \quad (33)$$

$$\emptyset = \left[\exp(\sigma_y^2) - 1 \right]^{0,5} \quad (34)$$

Estimadores dos parâmetros da distribuição:

$$\hat{\xi} = \frac{x_1 x_n - x_{md}^2}{x_1 + x_n - 2x_{md}} \quad (35)$$

$$\hat{\mu}_y = \frac{\sum_1^n \ln(x_i - \xi)}{n} \quad (36)$$

$$\hat{\sigma}_y^2 = \frac{\sum_1^n [\ln(x_i - \xi) - m]^2}{n} \quad (37)$$

Onde:

$f_x(x)$ é a função densidade de probabilidade (FDP)

μ é a média

σ^2 é a variância

γ é a assimetria

x_i é o i -ésimo valor ordenado da série histórica;

x_{md} é a mediana de valores observados da série histórica;

n é o número de observações da série histórica;

x_1 é o maior valor observado da série histórica;

x_n é o menor valor observado da série histórica.

3.1.5.1 Geração de séries sintéticas

Para a geração de séries sintéticas, a série mensal de ENAs do sistema estudado foi primeiro padronizada antes de submetê-la a uma formulação não sazonal por meio da seguinte equação:

$$z_{t,m} = \frac{x_{t,m} - \mu_m}{\sigma_m}; \quad t = 1, 2, \dots, \frac{n}{12}; \quad m = 1, 2, \dots, 12 \quad (38)$$

Onde:

$x_{t,m}$ é a série histórica de ENAs, no tempo t e mês m ;

μ é σ a média e o desvio padrão amostrais para o mês m , respectivamente;

n é o tamanho da série.

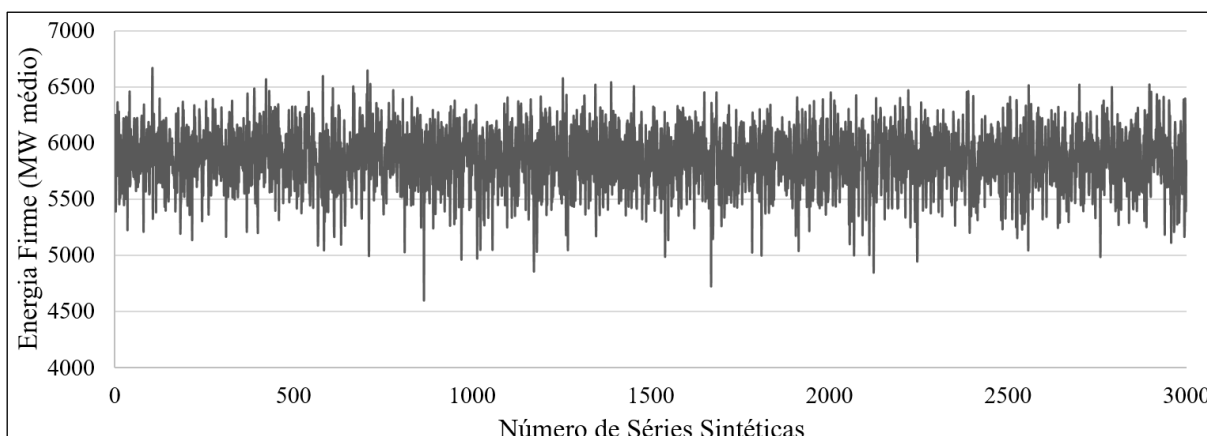
A geração de séries sintéticas foi feita conforme as equações apresentadas no item 1.10 deste documento.

Foram geradas 3.000 séries sintéticas, sendo uma quantidade suficiente para uma boa representatividade dos resultados avaliados para o sistema hidrelétrico escolhido (DETZEL et al., 2016).

Na sequência, determinaram-se a Energia Firme (EF) e o Período Crítico (PC) das séries sintéticas seguindo algoritmos descritos no item 1.6 deste documento.

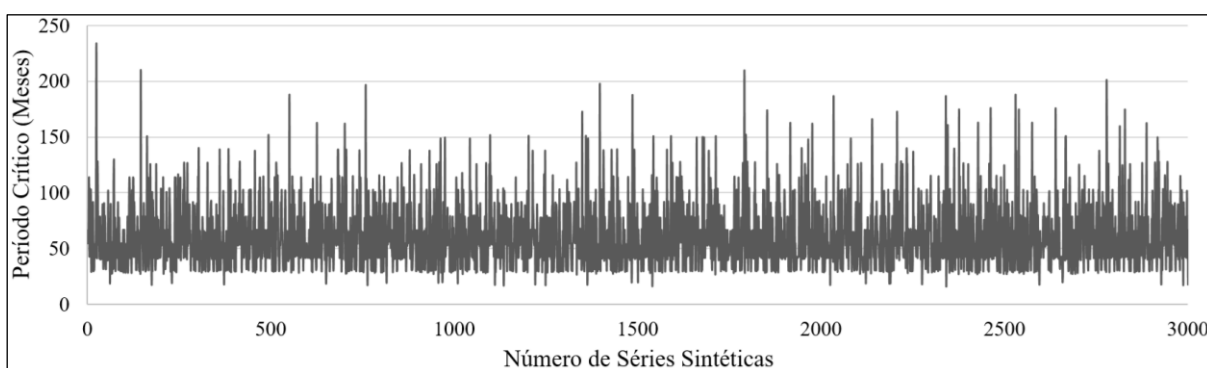
A EF e o PC obtidas para cada série sintética gerada estão apresentadas na FIGURA 15 e na FIGURA 16.

FIGURA 15 – ENERGIA FIRME CALCULADA DAS SÉRIES SINTÉTICAS DE ENAs



FONTE: O autor

FIGURA 16 – PERÍODO CRÍTICO CALCULADO DAS SÉRIES SINTÉTICAS DE ENAs



FONTE: O autor

Os resultados obtidos mostram que o tempo médio em que ocorre o esvaziamento total do reservatório equivalente (Período Crítico) é de 61,2 meses garantindo uma demanda máxima média que o sistema pode suprir sem déficit (Energia Firme) de 5.858,9 MWmédios para uma capacidade máxima do reservatório de energia equivalente (Armazenamento Máximo do Sistema) de 53.210,70 MWmês.

Embora as séries sintéticas geradas neste trabalho pelo modelo AR(1) reproduzem o comportamento estatístico da série histórica, a diferença dos resultados obtidos para o PC (31 meses com a série histórica e 61,2 meses em média com as séries sintéticas) mostram que o modelo utilizado não reproduz corretamente outros comportamentos da série histórica de ENAs. A finalidade do trabalho é avaliar deterministicamente as CR eólica e hidráulica, portanto a diferença dos PC calculados não tem impacto sobre os resultados finais obtidos. O autor recomenda avaliar outros modelos de geração de séries sintéticas que reproduzam adequadamente o comportamento da série histórica.

3.1.5.2 Curva de Regularização para vários Tempos de Retorno (TR)

Para o cálculo das CR para vários TR foi utilizado o seguinte algoritmo com as séries sintéticas geradas:

1. *Dado*

$$TR_k = \{TR_1, TR_2, \dots, TR_m\}$$

$$EF_i = \{EF_1, EF_2, \dots, EF_n\}$$

$$k = 1$$

$$i = 1$$

2. *Para* $EF = EF_i$ *gerar* $N = 3.000$ *valores* D_j *(equação 11)*

$$\text{Ordenar } D_j: D_1 \leq D_2 \leq \dots \leq D_N$$

$$\text{Selecionar } D_j \text{ para } j = \frac{N}{TR_k} \quad (39)$$

Resulta um ponto da CR: EF_i *vs.* D_j *para* TR_k

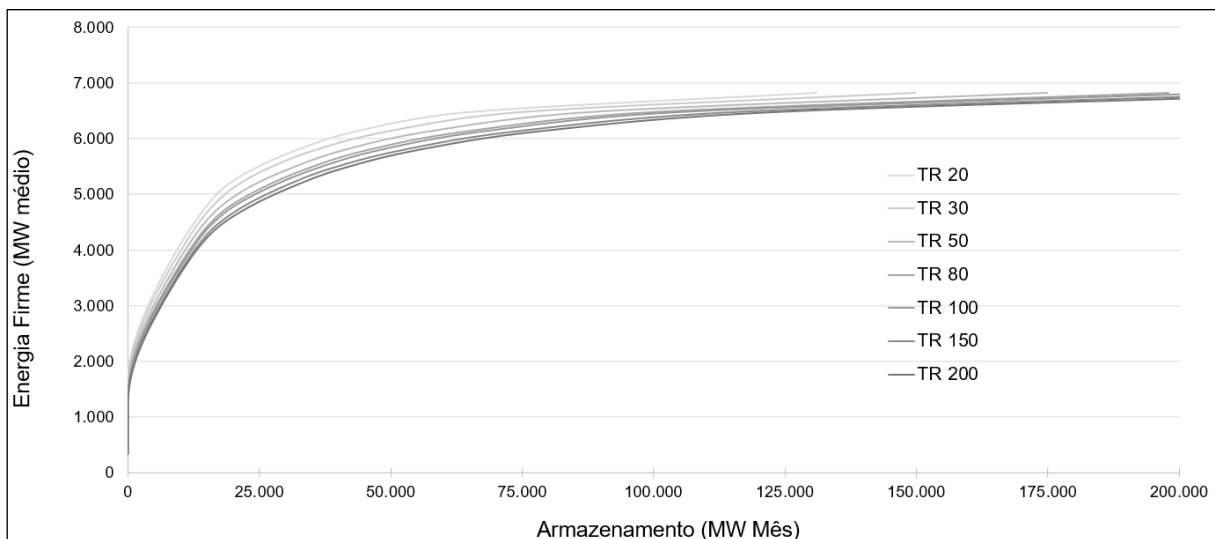
Se $i \leq n$ $i = i + 1$ *e volta para 2*

Se $k \leq m$ $k = k + 1$ *e volta para 1*

3. *Fim*

Para o cálculo foi considerada a vida útil do sistema avaliado igual ao comprimento da série histórica (84 anos, em escala mensal). As CR para diferentes TR (20, 30, 50, 80, 100, 150 e 200 anos) são apresentadas na FIGURA 17.

FIGURA 17 – CURVA DE REGULARIZAÇÃO DO SISTEMA PARA DIFERENTES TEMPOS DE RETORNO



FONTE: O autor

3.2 AVALIAÇÃO DAS USINAS EÓLICAS

A avaliação das usinas eólicas é feita na seguinte sequência: i) Determinação da área de estudo e dados utilizados; ii) Cálculo da série histórica de energia gerada; iii) Cenários eólicos gerados a partir de um incremento gradual da potência instalada; iv) Cenários eólicos gerados a partir do aumento gradual da variabilidade de vento, e v) Curvas de regularização dos cenários gerados.

3.2.1 Determinação da área de estudo e dados utilizados

3.2.1.1 Área de estudo

A área de estudo se localiza no município brasileiro de Parnaíba situado no extremo norte do Estado do Piauí, sendo uma das regiões com maior potencial eólico no Brasil segundo o Atlas Eólico Brasileiro (CAMARGO DO AMARANTE et al., 2001). A FIGURA 18 mostra a localização da área de estudo. Além de representar uma das regiões com maior potencial eólico no Brasil, a área de estudo mostra complementaridade muito forte em torno da usina de Sobradinho (CANTÃO, 2015), que tem o principal reservatório de regularização plurianual do sistema hidrelétrico avaliado no presente trabalho.

FIGURA 18 – LOCALIZAÇÃO DOS DADOS DE VENTO (PARNAÍBA)



FONTE: Adaptado do site: Estados e Capitais do Brasil¹

¹ Disponível em: < <https://www.estadosecapitaisdobrasil.com/regiao/nordeste/> Acesso em set. 2017

3.2.1.2 Dados utilizados

Os dados utilizados correspondem a uma série histórica de velocidade de vento em escala horária com um período entre às 21:00 horas de 31/12/1993 e 20:00 horas de 14/05/2015 para uma altitude de 100 m. Esse é um fator importante, pois permite que a modelagem utilize séries com velocidades de vento nas mesmas alturas das torres dos aerogeradores, dispensando a necessidade de extrapolações.

Os dados são provenientes do modelo matemático chamado *The Weather Research & Forecast Model* (WRF), que é um sistema de cálculo numérico para a simulação atmosférica (SKAMAROCK et al., 2008), para uma resolução de 3 km considerando uma janela temporal de 20 anos com discretização horária. As séries históricas de dados são consistentes e validados para uso.

A série histórica horária de velocidade de vento tem as seguintes estatísticas descritivas:

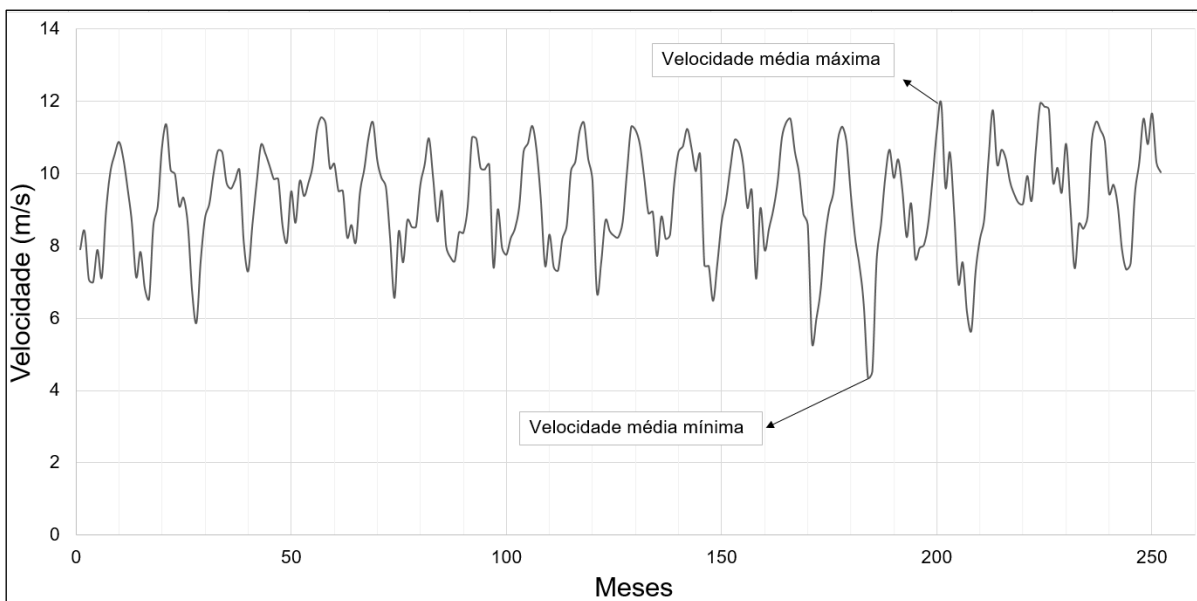
TABELA 8 - ESTATÍSTICAS DESCRITIVAS DA SÉRIE HISTÓRICA HORÁRIA DE VELOCIDADE DE VENTO

Média (m/s)	9,23
Mediana (m/s)	9,30
Amplitude (m/s)	17,0
Desvio Padrão (m/s)	2,27
Coeficiente de variação (CV)	0,24
Coeficiente de assimetria (Cs)	-0,21

FONTE: O autor

A FIGURA 19 mostra a série histórica média mensal de velocidade de vento para todo o período de dados disponível. Pode-se observar que a mínima velocidade média mensal foi no mês de abril do ano 2009 e a máxima foi no mês de setembro do 2010.

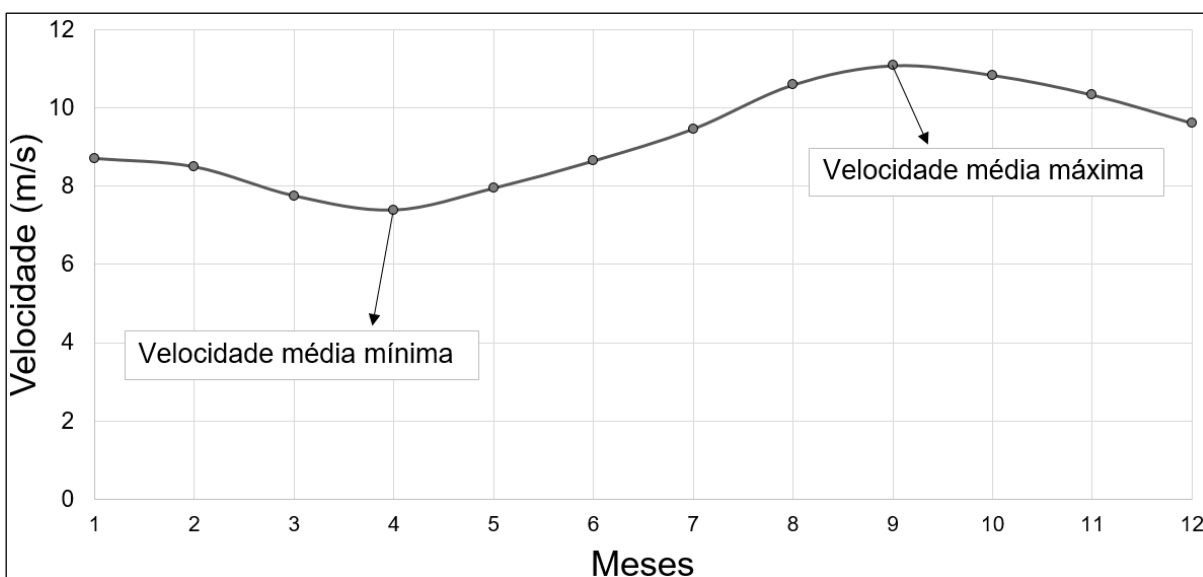
FIGURA 19 – SÉRIE HISTÓRICA MÉDIA MENSAL PARA O PERÍODO AVALIADO)



FONTE: O autor

A FIGURA 20 mostra a série histórica da média mensal de velocidade do vento para cada mês do ano para todo o período de dados disponível. Na figura pode-se ver que o mês que apresenta menores velocidades é o mês de abril e o mês onde se tem maiores velocidades é o mês de setembro, concordando com os valores mínimos e máximos mostrados na

FIGURA 20 - SÉRIE HISTÓRICA MÉDIA MENSAL PARA CADA MÊS DO ANO



FONTE: O autor

3.2.2 Cálculo da série histórica de energia gerada

A obtenção da série histórica de energia gerada trata-se da conversão das séries de velocidade de vento (m/s) em energia (MWh).

A relação entre potência extraída pela turbina eólica e a velocidade de vento é representada através da equação (4), que pode ser expressa em termos de energia gerada como:

$$\frac{E}{t} = \frac{1}{2} C_p \rho A v^3 \quad (40)$$

Onde:

E é a energia gerada em um intervalo de tempo t ;

C_p é o coeficiente de potência da turbina;

ρ é a densidade do ar (kg/m³);

A é a área do rotor (m²);

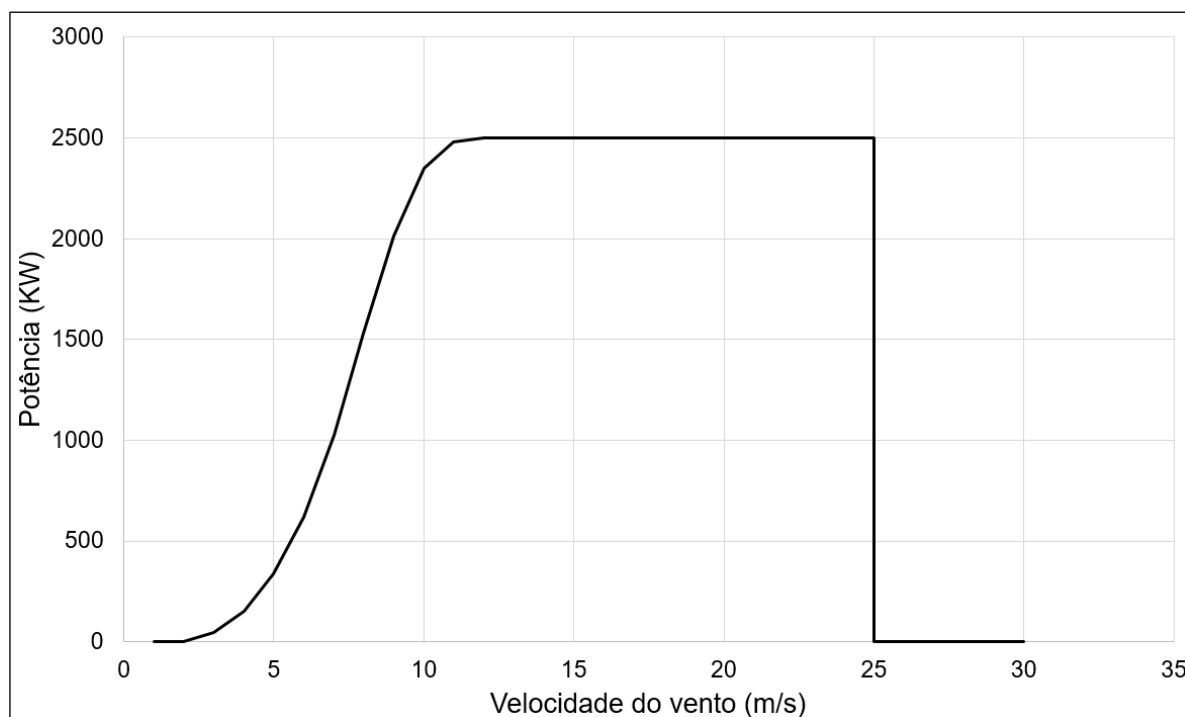
v é a velocidade do vento (m/s).

Considerando que as séries históricas de vento utilizadas no projeto são de base horária (e.g. $t = 1 \text{ hora}$), a equação (40) pode ser utilizada para expressar diretamente a energia em MWh.

Os diversos fabricantes de aerogeradores fornecem curvas de potência que já consideram o coeficiente de potência. Essas curvas representam o quanto de energia um aerogerador é capaz de gerar em uma determinada faixa de velocidade de vento. Utilizando-se a série de velocidade horária de vento, a determinação da série de energia gerada foi feita consultando diretamente a curva do aerogerador para cada valor de velocidade de vento.

O aerogerador escolhido para o trabalho é o Wobben/Enercon E115 de 2.500 kW que mostra o melhor desempenho em comparação a outros modelos de aerogeradores em determinadas condições (MARCILIO, et al., 2016). A curva do aerogerador foi coletada da *Suisse Éole* (SUISSE ÉOLE, 2017), uma associação suíça de produtores de energia eólica e que dispõe um site com diversas informações relacionadas. A FIGURA 21 mostra a curva coletada.

FIGURA 21 – CURVA DO AEROGERADOR CONSIDERADO NO TRABALHO



Fonte: O autor com dados de Suisse Éole (2017)

A série histórica de energia média horária obtida a partir da curva do aerogerador e dos limites operacionais do mesmo ($v_{min} = 2,5m/s$; $v_{máx} = 25 m/s$; $Pot_{máx} = 2,5 MW$) tem as estatísticas descritivas mostradas na TABELA 9.

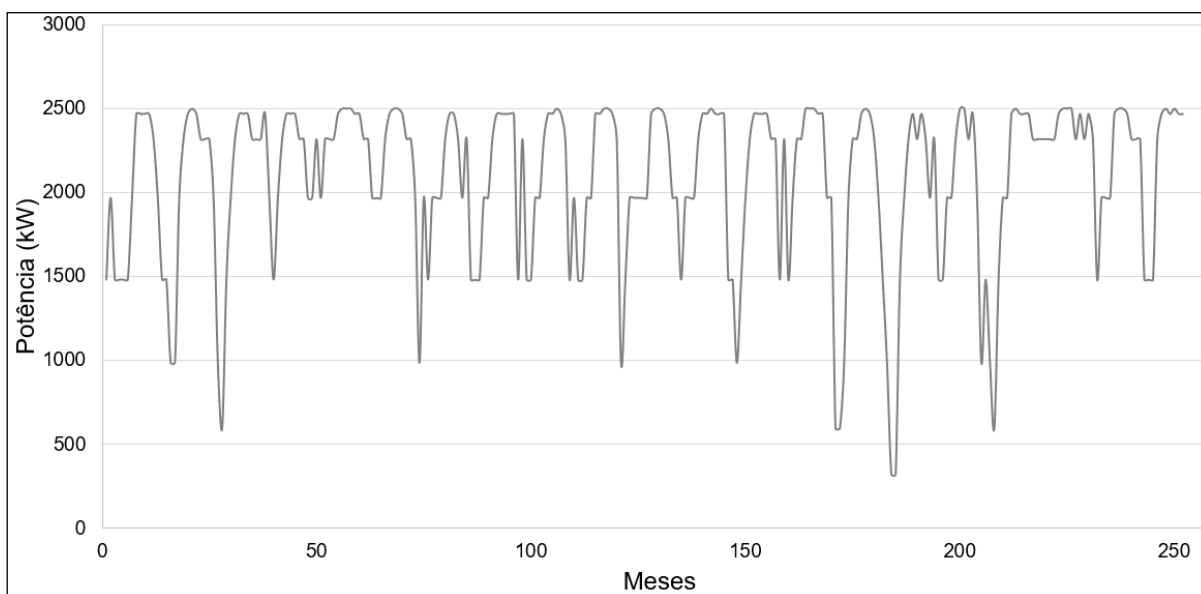
TABELA 9 - ESTATÍSTICAS DESCRITIVAS DA SÉRIE HISTÓRICA HORÁRIA DE ENERGIA GERADA POR UMA TURBINA

Média (kWh)	1.857,50
Mediana (kWh)	2.115,50
Amplitude (kWh)	2.500,00
Desvio Padrão (kWh)	682,60
Coefficiente de variação (CV)	0,360
Coefficiente de assimetria (Cs)	-0,97

FONTE: O autor

A FIGURA 22 mostra a potência média mensal gerada ao longo do período histórico avaliado. Pode-se observar que a menor potência média corresponde ao mês com menor velocidade média conforme a FIGURA 19.

FIGURA 22 - POTÊNCIA MÉDIA MENSAL GERADA POR UMA TURBINA



FONTE: O autor

O fator de capacidade é um parâmetro que indica o potencial de geração de energia efetiva da planta. É definido pela razão entre a energia efetivamente gerada e a máxima energia que poderia gerar no período analisado (TORRES, 2015). O fator de capacidade (FC) é definido pela seguinte equação:

$$FC = \frac{Eg}{Pn \cdot t} \quad (41)$$

Onde:

Pn é a potência nominal do aerogerador;

Eg é a energia gerada no período de tempo t ;

t é o intervalo de tempo considerado.

O cálculo do fator de capacidade para todo o período de tempo da série horária de energia se mostra na TABELA 10.

TABELA 10 – FATOR DE CAPACIDADE DA TURBINA

Energia total gerada no período analisado (GWh)	Máxima energia que se poderia gerar no período analisado (GWh)	Fator de capacidade (FC)
347,90	468,24	0,74

FONTE: O autor

3.2.3 Cenários eólicos gerados a partir de um incremento gradual da potência instalada

São avaliados cinco cenários eólicos com distintos níveis de potência instalada do parque eólico (a variação é feita mudando o número de turbinas eólicas instaladas para cada cenário), com a finalidade de avaliar o impacto da inserção gradual de energia eólica no sistema hidrelétrico estudado.

Os cinco cenários estudados são apresentados na TABELA 11.

TABELA 11 - CENÁRIOS EÓLICOS COM BASE NA POTÊNCIA INSTALADA

Cenários	Potência Instalada do Parque	Número de Turbinas
	(MW)	Enercon E115 de 2.500 kW
1	2.000	800
2	4.000	1.600
3	6.000	2.400
4	8.000	3.200
5	8.870	3.548

FONTE: O autor

Os cenários determinados são teóricos. A máxima potência instalada do cenário 5 delimitou-se com base na capacidade eólica instalada no Nordeste (8.870 MW) até junho de 2017 segundo a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE, 2017b). Para a geração das séries médias de energia para os diferentes cenários foi considerado um fator de perdas em cada parque de 5% sendo esse um fator de perdas aceitável pelos fabricantes (TORRES, 2015). As estatísticas descritivas das séries de geração média horária e o FC para os diferentes cenários avaliados para diferentes potências são apresentados na TABELA 12.

TABELA 12 - ESTATÍSTICAS DESCRITIVAS DAS SÉRIES HISTÓRICAS HORÁRIAS DE ENERGIA GERADAS NOS CENÁRIOS AVALIADOS PARA DIFERENTES POTÊNCIAS

MW	2000	4000	6000	8000	8870
Média (kWh)	1.411,70	2.823,40	4.235,11	5.646,81	6.260,90
Mediana (kWh)	1.607,78	3.215,56	4.823,34	6.431,12	7.130,50
Amplitude (kWh)	1.900,00	3.800,00	5.700,00	7.600,00	8.426,20
Desvio Padrão (kWh)	518,81	1.037,63	1.556,44	2.075,25	2.300,94
Coeficiente de variação (CV)	0,37	0,37	0,37	0,37	0,37
Coeficiente de assimetria (Cs)	-0,97	-0,97	-0,97	-0,97	-0,97
Fator de Capacidade (FC)	0,74	0,74	0,74	0,74	0,74

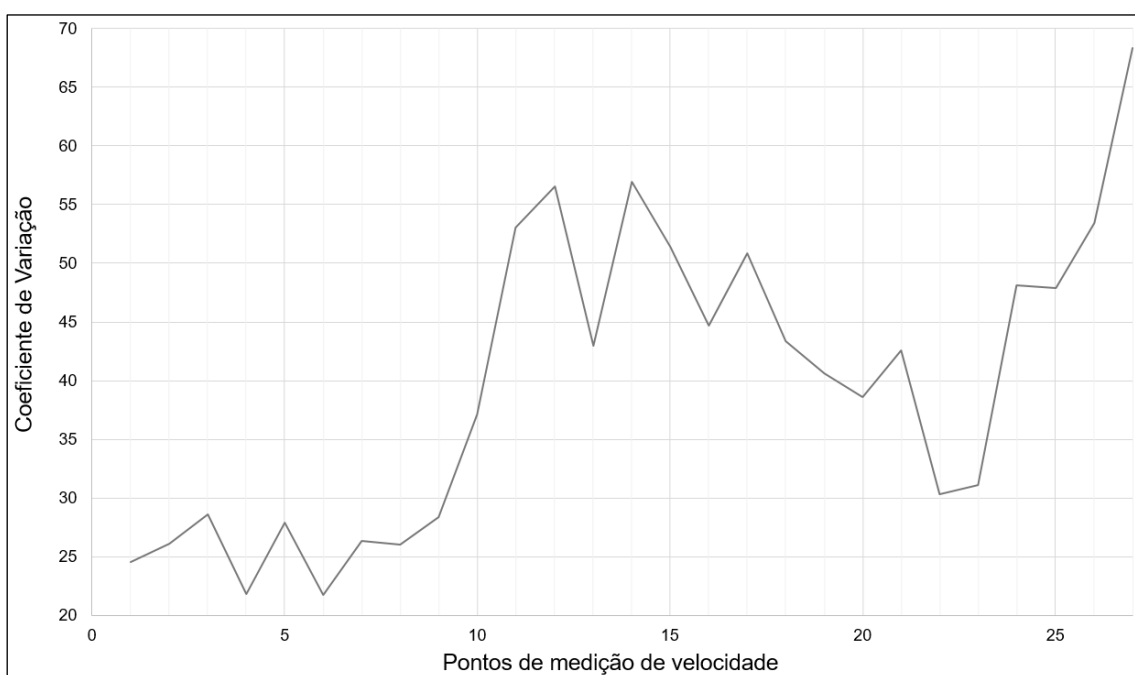
FONTE: O autor

3.2.4 Cenários eólicos gerados a partir do aumento gradual da variabilidade de vento

Com a finalidade de avaliar o impacto da variação do vento no sistema hidrelétrico avaliado são gerados outros três cenários incrementando a variabilidade das séries eólicas. Num cenário se trabalha com a série histórica de vento que representa as características sazonais do local de estudo. Nos outros dois cenários se trabalha com um aumento da variabilidade do primeiro cenário alterando os desvios padrão do cenário baseado no coeficiente de variação (CV) deste. O método consiste em aplicar novos desvios padrão de acordo com os valores de CV desejados.

