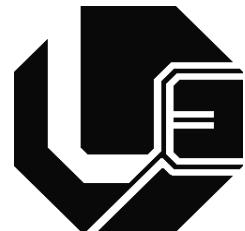


UNIVERSIDADE FEDERAL DE UBERLÂNDIA – UFU
FACULDADE DE ENGENHARIA ELÉTRICA
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA



**UMA PROPOSTA PARA O DESPACHO OTIMIZADO EM
GERADORES SÍNCRONOS UTILIZANDO O ALGORITMO
GENÉTICO**

WALTER RAGNEV

Uberlândia, MG
2020

WALTER RAGNEV

**UMA PROPOSTA PARA O DESPACHO OTIMIZADO EM
GERADORES SÍNCRONOS UTILIZANDO O ALGORITMO
GENÉTICO**

Tese apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica na Universidade Federal de Uberlândia, como requisito parcial para a obtenção do título de Doutor em Ciência.

Área de concentração: Sistemas de Energia Elétrica.

Orientador: José Roberto Camacho, PhD – UFU

Uberlândia, MG
2020

Dados Internacionais de Catalogação na Publicação (CIP)
Sistema de Bibliotecas da UFU, MG, Brasil.

R143p
2020

Ragnev, Walter, 1964-

Uma proposta para o despacho otimizado em geradores sincronos utilizando o algoritmo genético [recurso eletrônico] / Walter Ragnev. - 2020.

Orientador: José Roberto Camacho.

Tese (Doutorado) - Universidade Federal de Uberlândia, Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica.

Modo de acesso: Internet.

Disponível em: <http://doi.org/10.14393/ufu.te.2020.3013>

Inclui bibliografia.

Inclui ilustrações.

I. Engenharia elétrica. I. Camacho, José Roberto, 1954-, (Orient.).
II. Universidade Federal de Uberlândia. Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica. III. Título.

CDU: 621.3

Rejâne Maria da Silva – CRB6/1925

WALTER RAGNEV

**UMA PROPOSTA PARA O DESPACHO OTIMIZADO EM
GERADORES SÍNCRONOS UTILIZANDO O ALGORITMO
GENÉTICO**

Tese apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica na Universidade Federal de Uberlândia, como requisito parcial para a obtenção do título de Doutor em Ciência.

Área de concentração: Sistemas de Energia Elétrica.

Comissão examinadora:

Prof. PhD José Roberto Camacho
(Orientador – UFU)

Prof. Dr. Sebastião Camargo Guimarães Júnior
(Examinador – UFU)

Prof. PhD. Geraldo Caixeta Guimarães
(Examinador – UFU)

Prof. Dr. Silvério Penin Y Santos
(Examinador – UNISANTA)

Prof^a. PhD Fabiana Aparecida de Toledo Silva
(Examinador – UFABC)



UNIVERSIDADE FEDERAL DE UBERLÂNDIA

Coordenação do Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica
 Av. João Naves de Ávila, 2121, Bloco 3N - Bairro Santa Mônica, Uberlândia-MG, CEP 38400-902
 Telefone: (34) 3239-4707 - www.posgrad.feelt.ufu.br - copel@ufu.br



ATA DE DEFESA - PÓS-GRADUAÇÃO

Programa de Pós-Graduação em:	Engenharia Elétrica, PPGEELT				
Defesa de:	Tese de Doutorado, 272, PPGEELT				
Data:	Quatorze de agosto de dois mil e vinte	Hora de início:	14:00	Hora de encerramento:	18:48
Matrícula do Discente:	11313EEL017				
Nome do Discente:	Walter Ragnev				
Título do Trabalho:	Uma proposta para o despacho otimizado em geradores síncronos utilizando o algoritmo genético				
Área de concentração:	Sistemas de energia elétrica				
Linha de pesquisa:	Eletricidade rural e fontes alternativas de energia				
Projeto de Pesquisa de vinculação:	Título: _Distribuição econômica de potência entre unidades geradoras síncronas de uma mesma central hidro ou termoelétrica. Agência Financiadora: __ não há ____ Início 01/03/2016 Término ___/___ No. do Projeto na agência: __ Professor Coordenador: José Roberto Camacho				

Reuniu-se por meio de videoconferência, a Banca Examinadora, designada pelo Colegiado do Programa de Pós-graduação em Engenharia Elétrica, assim composta: Professores Doutores: Geraldo Caixeta Guimarães - FEELT/UFU; Sebastião Camargo Guimarães Junior - FEELT/UFU; Igor Santos Peretta - FEELT/UFU; Silvério Penin Y Santos - UNISANTA; Fabiana Aparecida de Toledo Silva - UFABC; José Roberto Camacho, orientador(a) do(a) candidato(a).

Iniciando os trabalhos o(a) presidente da mesa, Dr(a). José Roberto Camacho, apresentou a Comissão Examinadora e o candidato(a), agradeceu a presença do público, e concedeu ao Discente a palavra para a exposição do seu trabalho. A duração da apresentação do Discente e o tempo de arguição e resposta foram conforme as normas do Programa.

A seguir o senhor(a) presidente concedeu a palavra, pela ordem sucessivamente, aos(as) examinadores(as), que passaram a arguir o(a) candidato(a). Ultimada a arguição, que se desenvolveu dentro dos termos regimentais, a Banca, em sessão secreta, atribuiu o resultado final, considerando o(a) candidato(a):

Aprovado(a).