Na FIGURA 23 são apresentados os CV para diferentes pontos de medição de vento espalhados no Brasil para uma altitude de 100 m, onde se pode observar que os CV têm um valor mínimo de 21,7% e um valor máximo de 68,3%. A série de velocidade de vento avaliada tem um CV de 24% (TABELA 8). Seguindo os CV obtidos para estes pontos de medição o máximo incremento do CV em relação à série de velocidade de vento avaliada é de aproximadamente 40% (68,3% - 24%) correspondendo também à mesma variação de CV feito no trabalho de El-Heri et al. (2016) para séries de vento. Considera-se, ainda, um cenário intermediário de 20% de incremento do CV. Os três cenários gerados são mostrados na TABELA 13.

FIGURA 23 - CV PARA DIFERENTES PONTOS DE MEDIÇÃO DE VENTO PARA UMA ALTITUDE DE 100 METROS



FONTE: O autor

TABELA 13 - CENÁRIOS EÓLICOS EM BASE AO INCREMENTO DO CV

Cenário	Incremento do CV
A	0% (série original)
B	20%
C	40%

FONTE: O autor

As estatísticas descritivas das séries de geração média horária e o FC para os diferentes cenários avaliados com base no incremento do CV se mostram nas TABELAS 14 e 15.

TABELA 14 - ESTATÍSTICAS DESCRITIVAS DAS SÉRIES HISTÓRICAS HORÁRIAS DE ENERGIA GERADAS NOS CENÁRIOS AVALIADOS PARA DIFERENTES POTÊNCIAS E PARA UM INCREMENTO DE 20% NO CV

Potência (MW)	CV +20%				
	2000	4000	6000	8000	8.870
Média (kWh)	1.153,12	2.306,24	3.459,37	4.612,49	5.114,10
Mediana (kWh)	1.890,88	3.781,76	5.672,64	7.563,64	8.386,05
Amplitude (kWh)	1.900,00	3.800,00	5.700,00	5.700,00	8.426,50
Desvio Padrão (kWh)	768,48	1.536,96	2.305,45	2.305,45	3.408,22
Coeficiente de variação (CV)	0,67	0,67	0,67	0,67	0,67
Coeficiente de assimetria (Cs)	-0,16	-0,16	-0,16	-0,16	-0,16
Fator de Capacidade (FC)	0,61	0,61	0,61	0,61	0,61

FONTE: O autor

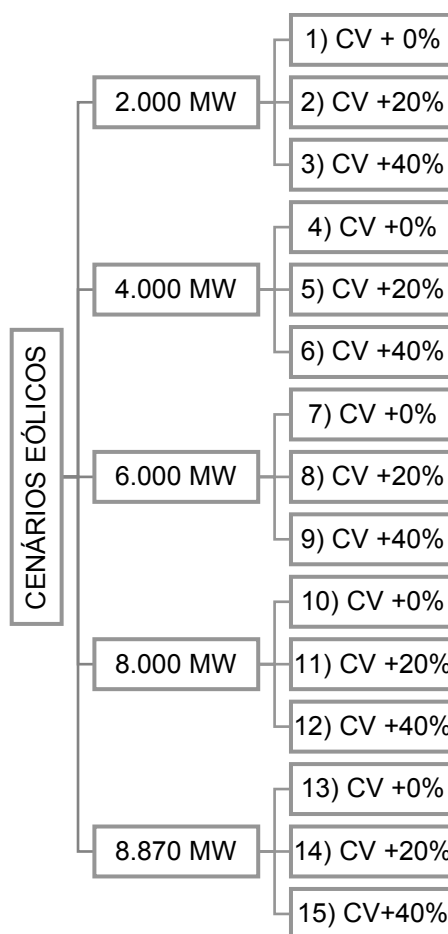
TABELA 15 - ESTATÍSTICAS DESCRITIVAS DAS SÉRIES HISTÓRICAS HORÁRIAS DE ENERGIA GERADAS NOS CENÁRIOS AVALIADOS PARA DIFERENTES POTÊNCIAS E PARA UM INCREMENTO DE 40% NO CV

Potência (MW)	CV +40%				
	2000	4000	6000	8000	8870
Média (kWh)	1.010,56	2.021,11	3.031,67	4.042,23	4.481,82
Mediana (kWh)	1.900,00	3.800,00	5.700,00	7.600,00	8.426,50
Amplitude (kWh)	1900,00	3.800,00	5.700,00	7.600,00	8.426,50
Desvio Padrão (kWh)	895,56	1.791,12	2.686,68	3.582,24	3.971,81
Coeficiente de variação (CV)	0,89	0,89	0,89	0,89	0,89
Coeficiente de assimetria (Cs)	-0,02	-0,02	-0,02	-0,02	-0,02
Fator de Capacidade (FC)	0,53	0,53	0,53	0,53	0,53

FONTE: O autor

A FIGURA 24 mostra todos os 15 cenários gerados a partir do incremento gradual da potência instalada e do aumento gradual da variabilidade de vento.

FIGURA 24 - CENÁRIOS EÓLICOS AVALIADOS



FONTE: O autor

3.2.5 Curvas de regularização dos cenários eólicos gerados

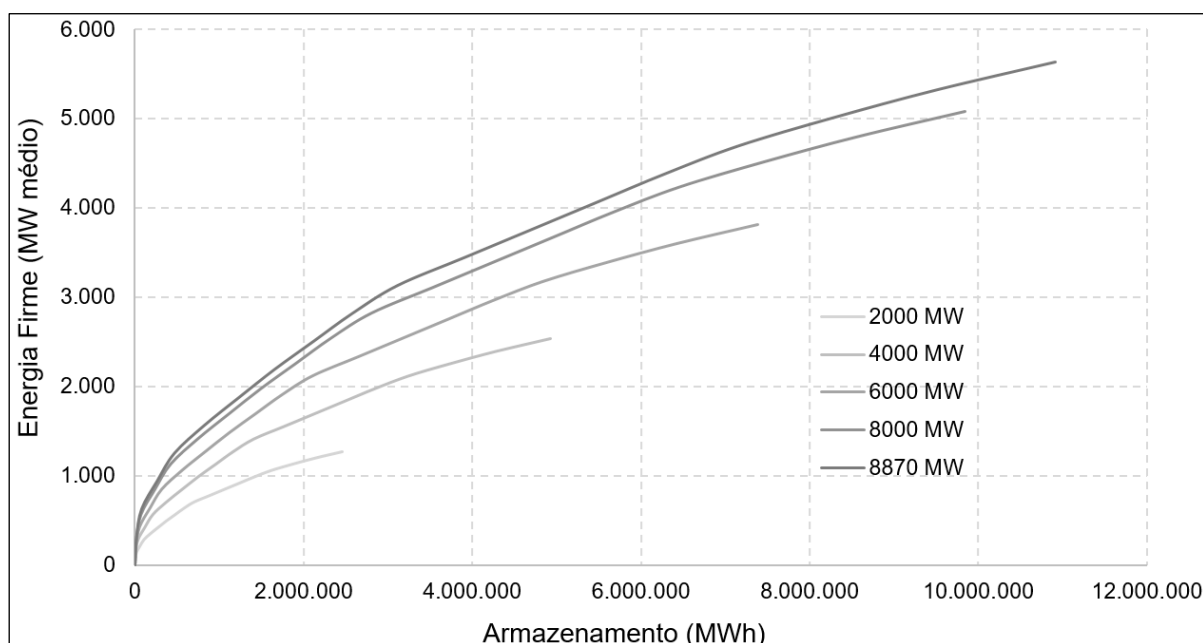
O método de análise da operação conjunta do sistema hidrelétrico e dos cenários eólicos escolhidos se baseia na determinação e no uso da Curva de Regularização do parque eólico e do sistema hidrelétrico interligado. O método é o mesmo utilizado por Fill e Hiruma (2015) para uma série horária com comprimento de um ano do parque eólico de Palmas no estado de Paraná e para o sistema hidrelétrico interligado Sul-Sudeste.

As Curvas de Regularização dos 15 cenários eólicos gerados são calculadas seguindo a metodologia descrita no item 1.7 deste trabalho com as séries de energia média horária obtidas para os diferentes cenários. O máximo déficit acumulado corresponde ao armazenamento necessário para regularizar a energia firme (GOMIDE, 1986).

Considerou-se como limite do nível de regularização, 90% da energia média, assumindo que 10% da energia natural média seriam perdidas por paradas programadas (manutenção) ou não programadas (falhas mecânicas/elétricas). Esse valor foi estimado inspirado na geração efetiva do parque eólico de Palmas no ano de 2008 (SOARES et al., 2014).

Na FIGURA 25 se pode observar as Curvas de Regularização para os cenários com incremento de potência e sem incremento no CV da série. Na FIGURA 26 e FIGURA 27 são apresentadas as Curvas de Regularização para os cenários com incremento de potência e com um incremento de 20% e 40% no CV respectivamente. No Apêndice B deste documento são apresentados os valores da Energia Firme e do Máximo Déficit Acumulado (Armazenamento, expressado em MWh) para cada nível de regularização para cada incremento de potência e incremento no CV respectivamente, os valores mostrados neste Apêndice foram utilizados para gerar as Curvas de Regularização eólicas.

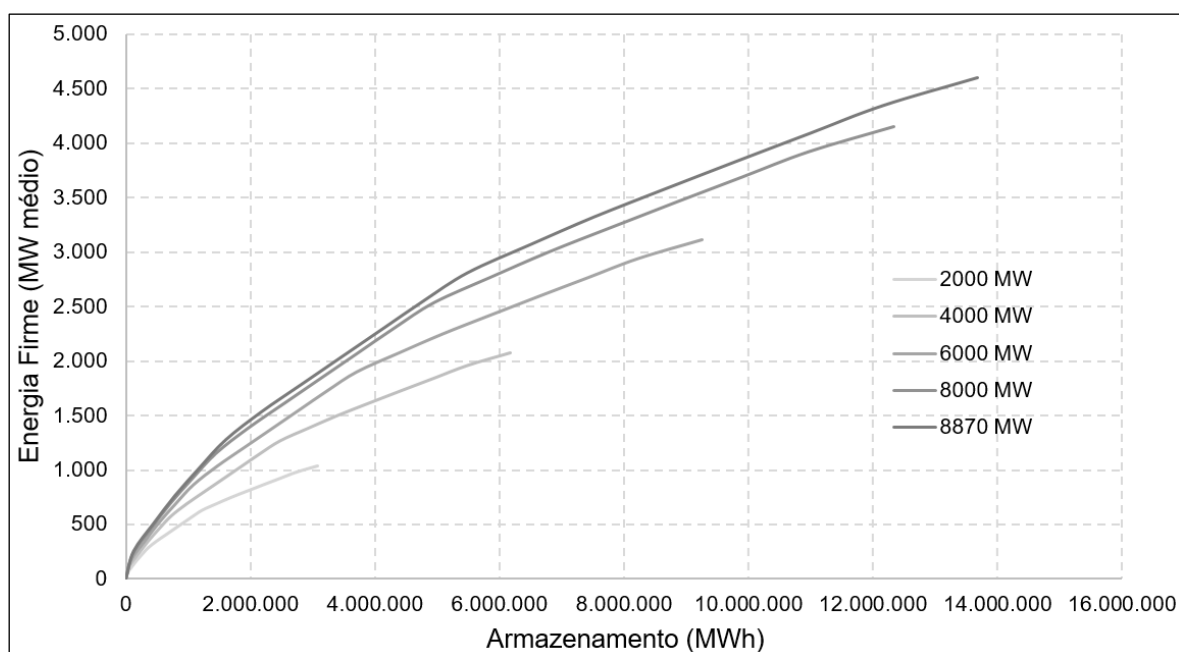
FIGURA 25 - CURVAS DE REGULARIZAÇÃO EÓLICA PARA DIFERENTES INCREMENTOS DE POTÊNCIA E SEM INCREMENTO NO CV



FONTE: O autor

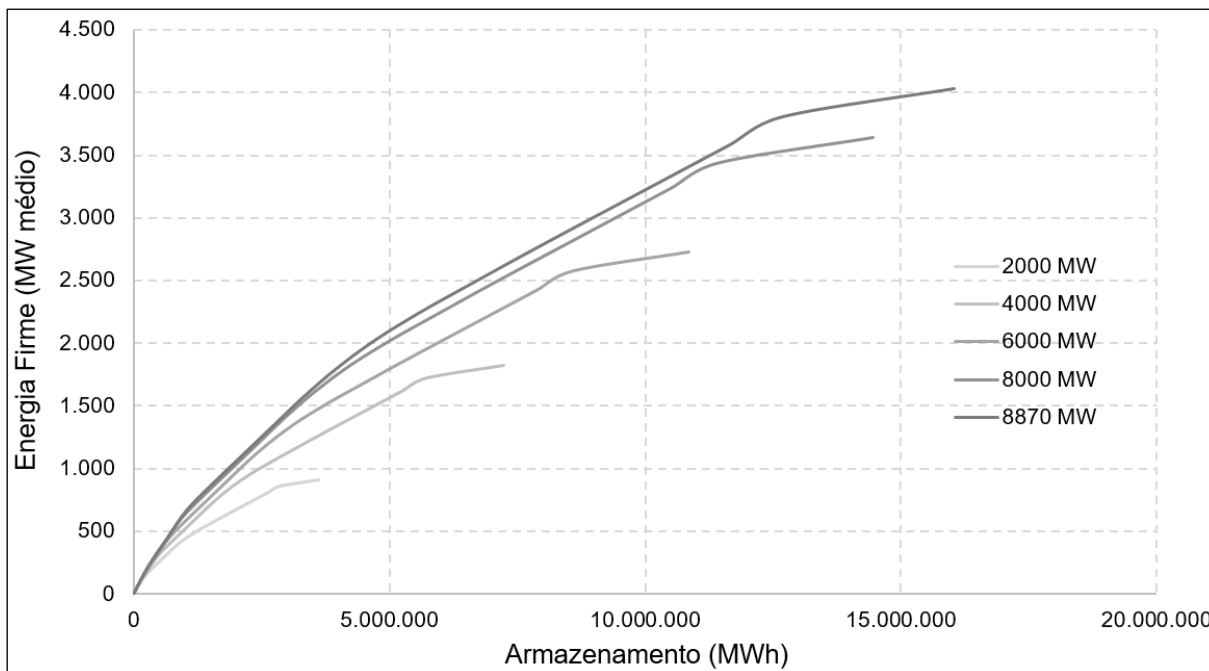
As Curvas de Regularização mostradas na FIGURA 25 representam o armazenamento externo necessário para garantir o suprimento de Energia Firme, em substituição à disponibilidade reduzida das usinas eólicas quando a velocidade do vento é reduzida (inferior à capacidade firme ou garantida). Na FIGURA 25 se pode observar que para garantir uma mesma Energia Firme é necessário dispor de um maior armazenamento externo quando a potência instalada é menor (por exemplo, para garantir uma Energia Firme de 1.000 MW médio é necessário dispor de um armazenamento externo de aproximadamente 1.418.000 MWh quando a potência instalada do parque é de 2.000 MW e de aproximadamente 300.000 MWh quando a potência instalada do parque é de 8.870 MW). Também se pode observar que quando a potência instalada do parque é maior se pode garantir uma maior Energia Firme (por exemplo, a máxima Energia Firme que se pode garantir com uma potência instalada de 2.000 MW é aproximadamente 1.270 MW médio com um armazenamento externo de aproximadamente 2.460.882 MWh e a máxima Energia Firme que se pode garantir com uma potência instalada de 8.870 MW é aproximadamente 5.634 MW médio com um armazenamento externo de aproximadamente 10.914.014 MWh).

FIGURA 26 - CURVAS DE REGULARIZAÇÃO EÓLICA PARA DIFERENTES INCREMENTOS DE POTÊNCIA E COM UM INCREMENTO DE 20% NO CV



FONTE: O autor

FIGURA 27 - CURVAS DE REGULARIZAÇÃO EÓLICA PARA DIFERENTES INCREMENTOS DE POTÊNCIA E COM UM INCREMENTO DE 40% NO CV



FONTE: O autor

As Figuras 26 e 27 mostram os efeitos do incremento do CV nas Curvas de Regularização eólicas. Um efeito importante é a redução da máxima Energia Firme que se pode gerar para todos os níveis de potência instalada do parque gerador, outro efeito importante é o incremento do armazenamento externo necessário para garantir mesmos níveis de Energia Firme que séries com um menor CV. Por exemplo, para uma potência instalada de 8.870 MW a máxima Energia Firme que se pode gerar quando não existe incremento no CV é de 5.634 MW médio (precisando um armazenamento externo de 10.914.014 MWh), quando o incremento do CV é de 20% a máxima Energia Firme que se pode gerar com a mesma potência instalada é de 4.603 MW médio (precisando um armazenamento externo de 13.670.195 MWh) e quando o incremento do CV é de 40% a máxima Energia Firme que se pode gerar é de 4.033 MW médio (precisando um armazenamento externo de 16.032.249 MWh).

3.3 AVALIAÇÃO DA OPERAÇÃO INTEGRADA HIDROEÓLICA

A avaliação da operação integrada hidroeólica é feita na seguinte sequência:

- i) Transformação das unidades de armazenamento das CR eólicas em MWmês; ii) Ajuste da CR hidrelétrica, e iii) Avaliação dos cenários hidroeólicos.

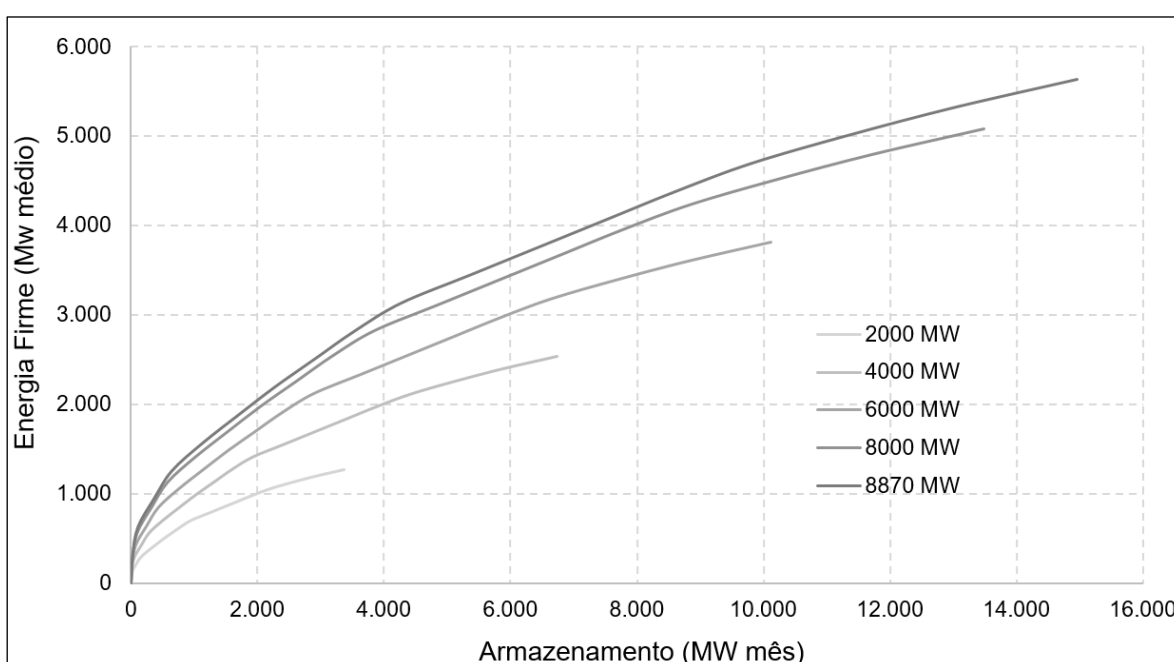
3.3.1 Transformação das unidades de armazenamento das CR eólicas em MWmês

A transformação das unidades de armazenamento das CR eólicas de MWh a MWmês é feita com a finalidade de compatibilizar as CR eólicas com a CR hidrelétrica. Essa compatibilização permite realizar a análise conjunta (hidroeólica) das CR.

As unidades de armazenamento (eixo das abcissas das CR) eólicas são transformadas em MWmês dividindo as unidades por 730 (número médio de horas em um mês).

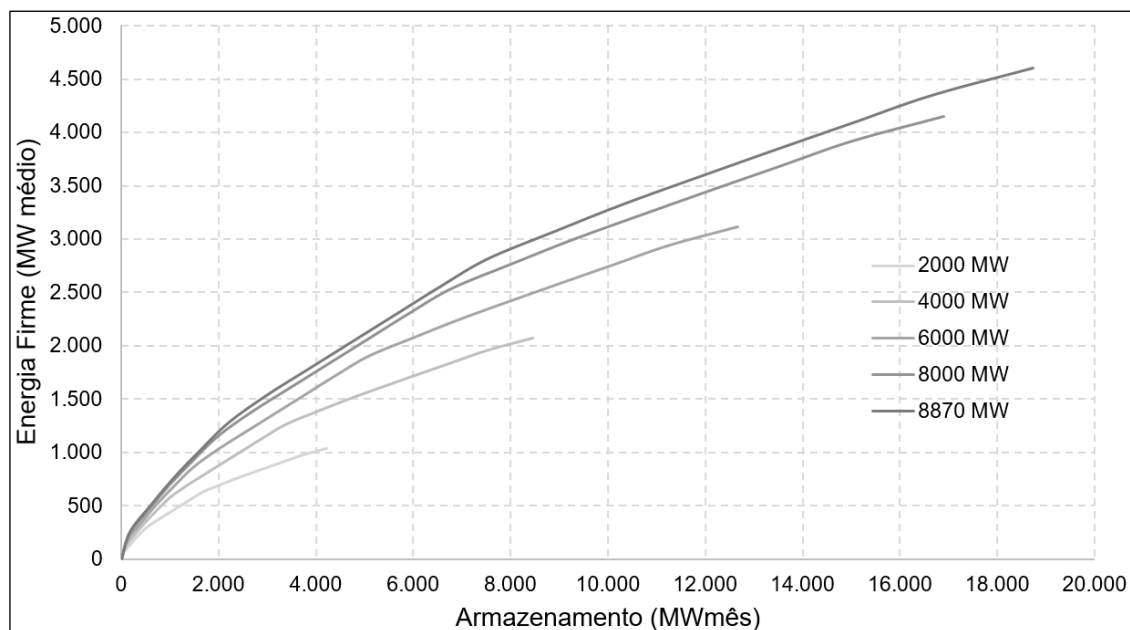
Nas FIGURAS 28, 29 e 30 observam-se as CR para os diferentes cenários eólicos com os eixos das abcissas expressas em MWmês. No Apêndice C deste documento são apresentados os valores da Energia Firme e do Máximo Déficit Acumulado (Armazenamento, em MWmês) para cada nível de regularização para cada incremento de potência e incremento no CV respectivamente.

FIGURA 28 - CURVAS DE REGULARIZAÇÃO EÓLICA PARA DIFERENTES INCREMENTOS DE POTÊNCIA E SEM INCREMENTO NO CV (ARMAZENAMENTO EM MW mês)



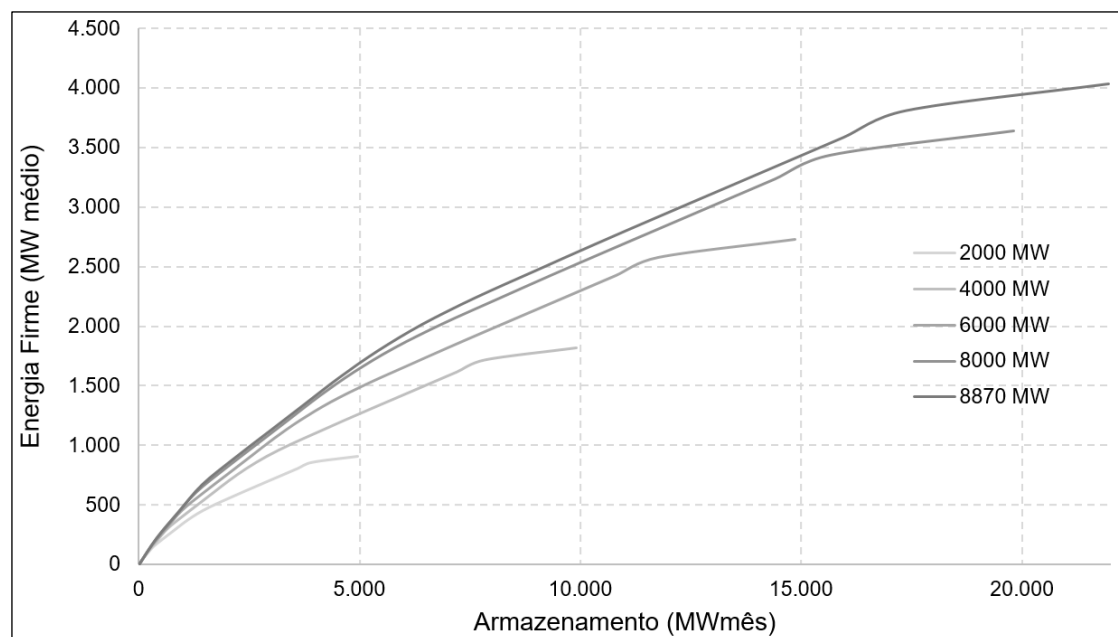
FONTE: O autor

FIGURA 29 - CURVAS DE REGULARIZAÇÃO EÓLICA PARA DIFERENTES INCREMENTOS DE POTÊNCIA E COM UM INCREMENTO DE 20% NO CV (ARMAZENAMENTO EM MW mês)



FONTE: O autor

FIGURA 30 - CURVAS DE REGULARIZAÇÃO EÓLICA PARA DIFERENTES INCREMENTOS DE POTÊNCIA E COM UM INCREMENTO DE 40% NO CV (ARMAZENAMENTO EM MW mês)



FONTE: O autor

Segundo os resultados obtidos para as CR eólicas, para uma potência instalada de 8.870 MW a máxima Energia Firme que se pode gerar quando não existe incremento no CV é de 5.634 MW médio (precisando um armazenamento externo de 14.950 MW mês), quando o incremento do CV é de 20% a máxima Energia Firme que

se pode gerar com a mesma potência instalada é de 4.603 MW médio (precisando um armazenamento externo de 18.726 MW mês) e quando o incremento do CV é de 40% a máxima Energia Firme que se pode gerar é de 4.033 MW médio (precisando um armazenamento externo de 21.962 MW mês).

3.3.2 Ajuste da CR hidrelétrica

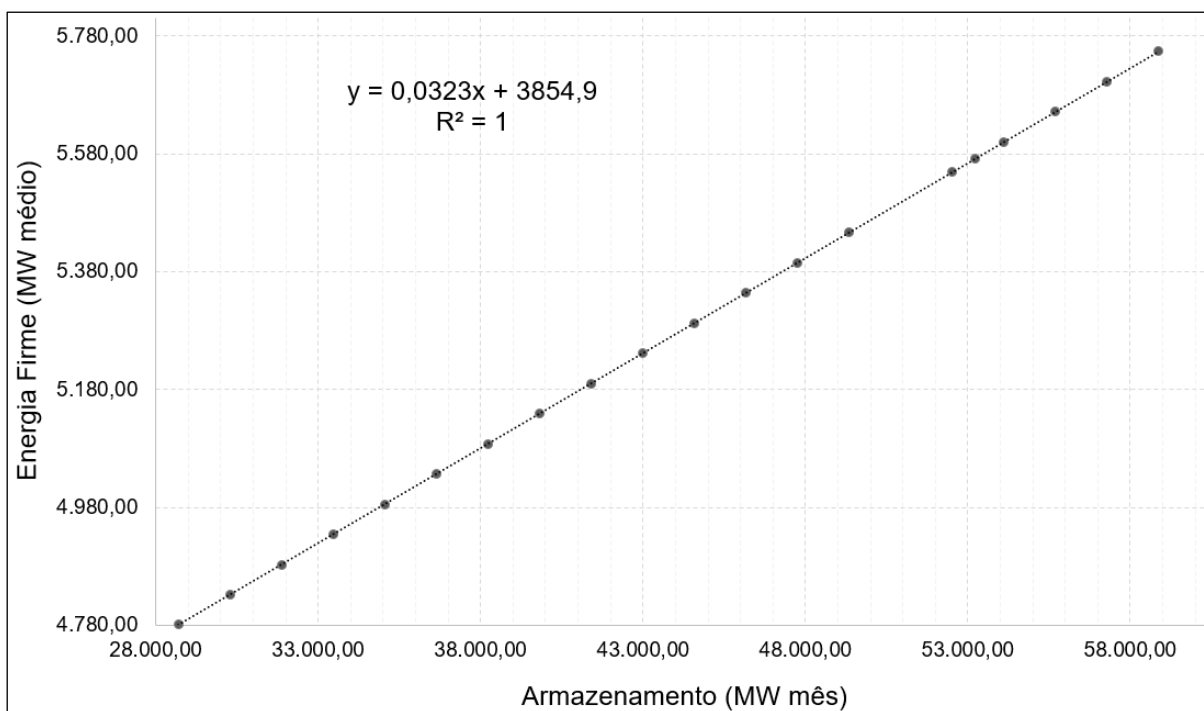
O Armazenamento Máximo do sistema hidrelétrico foi obtido na TABELA 5 neste documento e corresponde a 53.210 MW mês (que corresponde a um nível de regularização hidrelétrico de aproximadamente 81,5% segundo a CR da FIGURA 13). Com base no maior armazenamento necessário para regularizar a energia eólica obtida no item anterior pode-se dizer que o maior efeito que as usinas eólicas avaliadas podem ter no armazenamento hidrelétrico é uma redução no Armazenamento Máximo do sistema de 21.962 MW mês reduzindo o nível de regularização hidrelétrico até aproximadamente 70% segundo a CR da FIGURA 13. Com a finalidade de avaliar o efeito dos diferentes cenários eólicos no sistema hidrelétrico e para permitir um enfoque analítico são calculados, e posteriormente ajustados a uma curva, pontos entre 70% e 85% de regularização para a CR do sistema hidrelétrico. Os pontos calculados são mostrados na TABELA 16 e o ajuste da curva é mostrado na FIGURA 31.

TABELA 16 - PONTOS DA CR HIDRELÉTRICA PARA UM NÍVEL DE REGULARIZAÇÃO ENTRE 70% A 85%

%Reg	MDA (MW mês)	Energia Firme (MW médio)
0,700	28.699,90	4.780,69
0,708	30.287,77	4.831,92
0,715	31.875,64	4.883,14
0,723	33.463,52	4.934,36
0,730	35.051,39	4.985,58
0,738	36.639,26	5.036,80
0,745	38.227,14	5.088,02
0,753	39.815,01	5.139,25
0,760	41.402,88	5.190,47
0,768	42.990,76	5.241,69
0,775	44.578,63	5.292,91
0,782	46.166,50	5.344,13
0,790	47.754,38	5.395,35
0,797	49.342,25	5.446,58
0,816	53.210,70	5.571,37
0,813	52.518,00	5.549,02
0,820	54.105,87	5.600,24
0,828	55.693,74	5.651,46
0,835	57.281,62	5.702,69
0,843	58.869,49	5.753,91
0,850	60.457,37	5.805,13

FONTE: O autor

FIGURA 31 - AJUSTE DE CURVA AOS PONTOS DA TABELA 16



FONTE: O autor

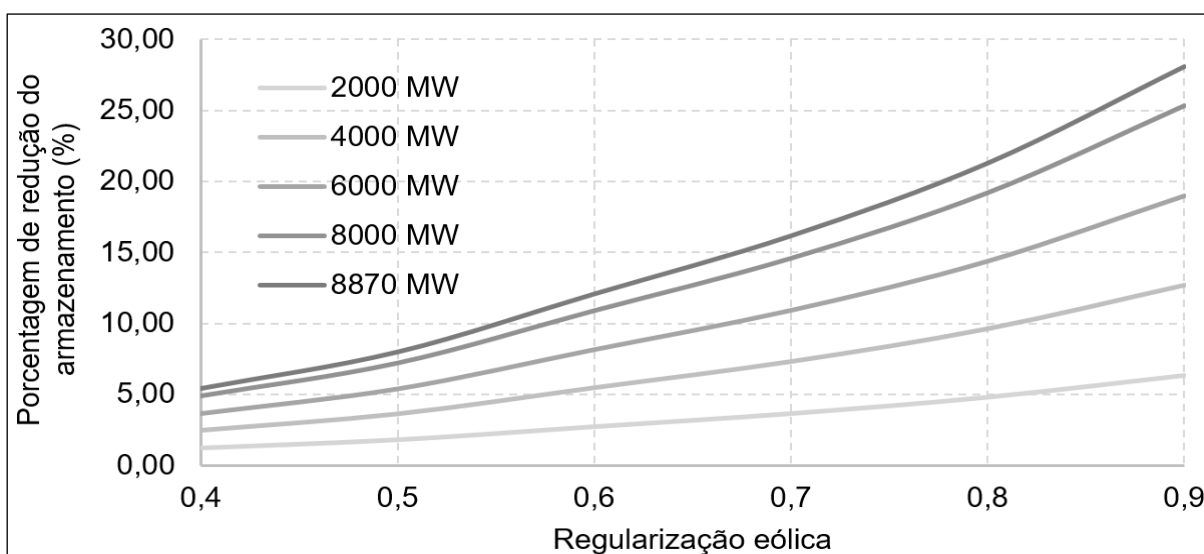
3.3.3 Avaliação dos cenários hidroeólicos

As CR obtidas no item 3.3.1 deste documento mostram os armazenamentos (em MW mês) necessários para regularizar a geração eólica de cada cenário avaliado para diferentes níveis de regularização. O armazenamento desta energia é feito, neste estudo, através da utilização da energia reservada nos reservatórios hidrelétricos do sistema avaliado, o que representa uma redução do armazenamento destinado a manter uma Energia Firme hidrelétrica. No Apêndice D deste documento se apresenta a redução do Armazenamento Máximo (obtida no item 3.1.3) do sistema hidrelétrico para garantir uma Energia Firme eólica para todos os cenários avaliados e para níveis de regularização entre 40% a 90%. A redução do Armazenamento Máximo também é apresentada, em porcentagem, nas FIGURAS 32, 33 e 34.

A FIGURA 32 mostra que para garantir um maior nível de regularização eólica e conseqüentemente, garantir uma maior Energia Firme eólica, se precisa de um maior armazenamento externo, tendo um maior impacto na redução do armazenamento hidrelétrico. Por exemplo, para um nível de regularização de 40% e uma potência eólica instalada de 8.870 MW a porcentagem de redução do armazenamento hidrelétrico é de 5,5% (2.900 MW mês), garantindo uma Energia

Firme eólica de 2.504 MW médio, mas para um nível de regularização de 90% e uma potência eólica instalada de 8.870 MW a porcentagem de redução do armazenamento hidrelétrico é de 28% (14.951 MW mês), garantindo uma Energia Firme eólica de 5.634 MW médio. Além disso, a FIGURA 32 também mostra que quanto maior é a potência eólica instalada, embora garanta uma maior Energia Firme, maior é o impacto na redução do armazenamento hidrelétrico (armazenamento externo). Por exemplo, para uma potência eólica instalada de 2.000 MW e um nível de regularização de 90%, a redução do armazenamento hidrelétrico é de 6,3% (3.371 MW mês), garantindo uma Energia Firme eólica de 1.270 MW médio, mas para uma potência eólica instalada de 8.870 MW e um nível de regularização de 90%, a redução do armazenamento hidrelétrico é de 28% (14.951 MW mês), garantindo uma Energia Firme eólica de 5.634 MW médio.

FIGURA 32 - PORCENTAGEM DE REDUÇÃO DO ARMAZENAMENTO HIDRELÉTRICO PARA DIFERENTES NÍVEIS DE REGULARIZAÇÃO EÓLICA E SEM INCREMENTO DO CV NA SÉRIE DE VENTO

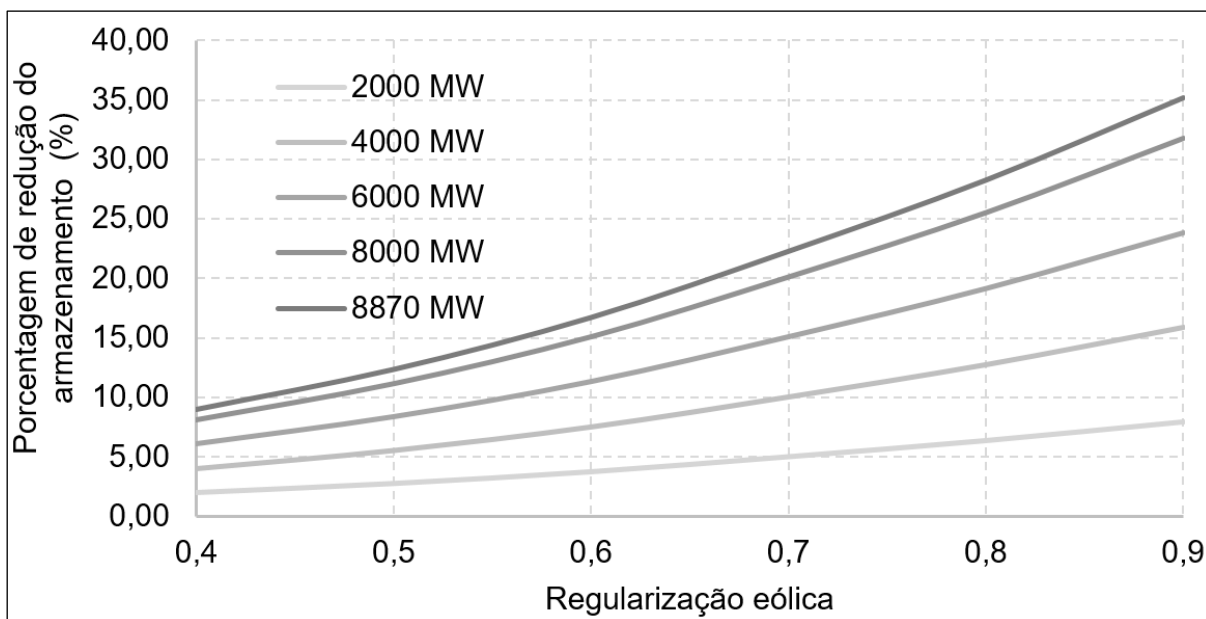


FONTE: O autor

As FIGURAS 33 e 34 mostram o impacto do incremento do CV na redução do armazenamento hidrelétrico, quanto maior é o incremento do CV na série histórica eólica maior é o impacto. Por um lado, na FIGURA 33 se pode observar que para uma potência eólica instalada de 8.870 MW e uma regularização de 90% a redução no armazenamento hidrelétrico representa 35% (18.726 MW mês) quando o incremento do CV é de 20%. Por outro lado, na FIGURA 34 se pode observar que para uma

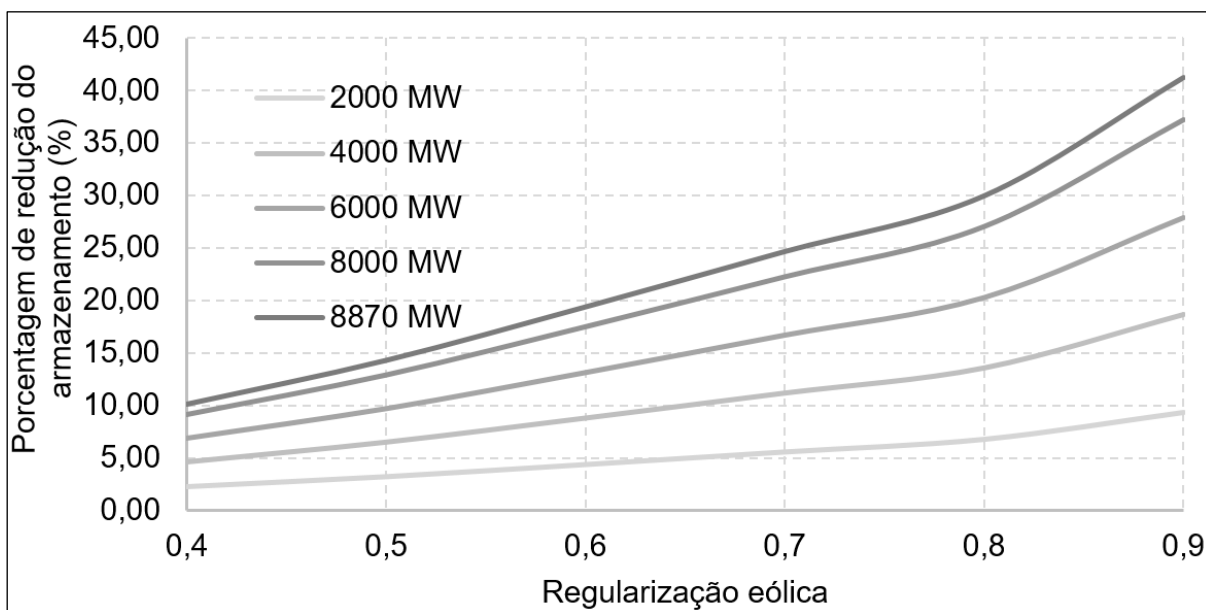
potência eólica instalada de 8.870 MW e uma regularização de 90% a redução no armazenamento hidrelétrico representa 41% (21.962 MW mês) quando o incremento do CV é de 40%.

FIGURA 33 - PORCENTAGEM DE REDUÇÃO DO ARMAZENAMENTO HIDRELÉTRICO PARA DIFERENTES NÍVEIS DE REGULARIZAÇÃO EÓLICA E COM INCREMENTO DE 20% DO CV NA SÉRIE DE VENTO



FONTE: O autor

FIGURA 34 - PORCENTAGEM DE REDUÇÃO DO ARMAZENAMENTO HIDRELÉTRICO PARA DIFERENTES NÍVEIS DE REGULARIZAÇÃO EÓLICA E COM INCREMENTO DE 40% DO CV NA SÉRIE DE VENTO



FONTE: O autor

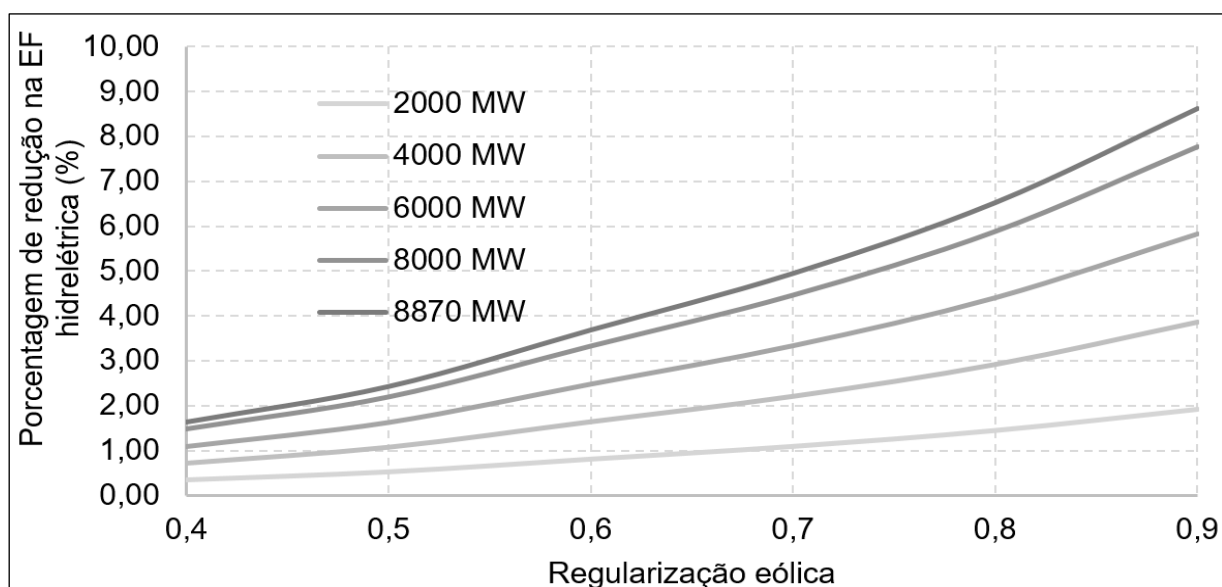
A redução no armazenamento hidrelétrico produz uma redução da Energia Firme do sistema. Para o cálculo dessa redução na Energia Firme hidrelétrica, para todos os cenários eólicos, é utilizada a CR ajustada obtida na FIGURA 31. Nessa figura são inseridos os valores dos armazenamentos hidrelétricos reduzidos (apresentados no Apêndice D) no eixo das abcissas e com a curva ajustada são obtidos os valores reduzidos de Energia Firme do sistema (eixo das ordenadas). Os novos valores de Energia Firme, afetados por a geração eólica, são apresentados no Apêndice E deste documento. Nas FIGURAS 35, 36 e 37 se apresenta, em porcentagem, a redução na Energia Firme do sistema hidrelétrico para garantir uma Energia Firme eólica para todos os cenários avaliados e para níveis de regularização entre 40% a 90%.

A FIGURA 35 mostra que quando o nível de regularização eólica é maior, maior é a redução da Energia Firme hidrelétrica. Por exemplo, para um nível de regularização de 40% e uma potência eólica instalada de 8.870 MW a porcentagem de redução na Energia Firme hidrelétrica é de 1,6% (91 MW médio), garantindo uma Energia Firme eólica de 2.504 MW médio, mas para um nível de regularização de 90% e uma potência eólica instalada de 8.870 MW a porcentagem de redução na Energia Firme hidrelétrica é de 8,6% (480 MW médio), garantindo uma Energia Firme eólica de 5.634 MW médio. Além disso, a FIGURA 35 também mostra que quanto maior é a potência eólica instalada, maior é o impacto na redução da Energia Firme hidrelétrica. Por exemplo, para uma potência eólica instalada de 2.000 MW e um nível de regularização de 90%, a redução da Energia Firme hidrelétrica é de 1,9% (107 MW médio), garantindo uma Energia Firme eólica de 1.270 MW médio, mas para uma potência eólica instalada de 8.870 MW e um nível de regularização de 90%, a redução da Energia Firme hidrelétrica é de 8,6% (480 MW médio), garantindo uma Energia Firme eólica de 5.634 MW médio.

As FIGURAS 36 e 37 mostram o impacto do incremento do CV na redução da Energia Firme hidrelétrica, quanto maior é o incremento do CV na série histórica eólica maior é o impacto. Por um lado, na FIGURA 36 se pode observar que para uma potência eólica instalada de 8.870 MW e uma regularização de 90% a redução na Energia Firme hidrelétrica representa 10,8% (603 MW médio) quando o incremento do CV é de 20%. Por outro lado, na FIGURA 37 se pode observar que para uma potência eólica instalada de 8.870 MW e uma regularização de 90% a redução na

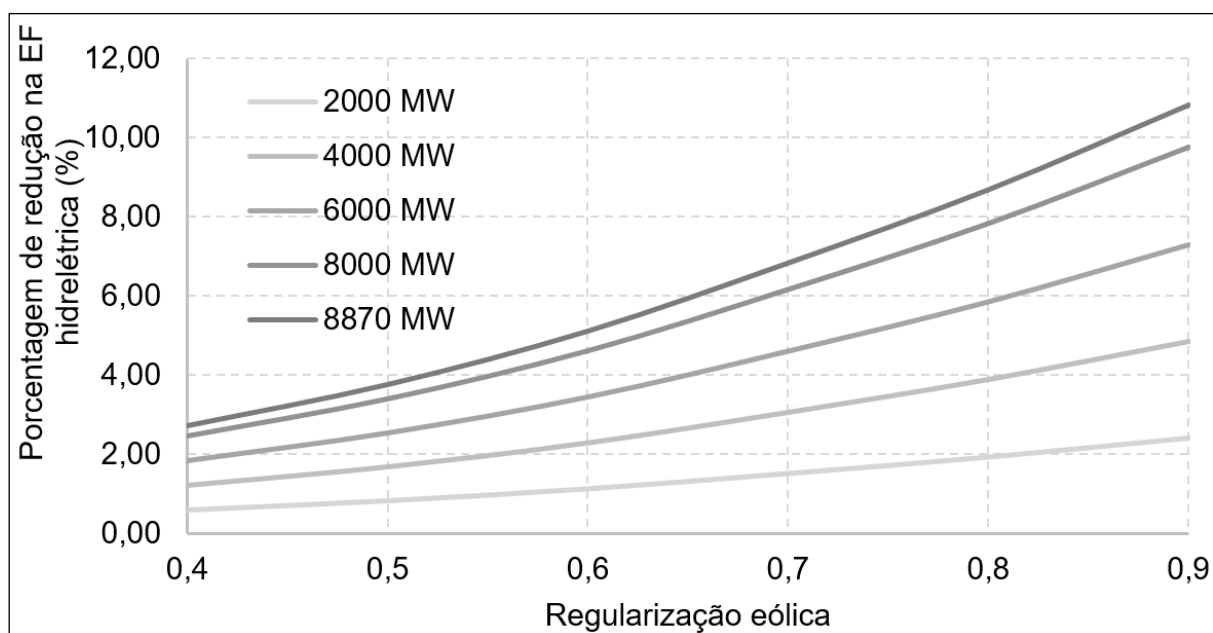
Energia Firme hidrelétrica representa 12,7% (707 MW médio) quando o incremento do CV é de 40%.

FIGURA 35 - PORCENTAGEM DE REDUÇÃO DA ENERGIA FIRME HIDRELÉTRICA PARA DIFERENTES NÍVEIS DE REGULARIZAÇÃO EÓLICA E SEM INCREMENTO DO CV NA SÉRIE DE VENTO



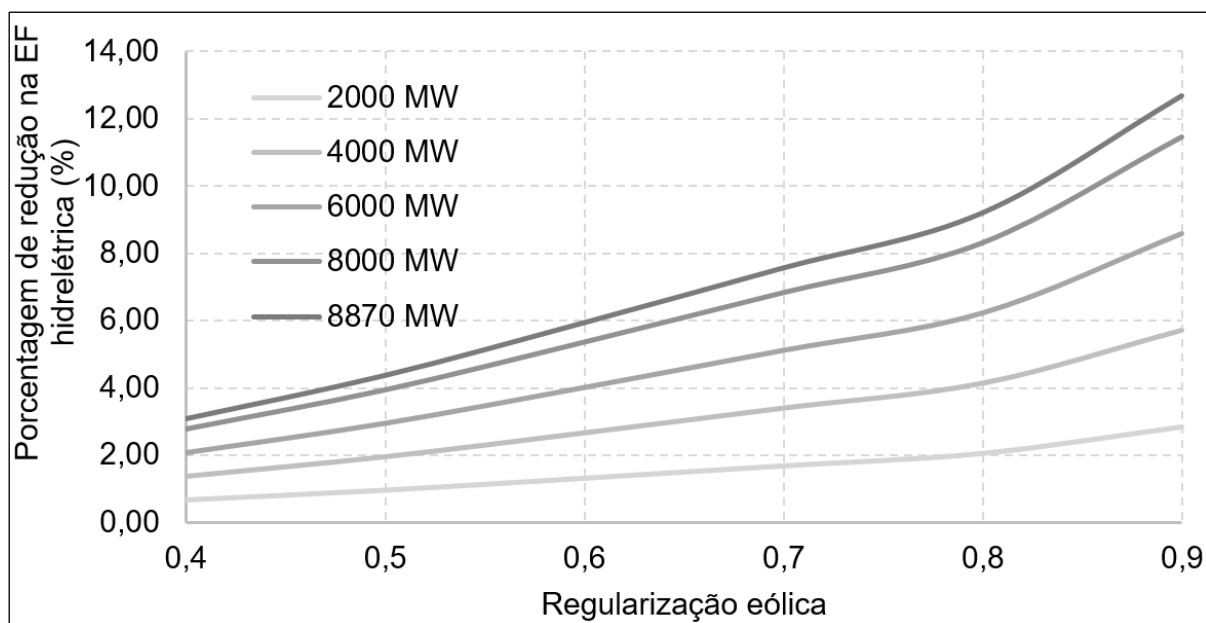
FONTE: O autor

FIGURA 36 - PORCENTAGEM DE REDUÇÃO DA ENERGIA FIRME HIDRELÉTRICA PARA DIFERENTES NÍVEIS DE REGULARIZAÇÃO EÓLICA E COM INCREMENTO DE 20% DO CV NA SÉRIE DE VENTO



FONTE: O autor

FIGURA 37 - PORCENTAGEM DE REDUÇÃO DA ENERGIA FIRME HIDRELÉTRICA PARA DIFERENTES NÍVEIS DE REGULARIZAÇÃO EÓLICA E COM INCREMENTO DE 40% DO CV NA SÉRIE DE VENTO



FONTE: O autor

CONCLUSÕES E RECOMENDAÇÕES

A energia eólica é uma das fontes de energia com maior crescimento no Brasil e no resto do mundo sendo uma fonte renovável e que contribui para a diversificação da matriz energética brasileira. Os principais desafios técnicos oferecidos por esse tipo de energia são a variabilidade e a incerteza do vento, que exigem atenção na operação e no planejamento do sistema elétrico e não permitem uma regularização própria.

Esta dissertação teve como objetivo principal quantificar os impactos na energia armazenável de um sistema hidrelétrico em resposta à variabilidade horária de vento considerando diferentes níveis de inserção eólica. Para isto foi realizada uma análise hidroeólica baseada na determinação e no uso das Curvas de Regularização do sistema hidrelétrico e dos diferentes cenários de geração eólica determinados.

O sistema hidrelétrico avaliado corresponde às usinas localizadas na bacia do rio São Francisco. A geração eólica corresponde a um parque fictício localizado no município brasileiro de Parnaíba no extremo norte do Estado do Piauí. Os cenários eólicos avaliados foram gerados a partir de um incremento gradual da potência instalada do parque eólico e do aumento gradual da variabilidade do vento alterando o Coeficiente de Variação da série histórica.

Foi feita uma avaliação determinística e probabilística do sistema hidrelétrico escolhido obtendo-se a Curva de Regularização histórica e as Curvas de Regularização para diferentes Tempos de Retorno. O Método da Energia Natural foi aplicado nas duas avaliações. Para a avaliação probabilística foram geradas 3.000 séries sintéticas com um modelo Autorregressivo de 1ª Ordem (AR(1)).

A série de geração eólica foi calculada com base aos dados de vento do local escolhido e à curva de potência do aerogerador Wobben/Enercon E115 de 2.500 kW que foi o aerogerador escolhido para o trabalho. As Curvas de Regularização eólicas foram obtidas deterministicamente para todos os cenários propostos.

Foi feita a avaliação plurianual da operação hidroeólica para os cenários avaliados com as seguintes conclusões: i) Quanto maior é o nível de regularização eólico, maior é o armazenamento externo necessário para garantir uma Energia Firme eólica; ii) Quanto maior é a potência eólica instalada, maior é o impacto na redução do armazenamento hidrelétrico (armazenamento externo) para garantir uma Energia Firme eólica; iii) Uma redução do armazenamento hidrelétrico se traduz também numa

redução da Energia Firme hidrelétrica; iv) Em porcentagem, a máxima redução no armazenamento hidrelétrico para garantir uma Energia Firme eólica com um nível de regularização de 90%, considerando a série histórica de vento original, foi de 28% (uma redução aproximada de 14.950 MW mês no armazenamento) para uma potência instalada no parque de 8.870 MW. Em termos de redução da Energia Firme hidrelétrica para manter uma Energia Firme eólica, a redução foi de 8,6% (uma redução aproximada de 480 MW médio); v) A variabilidade na produção horária de energia eólica, a qual foi feita incrementando gradualmente o CV das séries eólicas, tem um grande impacto no âmbito energético já que para garantir o mesmo nível de regularização eólica (90%) e a mesma potência instalada no parque (8.870 MW), a redução no armazenamento hidrelétrico foi de 35% quando o CV foi incrementado em 20% (uma redução aproximada de 18.726 MW mês). Quando o CV foi incrementado em 40% a redução no armazenamento hidrelétrico foi de 41% (uma redução aproximada de 21.962 MW mês). Em termos de redução da Energia Firme hidrelétrica, a redução foi de 10,8% quando o CV foi incrementado em 20% (uma redução aproximada de 603 MW médio) e de 12,7% quando o CV foi incrementado em 40% (uma redução aproximada de 707 MW médio).

Os resultados do trabalho mostram que os projetos de energia eólica têm que ter um sistema de respaldo confiável e flexível que compense os períodos de baixa produção nos quais o vento é pouco ou nulo, garantido assim Energia Firme eólica. No caso do trabalho o sistema de respaldo utilizado foi um sistema hidrelétrico que compensa a variabilidade da saída de energia eólica. Entretanto, há de se considerar que o presente estudo ainda apresenta uma série de limitações em função da disponibilidade de dados e simplificações metodológicas.

Os resultados obtidos valem apenas para o parque eólico fictício avaliado ou outros com as mesmas características de vento. Outras localidades podem apresentar características mais desfavoráveis ou favoráveis. Além disso, ao operar de forma integrada parques eólicos distintos que se encontram distribuídos geograficamente em áreas com climas diferentes, as flutuações da velocidade do vento podem reduzir diminuindo a quantidade de energia de respaldo necessária para estabilizar o sistema. Também não se considerou eventuais limitações do sistema de transmissão.

As CR do sistema hidrelétrico foram obtidas com o Método da Energia Natural e, portanto, são sujeitas às aproximações do método, as quais são explicadas no item 1.6 do documento.

O presente trabalho representa um marco inicial na avaliação quantitativa dos efeitos cruzados entre geração hidrelétrica e eólica e pode ser complementado por outros estudos futuros, generalizando as suas conclusões (nesta pesquisa os resultados numéricos evidentemente só se aplicam ao estudo de caso particular) e aplicáveis a outras alternativas de expansão de um sistema hidrelétrico. Entre estes estudos cumpre destacar como recomendações específicas os seguintes: i) Estender a metodologia proposta para um enfoque probabilístico utilizando modelos de geração de séries sintéticas multivariadas de velocidade de vento e vazão; ii) Avaliar a diminuição da variabilidade eólica e o impacto no armazenamento hidrelétrico ao considerar os efeitos da agregação de diferentes parques eólicos localizados em diferentes locais geográficos; iii) Avaliar a capacidade de regularização horária que podem ter as Pequenas Centrais Hidrelétricas na regularização da variabilidade horária eólica; iv) Considerar a integração com outros subsistemas e as limitações do sistema de transmissão, e v) Avaliar o custo adicional que representa para o SIN o sistema de respaldo para compensar as flutuações do regime de ventos.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ACKER, T.; ROBITAILLE, A.; HOLTINEN, H.; PIEKUTOWSKI, M.; TANDE, J. Integration of Wind and Hydropower Systems: Results of IEA Wind Task 24. **Wind Engineering**, vol. 36, p. 1-18, 2012.

ANEEL – AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Atlas de Energia Elétrica do Brasil**. Disponível em <<http://www2.aneel.gov.br/arquivos/pdf/atlas3ed.pdf>>. 2008. Acesso em: 07 set. 2017.

ANEEL– AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Banco de Informações de Geração**. Data de publicação: 07 de Setembro de 2017. Disponível em <<http://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/capacidadebrasil/capacidadebrasil.cfm>> Acesso em 07 set. 2017.

ANEEL– AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Caderno Temático 3 ANEEL, Energia Assegurada**. Brasília DF: ANEEL. 2005.

ANEEL – AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Resolução Normativa No 673**. Data de publicação: 04 de Agosto de 2015. Disponível em <<http://www.aneel.gov.br/documents/656877/14486448/ren2015673.pdf>>. Acesso em 01 jul. 2017.

ANGARITA, J.; USAOLA, J.; MARTÍNEZ-CRESPO, J. Combined hydro-wind generation bids in a pool-based electricity market. **Electric Power Systems Research**, p.1038-1046, 2009.

ASSIREU, A.; PIMENTA, F.; SOUZA, V. Assessment of the wind power potencial of hydroelectric reservoirs. **Energy Resources: Development, Distribution and Exploitation** , p. 1-28. 2011.

BÉLANGER, C.; GAGNON, L. Adding wind energy to hydropower. **Energy Policy**, vol.30, p. 1279-1284. 2002.

BÉLANGER, C.; LEFEBVRE, J.; GUÉRARD, Y. **Windpower and its Dependence on Hydro Reservoirs: Results form Wind Farms Simulations for Quebec**. In Anais do 21st Annual Conference, International Association for Energy Economics, Quebec. 1998.

BENITEZ, L.; BENITEZ, P.; VAN KOOTEN, C. The economics of wind power with energy storage. **Energy Economics**, vol. 60, p. 1973-1989. 2008.

BEZERRA, B.; CUNHA, G.; ÁVILA, O.; BARROSO, L.; CARVALHO, M.; VEGA, M. **Análise do Percentual Máximo para a Inserção de Energia Eólica na Matriz Elétrica Brasileira sob a ótica Energética**. Brasília-DF: XXII SNTPEE Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica. 2013.

BOX, G.; JENKINS, G.; REINSEL, G. **Time Series Analysis: forecasting and control**. John Wiley & Sons, New York, 2008.

BRASIL. Portal da Legislação, **Lei No 13.097**. Disponível em (<https://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2015-2018/2015/lei/l13097.htm>), 19 de Janeiro de 2015. Acessado em 04/07/2017.

BRITO, M.; VIANNA, M.; BEZERRA, B.; VEIGA, M.; BARROSO, L. **Uma Metodologia para Analisar o Impacto das Usinas a Fio d'água na Capacidade de Regularização do Sistema Hidrotérmico Brasileiro**. Recife-PE: In Anais do XX SNPTEE Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica. 2009.

CALDEIRA, M, V. **Operação de PCH's com ênfase no aspecto negocial**. Curitiba: Dissertação de mestrado - Universidade Federal do Paraná, 2016.

CAMARGO DO AMARANTE, O.; BROWER, M.; ZACK, J.; LEITE DE SÁ, A. **Atlas do potencial eólico brasileiro**. Brasília DF: Ministério de Minas e Energia, 2001.

CANALES, F.; BELUCO, A.; MENDES, C. Usinas hidroelétricas reversíveis no Brasil e no mundo: aplicação e perspectivas. **Revista Eletrônica em Gestão, Educação e Tecnologia Ambiental - Revista do Centro de Ciências Naturais e Exatas - UFSM**, p. 1230-1249, 2015.

CANAMBRA, C. E. **Power Study of South Central Brazil. App. XV**. Rio de Janeiro, 1966.

CANAMBRA, C. E. **Power Study of South Brazil. App XVII**. Curitiba, 1969.

CANTÃO, M. P. **Complementaridade Hidroeólica no Território Brasileiro**. Curitiba: Universidade Federal do Paraná - Relatório de Pos-Doutorado, 2015.

CANTÃO, M.P.; BESSA, M.R.; BETTEGA, R.; DETZEL, D.H.M.; LIMA, J.M. Evaluation of hydro-wind complementarity in the Brazilian territory by means of correlation maps. **Renewable Energy**, p. 1215-1225, 2017.

CASTRONUOVO, E.; LOPES, J. Optimal operation and hydro storage sizing of a wind-hydro power plant. **International Journal of Electrical Power and Energy System**, vol. 26, p. 771-778, 2004.

CCEE, CÂMARA DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA. **Metodologia**. Disponível em: <https://www.ccee.org.br/portal/faces/pages_publico/o-que-fazemos/como_ccee_atua/precos/metodologia_de_precos?_afLoop=273435632733655#!%40%40%3F_afLoop%3D273435632733655%26_adf.ctrl-state%3Dgteed4y09_4>, 2017. Acesso em 07 set. 2017.

CCEE, CÂMARA DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA. **Informações ao mercado, InfoMercado Mensal**. Disponível em: <https://www.ccee.org.br/portal/faces/pages_publico/o-que-fazemos/infomercado?_afLoop=354631095008238#!%40%40%3F_afLoop%3D354631095008238%26_adf.ctrl-state%3Dd3o6gfn5_4>, 2017, Acesso em 07 set. 2017.

CEHPAR – CENTRO DE HIDRÁULICA E HIDROLOGIA PROF. PARIGOT DE SOUZA. **Revisão e extensão de séries fluviométricas de estações de interesse energético da região Sul do Brasil. Projeto HG-38**. Curitiba: Consultoria em estudos energéticos e PCH, 1979.

CEHPAR - CENTRO DE HIDRÁULICA E HIDROLOGIA PROF. PARIGOT DE SOUZA. **Modelos de risco baseados em teoria estocástica dos reservatórios - Abordagem do MSARC para o cálculo do índice de risco**. Projeto HG-65. Curitiba: Consultoria em estudos energéticos e PCH, 1991.

CEPEL, CENTRO DE PESQUISA DE ENERGIA ELÉTRICA. **Manual de Referência do Modelo DESSEM**. Disponível em: <http://iie.fing.edu.uy/simsee/biblioteca/Brasil/NW201203/ManualReferencia_Newave_comentado.pdf>, 2003. Acesso em 05 jul. 2017.

CHESF, COMPANHIA HIDRELÉTRICA DO SÃO FRANCISCO. **Sobradinho**. Disponível em: <<https://www.chesf.gov.br/SistemaChesf/Pages/SistemaGeracao/Sobradinho.aspx>>. Acesso em 10 jul. 2017.

COSTA, F.; MACEIRA, M.; DAMÁZIO, J. Modelos de previsão hidrológica aplicados ao planejamento da operação do sistema elétrico brasileiro. **Revista Brasileira de Recursos Hídricos**, p. 21-30, 2007.

DENAULT, M; DUPUIS, D.; COUTURE-CARDINAL, S. Complementarity of hydro and wind power: Improvising the risk profile of energy inflows. **Energy Policy**, vol.37, p. 5376-5384, 2009.

DETZEL, D.H.M. **Apuntes da Aula de Hidrologia Estocástica**. Universidade Federal do Paraná, 2016

DETZEL, D.H.M.; DE MEDEIROS, L.; OENING, A.P.; MARCILIO, D.C.; TOSHIOKA, F. Acerca da quantidade de simulações estocásticas de vazão no contexto do planejamento energético. **Revista Brasileira de Energia**, p. 21-31, 2016.

DINIZ, A.; ESTEVES, P.; SAGASTIZÁBAL, C. **A Mathematical Model for The Efficiency Curves of Hydroelectric Units**. IEEE- Power Engineering Society General Meetings, PES, p. 1-7, 2007.

EL-HERI, Y.; BORBA, B.; BEZERRA, B. C.; DALL'ORTO, C. **Análise do Impacto Energético da Variabilidade da Produção de Energia Eólica no Sistema Elétrico Brasileiro**. In Anais do Brazil Windpower 2016 Conference and Exhibition, Rio de Janeiro, 2016.

EPE - EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. **Expansão da geração. Cálculo da Garantia Física de Empreendimentos Eólicos considerando o P90**. Rio de Janeiro: Ministério de Minas e Energia, 2013.

EPE - EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. **Plano decenal de expansão de energia 2024**. Brasília: Ministério de Minas e Energia, 2015.

EPE - EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. **Plano decenal de expansão de energia 2026**. Brasília: Ministério de Minas e Energia, 2017.

FAZELPOUR, F.; SOLTANI, N.; SOLTANI, S.; ROSEN, M. Assessment of wind energy potential and economics in the north-western Iranian cities of Tabriz and Ardabil. **Renewable Sustainable Energy**, p. 87-99, 2015.

FILL, H.D.O.A. Estudos Energéticos. **Revista Paranaense de Desenvolvimento**, Curitiba n. 67, p. 27-60, 1979.

FILL, H.D.O.A. Método da energia natural como técnica de simulação em estudos energéticos. **Revista Técnica do Instituto de Engenharia do Paraná**, Curitiba, v. 20, p. 38-44, 1980.

FILL, H.D.O.A.; HIRUMA, F.S. **Operação Complementar de Geração Eólica e Hidráulica**. Brasília-DF: XXI Simpósio Brasileiro de Recursos Hídricos, 2015.

FILL, H.D.O.A.; CHELLA, M.R.; MINE, M.R.M.; KAVISKI E.; FREITAS, C. Avaliação de Dois Critérios de Cálculo da Energia Assegurada de uma PCH. **Revista Brasileira de Recursos Hídricos**, Vol 11, p. 25-35, 2006.

FILL, H.D.O.A.; NEIRA, K.L., Curvas de regularização para reservatórios parcialmente cheios com confiabilidade constante. **Revista Brasileira de Recursos Hídricos**, Vol. 13, p. 99-109, 2008.

FIRJAN, F. D. (2013). **Expediente: A Expansão das Usinas a Fio d'Água e o Declínio da Capacidade de Regularização do Sistema Elétrico Brasileiro**. Disponível em <<http://www.firjan.com.br/lumis/portal/file/fileDownload.jsp?fileId=2C908A8F4EB14A4C014EB65660BB382E&inline=1>>, 2013, Acesso em 07 jul. 2017.

FORTUNATO, L.; ARARIPE, N. T.; ALBUQUERQUE, J.; PEREIRA, M. **Introdução ao Planejamento da Expansão e Operação de Sistemas de Produção de Energia Elétrica**. Universidade Federal Fluminense, 1990.

FRANÇOIS, B.; HINGRAY, B.; RAYNAUD, D.; BORGA, M.; CREUTIN, J. Increasing climate-related-energy penetration by integrating run-of-the river hydropower to wind/solar mix. **Renewable Energy**, vol. 87, p. 686-696, 2016.

GEBRETSADIK, Y.; FANT, C.; STRZEPEK, K.; ARNDT, C. Optimized reservoir operation model of regional wind and hydropower integration case study: Zambezi basin and South Africa. **Applied Energy**, vol. 161, p. 574-582, 2016.

GOMIDE, F.L.S. Range and deficit analysis using Markov chains. **Hydrology Papers**, v. 4. Colorado State University, Fort Collins, CO., p. 79, 1975

GOMIDE, F.L.S. **Teoria estocástica dos reservatórios aplicada ao planejamento energético de sistemas hidrelétricos**. Curitiba: Tese (Titular), Departamento de Hidráulica e Saneamento, Universidade Federal do Paraná, 1986.

HAAN, C. **Statistical Methods in Hydrology**. Ames: The Iowa State University Press, 163, 1977.

HEIER, S. **Grid integration of wind energy conversion systems**. Wiley, 1998.

HIRTH, L. The benefits of flexibility: The value of wind energy with hydropower. **Applied Energy**, vol. 181, p. 210-223, 2016.

HODGE, B.; LEW, D.; MILLIGAN, M. **Impact of High Wind power Penetration on Hydroelectric Unit Operations in the WWSIS**. National Renewable Energy Laboratory, United States Department of Energy, 2011.

IEA - INTERNATIONAL ENERGY AGENCY. **Technology Roadmap - Wind Energy**. Paris: IEA Publications, 2009.

IEA - INTERNATIONAL ENERGY AGENCY. **Renewable Energy - Market and Prospects by Technology**. Paris: IEA Publications, 2011.

JADERSTROM, A. **Coordinated regulation of wind power and hydro power with separate ownership**, Master's Degree project. Stockholm: Royal Institute of Technology, Department of Electrical Engineering, 2004.

JARAMILLO, O.; BORJA, M.; HUACUZ, J. Using hydropower to complement wind energy: a hybrid system to provide firm power. **Renewable Energy**, vol. 29, p. 1887-1909, 2004.

JARDIM, P. **Definição da Árvore de Cenários de Afluências para o Planejamento da Operação Energética de Médio Prazo**. Rio de Janeiro: Tese de Doutorado - Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro, 2009.

KELMAN, J. Modelos Estocásticos no Gerenciamento de Recursos Hídricos. In: BARTH, F. T.; POMPEU, C. T.; FILL, H.D.; TUCCI, C.E.M.; KELMAN, J.; BRAGA, B.P.F. **Modelos para Gerenciamento de Recursos Hídricos I**. São Paulo: NOBEL/ABRH, 1987, cap. 4.

KELMAN, J.; KELMAN, R.; PEREIRA, M. Energia firme de sistemas hidrelétricos e usos múltiplos dos recursos hídricos. **Revista da Associação Brasileira de Recursos Hídricos - ABRH**, p. 9, 2003.

KERN, J.; PATINO-ECHEVERRI, D.; CHARACKLIS, G. An integrated reservoir-power system model for evaluating the impacts of wind integration on hydropower resources. **Renewable Energy**, p. 553-562, 2014.

KLEMEŠ, V. **Physically based stochastic hydrologic analysis**. Academic Press, 1978.

LEITE, A.; BORGES, C.; FALCÃO, D. Modelagem de Usinas Eólicas para Estudos de Confiabilidade. **Revista Controle & Automação**, p. 177-188, 2006.

LIMA, J.W.M. **Efeitos das Mudanças Climáticas na Geração de Energia Elétrica**. São Paulo: AES Tietê. Editora Hunter Books, 2014.

LOUCKS, D.; VAN BEEK, E. **Water Resources Systems, Planning and Management**. Turin: UNESCO, 2005.

LOUCKS, D.; STEDINGER, J.; HAITH, D. **Water Resource Systems Planning and Analysis**. Englewood Cliffs: Prentice-Hall, 1981.

MADRIGAL, M.; PORTER, K. **Operationg and Planning electricity grids with variable generation**. Washington DC: The World Bank, 2013.

MANDELBROT, B.; WALLIS, J. Noah, Joseph, and Operational Hydrology. **Water Resources Research**, vol. 4, p. 909-918, 1968.

MARCATO, A. **Representação Híbrida de Sistemas Equivalentes e Individualizados para o Planejamento da Operação de Médio Prazo de Sistemas de Potência de Grande Porte**. Rio de Janeiro: Tese de Doutorado - Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, Universidade Católica do Rio de Janeiro, 2002.

MARCILIO, D.C.; OENING, A.P.; SOUZA, A.S.; DETZEL, D.H.M.; MIGUEL, F.K.; MEDEIROS, L.; ROCCO, A.M. **Análise do desempenho de aerogeradores através da aplicação da teoria de Portfólios de Markowitz**. In: X CBPE - Congresso Brasileiro de Planejamento Energético, Gramado, 2016.

MATTEVOSYAN, J.; OLSSON, M.; SODER, L. Hydropower planning coordinated with wind power in areas with congestion problems for trading on the spot and the regulating market. **Electric Power Systems Research**, vol. 79, p. 39-48, 2009.

MIYAMOTO, A.; VENTURA FILHO, A. **Modelos Computacionais utilizados no planejamento de geração de energia elétrica no Brasil**. Rio de Janeiro: Eletrobrás, 1982.

MME, MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA. **Portaria No 303**, de 18 de Novembro de 2004. Consultoria Jurídica, 2004.

MORGAN, E.; MATTEW, L.; VOGEL, R.; BAISE, L. Probability distributions for offshore wind speeds. **Energy Conversion and Management**, p. 15-26, 2011.

MOSONYI, E. **Water Power Development**. Budapest: Akadémiai Kiadó, 1960.

NACIF, L. **Modelagem Econômica para a Tomada de Decisões na Programação Diária da Operação de Usinas Hidrelétricas**. Curitiba: Dissertação de mestrado - Universidade Federal do Paraná, 2013.

NAGHETTINI, M; PINTO, E.J.A. **Hidrologia Estatística**. Belo Horizonte: CPRM Serviço Geológico de Brasil, agosto de 2007.

NEIRA, K. **Curvas de Regularização para Reservatórios Parcialmente Cheios e Confiabilidade Constante**. Curitiba: Dissertação de mestrado - Universidade Federal do Paraná, 2005.

NREL - NATIONAL RENEWABLE ENERGY LABORATORY. **Western Wind and Solar Integration Study: Hydropower Analysis**. United States Department of Energy, 2012.

ONS - OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA. **O Setor Elétrico**. Disponível em <<http://www.ons.org.br/>>. Acesso em 08 jul. 2017.

ONS - OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA. **Hidrologia, Inventário de Dados Técnicos de Aproveitamentos Hidroelétricos**, Disponível em <<http://www.ons.org.br/operacao/hidrologia.aspx>>. Acesso em 10 jul. 2017.

ONS - OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA. **Mapas do SIN**. Disponível em: <http://www.ons.org.br/conheca_sistema/mapas_sin.aspx#>. Acesso em 10 jul. 2017.

ONS - OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA. **Séries Históricas de Vazões**. Disponível em: <http://www.ons.org.br/operacao/vazoes_naturais.aspx>. Acesso em 10 jul. 2017.

ONS - OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA. **Atualização de Séries Históricas de Vazões – Período 1931 a 2015**. Disponível em: <http://apps05.ons.org.br/download/operacao/hidrologia/Atualizacao_Series_Historicas_Vazoes-1931a2015.pdf>. Acesso em 11 set. 2017.

ONS - OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA. **Situação dos Principais Reservatórios do Brasil**. Disponível em: <http://www.ons.org.br/tabela_reservatorios/conteudo.asp>. Acesso em 09 jul. 2017.

PAPAEFTHYMIU, G. **Integration of stochastic generation in power systems**. Delft: Delft University of Technology, 2006.

PAPOULIS, A. **Probability, Random Variables, and Stochastic Processes**. New York: McGraw-Hill, 1991.

PEREIRA, B.; PÁIS, M.; SALES, P. **Análise espectral de séries temporais - Uma introdução para engenharia, economia e estatística**. Editora Arte Final, 1986.

PEREIRA, M.; PINTO, L. Stochastic Optimization of Multireservoir Hydroelectric System: A decomposition approach. **Water Resources Research**, p. 779-792, 1985.

PÉRICO, G. **Avaliação Estocástica dos efeitos de reservatórios na expansão de um sistema hidrelétrico**. Curitiba: Dissertação (mestrado) - Universidade Federal do Paraná, Setor Tecnologia, 2014.

PIMENTA, F.; ASSIREU, A. Simulating reservoir storage for a wind-hydro hybrid system. **Renewable Energy**, p. 757-767, 2015.

PRESS, W.H., FLANNERY, B.R., TEUKOLSKY, S., VETTERLING, W.T. **Numerical Recipes in Pascal: the art of scientific computing**. Cambridge: Univeristy Press, Cambridge. 1989

RAMOS, T. **Modelo Individualizado de Usinas Hidrelétricas Baseado em Técnicas de Programação Não Linear com o Modelo de Decisão Estratégica**. Juiz de Fora: Dissertação (Mestrado), Universidade Federal de Juiz de Fora, 2011.

RENOVA ENERGIA. **Projetos eólicos em operação**. Disponível em: (<<http://www.renovaenergia.com.br/pt-br/nossos-negocios/eolica/paginas/operacao.aspx>>), Acessado em 12/07/2017.

RICOSTI, J.F.C. **Inserção da energia eólica no sistema hidrotérmico brasileiro**. São Paulo: Dissertação (Mestrado), Universidade de São Paulo, 2011.

RICOSTI, J.F.C.; SAUER, I. An assessment of wind power prospects in the Brazilian hydrothermal system. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, vol. 19, p. 742-753, 2013.

RIPPL, W. The capacity of storage reservoir for water supply. **Proceedings Institution of Civil Engineers**, p. 270-278, 1883.

SALAS, J.; DELLEUR, J.; YEVJEVICH, V.; LANE, W. **Applied Modelind of Hydrologic Time Series**. Chelsea: Water Resources Publications, 1985.

SCORAH, H.; SOPINKA, A.; VAN KOOTEN, C. The economics of storage, transmissions and drought: integrating variable wind power into spatially separated electricity grids. **Energy Economics**, vol. 34, p. 536-541, 2012.

SILVA, E. **Formação de Preço em Mercados de Energia Elétrica**. Sagra Luzzato, 2001.

SILVA, D. D. **Dimensionamento de Usinas Hidroelétricas através de Técnicas de Otimização Evolutiva**. São Paulo: Tese de Doutorado - Pós Graduação em Engenharia Elétrica, Univerisdade de São Paulo, 2003.

SKAMAROCK, W.C.; KLEMP, J.B.; DUDHIA, J.; GILL, O.D.; BARKER, D.M.; DUDA, M.G.; HUANG, X-Y.; WANG, W.; POWERS, J.G. **A Description of the Advanced Research WRF Version 3. NCAR Technical Note 475+STR**, National Center for Atmospheric Research, 2008.

SNEDECOR, G.W.; COCHRAN, W.G. **Statistical Methods**. 8a Ed: Iowa State University Press, p. 503 p 1989.

SOARES, P. H.; HIRUMA, F.S.; GUETTER, A.K. **Estimativa estocástica da geração eólica em Palmas (PR)**. In *Anais do XVIII Congresso Brasileiro de Meteorologia*, #951, Recife-PE, 2014.

SOBOL, L.M.A. **Primer for the Monte Carlo Method**. CRC Press Florida: Boca Raton, 1994.

SPIEGEL, M. **Estatística**. Mc Grow Hill, 1998.

STENDINGER, J.; VOGEL, R.; FOUFOULA-GEORGIU, E. **Frequency analysis of extreme events**. Em *Handbook of Hydrology* (pp. 18.1-18.49). New York: McGraw-Hill, 1993.

SUISSE ÉOLE. **Power Production**. The Swiss Wind Power Data Website. Disponível em: <<http://wind-data.ch/tools/powercalc.php>>. Acesso em 10 jul. 2017.

SUOMALAINEN, K.; PRITCHARD, G.; SHARP, B.; YUAN, Z.; ZAKERI, G. Correlation analysis on winds and hydro resources with electricity demand and prices in New Zealand. **Applied Energy**, vol.137, p. 445-462, 2015.

TERRY, L.A.; PEREIRA, M.V.F.; ARARIPE, N.T.A.; SILVA, L.F.C.A.; SALES, P.R.H. Coordinating the energy generation of the brazilian national hydrothermal electrical generating system. **Interfaces**, p. 16-38, 1986.

TOLMASQUIM, M. **Energia Renovável: Hidráulica, Biomassa, Eólica, Solar, Oceânica**. Rio de Janeiro: Empresa de Pesquisa Energética (EPE), 2016.

TORRES, L. **Metodologia para reconstrução de séries históricas de vento e geração eólica visando a análise da complementariedade energética no Sistema Interligado Nacional**. São Paulo: Escola Politecnica da Universidade de São Paulo, 2015.

UCZAI, P., MARQUES, W., & A.F., P. D. **Energias renováveis: riqueza sustentável ao alcance da sociedade**. Brasília: Câmara dos Deputados, 2012.

UNFCCC – UNITED NATIONS FRAMEWORK CONVENTION ON CLIMATE CHANGE. **La energía eólica crece a nivel mundial**. Disponível em: <<http://newsroom.unfccc.int/es/energ%C3%ADa-limpia/la-energia-eolica-crece-en-el-mundo/>>, Publicado em 28/08/2015, Acesso em: 01 jul. 2017

USTA, I. An innovate estimation method regarding Weibull parameters for wind energy applications. **Energy**, p. 301-314, 2016.

VEGA, J. **Generación de Series Sintéticas de Recursos Renovables Variables para Estudios de Operación y Planificación de Sistemas Eléctricos**. Santiago de Chile: Universidad de Chile, 2016.

VOGSTAD, K. Utilizing the complementary characteristics of wind power and hydropower through coordinated hydro production scheduling using EMPS models. **Wind Power for the 21st century**, p. 1-5, 2000.

VOSE, D. **Quantitative Risk Analysis. A Guide to Monte Carlo Simulation Modelling**. England, 1996.

WILLIAMS, O.; QUYEN, N. **The integration of wind power and hydropower in an electricity market with a large hydroelectric generator**. Imperial College London Business School, 30, 2016.

YAGI, M. **Programação Dinâmica Aplicada ao Cálculo da Energia Firme de Usinas Hidrelétricas**. Juiz de Fora - MG: Universidade Federal de Juiz de Fora, 2012.

YUE, S.; PILON, P.; PHINNEY, B.; CAVADIAS, G. The influence of autocorrelation on the ability to detect trend in hydrological series. **Hydrological Processes**, vol.16, p. 1807-1829, 2002.

ZHANG, W.; YAN, Y.; ZHENG, J.; LI, L.; DONG, X.; CAI, H. Temporal and spatial variability of annual extreme water level in the Pearl River Delta region, China. **Global and Planetary Change**, p. 35-47, 2009.

ANEXO A – VAZÕES NATURAIS DAS USINAS HIDRELÉTRICAS DO RIO SÃO FRANCISCO

VAZÕES NATURAIS RETIRO BAIXO (m ³ /s)													
ANO	JAN	FEV	MAR	ABR	MAI	JUN	JUL	AGO	SET	OUT	NOV	DEZ	MED
1931	138	145	408	357	163	112	89	74	55	70	77	101	149
1932	269	128	111	62	48	61	58	45	34	28	100	181	94
1933	409	232	179	125	122	111	91	82	59	74	82	307	156
1934	245	100	74	66	58	46	46	43	41	45	62	74	75
1935	296	384	214	263	148	82	61	57	53	43	64	183	154
1936	133	131	191	100	73	52	44	34	34	45	103	158	92
1937	226	443	129	94	98	66	52	44	36	39	149	279	138
1938	331	312	233	169	155	113	95	97	92	123	182	373	190
1939	438	420	213	187	132	105	97	85	84	105	85	167	177
1940	195	249	301	136	104	86	73	59	62	89	256	319	161
1941	364	193	221	217	118	101	96	76	87	88	98	280	162
1942	363	192	259	139	107	85	74	60	64	102	174	331	163
1943	651	420	604	213	149	126	98	96	86	101	99	323	247
1944	210	375	270	156	114	93	79	67	56	68	96	159	145
1945	326	322	240	213	129	110	89	73	64	80	126	292	172
1946	314	139	181	146	99	83	70	57	53	79	117	135	123
1947	240	235	428	177	116	93	82	75	92	79	90	230	161
1948	206	233	248	119	84	77	64	50	44	54	164	502	154
1949	487	760	324	221	150	128	99	82	69	85	106	247	230
1950	303	320	202	148	110	88	74	58	56	69	218	254	158
1951	246	414	399	305	161	124	98	82	69	71	56	143	181
1952	267	449	413	210	131	117	89	72	72	69	118	177	182
1953	105	170	144	169	87	68	56	47	48	61	126	194	106
1954	111	167	90	127	76	54	42	33	29	30	82	119	80
1955	278	141	101	95	62	59	40	31	25	53	84	265	103
1956	214	123	190	85	77	77	57	49	48	39	60	440	122
1957	247	239	221	205	137	94	78	63	78	59	141	272	153
1958	164	203	137	111	98	73	77	55	65	106	87	112	107
1959	143	97	245	93	63	51	43	37	32	55	95	100	88
1960	242	225	277	108	87	70	58	59	55	62	84	239	131
1961	592	607	414	202	154	110	89	74	62	56	79	94	211
1962	300	311	168	98	83	72	61	54	58	77	128	480	158
1963	256	210	116	76	64	57	53	48	40	42	56	40	88
1964	271	395	181	107	81	59	61	48	38	69	161	259	144
1965	384	575	438	211	156	111	91	78	63	138	214	248	226
1966	598	414	285	173	138	107	86	74	65	100	191	264	208
1967	404	377	239	154	113	93	82	66	56	74	193	242	174
1968	244	201	193	130	88	76	65	62	68	90	99	262	132
1969	168	138	114	84	65	64	53	47	43	89	197	270	111
1970	289	180	120	109	75	64	58	53	63	92	137	101	112
1971	64	49	65	45	34	43	31	24	33	62	206	345	83
1972	157	210	246	142	93	75	75	56	52	99	200	262	139
1973	338	286	300	166	120	97	87	68	63	91	172	291	173
1974	327	192	233	171	116	99	84	70	51	78	77	193	141
1975	313	237	124	118	87	64	74	56	44	71	172	163	127
1976	104	124	109	85	61	53	61	55	91	125	196	306	114
1977	377	285	162	140	84	72	58	46	56	44	102	141	131
1978	370	214	145	132	103	104	84	64	60	75	161	221	144
1979	473	1024	417	252	204	164	135	112	110	88	215	409	300
1980	585	364	181	335	136	123	107	93	81	69	121	347	212
1981	446	246	206	138	118	108	79	74	60	102	323	359	188

VAZÕES NATURAIS RETIRO BAIXO (m³/s)													
ANO	JAN	FEV	MAR	ABR	MAI	JUN	JUL	AGO	SET	OUT	NOV	DEZ	MED
1982	502	228	373	250	173	164	110	97	72	117	127	226	203
1983	687	575	525	409	239	311	152	134	148	188	300	623	358
1984	289	168	144	164	103	80	72	73	109	83	118	360	147
1985	631	519	656	279	178	134	108	88	88	104	199	253	270
1986	428	303	211	115	109	83	82	95	60	52	63	288	157
1987	274	178	223	173	111	105	76	64	76	73	89	451	158
1988	324	426	345	180	113	91	75	63	51	86	113	171	170
1989	144	182	217	101	73	76	71	72	64	101	153	376	136
1990	286	140	152	116	98	70	71	65	76	61	88	134	113
1991	551	494	402	295	163	110	87	76	79	124	169	157	226
1992	542	479	191	199	234	145	89	72	93	152	320	415	244
1993	363	424	292	216	157	98	71	66	71	189	118	157	185
1994	515	182	347	210	183	118	100	82	64	64	90	264	185
1995	175	278	317	162	137	102	86	65	65	110	135	415	171
1996	440	229	225	141	107	90	73	71	73	68	313	384	185
1997	986	280	321	217	158	147	106	87	100	94	114	335	245
1998	291	311	168	116	92	109	68	68	42	72	151	153	137
1999	207	103	289	117	84	58	50	42	40	49	110	157	109
2000	255	380	242	140	89	71	59	50	73	48	140	252	150
2001	166	68	98	46	39	38	32	32	34	51	94	183	73
2002	292	361	200	100	76	58	51	42	55	38	101	245	135
2003	502	269	224	131	80	65	58	53	44	38	65	163	141
2004	350	284	231	208	129	89	79	62	42	47	50	218	149
2005	340	263	384	150	145	104	80	67	80	73	192	302	182
2006	173	184	219	125	83	83	58	40	59	64	129	319	128
2007	521	382	135	109	85	65	51	45	33	48	64	177	143
2008	306	346	389	215	103	72	61	48	55	56	92	410	179
2009	510	407	231	247	122	98	81	62	72	173	136	275	201
2010	277	96	174	93	71	55	46	35	28	48	136	186	104
2011	309	84	246	118	72	58	47	37	27	50	96	418	130
2012	676	224	152	124	94	82	59	45	36	33	79	64	139
2013	105	136	89	103	52	57	38	30	27	42	35	151	72
2014	81	38	45	45	34	34	34	36	19	15	30	73	40
MIN	64	38	45	45	34	34	31	24	19	15	30	40	40
MED	330	281	240	158	110	90	73	62	60	76	131	250	155
MAX	986	1024	656	409	239	311	152	134	148	189	323	623	358

VAZÕES NATURAIS TRÈS MARIAS (m ³ /s)													
ANO	JAN	FEV	MAR	ABR	MAI	JUN	JUL	AGO	SET	OUT	NOV	DEZ	MED
1931	940	1932	1858	1189	687	472	380	312	375	385	469	579	798
1932	1134	959	655	409	316	273	215	172	161	322	593	1344	546
1933	1994	809	686	534	371	286	246	208	200	318	435	1388	623
1934	1343	486	520	380	279	199	168	147	179	150	337	584	398
1935	1258	1835	987	1036	636	447	357	296	240	299	344	629	697
1936	437	441	814	625	335	228	193	169	229	211	611	784	423
1937	1643	1683	690	504	487	321	252	199	165	394	1052	2421	818
1938	1729	1207	926	597	470	351	280	267	240	324	694	1576	722
1939	2379	1946	825	649	488	359	308	253	224	370	393	676	739
1940	1100	1377	1349	530	367	269	218	184	177	272	1043	1321	684
1941	1820	905	924	1158	515	342	295	220	220	304	361	1097	680
1942	1595	896	1276	674	397	297	236	190	211	304	827	1603	709
1943	3257	1853	1590	885	613	474	400	346	294	378	684	1566	1028
1944	783	1394	1101	744	416	318	270	221	182	213	389	914	579
1945	1340	2116	1395	1684	819	582	461	348	298	354	959	2172	1044
1946	2485	1094	1409	1212	622	449	356	282	267	327	658	730	824
1947	1417	1698	2228	1307	626	456	383	301	362	387	598	1269	919
1948	1431	1075	1043	577	331	276	213	178	152	217	648	1549	641
1949	1975	3273	1701	1329	730	529	430	341	273	391	560	1029	1047
1950	922	1485	1109	786	504	379	291	230	209	277	787	1216	683
1951	1055	1442	1385	1433	642	479	378	304	251	274	268	542	704
1952	989	2030	2716	1236	655	461	407	331	357	285	575	812	905
1953	366	530	736	755	365	258	202	164	163	242	537	1029	446
1954	521	701	354	466	300	197	152	123	108	105	389	439	321
1955	953	570	522	561	216	183	136	107	94	212	395	1359	442
1956	1006	610	986	369	414	348	229	205	187	179	287	1139	497
1957	1472	1113	1355	1450	655	401	324	269	262	255	626	1403	799
1958	759	816	676	472	347	271	263	191	244	326	327	481	431
1959	855	584	892	423	269	192	148	133	119	220	521	544	408
1960	1202	1239	1489	562	343	252	202	164	188	194	538	1270	637
1961	2136	2337	1774	761	590	372	277	202	169	150	315	590	806
1962	1402	1565	1325	638	401	306	217	192	196	285	575	1837	745
1963	1680	1161	569	334	248	206	164	165	154	165	212	163	435
1964	1175	1686	635	333	281	184	214	155	119	368	705	1074	577
1965	1739	2545	2504	994	628	390	299	247	187	592	886	1131	1012
1966	2371	1986	1411	785	587	440	373	296	229	389	788	1344	917
1967	1932	1947	1260	873	522	448	367	279	257	286	919	1260	863
1968	1333	1265	1309	655	431	334	304	277	279	423	388	1154	679
1969	832	825	532	359	269	263	214	144	150	335	1174	1270	531
1970	1359	987	656	596	306	215	207	201	297	445	610	328	517
1971	221	219	287	157	137	64	58	95	155	332	832	2143	392
1972	893	918	1075	749	403	305	299	242	264	559	1159	941	651
1973	1376	1186	1392	935	453	313	279	239	201	570	1206	1200	779
1974	1370	717	1085	648	396	338	282	262	184	308	299	1035	577
1975	1692	1184	454	560	387	285	314	221	206	375	734	728	595
1976	497	494	500	296	283	177	126	144	294	314	862	1591	465
1977	1307	1102	536	646	309	267	186	181	195	172	585	828	526
1978	1575	935	820	558	403	391	287	249	208	302	556	1437	643
1979	1675	4435	1772	1115	718	534	439	384	427	417	723	1051	1141
1980	2682	2274	789	1180	543	488	401	330	280	232	600	1145	912
1981	1383	659	913	588	387	371	253	252	177	607	1849	2036	790
1982	2877	1783	2504	1455	758	561	451	352	319	492	460	1049	1088
1983	3009	3744	2382	2095	1287	1062	747	487	531	957	1631	2496	1702
1984	1422	719	653	623	394	304	212	189	351	329	415	1297	576
1985	2545	2243	2117	979	656	467	384	333	355	396	608	790	989
1986	2172	1606	876	541	444	337	322	331	193	110	225	861	668

VAZÕES NATURAIS TRÊS MARIAS (m³/s)													
ANO	JAN	FEV	MAR	ABR	MAI	JUN	JUL	AGO	SET	OUT	NOV	DEZ	MED
1987	1360	826	619	799	371	290	237	168	178	245	335	1252	557
1988	863	1575	963	513	321	246	164	166	136	276	319	644	516
1989	737	813	770	297	218	194	136	145	151	216	497	1193	447
1990	1172	569	525	329	266	179	173	134	165	153	278	282	352
1991	1817	1636	1389	1300	540	359	273	215	242	367	442	602	765
1992	2043	3606	1328	847	641	394	324	275	344	497	1358	1495	1096
1993	1164	1452	992	805	421	381	270	237	248	290	292	659	601
1994	2301	681	1483	649	538	344	296	230	194	209	358	762	670
1995	488	1316	867	580	411	272	250	172	127	245	528	1187	537
1996	1486	639	659	408	283	197	165	80	190	204	1097	1272	557
1997	3503	1173	1375	946	575	562	404	358	254	338	428	1637	963
1998	1240	1241	770	511	457	379	256	248	196	262	681	698	578
1999	907	600	1637	533	343	216	193	106	104	133	608	759	512
2000	1069	2131	1451	688	419	310	239	166	240	112	570	915	693
2001	741	322	445	215	158	138	117	111	119	199	428	796	316
2002	1329	1808	961	428	304	233	187	112	159	86	345	860	568
2003	1656	1178	883	488	327	249	218	169	151	101	220	718	530
2004	1288	1791	1838	1050	477	394	332	261	195	196	210	1009	753
2005	1721	1247	1617	635	552	397	304	256	244	184	718	1562	786
2006	774	712	1338	689	379	289	252	213	225	410	656	2393	694
2007	3022	2456	814	591	413	331	276	221	172	143	257	649	779
2008	934	2251	1530	1142	531	388	294	238	256	213	447	1607	819
2009	2022	1983	1350	1404	632	453	381	305	325	463	456	1059	903
2010	845	402	1002	492	324	252	186	118	114	274	777	1084	489
2011	1685	505	2218	1059	496	379	305	226	153	251	379	1766	785
2012	2796	1062	690	575	413	415	275	206	174	146	497	330	632
2013	651	1059	596	679	284	324	200	142	127	197	277	945	457
2014	369	151	200	226	124	100	94	94	58	48	171	506	179
MIN	221	151	200	157	124	64	58	80	58	48	171	163	179
MED	1462	1355	1127	748	448	339	272	222	217	296	593	1106	682
MAX	3503	4435	2716	2095	1287	1062	747	487	531	957	1849	2496	1702

VAZÕES NATURAIS QUEIMADO (m ³ /s)													
ANO	JAN	FEV	MAR	ABR	MAI	JUN	JUL	AGO	SET	OUT	NOV	DEZ	MED
1931	50	115	153	48	42	39	37	34	31	40	58	53	58
1932	116	69	51	39	34	29	26	23	27	42	61	46	47
1933	90	31	90	43	27	28	25	24	22	34	77	81	48
1934	41	51	38	39	28	23	21	19	21	21	32	75	34
1935	64	93	119	91	41	40	37	38	32	46	76	94	64
1936	51	94	89	60	37	34	32	30	26	31	46	65	50
1937	63	60	57	57	38	29	25	24	21	44	59	83	47
1938	39	46	72	25	24	24	21	19	17	27	36	117	39
1939	84	89	49	38	32	33	31	25	31	34	44	39	44
1940	157	146	105	52	47	43	41	39	41	48	77	95	74
1941	80	42	87	79	34	33	38	29	36	54	58	82	54
1942	99	126	51	70	40	38	35	31	52	34	90	182	71
1943	206	95	193	94	66	64	59	52	47	63	126	132	100
1944	57	122	100	65	46	47	39	35	31	40	52	161	66
1945	148	141	229	177	72	71	68	62	58	90	107	144	114
1946	146	85	122	65	62	49	48	40	38	36	52	62	67
1947	92	86	151	68	42	40	38	47	40	70	111	142	77
1948	62	65	135	52	44	44	40	34	35	41	67	234	71
1949	103	145	68	112	74	53	50	45	40	55	69	69	74
1950	82	79	96	54	35	34	31	28	31	44	41	61	51
1951	54	38	98	40	32	26	24	22	21	24	25	53	38
1952	48	46	93	35	21	22	21	20	24	22	67	85	42
1953	52	70	97	73	32	33	32	30	35	35	68	166	60
1954	82	122	73	47	46	42	37	33	30	24	68	94	58
1955	143	70	58	88	37	38	35	32	29	59	64	100	63
1956	52	81	87	40	52	37	32	28	26	40	89	139	59
1957	162	176	190	126	74	60	52	45	40	41	51	96	93
1958	74	107	75	88	59	49	45	38	35	40	33	53	58
1959	119	61	68	47	37	33	29	23	19	28	69	53	49
1960	67	62	89	54	44	36	30	25	21	22	43	68	47
1961	99	87	68	45	45	35	30	25	20	20	21	50	45
1962	70	95	89	49	42	33	29	24	23	37	44	121	55
1963	86	87	52	45	37	32	27	23	18	25	32	33	41
1964	104	87	62	47	41	28	31	25	26	36	61	54	50
1965	91	67	89	126	35	39	37	25	22	33	51	49	55
1966	94	126	77	63	52	42	36	30	25	31	37	65	57
1967	58	67	79	61	45	36	30	24	21	19	40	73	46
1968	45	102	85	60	44	37	32	28	25	24	46	65	49
1969	42	64	67	41	35	27	23	19	16	22	75	109	45
1970	138	79	100	67	50	41	36	31	31	39	50	42	59
1971	32	30	34	27	20	16	14	12	11	27	58	130	34
1972	53	50	50	59	38	31	27	22	18	27	72	96	45
1973	67	57	76	62	41	35	30	25	22	49	97	81	54
1974	62	46	117	101	70	54	44	39	30	34	32	38	56
1975	68	45	36	73	41	33	28	22	18	22	34	26	37
1976	29	40	52	37	28	22	18	15	15	15	36	87	33
1977	98	91	55	61	45	37	30	24	21	24	26	53	47
1978	109	90	117	111	70	62	50	41	34	39	41	71	70
1979	183	204	134	111	79	68	58	49	45	42	58	57	91
1980	142	201	112	114	83	68	58	49	45	36	48	84	87
1981	94	64	84	105	66	55	44	37	30	43	100	90	68
1982	174	113	170	133	94	78	64	56	49	49	43	52	90
1983	146	164	130	103	80	66	56	46	32	39	82	93	86
1984	80	65	65	105	57	46	38	35	37	35	29	46	53
1985	71	58	93	80	56	44	39	33	29	34	44	70	54
1986	107	79	64	48	42	33	29	26	22	25	20	28	44

VAZÕES NATURAIS QUEIMADO (m ³ /s)													
ANO	JAN	FEV	MAR	ABR	MAI	JUN	JUL	AGO	SET	OUT	NOV	DEZ	MED
1987	34	46	58	47	47	36	26	21	18	20	32	83	39
1988	74	93	105	86	63	50	42	36	29	37	48	68	61
1989	71	71	70	46	35	32	26	22	20	22	70	207	58
1990	83	54	49	37	37	30	28	23	23	34	33	33	39
1991	43	74	118	109	67	54	44	34	28	31	59	157	68
1992	214	294	120	103	80	63	54	47	44	49	100	105	106
1993	84	121	83	81	56	47	38	32	28	27	27	57	57
1994	77	51	151	86	63	52	45	36	29	23	38	69	60
1995	74	74	55	65	50	36	30	23	19	20	47	71	47
1996	51	39	55	40	41	28	23	21	18	23	34	37	34
1997	52	40	58	74	52	42	34	28	24	23	31	47	42
1998	38	56	42	33	27	23	19	15	12	17	54	73	34
1999	52	38	71	36	29	24	21	17	15	18	27	53	33
2000	64	72	90	56	42	34	29	22	25	17	35	72	47
2001	52	36	55	35	27	22	17	14	13	16	45	46	32
2002	61	62	48	41	29	24	20	15	14	9	18	37	32
2003	52	41	54	57	37	27	21	19	19	15	21	25	32
2004	78	167	126	115	76	59	47	43	37	35	38	55	73
2005	53	82	129	79	59	45	42	35	30	22	44	112	61
2006	72	67	97	94	62	50	44	36	33	48	54	81	62
2007	80	130	84	60	48	40	34	28	21	15	20	32	49
2008	33	46	56	55	36	28	23	17	16	12	23	59	34
2009	63	72	53	93	60	44	36	31	29	34	46	70	53
2010	72	52	65	55	38	31	25	20	16	18	26	48	39
2011	74	48	93	75	48	40	33	26	19	34	39	71	50
2012	87	76	66	60	44	35	28	24	20	17	32	30	43
2013	49	51	51	63	39	36	26	20	22	24	28	54	39
2014	39	34	59	57	40	33	26	22	18	14	24	36	34
MIN	29	30	34	25	20	16	14	12	11	9	18	25	32
MED	82	83	87	68	47	40	34	30	27	32	51	78	55
MAX	214	294	229	177	94	78	68	62	58	90	126	234	114

VAZÕES NATURAIS SOBRADINHO (m³/s)													
ANO	JAN	FEV	MAR	ABR	MAI	JUN	JUL	AGO	SET	OUT	NOV	DEZ	MED
1987	3150	2606	2604	2759	1701	1159	1071	840	800	920	1325	3709	1887
1988	5163	3829	4116	2843	1852	1173	1033	979	767	989	1566	2619	2244
1989	3601	2715	3018	1672	1142	1030	1013	858	893	996	1883	5073	1991
1990	9467	3681	3101	1975	1359	1060	1130	987	968	984	1355	1617	2307
1991	3742	5138	4639	5139	2340	1470	1222	1125	1031	1323	2095	3057	2693
1992	4651	9244	12915	3754	2614	1765	1444	1283	1384	1860	4269	4814	4166
1993	5840	4644	3943	2590	1801	1439	1245	1105	981	1214	1180	2046	2336
1994	5366	4689	4993	4521	2154	1470	1378	1081	1022	782	989	3062	2626
1995	2872	3220	2837	2587	1731	1188	1087	851	672	895	1651	3244	1903
1996	4478	2180	2234	1593	1184	934	785	668	699	730	1702	3317	1709
1997	6202	4622	4461	4053	2438	1747	1294	1197	1047	1052	1343	3446	2742
1998	3343	3360	3096	1536	1122	950	838	751	620	704	1994	3241	1796
1999	3013	1827	4212	2245	1201	874	787	663	695	570	1601	2990	1723
2000	4169	5271	4455	3316	1730	1188	930	923	918	703	1823	3655	2423
2001	3158	1695	1719	1096	845	824	645	632	659	714	1201	2187	1281
2002	4440	4761	3516	2234	1074	883	851	644	506	665	936	1871	1865
2003	4118	4387	2737	2604	1374	983	890	747	680	506	843	1611	1790
2004	3233	5002	6786	5329	2737	1493	1304	1010	899	889	1063	1841	2632
2005	4123	4915	4807	4044	2133	1463	1185	975	984	923	1402	4442	2616
2006	4388	2412	3631	4132	2229	1297	1072	1022	976	1382	2696	4062	2442
2007	5905	6947	6765	2547	1482	1302	995	996	727	573	614	1588	2537
2008	1933	4021	4465	3964	1901	1127	928	843	669	729	945	2303	1986
2009	5409	5072	3542	4254	2410	1492	1236	976	1019	1393	2534	2730	2672
2010	3459	1939	2642	2701	1289	1025	815	690	683	831	1794	3086	1746
2011	4656	2947	4010	5080	1881	1232	1036	804	737	973	1272	3635	2355
2012	5948	5205	2120	2114	1251	1221	904	755	653	554	1559	2143	2036
2013	1662	3586	1762	2857	1383	1127	843	755	605	671	903	2842	1583
2014	3420	1280	1304	1738	1009	695	767	679	634	427	770	2210	1244
MIN	1650	1280	1304	1096	845	695	645	632	506	427	614	1106	1244
MED	4677	4860	4703	3733	2259	1545	1291	1118	1001	1120	1852	3345	2625
MAX	9467	10080	15676	7965	8764	3939	2591	2078	2034	2050	4448	6411	4952

VAZÕES NATURAIS ITAPARICA (m³/s)													
ANO	JAN	FEV	MAR	ABR	MAI	JUN	JUL	AGO	SET	OUT	NOV	DEZ	MED
1987	3157	2649	2654	2909	1786	1189	1079	865	792	946	1454	3462	1912
1988	5413	3695	4554	3518	2173	1288	1113	1118	1092	1067	1702	2587	2443
1989	3841	2685	3150	1904	1385	1077	1058	1005	932	964	1754	5688	2120
1990	9585	4171	3260	2127	1410	1109	1162	1021	1068	1139	1385	1580	2418
1991	3420	5351	4868	5262	2555	1539	1251	1159	1026	1320	1872	3157	2732
1992	4693	9301	13633	4288	2809	1886	1498	1425	1397	1854	4087	4863	4311
1993	6053	4734	4250	2620	1886	1467	1269	1143	1052	1255	1310	1883	2410
1994	5228	5056	4876	5037	2253	1598	1411	1131	1104	914	956	3084	2721
1995	3052	3086	3128	2754	1835	1377	1103	960	762	930	1690	3123	1983
1996	4682	2392	2201	1899	1328	1072	899	701	694	825	1590	3460	1812
1997	6092	5092	4397	4461	2582	1784	1362	1220	1054	1062	1300	3120	2794
1998	3521	3342	3285	1636	1226	974	839	785	660	684	1852	3209	1834
1999	3166	1922	4005	2595	1329	914	797	689	793	597	1516	3186	1792
2000	4332	5182	4516	3676	1828	1231	960	1011	936	806	1717	3668	2489
2001	3465	1803	1795	1326	847	836	680	631	657	750	1156	2171	1343
2002	5244	4766	3671	2362	1110	894	847	662	501	672	909	1783	1952
2003	4087	4574	2720	2712	1406	998	896	755	687	507	823	1582	1812
2004	3017	4910	6771	5422	2941	1526	1316	1027	905	883	1044	1734	2625
2005	4052	4988	4912	4277	2276	1480	1198	986	981	938	1306	4265	2638
2006	4545	2405	3514	4368	2349	1323	1083	1021	979	1305	2673	3889	2455
2007	5832	7242	7118	2652	1558	1299	1007	1001	744	596	615	1528	2599
2008	1972	3907	4594	4953	2021	1146	935	851	674	742	853	2223	2073
2009	5393	5051	3668	4440	2634	1540	1248	985	1020	1335	2536	2641	2708
2010	3538	1929	2607	2846	1298	1047	833	698	684	828	1705	3118	1761
2011	4503	3241	3797	5291	2014	1255	1071	815	742	910	1269	3412	2360
2012	5892	5401	2191	2191	1259	1238	935	762	659	559	1398	2280	2064
2013	1629	3625	1803	2783	1498	1133	853	761	612	683	868	2653	1575
2014	3683	1359	1294	1770	1080	708	772	708	674	520	799	2155	1293
MIN	1629	1359	1294	1326	847	708	680	631	501	507	615	1162	1293
MED	4712	4979	4970	4045	2439	1605	1320	1150	1028	1111	1780	3287	2702
MAX	9585	10782	16069	8336	9073	4417	2659	2119	1993	2011	4134	6221	5019

VAZÕES NATURAIS COMPLEXO PAULO AFONSO/MOXOTÓ (m³/s)													
ANO	JAN	FEV	MAR	ABR	MAI	JUN	JUL	AGO	SET	OUT	NOV	DEZ	MED
1987	3271	2779	2711	3126	1879	1260	1160	926	920	1014	1431	3434	1993
1988	5588	3712	4653	3594	2241	1317	1109	1128	1106	1101	1719	2510	2482
1989	3893	2655	3193	2010	1404	1080	1068	1016	940	980	1699	6032	2164
1990	9620	4363	3313	2301	1425	1122	1144	1081	1073	1189	1411	1618	2472
1991	3282	5432	4932	5481	2727	1613	1287	1173	1108	1425	1949	3271	2807
1992	4733	9134	13912	4732	3050	1971	1574	1450	1465	1925	4069	5068	4424
1993	6090	4734	4405	2746	1965	1486	1302	1279	1130	1295	1372	1897	2475
1994	5144	5145	4887	5396	2376	1718	1430	1175	1197	933	991	3097	2791
1995	3105	2995	3237	2837	1893	1490	1122	1012	811	955	1696	3121	2023
1996	4729	2457	2199	1986	1382	1079	903	710	688	824	1549	3457	1830
1997	5991	5241	4323	4612	2707	1804	1394	1260	1113	1152	1318	3033	2829
1998	3574	3346	3341	1686	1252	983	851	787	719	709	1842	3204	1858
1999	3196	1957	3892	2714	1336	933	797	697	782	619	1479	3223	1802
2000	4364	5092	4530	3789	1855	1243	964	1018	934	852	1653	3616	2493
2001	3553	1826	1767	1377	862	850	685	631	668	737	1135	2147	1353
2002	5244	4766	3671	2362	1110	894	847	662	501	672	909	1783	1952
2003	4087	4574	2720	2712	1406	998	896	755	687	507	823	1582	1812
2004	3017	4910	6771	5422	2941	1526	1316	1027	905	883	1044	1734	2625
2005	4052	4988	4912	4277	2276	1480	1198	986	981	938	1306	4265	2638
2006	4545	2405	3514	4368	2349	1323	1083	1021	979	1305	2673	3889	2455
2007	5832	7242	7118	2652	1558	1299	1007	1001	744	596	615	1528	2599
2008	1972	3907	4594	4953	2021	1146	935	851	674	742	853	2223	2073
2009	5393	5051	3668	4440	2634	1540	1248	985	1020	1335	2536	2641	2708
2010	3538	1929	2607	2846	1298	1047	833	698	684	828	1705	3118	1761
2011	4503	3241	3797	5291	2014	1255	1071	815	742	910	1269	3412	2360
2012	5892	5401	2191	2191	1259	1238	935	762	659	559	1398	2280	2064
2013	1629	3625	1803	2783	1498	1133	853	761	612	683	868	2653	1575
2014	3768	1384	1286	1760	1102	714	767	714	675	529	773	2111	1299
MIN	1629	1384	1286	1377	862	714	685	631	501	507	615	1181	1299
MED	4708	4998	5014	4117	2491	1625	1332	1162	1039	1112	1757	3265	2718
MAX	9620	10823	16102	8311	9046	4580	2683	2133	1981	2018	4069	6218	5081

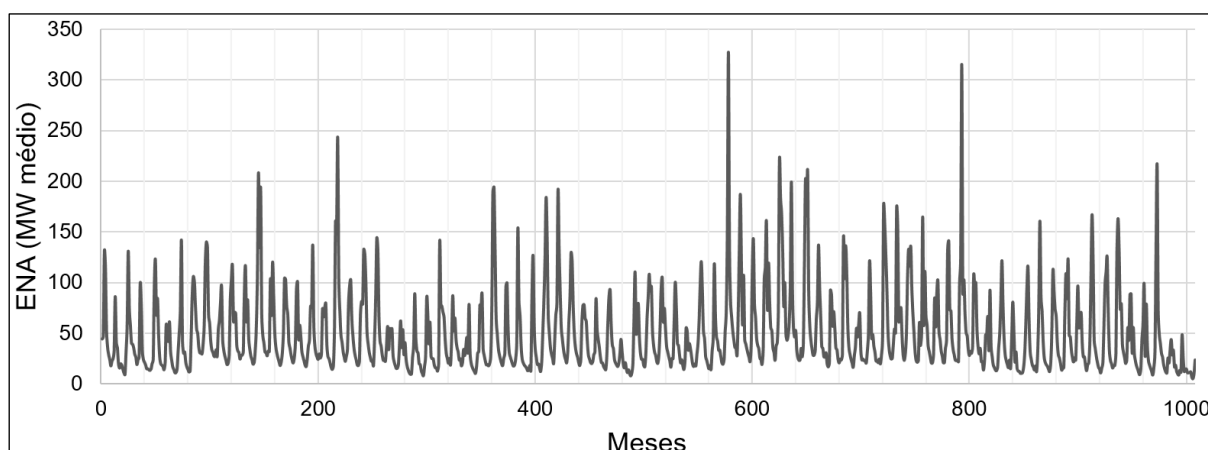
VAZÕES NATURAIS XINGÓ (m³/s)													
ANO	JAN	FEV	MAR	ABR	MAI	JUN	JUL	AGO	SET	OUT	NOV	DEZ	MED
1987	3271	2779	2711	3126	1879	1260	1160	926	920	1014	1431	3434	1993
1988	5588	3712	4653	3594	2241	1317	1109	1128	1106	1101	1719	2510	2482
1989	3893	2655	3193	2010	1404	1080	1068	1016	940	980	1699	6032	2164
1990	9620	4363	3313	2301	1425	1122	1144	1081	1073	1189	1411	1618	2472
1991	3282	5432	4932	5481	2727	1613	1287	1173	1108	1425	1949	3271	2807
1992	4733	9134	13912	4732	3050	1971	1574	1450	1465	1925	4069	5068	4424
1993	6090	4734	4405	2746	1965	1486	1302	1279	1130	1295	1372	1897	2475
1994	5144	5145	4887	5396	2376	1718	1430	1175	1197	933	992	3097	2791
1995	3105	2995	3237	2838	1893	1490	1122	1012	811	955	1697	3122	2023
1996	4729	2457	2200	1986	1382	1079	903	710	688	824	1550	3457	1830
1997	5991	5241	4323	4612	2708	1804	1394	1260	1113	1153	1318	3033	2829
1998	3574	3346	3341	1686	1252	983	851	787	719	710	1843	3204	1858
1999	3196	1957	3892	2714	1336	933	797	697	782	619	1480	3224	1802
2000	4364	5092	4530	3789	1855	1243	964	1018	934	852	1654	3616	2493
2001	3553	1826	1767	1377	862	850	685	631	668	737	1135	2147	1353
2002	5244	4766	3671	2362	1110	894	847	662	501	672	909	1783	1952
2003	4087	4574	2720	2712	1406	998	896	755	687	507	823	1582	1812
2004	3017	4910	6771	5422	2941	1526	1316	1027	905	883	1044	1734	2625
2005	4052	4988	4912	4277	2276	1480	1198	986	981	938	1306	4265	2638
2006	4545	2405	3514	4368	2349	1323	1083	1021	979	1305	2673	3889	2455
2007	5832	7242	7118	2652	1558	1299	1007	1001	744	596	615	1528	2599
2008	1972	3907	4594	4953	2021	1146	935	851	674	742	853	2223	2073
2009	5393	5051	3668	4440	2634	1540	1248	985	1020	1335	2536	2641	2708
2010	3538	1929	2607	2846	1298	1047	833	698	684	828	1705	3118	1761
2011	4503	3241	3797	5291	2014	1255	1071	815	742	910	1269	3412	2360
2012	5892	5401	2191	2191	1259	1238	935	762	659	559	1398	2280	2064
2013	1528	3634	1832	2734	1567	1134	859	764	615	654	843	2506	1556
2014	3768	1384	1286	1760	1102	714	767	714	675	529	773	2111	1299
MIN	1528	1384	1286	1377	862	714	685	631	501	507	615	1181	1299
MED	4707	4998	5014	4116	2492	1625	1332	1162	1039	1112	1757	3263	2718
MAX	9620	10823	16102	8311	9046	4580	2683	2133	1981	2018	4069	6218	5081

APÊNDICE A – ENERGIA NATURAL AFLUENTE DAS USINAS HIDRELÉTRICAS DO RIO SÃO FRANCISCO

ENAs RETIRO BAIXO (MW médio)													
ANO	JAN	FEV	MAR	ABR	MAI	JUN	JUL	AGO	SET	OUT	NOV	DEZ	MED
1931	44,1	46,4	130,5	114,2	52,1	35,8	28,5	23,7	17,6	22,4	24,6	32,3	47,7
1932	86,1	40,9	35,5	19,8	15,4	19,5	18,6	14,4	10,9	9,0	32,0	57,9	30,0
1933	130,8	74,2	57,3	40,0	39,0	35,5	29,1	26,2	18,9	23,7	26,2	98,2	49,9
1934	78,4	32,0	23,7	21,1	18,6	14,7	14,7	13,8	13,1	14,4	19,8	23,7	24,0
1935	94,7	122,8	68,5	84,1	47,3	26,2	19,5	18,2	17,0	13,8	20,5	58,5	49,3
1936	42,5	41,9	61,1	32,0	23,4	16,6	14,1	10,9	10,9	14,4	33,0	50,5	29,3
1937	72,3	141,7	41,3	30,1	31,4	21,1	16,6	14,1	11,5	12,5	47,7	89,3	44,1
1938	105,9	99,8	74,5	54,1	49,6	36,2	30,4	31,0	29,4	39,3	58,2	119,3	60,7
1939	140,1	134,4	68,1	59,8	42,2	33,6	31,0	27,2	26,9	33,6	27,2	53,4	56,5
1940	62,4	79,7	96,3	43,5	33,3	27,5	23,4	18,9	19,8	28,5	81,9	102,1	51,4
1941	116,5	61,7	70,7	69,4	37,8	32,3	30,7	24,3	27,8	28,2	31,4	89,6	51,7
1942	116,1	61,4	82,9	44,5	34,2	27,2	23,7	19,2	20,5	32,6	55,7	105,9	52,0
1943	208,3	134,4	193,2	68,1	47,7	40,3	31,4	30,7	27,5	32,3	31,7	103,3	79,1
1944	67,2	120,0	86,4	49,9	36,5	29,8	25,3	21,4	17,9	21,8	30,7	50,9	46,5
1945	104,3	103,0	76,8	68,1	41,3	35,2	28,5	23,4	20,5	25,6	40,3	93,4	55,0
1946	100,5	44,5	57,9	46,7	31,7	26,6	22,4	18,2	17,0	25,3	37,4	43,2	39,3
1947	76,8	75,2	136,9	56,6	37,1	29,8	26,2	24,0	29,4	25,3	28,8	73,6	51,6
1948	65,9	74,5	79,3	38,1	26,9	24,6	20,5	16,0	14,1	17,3	52,5	160,6	49,2
1949	155,8	243,1	103,7	70,7	48,0	40,9	31,7	26,2	22,1	27,2	33,9	79,0	73,5
1950	96,9	102,4	64,6	47,3	35,2	28,2	23,7	18,6	17,9	22,1	69,7	81,3	50,7
1951	78,7	132,4	127,6	97,6	51,5	39,7	31,4	26,2	22,1	22,7	17,9	45,7	57,8
1952	85,4	143,6	132,1	67,2	41,9	37,4	28,5	23,0	23,0	22,1	37,8	56,6	58,2
1953	33,6	54,4	46,1	54,1	27,8	21,8	17,9	15,0	15,4	19,5	40,3	62,1	34,0
1954	35,5	53,4	28,8	40,6	24,3	17,3	13,4	10,6	9,3	9,6	26,2	38,1	25,6
1955	88,9	45,1	32,3	30,4	19,8	18,9	12,8	9,9	8,0	17,0	26,9	84,8	32,9
1956	68,5	39,3	60,8	27,2	24,6	24,6	18,2	15,7	15,4	12,5	19,2	140,8	38,9
1957	79,0	76,5	70,7	65,6	43,8	30,1	25,0	20,2	25,0	18,9	45,1	87,0	48,9
1958	52,5	64,9	43,8	35,5	31,4	23,4	24,6	17,6	20,8	33,9	27,8	35,8	34,3
1959	45,7	31,0	78,4	29,8	20,2	16,3	13,8	11,8	10,2	17,6	30,4	32,0	28,1
1960	77,4	72,0	88,6	34,6	27,8	22,4	18,6	18,9	17,6	19,8	26,9	76,5	41,7
1961	189,4	194,2	132,4	64,6	49,3	35,2	28,5	23,7	19,8	17,9	25,3	30,1	67,5
1962	96,0	99,5	53,7	31,4	26,6	23,0	19,5	17,3	18,6	24,6	40,9	153,6	50,4
1963	81,9	67,2	37,1	24,3	20,5	18,2	17,0	15,4	12,8	13,4	17,9	12,8	28,2
1964	86,7	126,4	57,9	34,2	25,9	18,9	19,5	15,4	12,2	22,1	51,5	82,9	46,1
1965	122,8	184,0	140,1	67,5	49,9	35,5	29,1	25,0	20,2	44,1	68,5	79,3	72,2
1966	191,3	132,4	91,2	55,3	44,1	34,2	27,5	23,7	20,8	32,0	61,1	84,5	66,5
1967	129,2	120,6	76,5	49,3	36,2	29,8	26,2	21,1	17,9	23,7	61,7	77,4	55,8
1968	78,1	64,3	61,7	41,6	28,2	24,3	20,8	19,8	21,8	28,8	31,7	83,8	42,1
1969	53,7	44,1	36,5	26,9	20,8	20,5	17,0	15,0	13,8	28,5	63,0	86,4	35,5
1970	92,5	57,6	38,4	34,9	24,0	20,5	18,6	17,0	20,2	29,4	43,8	32,3	35,8
1971	20,5	15,7	20,8	14,4	10,9	13,8	9,9	7,7	10,6	19,8	65,9	110,4	26,7
1972	50,2	67,2	78,7	45,4	29,8	24,0	24,0	17,9	16,6	31,7	64,0	83,8	44,4
1973	108,1	91,5	96,0	53,1	38,4	31,0	27,8	21,8	20,2	29,1	55,0	93,1	55,4
1974	104,6	61,4	74,5	54,7	37,1	31,7	26,9	22,4	16,3	25,0	24,6	61,7	45,1
1975	100,1	75,8	39,7	37,8	27,8	20,5	23,7	17,9	14,1	22,7	55,0	52,1	40,6
1976	33,3	39,7	34,9	27,2	19,5	17,0	19,5	17,6	29,1	40,0	62,7	97,9	36,5
1977	120,6	91,2	51,8	44,8	26,9	23,0	18,6	14,7	17,9	14,1	32,6	45,1	41,8
1978	118,4	68,5	46,4	42,2	33,0	33,3	26,9	20,5	19,2	24,0	51,5	70,7	46,2
1979	151,3	327,6	133,4	80,6	65,3	52,5	43,2	35,8	35,2	28,2	68,8	130,8	96,1
1980	187,2	116,5	57,9	107,2	43,5	39,3	34,2	29,8	25,9	22,1	38,7	111,0	67,8
1981	142,7	78,7	65,9	44,1	37,8	34,6	25,3	23,7	19,2	32,6	103,3	114,9	60,2

ENAs RETIRO BAIXO (MW médio)													
ANO	JAN	FEV	MAR	ABR	MAI	JUN	JUL	AGO	SET	OUT	NOV	DEZ	MED
1982	160,6	72,9	119,3	80,0	55,3	52,5	35,2	31,0	23,0	37,4	40,6	72,3	65,0
1983	219,8	184,0	168,0	130,8	76,5	99,5	48,6	42,9	47,3	60,1	96,0	199,3	114,4
1984	92,5	53,7	46,1	52,5	33,0	25,6	23,0	23,4	34,9	26,6	37,8	115,2	47,0
1985	201,9	166,0	209,9	89,3	56,9	42,9	34,6	28,2	28,2	33,3	63,7	80,9	86,3
1986	136,9	96,9	67,5	36,8	34,9	26,6	26,2	30,4	19,2	16,6	20,2	92,1	50,4
1987	87,7	56,9	71,3	55,3	35,5	33,6	24,3	20,5	24,3	23,4	28,5	144,3	50,5
1988	103,7	136,3	110,4	57,6	36,2	29,1	24,0	20,2	16,3	27,5	36,2	54,7	54,3
1989	46,1	58,2	69,4	32,3	23,4	24,3	22,7	23,0	20,5	32,3	48,9	120,3	43,5
1990	91,5	44,8	48,6	37,1	31,4	22,4	22,7	20,8	24,3	19,5	28,2	42,9	36,2
1991	176,3	158,0	128,6	94,4	52,1	35,2	27,8	24,3	25,3	39,7	54,1	50,2	72,2
1992	173,4	153,2	61,1	63,7	74,9	46,4	28,5	23,0	29,8	48,6	102,4	132,8	78,1
1993	116,1	135,6	93,4	69,1	50,2	31,4	22,7	21,1	22,7	60,5	37,8	50,2	59,2
1994	164,8	58,2	111,0	67,2	58,5	37,8	32,0	26,2	20,5	20,5	28,8	84,5	59,2
1995	56,0	88,9	101,4	51,8	43,8	32,6	27,5	20,8	20,8	35,2	43,2	132,8	54,6
1996	140,8	73,3	72,0	45,1	34,2	28,8	23,4	22,7	23,4	21,8	100,1	122,8	59,0
1997	315,4	89,6	102,7	69,4	50,5	47,0	33,9	27,8	32,0	30,1	36,5	107,2	78,5
1998	93,1	99,5	53,7	37,1	29,4	34,9	21,8	21,8	13,4	23,0	48,3	48,9	43,7
1999	66,2	33,0	92,5	37,4	26,9	18,6	16,0	13,4	12,8	15,7	35,2	50,2	34,8
2000	81,6	121,6	77,4	44,8	28,5	22,7	18,9	16,0	23,4	15,4	44,8	80,6	48,0
2001	53,1	21,8	31,4	14,7	12,5	12,2	10,2	10,2	10,9	16,3	30,1	58,5	23,5
2002	93,4	115,5	64,0	32,0	24,3	18,6	16,3	13,4	17,6	12,2	32,3	78,4	43,2
2003	160,6	86,1	71,7	41,9	25,6	20,8	18,6	17,0	14,1	12,2	20,8	52,1	45,1
2004	112,0	90,9	73,9	66,5	41,3	28,5	25,3	19,8	13,4	15,0	16,0	69,7	47,7
2005	108,8	84,1	122,8	48,0	46,4	33,3	25,6	21,4	25,6	23,4	61,4	96,6	58,1
2006	55,3	58,9	70,1	40,0	26,6	26,6	18,6	12,8	18,9	20,5	41,3	102,1	40,9
2007	166,8	122,4	43,2	34,8	27,0	20,9	16,2	14,3	10,6	15,3	20,6	56,5	45,7
2008	97,9	110,6	124,6	68,7	33,1	23,0	19,7	15,5	17,7	17,9	29,4	131,1	57,4
2009	163,2	130,2	73,8	79,0	39,1	31,2	25,9	20,0	23,0	55,3	43,6	88,1	64,4
2010	88,7	30,6	55,7	29,9	22,6	17,6	14,6	11,2	8,9	15,2	43,5	59,5	33,2
2011	98,8	27,0	78,7	37,8	22,9	18,4	15,1	11,9	8,6	16,0	30,7	133,6	41,6
2012	216,2	71,6	48,7	39,8	30,1	26,3	18,8	14,4	11,5	10,5	25,3	20,5	44,5
2013	33,6	43,6	28,5	33,0	16,5	18,3	12,0	9,6	8,6	13,4	11,3	48,3	23,1
2014	25,9	12,1	14,4	14,5	10,8	10,8	10,9	11,7	6,2	4,9	9,7	23,5	12,9
MIN	20,5	12,1	14,4	14,4	10,8	10,8	9,9	7,7	6,2	4,9	9,7	12,8	
MED	105,6	90,0	76,8	50,7	35,1	28,7	23,3	19,9	19,2	24,4	41,9	80,0	
MAX	315,4	327,6	209,9	130,8	76,5	99,5	48,6	42,9	47,3	60,5	103,3	199,3	

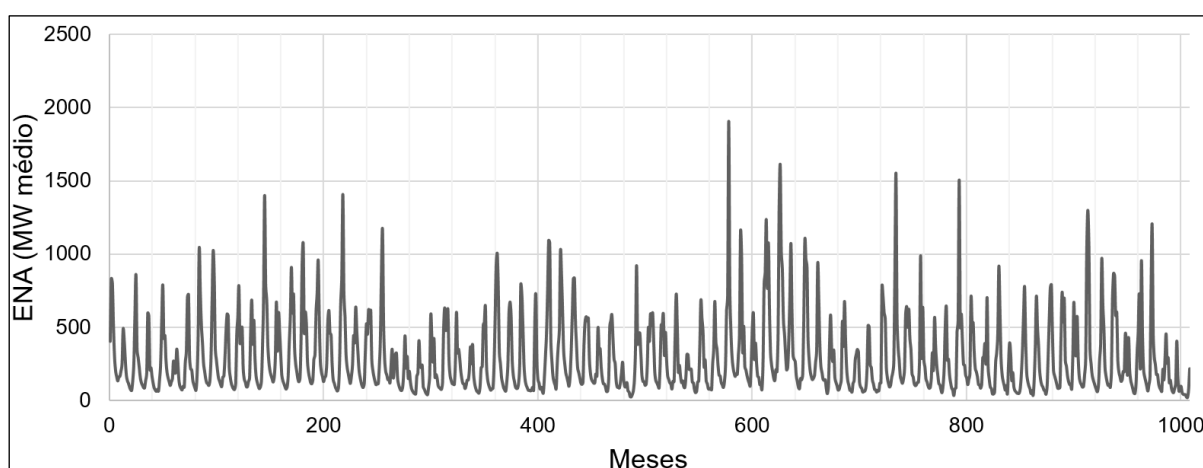
ENAs DA USINA RETIRO BAIXO



FONTE: O autor

ENAs TRÊS MARIAS (MW médio)													
ANO	JAN	FEV	MAR	ABR	MAI	JUN	JUL	AGO	SET	OUT	NOV	DEZ	MED
1987	584,7	355,1	266,1	343,5	159,5	124,7	101,9	72,2	76,5	105,3	144,0	538,3	239,3
1988	371,0	677,1	414,0	220,6	138,0	105,8	70,5	71,4	58,5	118,7	137,1	276,9	221,6
1989	316,9	349,5	331,0	127,7	93,7	83,4	58,5	62,3	64,9	92,9	213,7	512,9	192,3
1990	503,9	244,6	225,7	141,4	114,4	77,0	74,4	57,6	70,9	65,8	119,5	121,2	151,4
1991	781,2	703,4	597,2	558,9	232,2	154,3	117,4	92,4	104,0	157,8	190,0	258,8	329,0
1992	878,3	1550,3	570,9	364,1	275,6	169,4	139,3	118,2	147,9	213,7	583,8	642,7	471,2
1993	500,4	624,3	426,5	346,1	181,0	163,8	116,1	101,9	106,6	124,7	125,5	283,3	258,3
1994	989,3	292,8	637,6	279,0	231,3	147,9	127,3	98,9	83,4	89,9	153,9	327,6	288,2
1995	209,8	565,8	372,7	249,4	176,7	116,9	107,5	73,9	54,6	105,3	227,0	510,3	230,8
1996	638,9	274,7	283,3	175,4	121,7	84,7	70,9	34,4	81,7	87,7	471,6	546,9	239,3
1997	1506,0	504,3	591,1	406,7	247,2	241,6	173,7	153,9	109,2	145,3	184,0	703,8	413,9
1998	533,1	533,5	331,0	219,7	196,5	162,9	110,1	106,6	84,3	112,6	292,8	300,1	248,6
1999	389,9	258,0	703,8	229,2	147,5	92,9	83,0	45,6	44,7	57,2	261,4	326,3	219,9
2000	459,6	916,2	623,8	295,8	180,1	133,3	102,8	71,4	103,2	48,2	245,1	393,4	297,7
2001	318,6	138,4	191,3	92,4	67,9	59,3	50,3	47,7	51,2	85,6	184,0	342,2	135,7
2002	571,4	777,3	413,2	184,0	130,7	100,2	80,4	48,2	68,4	37,0	148,3	369,7	244,1
2003	712,0	506,5	379,6	209,8	140,6	107,1	93,7	72,7	64,9	43,4	94,6	308,7	227,8
2004	553,7	770,0	790,2	451,4	205,1	169,4	142,7	112,2	83,8	84,3	90,3	433,8	323,9
2005	739,9	536,1	695,2	273,0	237,3	170,7	130,7	110,1	104,9	79,1	308,7	671,5	338,1
2006	332,8	306,1	575,2	296,2	162,9	124,2	108,3	91,6	96,7	176,3	282,0	1028,8	298,4
2007	1299,1	1056,0	349,9	254,3	177,7	142,4	118,5	95,0	74,1	61,3	110,7	279,2	334,8
2008	401,6	967,6	657,7	491,0	228,3	166,7	126,4	102,4	110,0	91,4	192,2	690,9	352,2
2009	869,5	852,3	580,2	603,5	271,6	194,6	163,9	130,9	139,7	198,9	195,9	455,5	388,1
2010	363,3	172,9	431,0	211,3	139,1	108,4	79,8	50,9	48,9	117,6	333,9	465,8	210,2
2011	724,6	217,1	953,7	455,2	213,4	163,0	130,9	97,2	65,7	108,0	162,8	759,2	337,6
2012	1201,9	456,5	296,5	247,3	177,6	178,4	118,3	88,7	74,8	62,9	213,5	141,7	271,5
2013	279,7	455,4	256,4	292,0	122,1	139,1	85,9	61,0	54,6	84,6	118,9	406,3	196,3
2014	158,8	65,0	86,0	97,3	53,4	43,2	40,4	40,3	24,9	20,8	73,6	217,6	76,8
MIN	95,0	65,0	86,0	67,5	53,4	27,5	24,9	34,4	24,9	20,8	73,6	70,1	
MED	628,5	582,5	484,4	321,8	192,7	145,5	117,0	95,6	93,4	127,2	255,1	475,4	
MAX	1506,0	1906,7	1167,7	900,7	553,3	456,6	321,2	209,4	228,3	411,4	794,9	1073,1	

ENAs DA USINA TRÊS MARIAS

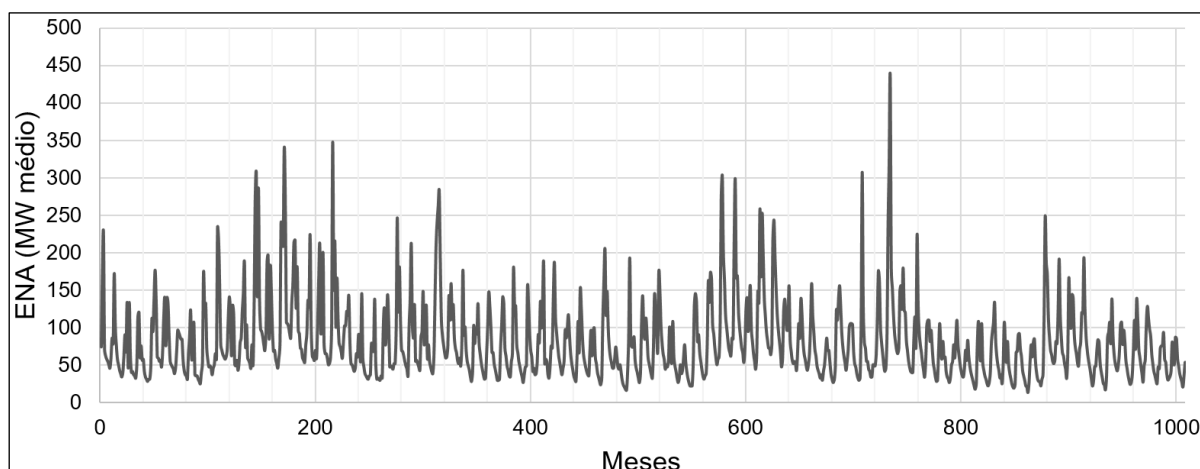


FONTE: O autor

ENAs QUEIMADO (MW médio)													
ANO	JAN	FEV	MAR	ABR	MAI	JUN	JUL	AGO	SET	OUT	NOV	DEZ	MED
1931	74,2	170,7	227,1	71,2	62,3	57,9	54,9	50,5	46,0	59,4	86,1	78,7	86,6
1932	172,2	102,4	75,7	57,9	50,5	43,0	38,6	34,1	40,1	62,3	90,5	68,3	69,6
1933	133,6	46,0	133,6	63,8	40,1	41,6	37,1	35,6	32,7	50,5	114,3	120,2	70,7
1934	60,9	75,7	56,4	57,9	41,6	34,1	31,2	28,2	31,2	31,2	47,5	111,3	50,6
1935	95,0	138,0	176,6	135,1	60,9	59,4	54,9	56,4	47,5	68,3	112,8	139,5	95,4
1936	75,7	139,5	132,1	89,1	54,9	50,5	47,5	44,5	38,6	46,0	68,3	96,5	73,6
1937	93,5	89,1	84,6	84,6	56,4	43,0	37,1	35,6	31,2	65,3	87,6	123,2	69,3
1938	57,9	68,3	106,9	37,1	35,6	35,6	31,2	28,2	25,2	40,1	53,4	173,7	57,8
1939	124,7	132,1	72,7	56,4	47,5	49,0	46,0	37,1	46,0	50,5	65,3	57,9	65,4
1940	233,0	216,7	155,8	77,2	69,8	63,8	60,9	57,9	60,9	71,2	114,3	141,0	110,2
1941	118,7	62,3	129,1	117,3	50,5	49,0	56,4	43,0	53,4	80,1	86,1	121,7	80,6
1942	146,9	187,0	75,7	103,9	59,4	56,4	51,9	46,0	77,2	50,5	133,6	270,1	104,9
1943	305,7	141,0	286,5	139,5	98,0	95,0	87,6	77,2	69,8	93,5	187,0	195,9	148,0
1944	84,6	181,1	148,4	96,5	68,3	69,8	57,9	51,9	46,0	59,4	77,2	239,0	98,3
1945	219,7	209,3	339,9	262,7	106,9	105,4	100,9	92,0	86,1	133,6	158,8	213,7	169,1
1946	216,7	126,2	181,1	96,5	92,0	72,7	71,2	59,4	56,4	53,4	77,2	92,0	99,6
1947	136,5	127,6	224,1	100,9	62,3	59,4	56,4	69,8	59,4	103,9	164,7	210,8	114,7
1948	92,0	96,5	200,4	77,2	65,3	65,3	59,4	50,5	51,9	60,9	99,4	347,3	105,5
1949	152,9	215,2	100,9	166,2	109,8	78,7	74,2	66,8	59,4	81,6	102,4	102,4	109,2
1950	121,7	117,3	142,5	80,1	51,9	50,5	46,0	41,6	46,0	65,3	60,9	90,5	76,2
1951	80,1	56,4	145,5	59,4	47,5	38,6	35,6	32,7	31,2	35,6	37,1	78,7	56,5
1952	71,2	68,3	138,0	51,9	31,2	32,7	31,2	29,7	35,6	32,7	99,4	126,2	62,3
1953	77,2	103,9	144,0	108,3	47,5	49,0	47,5	44,5	51,9	51,9	100,9	246,4	89,4
1954	121,7	181,1	108,3	69,8	68,3	62,3	54,9	49,0	44,5	35,6	100,9	139,5	86,3
1955	212,2	103,9	86,1	130,6	54,9	56,4	51,9	47,5	43,0	87,6	95,0	148,4	93,1
1956	77,2	120,2	129,1	59,4	77,2	54,9	47,5	41,6	38,6	59,4	132,1	206,3	86,9
1957	240,4	261,2	282,0	187,0	109,8	89,1	77,2	66,8	59,4	60,9	75,7	142,5	137,7
1958	109,8	158,8	111,3	130,6	87,6	72,7	66,8	56,4	51,9	59,4	49,0	78,7	86,1
1959	176,6	90,5	100,9	69,8	54,9	49,0	43,0	34,1	28,2	41,6	102,4	78,7	72,5
1960	99,4	92,0	132,1	80,1	65,3	53,4	44,5	37,1	31,2	32,7	63,8	100,9	69,4
1961	146,9	129,1	100,9	66,8	66,8	51,9	44,5	37,1	29,7	29,7	31,2	74,2	67,4
1962	103,9	141,0	132,1	72,7	62,3	49,0	43,0	35,6	34,1	54,9	65,3	179,6	81,1
1963	127,6	129,1	77,2	66,8	54,9	47,5	40,1	34,1	26,7	37,1	47,5	49,0	61,5
1964	154,4	129,1	92,0	69,8	60,9	41,6	46,0	37,1	38,6	53,4	90,5	80,1	74,5
1965	135,1	99,4	132,1	187,0	51,9	57,9	54,9	37,1	32,7	49,0	75,7	72,7	82,1
1966	139,5	187,0	114,3	93,5	77,2	62,3	53,4	44,5	37,1	46,0	54,9	96,5	83,9
1967	86,1	99,4	117,3	90,5	66,8	53,4	44,5	35,6	31,2	28,2	59,4	108,3	68,4
1968	66,8	151,4	126,2	89,1	65,3	54,9	47,5	41,6	37,1	35,6	68,3	96,5	73,3
1969	62,3	95,0	99,4	60,9	51,9	40,1	34,1	28,2	23,7	32,7	111,3	161,8	66,8
1970	204,8	117,3	148,4	99,4	74,2	60,9	53,4	46,0	46,0	57,9	74,2	62,3	87,1
1971	47,5	44,5	50,5	40,1	29,7	23,7	20,8	17,8	16,3	40,1	86,1	192,9	50,8
1972	78,7	74,2	74,2	87,6	56,4	46,0	40,1	32,7	26,7	40,1	106,9	142,5	67,2
1973	99,4	84,6	112,8	92,0	60,9	51,9	44,5	37,1	32,7	72,7	144,0	120,2	79,4
1974	92,0	68,3	173,7	149,9	103,9	80,1	65,3	57,9	44,5	50,5	47,5	56,4	82,5
1975	100,9	66,8	53,4	108,3	60,9	49,0	41,6	32,7	26,7	32,7	50,5	38,6	55,2
1976	43,0	59,4	77,2	54,9	41,6	32,7	26,7	22,3	22,3	22,3	53,4	129,1	48,7
1977	145,5	135,1	81,6	90,5	66,8	54,9	44,5	35,6	31,2	35,6	38,6	78,7	69,9
1978	161,8	133,6	173,7	164,7	103,9	92,0	74,2	60,9	50,5	57,9	60,9	105,4	103,3
1979	271,6	302,8	198,9	164,7	117,3	100,9	86,1	72,7	66,8	62,3	86,1	84,6	134,6
1980	210,8	298,3	166,2	169,2	123,2	100,9	86,1	72,7	66,8	53,4	71,2	124,7	128,6
1981	139,5	95,0	124,7	155,8	98,0	81,6	65,3	54,9	44,5	63,8	148,4	133,6	100,4
1982	258,3	167,7	252,3	197,4	139,5	115,8	95,0	83,1	72,7	72,7	63,8	77,2	133,0
1983	216,7	243,4	192,9	152,9	118,7	98,0	83,1	68,3	47,5	57,9	121,7	138,0	128,3
1984	118,7	96,5	96,5	155,8	84,6	68,3	56,4	51,9	54,9	51,9	43,0	68,3	78,9

ENAs QUEIMADO (MW médio)													
ANO	JAN	FEV	MAR	ABR	MAI	JUN	JUL	AGO	SET	OUT	NOV	DEZ	MED
1985	105,4	86,1	138,0	118,7	83,1	65,3	57,9	49,0	43,0	50,5	65,3	103,9	80,5
1986	158,8	117,3	95,0	71,2	62,3	49,0	43,0	38,6	32,7	37,1	29,7	41,6	64,7
1987	50,5	68,3	86,1	69,8	69,8	53,4	38,6	31,2	26,7	29,7	47,5	123,2	57,9
1988	109,8	138,0	155,8	127,6	93,5	74,2	62,3	53,4	43,0	54,9	71,2	100,9	90,4
1989	105,4	105,4	103,9	68,3	51,9	47,5	38,6	32,7	29,7	32,7	103,9	307,2	85,6
1990	123,2	80,1	72,7	54,9	54,9	44,5	41,6	34,1	34,1	50,5	49,0	49,0	57,4
1991	63,8	109,8	175,1	161,8	99,4	80,1	65,3	50,5	41,6	46,0	87,6	233,0	101,2
1992	317,6	436,4	178,1	152,9	118,7	93,5	80,1	69,8	65,3	72,7	148,4	155,8	157,4
1993	124,7	179,6	123,2	120,2	83,1	69,8	56,4	47,5	41,6	40,1	40,1	84,6	84,2
1994	114,3	75,7	224,1	127,6	93,5	77,2	66,8	53,4	43,0	34,1	56,4	102,4	89,1
1995	109,8	109,8	81,6	96,5	74,2	53,4	44,5	34,1	28,2	29,7	69,8	105,4	69,8
1996	75,7	57,9	81,6	59,4	60,9	41,6	34,1	31,2	26,7	34,1	50,5	54,9	50,7
1997	77,2	59,4	86,1	109,8	77,2	62,3	50,5	41,6	35,6	34,1	46,0	69,8	62,5
1998	56,4	83,1	62,3	49,0	40,1	34,1	28,2	22,3	17,8	25,2	80,1	108,3	50,6
1999	77,2	56,4	105,4	53,4	43,0	35,6	31,2	25,2	22,3	26,7	40,1	78,7	49,6
2000	95,0	106,9	133,6	83,1	62,3	50,5	43,0	32,7	37,1	25,2	51,9	106,9	69,0
2001	77,2	53,4	81,6	51,9	40,1	32,7	25,2	20,8	19,3	23,7	66,8	68,3	46,8
2002	90,5	92,0	71,2	60,9	43,0	35,6	29,7	22,3	20,8	13,4	26,7	54,9	46,8
2003	77,2	60,9	80,1	84,6	54,9	40,1	31,2	28,2	28,2	22,3	31,2	37,1	48,0
2004	115,8	247,9	187,0	170,7	112,8	87,6	69,8	63,8	54,9	51,9	56,4	81,6	108,3
2005	78,7	121,7	191,5	117,3	87,6	66,8	62,3	51,9	44,5	32,7	65,3	166,2	90,5
2006	106,9	99,4	144,0	139,5	92,0	74,2	65,3	53,4	49,0	71,2	80,1	120,2	91,3
2007	119,0	193,4	124,3	88,6	71,1	58,9	50,3	41,5	30,6	22,0	29,8	47,9	73,1
2008	48,5	68,9	83,8	81,2	53,8	41,8	33,9	25,5	23,4	17,1	33,9	87,2	49,9
2009	93,7	106,9	79,0	138,3	89,0	65,5	53,0	46,4	42,3	50,7	68,1	103,5	78,0
2010	107,2	77,5	96,7	81,9	56,4	46,3	36,5	29,4	24,1	26,6	38,6	71,2	57,7
2011	109,9	71,3	137,9	111,5	72,0	60,1	48,7	38,0	27,5	50,0	57,2	104,7	74,1
2012	128,4	112,3	98,1	88,8	65,3	52,2	41,8	36,2	29,5	25,4	47,6	45,2	64,2
2013	72,8	75,7	76,0	93,4	57,7	54,0	38,1	30,2	31,9	34,9	42,0	80,6	57,3
2014	58,5	51,1	87,0	85,2	58,7	49,1	38,6	32,6	27,2	20,9	35,8	53,8	49,9
MIN	43,0	44,5	50,5	37,1	29,7	23,7	20,8	17,8	16,3	13,4	26,7	37,1	
MED	121,9	123,0	129,0	101,4	70,1	58,9	51,2	43,9	40,3	48,2	75,7	116,2	
MAX	317,6	436,4	339,9	262,7	139,5	115,8	100,9	92,0	86,1	133,6	187,0	347,3	

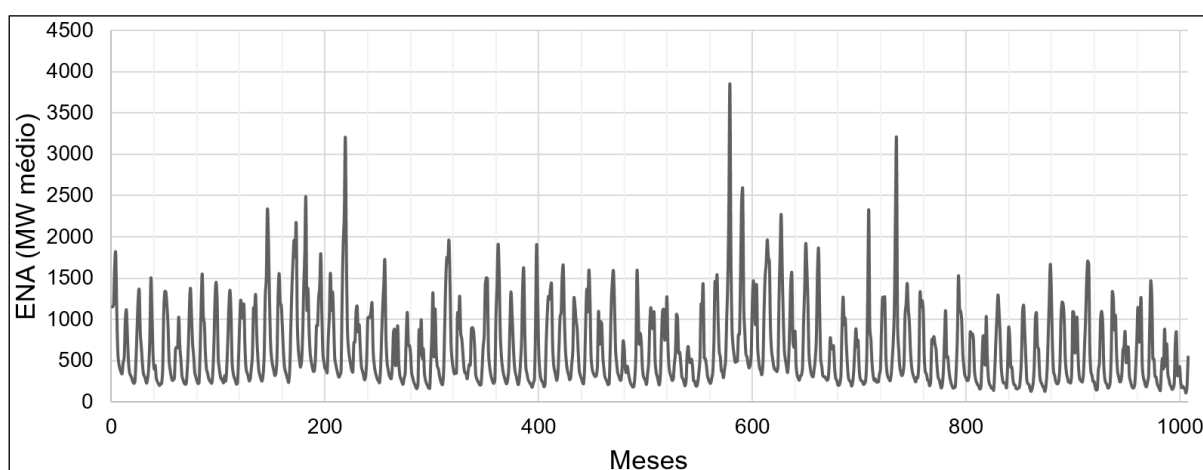
ENAs DA USINA QUEIMADO



FONTE: O autor

ENAs SOBRADINHO (MW médio)													
ANO	JAN	FEV	MAR	ABR	MAI	JUN	JUL	AGO	SET	OUT	NOV	DEZ	MED
1987	773,1	639,6	639,1	677,2	417,5	284,5	262,9	206,2	196,3	225,8	325,2	910,3	463,1
1988	1267,2	939,8	1010,2	697,8	454,5	287,9	253,5	240,3	188,2	242,7	384,3	642,8	550,8
1989	883,8	666,4	740,7	410,4	280,3	252,8	248,6	210,6	219,2	244,5	462,2	1245,1	488,7
1990	2323,5	903,4	761,1	484,7	333,5	260,2	277,3	242,2	237,6	241,5	332,6	396,9	566,2
1991	918,4	1261,0	1138,6	1261,3	574,3	360,8	299,9	276,1	253,0	324,7	514,2	750,3	661,1
1992	1141,5	2268,8	3169,8	921,4	641,6	433,2	354,4	314,9	339,7	456,5	1047,8	1181,5	1022,6
1993	1433,3	1139,8	967,7	635,7	442,0	353,2	305,6	271,2	240,8	298,0	289,6	502,2	573,3
1994	1317,0	1150,8	1225,4	1109,6	528,7	360,8	338,2	265,3	250,8	191,9	242,7	751,5	644,4
1995	704,9	790,3	696,3	634,9	424,8	291,6	266,8	208,9	164,9	219,7	405,2	796,2	467,0
1996	1099,1	535,0	548,3	391,0	290,6	229,2	192,7	163,9	171,6	179,2	417,7	814,1	419,4
1997	1522,2	1134,4	1094,9	994,7	598,4	428,8	317,6	293,8	257,0	258,2	329,6	845,8	672,9
1998	820,5	824,7	759,9	377,0	275,4	233,2	205,7	184,3	152,2	172,8	489,4	795,4	440,9
1999	739,5	448,4	1033,8	551,0	294,8	214,5	193,2	162,7	170,6	139,9	392,9	733,8	422,9
2000	1023,2	1293,7	1093,4	813,9	424,6	291,6	228,3	226,5	225,3	172,5	447,4	897,1	594,8
2001	775,1	416,0	421,9	269,0	207,4	202,2	158,3	155,1	161,7	175,2	294,8	536,8	314,5
2002	1089,7	1168,5	862,9	548,3	263,6	216,7	208,9	158,1	124,2	163,2	229,7	459,2	457,8
2003	1010,7	1076,7	671,8	639,1	337,2	241,3	218,4	183,3	166,9	124,2	206,9	395,4	439,3
2004	793,5	1227,7	1665,5	1307,9	671,8	366,4	320,0	247,9	220,6	218,2	260,9	451,8	646,0
2005	1011,9	1206,3	1179,8	992,5	523,5	359,1	290,8	239,3	241,5	226,5	344,1	1090,2	642,1
2006	1077,0	592,0	891,2	1014,1	547,1	318,3	263,1	250,8	239,5	339,2	661,7	997,0	599,2
2007	1449,3	1705,1	1660,5	625,2	363,8	319,6	244,2	244,5	178,5	140,5	150,7	389,7	622,6
2008	474,3	986,9	1095,9	972,8	466,6	276,5	227,7	206,9	164,2	178,9	231,9	565,4	487,3
2009	1327,4	1244,9	869,3	1044,1	591,6	366,1	303,4	239,6	250,1	341,9	622,0	670,1	655,9
2010	849,0	475,8	648,3	663,0	316,3	251,6	200,1	169,4	167,5	204,0	440,3	757,4	428,6
2011	1142,8	723,4	984,2	1246,8	461,6	302,4	254,4	197,2	181,0	238,7	312,3	892,2	578,1
2012	1459,7	1277,5	520,4	518,7	307,1	299,6	221,8	185,4	160,3	136,0	382,7	525,9	499,6
2013	407,8	880,2	432,4	701,1	339,4	276,6	207,0	185,4	148,5	164,7	221,5	697,6	388,5
2014	839,5	314,2	320,1	426,6	247,7	170,5	188,2	166,6	155,5	104,8	188,9	542,5	305,4
MIN	405,0	314,2	320,1	269,0	207,4	170,5	158,3	155,1	124,2	104,8	150,7	271,4	
MED	1147,8	1192,7	1154,2	916,3	554,4	379,2	316,9	274,3	245,6	275,0	454,5	820,9	
MAX	2323,5	2474,0	3847,4	1954,9	2151,0	966,8	635,9	510,0	499,2	503,1	1091,7	1573,5	

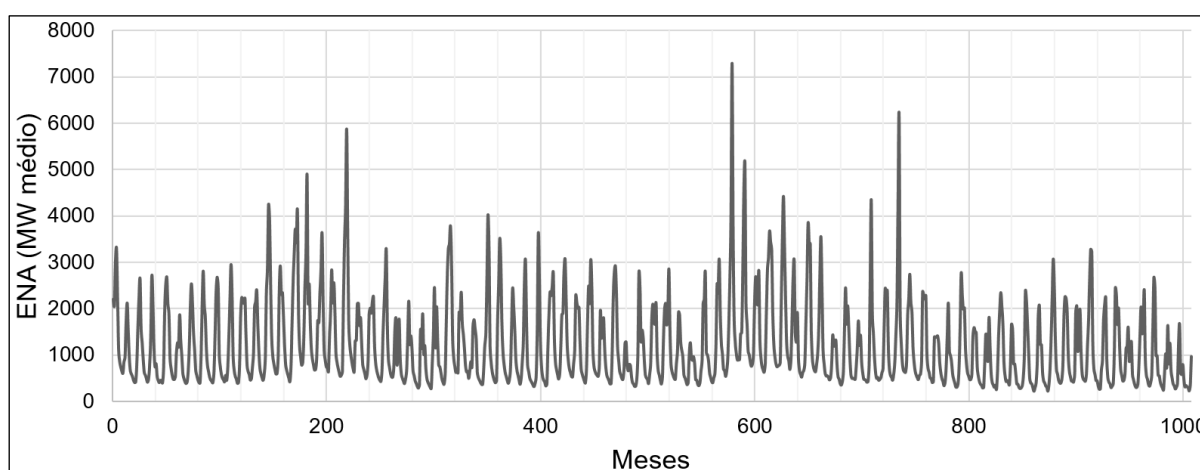
ENAs DA USINA SOBRADINHO



FONTE: O autor

ENAs ITAPARICA (MW médio)													
ANO	JAN	FEV	MAR	ABR	MAI	JUN	JUL	AGO	SET	OUT	NOV	DEZ	MED
1987	1432,4	1201,9	1204,1	1319,8	810,3	539,5	489,6	392,5	359,3	429,2	659,7	1570,7	867,4
1988	2455,9	1676,5	2066,2	1596,1	985,9	584,4	505,0	507,2	495,5	484,1	772,2	1173,7	1108,6
1989	1742,7	1218,2	1429,2	863,9	628,4	488,6	480,0	456,0	422,9	437,4	795,8	2580,7	962,0
1990	4348,8	1892,4	1479,1	965,0	639,7	503,2	527,2	463,2	484,6	516,8	628,4	716,9	1097,1
1991	1551,7	2427,8	2208,7	2387,4	1159,2	698,3	567,6	525,8	465,5	598,9	849,3	1432,4	1239,4
1992	2129,3	4219,9	6185,4	1945,5	1274,5	855,7	679,7	646,5	633,8	841,2	1854,3	2206,4	1956,0
1993	2746,3	2147,9	1928,3	1188,7	855,7	665,6	575,8	518,6	477,3	569,4	594,4	854,3	1093,5
1994	2372,0	2294,0	2212,3	2285,3	1022,2	725,0	640,2	513,1	500,9	414,7	433,7	1399,2	1234,4
1995	1384,7	1400,1	1419,2	1249,5	832,6	624,8	500,4	435,6	345,7	421,9	766,8	1416,9	899,9
1996	2124,3	1085,3	998,6	861,6	602,5	486,4	407,9	318,1	314,9	374,3	721,4	1569,8	822,1
1997	2764,0	2310,3	1995,0	2024,0	1171,5	809,4	618,0	553,5	478,2	481,8	589,8	1415,6	1267,6
1998	1597,5	1516,3	1490,4	742,3	556,2	441,9	380,7	356,2	299,4	310,3	840,3	1456,0	832,3
1999	1436,4	872,0	1817,1	1177,4	603,0	414,7	361,6	312,6	359,8	270,9	687,8	1445,5	813,2
2000	1965,5	2351,1	2049,0	1667,8	829,4	558,5	435,6	458,7	424,7	365,7	779,0	1664,2	1129,1
2001	1572,1	818,0	814,4	601,6	384,3	379,3	308,5	286,3	298,1	340,3	524,5	985,0	609,4
2002	2379,3	2162,4	1665,6	1071,7	503,6	405,6	384,3	300,4	227,3	304,9	412,4	809,0	885,5
2003	1854,3	2075,3	1234,1	1230,5	637,9	452,8	406,5	342,6	311,7	230,0	373,4	717,8	822,2
2004	1368,8	2227,7	3072,1	2460,0	1334,4	692,4	597,1	466,0	410,6	400,6	473,7	786,7	1190,8
2005	1838,4	2263,1	2228,6	1940,5	1032,6	671,5	543,5	447,4	445,1	425,6	592,5	1935,1	1197,0
2006	2062,1	1091,2	1594,3	1981,8	1065,8	600,3	491,4	463,2	444,2	592,1	1212,8	1764,5	1113,6
2007	2646,1	3285,7	3229,5	1203,2	706,7	589,4	457,0	454,0	337,6	270,6	278,9	693,1	1179,3
2008	894,9	1772,8	2084,5	2247,3	916,8	520,0	424,3	386,1	305,7	336,9	387,2	1008,4	940,4
2009	2447,0	2291,7	1664,2	2014,3	1195,2	698,7	566,3	447,0	462,8	605,6	1150,4	1198,4	1228,5
2010	1605,2	875,2	1182,9	1291,3	589,0	474,8	377,9	316,7	310,2	375,6	773,8	1414,5	798,9
2011	2043,0	1470,6	1722,7	2400,5	913,6	569,2	485,8	369,8	336,7	412,9	575,8	1548,1	1070,7
2012	2673,2	2450,4	993,9	994,0	571,4	561,5	424,4	345,9	298,9	253,7	634,1	1034,6	936,3
2013	739,1	1644,7	818,2	1262,5	679,9	514,0	387,0	345,3	277,6	309,8	393,6	1203,5	714,6
2014	1671,1	616,5	587,1	802,9	489,9	321,4	350,3	321,3	305,8	235,8	362,3	977,6	586,8
MIN	739,1	616,5	587,1	601,6	384,3	321,4	308,5	286,3	227,3	230,0	278,9	527,2	
MED	2137,8	2259,2	2255,0	1835,3	1106,4	728,1	598,8	521,9	466,6	504,2	807,6	1491,5	
MAX	4348,8	4891,9	7290,7	3782,1	4116,5	2004,0	1206,4	961,4	904,2	912,4	1875,6	2822,5	

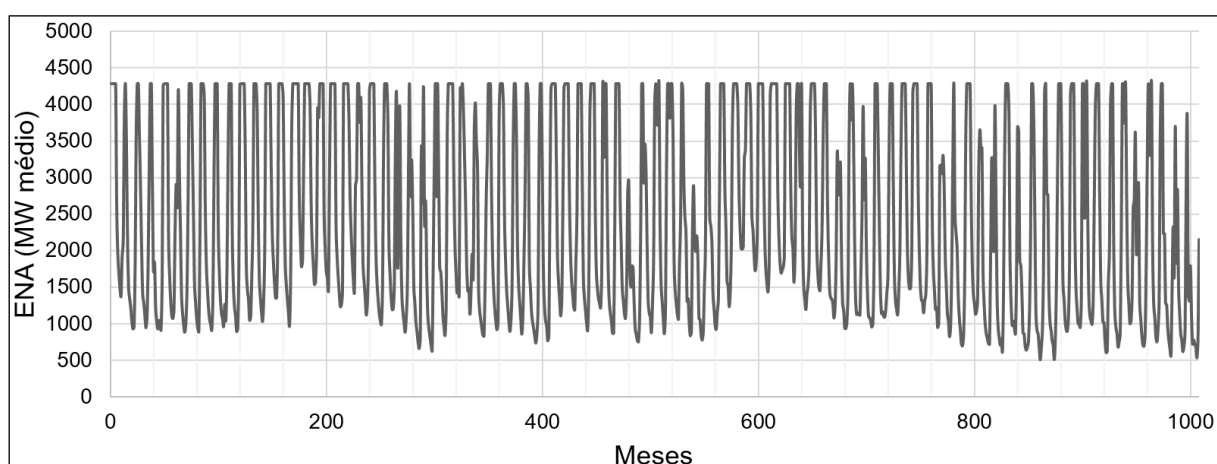
ENAs DA USINA ITAPARICA



FONTE: O autor

ENAs COMPLEXO PAULO AFONSO-MOXOTÓ (MW médio)													
ANO	JAN	FEV	MAR	ABR	MAI	JUN	JUL	AGO	SET	OUT	NOV	DEZ	MED
1987	3336,4	2834,6	2765,2	3188,5	1916,6	1285,2	1183,2	944,5	938,4	1034,3	1459,6	3502,7	2032,4
1988	4279,6	3786,2	4279,6	3665,9	2285,8	1343,3	1131,2	1150,6	1128,1	1123,0	1753,4	2560,2	2373,9
1989	3970,9	2708,1	3256,9	2050,2	1432,1	1101,6	1089,4	1036,3	958,8	999,6	1733,0	4279,6	2051,4
1990	4279,6	4279,6	3379,3	2347,0	1453,5	1144,4	1166,9	1102,6	1094,5	1212,8	1439,2	1650,4	2045,8
1991	3347,6	4279,6	4279,6	4279,6	2781,5	1645,3	1312,7	1196,5	1130,2	1453,5	1988,0	3336,4	2585,9
1992	4279,6	4279,6	4279,6	4279,6	3111,0	2010,4	1605,5	1479,0	1494,3	1963,5	4150,4	4279,6	3101,0
1993	4279,6	4279,6	4279,6	2800,9	2004,3	1515,7	1328,0	1304,6	1152,6	1320,9	1399,4	1934,9	2300,0
1994	4279,6	4279,6	4279,6	4279,6	2423,5	1752,4	1458,6	1198,5	1220,9	951,7	1010,8	3158,9	2524,5
1995	3167,1	3054,9	3301,7	2893,7	1930,9	1519,8	1144,4	1032,2	827,2	974,1	1729,9	3183,4	2063,3
1996	4279,6	2506,1	2243,0	2025,7	1409,6	1100,6	921,1	724,2	701,8	840,5	1580,0	3526,1	1821,5
1997	4279,6	4279,6	4279,6	4279,6	2761,1	1840,1	1421,9	1285,2	1135,3	1175,0	1344,4	3093,7	2597,9
1998	3645,5	3412,9	3407,8	1719,7	1277,0	1002,7	868,0	802,7	733,4	723,2	1878,8	3268,1	1895,0
1999	3259,9	1996,1	3969,8	2768,3	1362,7	951,7	812,9	710,9	797,6	631,4	1508,6	3287,5	1838,1
2000	4279,6	4279,6	4279,6	3864,8	1892,1	1267,9	983,3	1038,4	952,7	869,0	1686,1	3688,3	2423,4
2001	3624,1	1862,5	1802,3	1404,5	879,2	867,0	698,7	643,6	681,4	751,7	1157,7	2189,9	1380,2
2002	4279,6	4279,6	3744,4	2409,2	1132,2	911,9	863,9	675,2	511,0	685,4	927,2	1818,7	1853,2
2003	4168,7	4279,6	2774,4	2766,2	1434,1	1018,0	913,9	770,1	700,7	517,1	839,5	1613,6	1816,3
2004	3077,3	4279,6	4279,6	4279,6	2999,8	1556,5	1342,3	1047,5	923,1	900,7	1064,9	1768,7	2293,3
2005	4133,0	4279,6	4279,6	4279,6	2321,5	1509,6	1222,0	1005,7	1000,6	956,8	1332,1	4279,6	2550,0
2006	4279,6	2453,1	3584,3	4279,6	2396,0	1349,5	1104,7	1041,4	998,6	1331,1	2726,5	3966,8	2459,3
2007	4279,6	4279,6	4279,6	2705,0	1588,8	1325,1	1027,4	1020,7	759,0	608,4	627,1	1558,2	2004,9
2008	2011,8	3985,4	4279,6	4279,6	2061,1	1169,1	953,9	867,9	687,3	757,3	870,5	2267,0	2015,9
2009	4279,6	4279,6	3741,4	4279,6	2686,9	1570,8	1273,1	1004,9	1040,5	1361,4	2586,3	2694,2	2566,5
2010	3608,8	1967,5	2659,2	2903,0	1324,1	1067,5	849,6	712,0	697,3	844,3	1739,6	3179,9	1796,1
2011	4279,6	3306,2	3872,8	4279,6	2054,0	1279,7	1092,2	831,5	756,8	928,2	1294,5	3480,3	2287,9
2012	4279,6	4279,6	2234,5	2234,6	1284,6	1262,3	954,1	777,7	672,0	570,4	1425,6	2325,9	1858,4
2013	1661,6	3697,6	1839,3	2838,3	1528,4	1155,5	870,0	776,4	624,1	696,5	884,9	2705,6	1606,5
2014	3843,4	1411,7	1311,7	1795,2	1124,0	728,3	782,3	728,3	688,5	539,6	788,5	2153,2	1324,6
MIN	1661,6	1411,7	1311,7	1404,5	879,2	728,3	698,7	643,6	511,0	517,1	627,1	1204,6	
MED	3940,2	3844,2	3766,9	3455,2	2419,7	1652,7	1358,6	1185,4	1060,2	1134,5	1792,4	3166,4	
MAX	4279,6	4279,6	4279,6	4279,6	4279,6	4279,6	2736,7	2175,7	2020,6	2058,4	4150,4	4279,6	

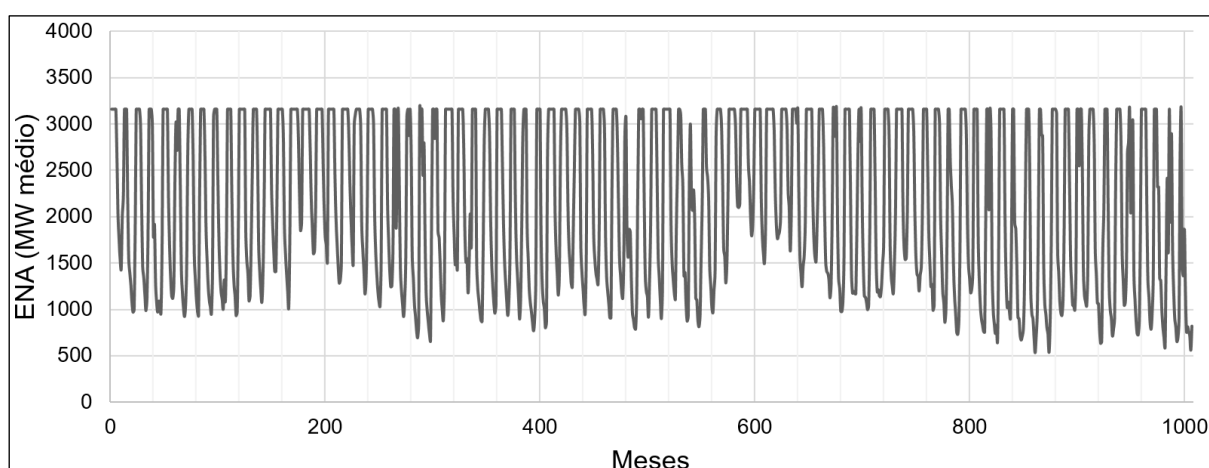
ENAs DO COMPLEXO PAULO AFONSO-MOXOTÓ



FONTE: O autor

ENAs XINGÓ (MW médio)													
ANO	JAN	FEV	MAR	ABR	MAI	JUN	JUL	AGO	SET	OUT	NOV	DEZ	MED
1987	3162,0	2945,7	2873,7	3162,0	1991,7	1335,6	1229,6	981,6	975,2	1074,8	1516,9	3162,0	2034,2
1988	3162,0	3162,0	3162,0	3162,0	2375,5	1396,0	1175,5	1195,7	1172,4	1167,1	1822,1	2660,6	2134,4
1989	3162,0	2814,3	3162,0	2130,6	1488,2	1144,8	1132,1	1077,0	996,4	1038,8	1800,9	3162,0	1925,8
1990	3162,0	3162,0	3162,0	2439,1	1510,5	1189,3	1212,6	1145,9	1137,4	1260,3	1495,7	1715,1	1882,7
1991	3162,0	3162,0	3162,0	3162,0	2890,6	1709,8	1364,2	1243,4	1174,5	1510,5	2065,9	3162,0	2314,1
1992	3162,0	3162,0	3162,0	3162,0	3162,0	2089,3	1668,4	1537,0	1552,9	2040,5	3162,0	3162,0	2585,2
1993	3162,0	3162,0	3162,0	2910,8	2082,9	1575,2	1380,1	1355,7	1197,8	1372,7	1454,3	2010,8	2068,9
1994	3162,0	3162,0	3162,0	3162,0	2518,6	1821,1	1515,8	1245,5	1268,8	989,0	1051,5	3162,0	2185,0
1995	3162,0	3162,0	3162,0	3008,3	2006,6	1579,4	1189,3	1072,7	859,7	1012,3	1798,8	3162,0	2097,9
1996	3162,0	2604,4	2332,0	2105,2	1464,9	1143,7	957,2	752,6	729,3	873,4	1643,0	3162,0	1744,1
1997	3162,0	3162,0	3162,0	3162,0	2870,5	1912,2	1477,6	1335,6	1179,8	1222,2	1397,1	3162,0	2267,1
1998	3162,0	3162,0	3162,0	1787,2	1327,1	1042,0	902,1	834,2	762,1	752,6	1953,6	3162,0	1834,1
1999	3162,0	2074,4	3162,0	2876,8	1416,2	989,0	844,8	738,8	828,9	656,1	1568,8	3162,0	1790,0
2000	3162,0	3162,0	3162,0	3162,0	1966,3	1317,6	1021,8	1079,1	990,0	903,1	1753,2	3162,0	2070,1
2001	3162,0	1935,6	1873,0	1459,6	913,7	901,0	726,1	668,9	708,1	781,2	1203,1	2275,8	1384,0
2002	3162,0	3162,0	3162,0	2503,7	1176,6	947,6	897,8	701,7	531,1	712,3	963,5	1890,0	1650,9
2003	3162,0	3162,0	2883,2	2874,7	1490,4	1057,9	949,8	800,3	728,2	537,4	872,4	1676,9	1682,9
2004	3162,0	3162,0	3162,0	3162,0	3117,5	1617,6	1395,0	1088,6	959,3	936,0	1106,6	1838,0	2058,9
2005	3162,0	3162,0	3162,0	3162,0	2412,6	1568,8	1269,9	1045,2	1039,9	994,3	1384,4	3162,0	2127,1
2006	3162,0	2549,3	3162,0	3162,0	2489,9	1402,4	1148,0	1082,3	1037,7	1383,3	2833,4	3162,0	2214,5
2007	3162,0	3162,0	3162,0	2811,1	1651,1	1377,1	1067,7	1060,7	788,8	632,2	651,7	1619,3	1762,1
2008	2090,6	3162,0	3162,0	3162,0	2142,0	1215,0	991,3	901,9	714,3	787,0	904,7	2355,9	1799,1
2009	3162,0	3162,0	3162,0	3162,0	2792,3	1632,4	1323,0	1044,3	1081,3	1414,8	2687,8	2799,9	2285,3
2010	3162,0	2044,6	2763,5	3016,8	1376,0	1109,3	882,9	739,9	724,6	877,4	1807,8	3162,0	1805,6
2011	3162,0	3162,0	3162,0	3162,0	2134,5	1329,9	1135,0	864,1	786,5	964,6	1345,2	3162,0	2030,8
2012	3162,0	3162,0	2322,1	2322,2	1335,0	1311,8	991,6	808,2	698,4	592,8	1481,6	2417,1	1717,1
2013	1619,8	3162,0	1941,8	2897,5	1660,9	1202,5	910,1	809,5	652,2	692,9	894,1	2656,5	1591,7
2014	3162,0	1466,6	1363,0	1865,4	1168,4	757,1	813,0	756,5	715,9	560,5	819,4	2237,6	1307,1
MIN	1619,8	1466,6	1363,0	1459,6	913,7	757,1	726,1	668,9	531,1	537,4	651,7	1251,9	
MED	3097,7	3019,3	3028,7	2911,3	2336,6	1701,6	1411,9	1231,9	1101,8	1178,7	1819,7	2800,3	
MAX	3162,0	3162,0	3162,0	3162,0	3162,0	3162,0	2844,0	2261,0	2099,9	2139,1	3162,0	3162,0	

ENAs DA USINA XINGÓ

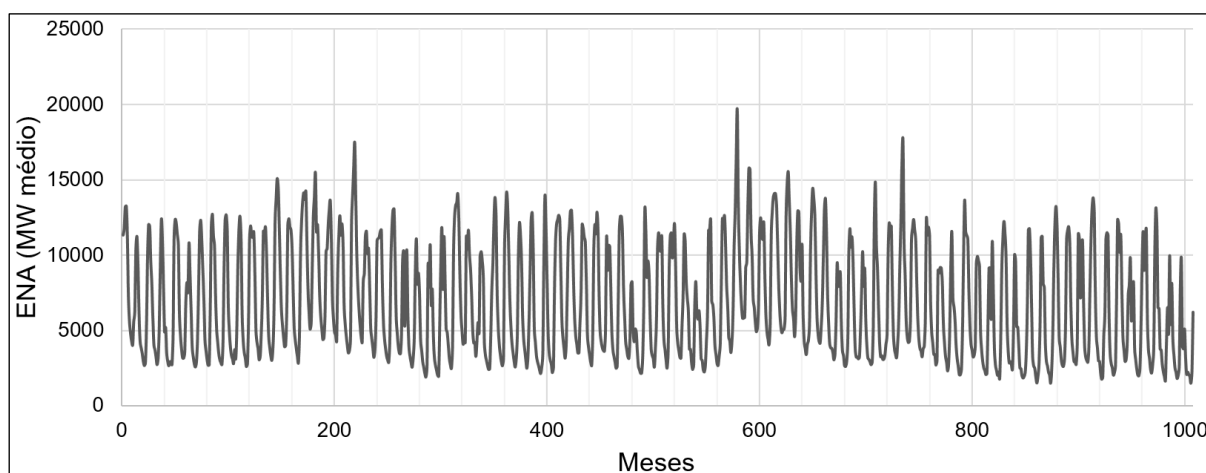


FONTE: O autor

ENAs DO SISTEMA HIDRELÉTRICO DO RIO SÃO FRANCISCO (MW médio)													
ANO	JAN	FEV	MAR	ABR	MAI	JUN	JUL	AGO	SET	OUT	NOV	DEZ	MED
1931	11321,3	11733,0	13191,1	13249,2	11190,0	7223,8	5559,5	4797,4	4267,9	4021,6	5582,8	6231,9	8197,5
1932	10431,0	11233,1	9290,4	6076,8	4245,6	3831,2	3459,6	2933,6	2657,2	2831,4	5350,5	9917,4	6021,5
1933	12022,1	11911,8	9640,8	8118,4	5794,3	4021,8	3694,8	3193,7	2719,2	3201,2	5226,7	9253,6	6566,5
1934	12365,1	10949,1	7927,6	4904,8	5199,1	3493,4	2927,2	2641,8	2914,9	2889,0	2724,2	4684,4	5301,7
1935	11192,0	12351,5	12122,9	11371,1	10639,0	6095,3	4656,5	3739,0	3162,3	3151,2	3557,5	6823,0	7405,1
1936	8165,5	7538,3	10800,6	8647,5	6334,5	3903,4	3237,0	2776,8	2565,2	2865,2	4375,1	7674,8	5740,3
1937	11506,8	12311,1	11015,9	9132,1	7083,3	4380,2	3660,7	3065,4	2675,0	2700,7	6527,6	11891,8	7162,6
1938	12711,0	11252,8	10602,9	7265,3	5101,0	4229,4	3460,6	3056,2	2853,9	2724,7	4157,7	9090,4	6375,5
1939	12309,7	12674,8	11617,1	6645,5	4907,4	3866,1	3322,2	3081,1	2802,0	3717,2	3117,2	5046,6	6092,2
1940	9296,0	11703,5	12580,0	11095,2	6130,7	4337,2	3534,9	3153,5	2592,5	2770,8	5522,9	11052,3	6980,8
1941	11931,4	11239,9	11172,1	11526,5	8850,5	4999,5	4202,3	3772,7	3035,0	3255,6	4771,5	7098,5	7154,6
1942	11567,9	11311,6	11844,0	9994,7	6995,6	4626,8	3864,9	3311,4	3019,9	3836,2	6161,6	12122,7	7388,1
1943	13735,0	15075,3	14469,1	11801,1	8798,6	6358,7	5332,2	4542,1	3903,0	4004,1	6240,9	12005,6	8855,5
1944	12410,0	11850,6	11665,1	10472,3	7706,9	5175,4	4361,1	3778,2	3270,0	2857,1	4845,1	10148,1	7378,3
1945	12310,5	13552,5	14134,4	13681,8	14209,3	10803,2	7750,6	6173,0	5071,5	5453,3	9084,7	12526,1	10395,9
1946	13825,7	15448,4	11556,1	12016,6	10096,7	7353,7	5931,4	5092,0	4380,1	4486,4	5957,9	10228,0	8864,4
1947	10422,7	11950,8	12993,0	13584,1	11060,0	7049,2	5731,1	4862,8	4703,2	4274,2	8871,0	11243,3	8895,5
1948	12613,6	11313,4	12068,0	10743,3	6633,9	5419,3	4645,2	3999,8	3497,1	3648,6	4416,8	12064,4	7588,6
1949	13969,2	15791,1	17447,0	13597,4	9928,6	7797,2	6408,2	5399,1	4582,7	4207,3	8274,1	8759,2	9680,1
1950	11262,9	11577,8	10090,7	10434,0	8044,7	5191,4	4473,0	3870,8	3201,8	3689,3	5809,2	10942,7	7382,3
1951	11097,3	11179,2	11557,9	11670,2	8112,2	5547,9	4453,8	3798,5	3289,7	3025,2	2868,2	4345,5	6745,5
1952	9371,6	11793,3	12979,7	13065,7	9762,3	5907,6	4813,9	3927,9	3477,4	3447,1	4740,0	9517,0	7733,6
1953	10228,5	5319,6	7825,1	10322,9	6135,0	3935,0	3282,5	2881,9	2550,5	3154,5	4427,0	8938,8	5750,1
1954	11071,3	8108,5	8791,9	7341,0	4339,3	3659,5	2905,0	2536,3	2130,7	1904,8	2537,9	9328,5	5387,9
1955	7851,7	10687,0	6716,0	7709,9	4632,0	3183,7	2677,5	2337,2	2019,0	1938,2	5418,3	9415,3	5382,1
1956	11800,0	7707,9	11229,7	8481,1	5122,2	4874,8	4066,9	3166,3	2711,7	2475,9	3796,8	10192,3	6302,1
1957	12561,5	13302,6	13474,8	14054,6	12238,2	8580,1	6041,3	4930,3	4078,0	4434,4	4190,3	11194,7	9090,1
1958	10396,8	11656,0	10013,0	9007,2	7346,2	5045,0	4157,0	4193,8	3269,0	4231,3	5517,2	4833,5	6638,8
1959	9914,9	10221,3	9615,1	8590,7	4154,8	3354,1	2992,2	2657,2	2397,5	2436,5	4590,0	7665,9	5715,9
1960	9426,5	12164,5	13826,3	12528,4	7677,6	5315,7	4092,4	3400,2	2911,0	2648,2	3116,0	10498,8	7300,5
1961	12643,6	14191,2	13010,1	10136,0	6996,5	5250,8	4136,5	3509,9	2954,2	2560,5	3107,8	4574,0	6922,6
1962	9844,2	12125,0	11337,7	9509,7	5972,7	4426,4	3705,1	3055,1	2478,3	3249,7	5525,6	8829,8	6671,6
1963	12298,8	12802,3	10157,4	5113,5	4216,6	3319,7	2919,9	2659,9	2356,2	2131,4	2552,4	3387,0	5326,3
1964	9630,4	13936,6	11841,0	8410,0	4892,0	3500,8	3016,0	2747,6	2192,7	2518,9	7611,7	10933,5	6769,3
1965	12083,4	12342,7	12644,5	12331,1	8868,6	5569,2	4474,3	3784,2	3146,8	3990,4	7539,1	10917,6	8141,0
1966	11780,0	12910,8	12972,6	11201,5	8027,0	5786,6	4614,1	4068,7	3492,3	3509,2	5467,3	7493,2	7610,3
1967	12032,6	11783,7	11176,2	10876,5	8161,6	4665,6	3900,6	3379,4	2900,3	2668,5	4671,9	10420,7	7219,8
1968	12015,7	11413,9	12845,7	11589,4	7230,1	4889,0	4235,9	3841,9	3659,0	3609,1	4951,3	11175,0	7621,3
1969	8975,5	10649,4	10555,8	7751,1	4889,5	3701,3	3263,4	2894,0	2477,5	2600,2	6906,7	11647,3	6359,3
1970	12575,5	12544,4	11401,6	7805,3	5874,8	4227,4	3727,9	3256,4	3139,7	4403,9	8014,9	8214,9	7098,9
1971	4958,1	4239,7	5091,7	4857,8	3563,5	2602,4	2385,6	2150,2	2155,9	3162,6	6516,7	13015,5	4558,3
1972	11615,6	8553,7	9607,1	8791,6	5861,0	3767,3	3322,8	3118,9	2564,9	3870,3	5766,8	10482,2	6443,5
1973	11483,9	10442,9	10253,5	11194,7	6602,1	4370,5	3721,4	3039,4	2498,3	3649,2	9246,1	11278,3	7315,0
1974	11462,3	9811,0	10919,8	12054,6	9268,1	5221,9	4154,0	3665,0	3212,2	3145,2	5265,8	7181,6	7113,5
1975	11357,6	10888,5	8241,8	7122,0	6274,9	3744,1	3739,1	2880,7	2401,0	2697,5	6618,8	8236,7	6183,6
1976	6116,6	5738,3	6309,7	5315,5	3114,3	3007,2	2390,0	2232,5	2644,9	4279,9	6132,0	11650,8	4911,0
1977	11626,1	12337,1	6943,8	6719,4	5852,4	4000,0	3390,0	2798,6	2662,4	3303,5	4080,0	8145,4	5988,2
1978	12378,1	11729,8	12618,8	10757,3	8021,4	6593,5	4541,5	4311,6	3520,6	4240,9	6081,9	10382,3	7931,5
1979	12753,9	16316,9	19673,8	13507,7	10251,4	8197,7	6666,7	5800,8	5809,5	5865,8	9160,3	9517,9	10293,5
1980	13324,3	15780,8	15691,5	11525,0	9940,9	7061,0	6521,0	5542,8	4909,6	5177,5	6608,2	11451,2	9461,1
1981	12475,1	11511,6	11055,8	12132,1	8522,0	6015,7	4881,4	4395,4	4062,7	5363,2	11298,8	12902,2	8718,0
1982	13872,8	14083,5	14081,0	13297,0	10782,9	8042,3	6314,2	5291,0	4841,5	5031,5	5064,9	5776,8	8873,3
1983	12627,5	14766,2	15520,2	13557,5	11408,7	8341,9	6408,7	5749,8	4572,7	6023,9	10622,7	12941,4	10211,8
1984	12851,7	9269,9	8276,4	10692,0	6111,5	4291,2	3766,2	3389,7	4061,0	4327,4	5332,6	10397,0	6897,2
1985	12869,6	14411,3	13775,7	12702,3	9215,0	6011,8	4818,3	4274,1	4149,7	5212,0	6718,0	9650,2	8650,7
1986	12963,8	13756,5	11547,2	7455,9	5512,9	4113,8	3829,7	3802,9	3533,6	3038,0	3422,5	5624,3	6550,1

ENAs DO SISTEMA HIDRELÉTRICO DO RIO SÃO FRANCISCO (MW médio)													
ANO	JAN	FEV	MAR	ABR	MAI	JUN	JUL	AGO	SET	OUT	NOV	DEZ	MED
1987	9426,7	8102,1	7905,7	8816,1	5400,9	3656,4	3330,0	2648,6	2596,8	2922,5	4181,4	9951,5	5744,9
1988	11749,2	10515,9	11198,2	9527,6	6369,4	3820,7	3222,1	3238,7	3102,0	3218,0	4976,6	7469,8	6534,0
1989	10227,7	7920,1	9093,1	5683,3	3998,0	3143,1	3069,9	2897,9	2712,3	2878,1	5158,4	12207,8	5749,1
1990	14832,5	10607,0	9128,5	6469,3	4137,9	3241,0	3322,7	3066,5	3083,4	3367,2	4092,5	4692,3	5836,7
1991	10001,0	12101,7	11689,7	11905,4	7789,4	4683,8	3755,0	3409,0	3194,1	4131,1	5749,1	9223,1	7302,7
1992	12081,7	16070,2	17606,9	10889,1	8658,2	5697,8	4555,9	4188,4	4263,7	5636,7	11049,1	11760,8	9371,6
1993	12362,5	11668,7	10980,7	8071,5	5699,3	4374,6	3784,7	3620,6	3239,4	3786,2	3941,1	5720,4	6437,5
1994	12398,9	11313,1	11852,0	11310,4	6876,3	4922,1	4178,8	3401,0	3388,4	2691,7	2977,9	8986,2	7024,7
1995	8794,3	9171,9	9135,0	8184,1	5489,6	4218,5	3280,5	2878,3	2301,1	2798,2	5040,7	9307,0	5883,3
1996	11520,2	7136,7	6558,8	5663,3	3984,4	3115,0	2607,2	2047,1	2049,2	2411,0	4984,3	9796,7	5156,2
1997	13626,4	11539,5	11311,4	11046,3	7776,4	5341,5	4093,1	3691,4	3227,0	3346,8	3927,4	9397,7	7360,4
1998	9908,1	9632,0	9267,2	4931,9	3701,8	2951,7	2516,4	2328,1	2062,6	2119,8	5583,3	9138,9	5345,2
1999	9131,2	5738,3	10884,3	7693,5	3894,0	2716,9	2342,7	2009,3	2236,7	1797,9	4494,8	9084,0	5168,6
2000	11066,4	12231,0	11418,8	9932,2	5383,3	3642,0	2833,6	2922,7	2756,3	2399,1	5007,5	9992,4	6632,1
2001	9582,1	5245,7	5216,0	3893,9	2505,1	2453,7	1977,4	1832,6	1930,6	2174,1	3460,9	6456,6	3894,1
2002	11665,9	11757,3	9983,3	6809,8	3274,1	2636,2	2481,3	1919,2	1500,3	1928,4	2740,2	5479,8	5181,3
2003	11145,5	11246,9	8094,9	7846,8	4120,7	2937,8	2632,1	2214,1	2014,7	1486,6	2438,7	4801,7	5081,7
2004	9183,2	12005,7	13230,3	11898,2	8482,5	4518,3	3892,2	3045,9	2665,8	2606,7	3068,8	5430,5	6669,0
2005	11072,7	11653,0	11859,5	10812,9	6661,5	4379,7	3544,8	2921,0	2902,1	2738,3	4088,5	11401,3	7002,9
2006	11075,6	7150,0	10021,1	10913,3	6780,3	3895,4	3199,3	2995,6	2884,6	3913,7	7837,7	11141,3	6817,3
2007	13121,9	13804,2	12849,0	7722,2	4586,2	3833,4	2981,4	2930,8	2179,2	1750,4	1869,4	4643,8	6022,7
2008	6019,6	11054,1	11488,1	11302,7	5901,6	3412,1	2777,2	2506,2	2022,7	2186,6	2649,8	7105,9	5702,2
2009	12342,4	12067,6	10169,9	11320,8	7665,6	4559,3	3708,5	2933,2	3039,9	4028,5	7354,1	8009,7	7266,6
2010	9784,2	5644,0	7837,3	8197,1	3823,6	3075,6	2441,5	2029,5	1981,7	2460,8	5177,5	9110,3	5130,3
2011	11560,7	8977,7	10912,0	11693,4	5872,1	3722,6	3162,2	2409,7	2162,7	2718,4	3778,4	10080,1	6420,8
2012	13121,2	11809,9	6514,2	6445,3	3771,1	3692,0	2770,8	2256,7	1945,5	1651,6	4210,4	6510,9	5391,6
2013	4814,5	9959,1	5392,6	8117,9	4405,0	3360,0	2510,0	2217,4	1797,7	1996,9	2566,4	7798,3	4578,0
2014	9759,2	3937,2	3769,4	5087,1	3153,0	2080,2	2223,8	2057,3	1924,0	1487,4	2278,1	6205,8	3663,5
MIN	4814,5	3937,2	3769,4	3893,9	2505,1	2080,2	1977,4	1832,6	1500,3	1486,6	1869,4	3387,0	
MED	11179,5	11110,8	10895,0	9591,9	6715,0	4694,8	3877,8	3372,9	3027,0	3292,2	5247,0	8950,8	
MAX	14832,5	16316,9	19673,8	14054,6	14209,3	10803,2	7750,6	6173,0	5809,5	6023,9	11298,8	13015,5	

ENAs DO SISTEMA HIDRELÉTRICO AVALIADO



FONTE: O autor

APÊNDICE B– MÁXIMO DÉFICIT ACUMULADO (EM MWH) E ENERGIA FIRME PARA DIFERENTES NÍVEIS DE REGULARIZAÇÃO E COEFICIENTES DE VARIAÇÃO

MÁXIMO DÉFICIT ACUMULADO E ENERGIA FIRME PARA DIFERENTES NÍVEIS DE REGULARIZAÇÃO SEM INCREMENTO DO CV NA SÉRIE

% Reg.	MW	MDA (Armazenamento MWh)	EF (MW médio)
40%	2.000	477.302,31	564,68
	4.000	954.604,62	1.129,36
	6.000	1.431.906,92	1.694,04
	8.000	1.909.209,23	2.258,72
	8.870	2.116.835,74	2.504,36
50%	2.000	702.070,31	705,85
	4.000	1.404.140,62	1.411,70
	6.000	2.106.210,93	2.117,55
	8.000	2.808.281,24	2.823,40
	8.870	3.113.681,83	3.130,45
60%	2.000	1.059.754,66	847,02
	4.000	2.119.509,33	1.694,04
	6.000	3.179.263,99	2.541,06
	8.000	4.239.018,66	3.388,09
	8.870	4.700.011,93	3.756,54
70%	2.000	1.417.765,36	988,19
	4.000	2.835.530,73	1.976,38
	6.000	4.253.296,09	2.964,57
	8.000	5.671.061,46	3.952,77
	8.870	6.287.789,39	4.382,63
80%	2.000	1.865.534,85	1.129,36
	4.000	3.731.069,70	2.258,72
	6.000	5.596.604,56	3.388,09
	8.000	7.462.139,41	4.517,45
	8.870	8.273.647,07	5.008,72
90%	2.000	2.460.882,53	1.270,53
	4.000	4.921.765,06	2.541,06
	6.000	7.382.647,59	3.811,60
	8.000	9.843.530,12	5.082,13
	8.870	10.914.014,02	5.634,81

FONTE: O autor

MÁXIMO DÉFICIT ACUMULADO E ENERGIA FIRME PARA DIFERENTES NÍVEIS DE
REGULARIZAÇÃO E COM UM INCREMENTO DE 20% NO CV DA SÉRIE

% Reg.	MW	MDA (Armazenamento MWh)	EF (MW médio)
40%	2.000	784.758,01	461,25
	4.000	1.569.516,02	922,50
	6.000	2.354.274,03	1.383,75
	8.000	3.139.032,04	1.844,99
	8.870	3.480.401,78	2.045,64
50%	2.000	1.079.712,95	576,56
	4.000	2.159.425,90	1.153,12
	6.000	3.239.138,85	1.729,68
	8.000	4.318.851,80	2.306,24
	8.870	4.788.526,94	2.557,05
60%	2.000	1.462.435,42	691,87
	4.000	2.924.870,84	1.383,75
	6.000	4.387.306,26	2.075,62
	8.000	5.849.741,67	2.767,49
	8.870	6.485.901,08	3.068,46
70%	2.000	1.950.451,42	807,19
	4.000	3.900.902,84	1.614,37
	6.000	5.851.354,26	2.421,56
	8.000	7.801.805,68	3.228,74
	8.870	8.650.252,04	3.579,87
80%	2.000	2.475.435,00	922,50
	4.000	4.950.870,00	1.844,99
	6.000	7.426.304,99	2.767,49
	8.000	9.901.739,99	3.689,99
	8.870	10.978.554,22	4.091,28
90%	2.000	3.082.343,91	1.037,81
	4.000	6.164.687,82	2.075,62
	6.000	9.247.031,73	3.113,43
	8.000	12.329.375,64	4.151,24
	8.870	13.670.195,24	4.602,69

FONTE: O autor

MÁXIMO DÉFICIT ACUMULADO E ENERGIA FIRME PARA DIFERENTES NÍVEIS DE
REGULARIZAÇÃO E COM UM INCREMENTO DE 40% NO CV DA SÉRIE

% Reg.	MW	MDA (Armazenamento MWh)	EF (MW médio)
40%	2.000	889.157,86	404,22
	4.000	1.778.315,71	808,45
	6.000	2.667.473,57	1.212,67
	8.000	3.556.631,43	1.616,89
	8.870	3.943.415,10	1.792,73
50%	2.000	1.254.902,77	505,28
	4.000	2.509.805,53	1.010,56
	6.000	3.764.708,30	1.515,83
	8.000	5.019.611,07	2.021,11
	8.870	5.565.493,77	2.240,91
60%	2.000	1.700.585,38	606,33
	4.000	3.401.170,77	1.212,67
	6.000	5.101.756,15	1.819,00
	8.000	6.802.341,53	2.425,34
	8.870	7.542.096,17	2.689,09
70%	2.000	2.162.639,49	707,39
	4.000	4.325.278,98	1.414,78
	6.000	6.487.918,48	2.122,17
	8.000	8.650.557,97	2.829,56
	8.870	9.591.306,15	3.137,27
80%	2.000	2.627.495,47	808,45
	4.000	5.254.990,93	1.616,89
	6.000	7.882.486,40	2.425,34
	8.000	10.509.981,86	3.233,78
	8.870	11.652.942,39	3.585,45
90%	2.000	3.614.937,90	909,50
	4.000	7.229.875,81	1.819,00
	6.000	10.844.813,71	2.728,50
	8.000	14.459.751,61	3.638,00
	8.870	16.032.249,60	4.033,64

FONTE: O autor

APÊNDICE C– MÁXIMO DÉFICIT ACUMULADO (EM MWMÊS) E ENERGIA FIRME PARA DIFERENTES NÍVEIS DE REGULARIZAÇÃO E COEFICIENTES DE VARIAÇÃO

MÁXIMO DÉFICIT ACUMULADO (EM MW mês) E ENERGIA FIRME PARA DIFERENTES NÍVEIS DE REGULARIZAÇÃO SEM INCREMENTO DO CV NA SÉRIE

% Reg.	MW	MDA (Armazenamento MW mês)	EF (MW médio)
40%	2.000	653,84	564,68
	4.000	1.307,68	1.129,36
	6.000	1.961,52	1.694,04
	8.000	2.615,36	2.258,72
	8.870	2.899,77	2.504,36
50%	2.000	961,74	705,85
	4.000	1.923,48	1.411,70
	6.000	2.885,22	2.117,55
	8.000	3.846,96	2.823,40
	8.870	4.265,32	3.130,45
60%	2.000	1.451,72	847,02
	4.000	2.903,44	1.694,04
	6.000	4.355,16	2.541,06
	8.000	5.806,87	3.388,09
	8.870	6.438,37	3.756,54
70%	2.000	1.942,14	988,19
	4.000	3.884,29	1.976,38
	6.000	5.826,43	2.964,57
	8.000	7.768,58	3.952,77
	8.870	8.613,41	4.382,63
80%	2.000	2.555,53	1.129,36
	4.000	5.111,05	2.258,72
	6.000	7.666,58	3.388,09
	8.000	10.222,11	4.517,45
	8.870	11.333,76	5.008,72
90%	2.000	3.371,07	1.270,53
	4.000	6.742,14	2.541,06
	6.000	10.113,22	3.811,60
	8.000	13.484,29	5.082,13
	8.870	14.950,70	5.634,81

FONTE: O autor

MÁXIMO DÉFICIT ACUMULADO (EM MW mês) E ENERGIA FIRME PARA DIFERENTES NÍVEIS DE REGULARIZAÇÃO E COM UM INCREMENTO DE 20% NO CV DA SÉRIE

% Reg.	MW	MDA (Armazenamento MW mês)	EF (MW médio)
40%	2.000	1.075,01	461,25
	4.000	2.150,02	922,5
	6.000	3.225,03	1.383,75
	8.000	4.300,04	1.844,99
	8.870	4.767,67	2.045,64
50%	2.000	1.479,06	576,56
	4.000	2.958,12	1.153,12
	6.000	4.437,18	1.729,68
	8.000	5.916,24	2.306,24
	8.870	6.559,63	2.557,05
60%	2.000	2.003,34	691,87
	4.000	4.006,67	1.383,75
	6.000	6.010,01	2.075,62
	8.000	8.013,34	2.767,49
	8.870	8.884,80	3.068,46
70%	2.000	2.671,85	807,19
	4.000	5.343,70	1.614,37
	6.000	8.015,55	2.421,56
	8.000	10.687,41	3.228,74
	8.870	11.849,66	3.579,87
80%	2.000	3.391,01	922,5
	4.000	6.782,01	1.844,99
	6.000	10.173,02	2.767,49
	8.000	13.564,03	3.689,99
	8.870	15.039,12	4.091,28
90%	2.000	4.222,39	1.037,81
	4.000	8.444,78	2.075,62
	6.000	12.667,17	3.113,43
	8.000	16.889,56	4.151,24
	8.870	18.726,29	4.602,69

FONTE: O autor

MÁXIMO DÉFICIT ACUMULADO (EM MW mês) E ENERGIA FIRME PARA DIFERENTES NÍVEIS DE REGULARIZAÇÃO E COM UM INCREMENTO DE 40% NO CV DA SÉRIE

% Reg.	MW	MDA (Armazenamento MW mês)	EF (MW médio)
40%	2.000	1.218,02	404,22
	4.000	2.436,05	808,45
	6.000	3.654,07	1.212,67
	8.000	4.872,10	1.616,89
	8.870	5.401,94	1.792,73
50%	2.000	1.719,04	505,28
	4.000	3.438,09	1.010,56
	6.000	5.157,13	1.515,83
	8.000	6.876,18	2.021,11
	8.870	7.623,96	2.240,91
60%	2.000	2.329,57	606,33
	4.000	4.659,14	1.212,67
	6.000	6.988,71	1.819,00
	8.000	9.318,28	2.425,34
	8.870	10.331,64	2.689,09
70%	2.000	2.962,52	707,39
	4.000	5.925,04	1.414,78
	6.000	8.887,56	2.122,17
	8.000	11.850,08	2.829,56
	8.870	13.138,78	3.137,27
80%	2.000	3.599,31	808,45
	4.000	7.198,62	1.616,89
	6.000	10.797,93	2.425,34
	8.000	14.397,24	3.233,78
	8.870	15.962,93	3.585,45
90%	2.000	4.951,97	909,5
	4.000	9.903,94	1.819,00
	6.000	14.855,91	2.728,50
	8.000	19.807,88	3.638,00
	8.870	21.962,00	4.033,64

FONTE: O autor

APÊNDICE D- REDUÇÃO DO ARMAZENAMENTO HIDRELÉTRICO PARA GARANTIR ENERGIA FIRME EÓLICA PARA DIFERENTES NÍVEIS DE REGULARIZAÇÃO E COM DIFERENTES NÍVEIS DE INCREMENTO DO CV NA SÉRIE DE VENTO

REDUÇÃO DO ARMAZENAMENTO HIDRELÉTRICO PARA GARANTIR ENERGIA FIRME EÓLICA PARA DIFERENTES NÍVEIS DE REGULARIZAÇÃO E SEM INCREMENTO DO CV NA SÉRIE DE VENTO

% Reg. eólico	Potência eólica (MW)	EF eólica (MW médio)	Armazenamento eólico necessário (MW mês)	Armazenamento Sistema Hidrelétrico (MW mês)	Armazenamento Hidrelétrico (reduzindo o armazenamento eólico) (MW mês)
40%	2.000	564,68	653,84	53.210,21	52.556,37
	4.000	1.129,36	1.307,68	53.210,21	51.902,53
	6.000	1.694,04	1.961,52	53.210,21	51.248,69
	8.000	2.258,72	2.615,36	53.210,21	50.594,85
	8.870	2.504,36	2.899,77	53.210,21	50.310,44
50%	2.000	705,85	961,74	53.210,21	52.248,47
	4.000	1.411,70	1.923,48	53.210,21	51.286,73
	6.000	2.117,55	2.885,22	53.210,21	50.324,99
	8.000	2.823,40	3.846,96	53.210,21	49.363,25
	8.870	3.130,45	4.265,32	53.210,21	48.944,89
60%	2.000	847,02	1.451,72	53.210,21	51.758,49
	4.000	1.694,04	2.903,44	53.210,21	50.306,77
	6.000	2.541,06	4.355,16	53.210,21	48.855,05
	8.000	3.388,09	5.806,87	53.210,21	47.403,34
	8.870	3.756,54	6.438,37	53.210,21	46.771,84
70%	2.000	988,19	1.942,14	53.210,21	51.268,07
	4.000	1.976,38	3.884,29	53.210,21	49.325,92
	6.000	2.964,57	5.826,43	53.210,21	47.383,78
	8.000	3.952,77	7.768,58	53.210,21	45.441,63
	8.870	4.382,63	8.613,41	53.210,21	44.596,80
80%	2.000	1.129,36	2.555,53	53.210,21	50.654,68
	4.000	2.258,72	5.111,05	53.210,21	48.099,16
	6.000	3.388,09	7.666,58	53.210,21	45.543,63
	8.000	4.517,45	10.222,11	53.210,21	42.988,10
	8.870	5.008,72	11.333,76	53.210,21	41.876,45
90%	2.000	1.270,53	3.371,07	53.210,21	49.839,14
	4.000	2.541,06	6.742,14	53.210,21	46.468,07
	6.000	3.811,60	10.113,22	53.210,21	43.096,99
	8.000	5.082,13	13.484,29	53.210,21	39.725,92
	8.870	5.634,81	14.950,70	53.210,21	38.259,51

FONTE: O autor

REDUÇÃO DO ARMAZENAMENTO HIDRELÉTRICO PARA GARANTIR ENERGIA FIRME EÓLICA
PARA DIFERENTES NÍVEIS DE REGULARIZAÇÃO E COM INCREMENTO DE 20% DO CV NA
SÉRIE DE VENTO

% Reg. eólico	Potência eólica (MW)	EF eólica (MW médio)	Armazenamento eólico necessário (MW mês)	Armazenamento Sistema Hidrelétrico (MW mês)	Armazenamento Hidrelétrico (reduzindo o armazenamento eólico) (MW mês)
40%	2.000	461,25	1.075,01	53.210,21	52.135,20
	4.000	922,5	2.150,02	53.210,21	51.060,19
	6.000	1.383,75	3.225,03	53.210,21	49.985,18
	8.000	1.844,99	4.300,04	53.210,21	48.910,17
	8.870	2.045,64	4.767,67	53.210,21	48.442,54
50%	2.000	576,56	1.479,06	53.210,21	51.731,15
	4.000	1.153,12	2.958,12	53.210,21	50.252,09
	6.000	1.729,68	4.437,18	53.210,21	48.773,03
	8.000	2.306,24	5.916,24	53.210,21	47.293,97
	8.870	2.557,05	6.559,63	53.210,21	46.650,58
60%	2.000	691,87	2.003,34	53.210,21	51.206,87
	4.000	1.383,75	4.006,67	53.210,21	49.203,54
	6.000	2.075,62	6.010,01	53.210,21	47.200,20
	8.000	2.767,49	8.013,34	53.210,21	45.196,87
	8.870	3.068,46	8.884,80	53.210,21	44.325,41
70%	2.000	807,19	2.671,85	53.210,21	50.538,36
	4.000	1.614,37	5.343,70	53.210,21	47.866,51
	6.000	2.421,56	8.015,55	53.210,21	45.194,66
	8.000	3.228,74	10.687,41	53.210,21	42.522,80
	8.870	3.579,87	11.849,66	53.210,21	41.360,55
80%	2.000	922,5	3.391,01	53.210,21	49.819,20
	4.000	1.844,99	6.782,01	53.210,21	46.428,20
	6.000	2.767,49	10.173,02	53.210,21	43.037,19
	8.000	3.689,99	13.564,03	53.210,21	39.646,18
	8.870	4.091,28	15.039,12	53.210,21	38.171,09
90%	2.000	1.037,81	4.222,39	53.210,21	48.987,82
	4.000	2.075,62	8.444,78	53.210,21	44.765,43
	6.000	3.113,43	12.667,17	53.210,21	40.543,04
	8.000	4.151,24	16.889,56	53.210,21	36.320,65
	8.870	4.602,69	18.726,29	53.210,21	34.483,92

FONTE: O autor

REDUÇÃO DO ARMAZENAMENTO HIDRELÉTRICO PARA GARANTIR ENERGIA FIRME EÓLICA
PARA DIFERENTES NÍVEIS DE REGULARIZAÇÃO E COM INCREMENTO DE 40% DO CV NA
SÉRIE DE VENTO

% Reg. eólico	Potência eólica (MW)	EF eólica (MW médio)	Armazenamento eólico necessário (MW mês)	Armazenamento Sistema Hidrelétrico (MW mês)	Armazenamento Hidrelétrico (reduzindo o armazenamento eólico) (MW mês)
40%	2.000	404,22	1.218,02	53.210,21	51.992,19
	4.000	808,45	2.436,05	53.210,21	50.774,16
	6.000	1.212,67	3.654,07	53.210,21	49.556,14
	8.000	1.616,89	4.872,10	53.210,21	48.338,11
	8.870	1.792,73	5.401,94	53.210,21	47.808,27
50%	2.000	505,28	1.719,04	53.210,21	51.491,17
	4.000	1.010,56	3.438,09	53.210,21	49.772,12
	6.000	1.515,83	5.157,13	53.210,21	48.053,08
	8.000	2.021,11	6.876,18	53.210,21	46.334,03
	8.870	2.240,91	7.623,96	53.210,21	45.586,25
60%	2.000	606,33	2.329,57	53.210,21	50.880,64
	4.000	1.212,67	4.659,14	53.210,21	48.551,07
	6.000	1.819,00	6.988,71	53.210,21	46.221,50
	8.000	2.425,34	9.318,28	53.210,21	43.891,93
	8.870	2.689,09	10.331,64	53.210,21	42.878,57
70%	2.000	707,39	2.962,52	53.210,21	50.247,69
	4.000	1.414,78	5.925,04	53.210,21	47.285,17
	6.000	2.122,17	8.887,56	53.210,21	44.322,65
	8.000	2.829,56	11.850,08	53.210,21	41.360,13
	8.870	3.137,27	13.138,78	53.210,21	40.071,43
80%	2.000	808,45	3.599,31	53.210,21	49.610,90
	4.000	1.616,89	7.198,62	53.210,21	46.011,59
	6.000	2.425,34	10.797,93	53.210,21	42.412,28
	8.000	3.233,78	14.397,24	53.210,21	38.812,97
	8.870	3.585,45	15.962,93	53.210,21	37.247,28
90%	2.000	909,5	4.951,97	53.210,21	48.258,24
	4.000	1.819,00	9.903,94	53.210,21	43.306,27
	6.000	2.728,50	14.855,91	53.210,21	38.354,30
	8.000	3.638,00	19.807,88	53.210,21	33.402,33
	8.870	4.033,64	21.961,99	53.210,21	31.248,22

FONTE: O autor

APÊNDICE E- REDUÇÃO DA ENERGIA FIRME HIDRELÉTRICA PARA GARANTIR ENERGIA FIRME EÓLICA PARA DIFERENTES NÍVEIS DE REGULARIZAÇÃO E COM DIFERENTES NÍVEIS DE INCREMENTO DO CV NA SÉRIE DE VENTO

REDUÇÃO DA ENERGIA FIRME HIDRELÉTRICA PARA GARANTIR ENERGIA FIRME EÓLICA PARA DIFERENTES NÍVEIS DE REGULARIZAÇÃO E SEM INCREMENTO DO CV NA SÉRIE DE VENTO

% Reg. eólico	Potência eólica (MW)	EF eólica (MW médio)	EF hidrelétrica (MW médio)	Armazenamento Hidrelétrico (reduzindo o armazenamento eólico) (MW mês)	EF hidrelétrica reduzida (MW médio)	Redução na EF hidrelétrica (%)
40%	2.000	564,68	5.571,37	52.556,37	5.552,49	0,34
	4.000	1.129,36	5.571,37	51.902,53	5.531,37	0,72
	6.000	1.694,04	5.571,37	51.248,69	5.510,25	1,10
	8.000	2.258,72	5.571,37	50.594,85	5.489,13	1,48
	8.870	2.504,36	5.571,37	50.310,44	5.479,94	1,64
50%	2.000	705,85	5.571,37	52.248,47	5.542,54	0,52
	4.000	1.411,70	5.571,37	51.286,73	5.511,48	1,07
	6.000	2.117,55	5.571,37	50.324,99	5.480,41	1,63
	8.000	2.823,40	5.571,37	49.363,25	5.449,35	2,19
	8.870	3.130,45	5.571,37	48.944,89	5.435,84	2,43
60%	2.000	847,02	5.571,37	51.758,49	5.526,72	0,80
	4.000	1.694,04	5.571,37	50.306,77	5.479,82	1,64
	6.000	2.541,06	5.571,37	48.855,05	5.432,93	2,48
	8.000	3.388,09	5.571,37	47.403,34	5.386,04	3,33
	8.870	3.756,54	5.571,37	46.771,84	5.365,65	3,69
70%	2.000	988,19	5.571,37	51.268,07	5.510,87	1,09
	4.000	1.976,38	5.571,37	49.325,92	5.448,14	2,21
	6.000	2.964,57	5.571,37	47.383,78	5.385,41	3,34
	8.000	3.952,77	5.571,37	45.441,63	5.322,68	4,46
	8.870	4.382,63	5.571,37	44.596,80	5.295,39	4,95
80%	2.000	1.129,36	5.571,37	50.654,68	5.491,06	1,44
	4.000	2.258,72	5.571,37	48.099,16	5.408,52	2,92
	6.000	3.388,09	5.571,37	45.543,63	5.325,98	4,40
	8.000	4.517,45	5.571,37	42.988,10	5.243,43	5,89
	8.870	5.008,72	5.571,37	41.876,45	5.207,53	6,53
90%	2.000	1.270,53	5.571,37	49.839,14	5.464,72	1,91
	4.000	2.541,06	5.571,37	46.468,07	5.355,83	3,87
	6.000	3.811,60	5.571,37	43.096,99	5.246,95	5,82
	8.000	5.082,13	5.571,37	39.725,92	5.138,06	7,78
	8.870	5.634,81	5.571,37	38.259,51	5.090,70	8,63

FONTE: O autor

REDUÇÃO DA ENERGIA FIRME HIDRELÉTRICA PARA GARANTIR ENERGIA FIRME EÓLICA
PARA DIFERENTES NÍVEIS DE REGULARIZAÇÃO E COM INCREMENTO DE 20% DO CV NA
SÉRIE DE VENTO

% Reg. eólico	Potência eólica (MW)	EF eólica (MW médio)	EF hidrelétrica (MW médio)	Armazenamento Hidrelétrico (reduzindo o armazenamento eólico) (MW mês)	EF hidrelétrica reduzida (MW médio)	Redução na EF hidrelétrica (%)
40%	2.000	461,25	5.571,37	52.135,20	5.538,88	0,58
	4.000	922,5	5.571,37	51.060,19	5.504,16	1,21
	6.000	1.383,75	5.571,37	49.985,18	5.469,44	1,83
	8.000	1.844,99	5.571,37	48.910,17	5.434,71	2,45
	8.870	2.045,64	5.571,37	48.442,54	5.419,61	2,72
50%	2.000	576,56	5.571,37	51.731,15	5.525,83	0,82
	4.000	1.153,12	5.571,37	50.252,09	5.478,06	1,67
	6.000	1.729,68	5.571,37	48.773,03	5.430,28	2,53
	8.000	2.306,24	5.571,37	47.293,97	5.382,51	3,39
	8.870	2.557,05	5.571,37	46.650,58	5.361,73	3,76
60%	2.000	691,87	5.571,37	51.206,87	5.508,90	1,12
	4.000	1.383,75	5.571,37	49.203,54	5.444,19	2,28
	6.000	2.075,62	5.571,37	47.200,20	5.379,48	3,44
	8.000	2.767,49	5.571,37	45.196,87	5.314,77	4,61
	8.870	3.068,46	5.571,37	44.325,41	5.286,63	5,11
70%	2.000	807,19	5.571,37	50.538,36	5.487,30	1,51
	4.000	1.614,37	5.571,37	47.866,51	5.401,00	3,06
	6.000	2.421,56	5.571,37	45.194,66	5.314,70	4,61
	8.000	3.228,74	5.571,37	42.522,80	5.228,40	6,16
	8.870	3.579,87	5.571,37	41.360,55	5.190,86	6,83
80%	2.000	922,5	5.571,37	49.819,20	5.464,08	1,93
	4.000	1.844,99	5.571,37	46.428,20	5.354,55	3,89
	6.000	2.767,49	5.571,37	43.037,19	5.245,02	5,86
	8.000	3.689,99	5.571,37	39.646,18	5.135,49	7,82
	8.870	4.091,28	5.571,37	38.171,09	5.087,84	8,68
90%	2.000	1.037,81	5.571,37	48.987,82	5.437,22	2,41
	4.000	2.075,62	5.571,37	44.765,43	5.300,84	4,86
	6.000	3.113,43	5.571,37	40.543,04	5.164,46	7,30
	8.000	4.151,24	5.571,37	36.320,65	5.028,07	9,75
	8.870	4.602,69	5.571,37	34.483,92	4.968,75	10,82

FONTE: O autor

REDUÇÃO DA ENERGIA FIRME HIDRELÉTRICA PARA GARANTIR ENERGIA FIRME EÓLICA
PARA DIFERENTES NÍVEIS DE REGULARIZAÇÃO E COM INCREMENTO DE 40% DO CV NA
SÉRIE DE VENTO

% Reg. eólico	Potência eólica (MW)	EF eólica (MW médio)	EF hidrelétrica (MW médio)	Armazenamento Hidrelétrico (reduzindo o armazenamento eólico) (MW mês)	EF hidrelétrica reduzida (MW médio)	Redução na EF hidrelétrica (%)
40%	2.000	404,22	5.571,37	51.992,19	5.534,26	0,67
	4.000	808,45	5.571,37	50.774,16	5.494,92	1,37
	6.000	1.212,67	5.571,37	49.556,14	5.455,58	2,08
	8.000	1.616,89	5.571,37	48.338,11	5.416,24	2,78
	8.870	1.792,73	5.571,37	47.808,27	5.399,12	3,09
50%	2.000	505,28	5.571,37	51.491,17	5.518,08	0,96
	4.000	1.010,56	5.571,37	49.772,12	5.462,56	1,95
	6.000	1.515,83	5.571,37	48.053,08	5.407,03	2,95
	8.000	2.021,11	5.571,37	46.334,03	5.351,51	3,95
	8.870	2.240,91	5.571,37	45.586,25	5.327,35	4,38
60%	2.000	606,33	5.571,37	50.880,64	5.498,36	1,31
	4.000	1.212,67	5.571,37	48.551,07	5.423,12	2,66
	6.000	1.819,00	5.571,37	46.221,50	5.347,87	4,01
	8.000	2.425,34	5.571,37	43.891,93	5.272,63	5,36
	8.870	2.689,09	5.571,37	42.878,57	5.239,89	5,95
70%	2.000	707,39	5.571,37	50.247,69	5.477,92	1,68
	4.000	1.414,78	5.571,37	47.285,17	5.382,23	3,39
	6.000	2.122,17	5.571,37	44.322,65	5.286,54	5,11
	8.000	2.829,56	5.571,37	41.360,13	5.190,85	6,83
	8.870	3.137,27	5.571,37	40.071,43	5.149,22	7,58
80%	2.000	808,45	5.571,37	49.610,90	5.457,35	2,05
	4.000	1.616,89	5.571,37	46.011,59	5.341,09	4,13
	6.000	2.425,34	5.571,37	42.412,28	5.224,83	6,22
	8.000	3.233,78	5.571,37	38.812,97	5.108,57	8,31
	8.870	3.585,45	5.571,37	37.247,28	5.058,00	9,21
90%	2.000	909,5	5.571,37	48.258,24	5.413,66	2,83
	4.000	1.819,00	5.571,37	43.306,27	5.253,71	5,70
	6.000	2.728,50	5.571,37	38.354,30	5.093,76	8,57
	8.000	3.638,00	5.571,37	33.402,33	4.933,81	11,44
	8.870	4.033,64	5.571,37	31.248,22	4.864,23	12,69

FONTE: O autor