Esta defesa faz parte dos requisitos necessários à obtenção do título de Doutor.

O competente diploma será expedido após cumprimento dos demais requisitos, conforme as normas do Programa, a legislação pertinente e a regulamentação interna da UFU.

Nada mais havendo a tratar foram encerrados os trabalhos. Foi lavrada a presente ata que após lida e achada conforme foi assinada pela Banca Examinadora.



Documento assinado eletronicamente por **José Roberto Camacho, Professor(a) do Magistério Superior**, em 17/08/2020, às 21:00, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no art. 6º, § 1º, do [Decreto nº 8.539, de 8 de outubro de 2015](#).



Documento assinado eletronicamente por **Geraldo Caixeta Guimarães, Professor(a) do Magistério Superior**, em 18/08/2020, às 09:42, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no art. 6º, § 1º, do [Decreto nº 8.539, de 8 de outubro de 2015](#).



Documento assinado eletronicamente por **Igor Santos Peretta, Professor(a) do Magistério Superior**, em 18/08/2020, às 13:02, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no art. 6º, § 1º, do [Decreto nº 8.539, de 8 de outubro de 2015](#).



Documento assinado eletronicamente por **FABIANA APARECIDA DE TOLEDO SILVA, Usuário Externo**, em 18/08/2020, às 19:57, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no art. 6º, § 1º, do [Decreto nº 8.539, de 8 de outubro de 2015](#).



Documento assinado eletronicamente por **Sebastião Camargo Guimarães Júnior, Usuário Externo**, em 19/08/2020, às 15:01, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no art. 6º, § 1º, do [Decreto nº 8.539, de 8 de outubro de 2015](#).



Documento assinado eletronicamente por **Silverio Penin y Santos, Usuário Externo**, em 19/08/2020, às 16:46, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no art. 6º, § 1º, do [Decreto nº 8.539, de 8 de outubro de 2015](#).



A autenticidade deste documento pode ser conferida no site
https://www.sei.ufu.br/sei/controlador_externo.php?acao=documento_conferir&id_orgao_acesso_externo=0, informando o código verificador 2202127 e o código CRC 5B8DDB84.

*Dedico esse trabalho a minha esposa Andrea e
aos meus filhos Mariana e Vinícius*

Agradecimentos

À Deus por me prover condições e oportunidade de desenvolver este trabalho.

À minha mãe pelo apoio incondicional prestado durante todo o meu estudo. Este momento alcançado também é mérito seu.

À minha esposa Andréa de Paula Ferrer Ragnev pelo amor, incentivo, paciência renúncia, apoio e compreensão.

Aos meus filhos Mariana de Paula Ragnev e Vinícius de Paula Ragnev que também contribuíram com renúncias, carinho e atenção.

Ao meu orientador professor José Roberto Camacho pelo ensinamento, orientação acadêmica e por sua dedicação ao longo do desenvolvimento de trabalho. Nesse tempo de convivência criou uma verdadeira admiração como pessoa e como professor, além de uma grande amizade.

Ao meu amigo Igor Peretta pelo auxílio no desenvolvimento computacional do Algoritmo.

Aos meus colegas da EMAE pelo auxílio na obtenção dos dados técnicos e pelas informações fornecidas para o desenvolvimento do trabalho.

Aos professores da pós graduação da UFU pelos ensinamentos e ajuda acadêmica no decorrer do trabalho.

Aos professores do Instituto Federal de São Paulo pelo apoio no desenvolvimento do trabalho.

Aos colegas das demais empresas pelas informações fornecidas para o desenvolvimento do trabalho.

Aos colegas e amigos do NUPEA (Núcleo de Extensão e Pesquisa em Fontes Alternativas de Energia) e da Universidade Federal de Uberlândia pelas conversas e apoio, ao longo da realização desta tese.

Ao Instituto Federal de São Paulo por me conceder liberação total para a conclusão dos estudos.

Resumo

No mercado de energia elétrica o atendimento às cargas necessitam da geração simultânea de energia ativa e reativa pelos geradores síncronos com o seu despacho otimizado, com menores perdas e menores custos. Para essa otimização é utilizado o FPO - Fluxo de Potência Ótimo que estabelece a operação mais econômica do sistema elétrico com a redução das suas perdas para o atendimento às cargas, respeitando os limites operacionais dos equipamentos e as suas condições de confiabilidade operativa, indicando o despacho de geração de cada usina do sistema. O presente trabalho propõe uma metodologia para o despacho de energia ativa e reativa em grupos geradores síncronos utilizando algoritmos genéticos baseados em parâmetros elétricos e características de consumo de cada máquina em cada conjunto gerador síncrono (turbina, gerador e transformador de potência) na usina. Ele mostra exemplos práticos de utilização desses algoritmos para o uso em usinas hidroelétricas e termoelétricas. Para validar o algoritmo proposto foram feitos estudos de casos na região sudeste do Estado de São Paulo, onde foram simulados e analisados alguns casos de despacho de geração em usinas hidroelétricas e termoelétricas. Os resultados obtidos fornecem aos operadores da usina um ponto de operação otimizado dos geradores síncronos com menores perdas e menores custos de operação, atendendo de forma satisfatória as solicitações de geração do Sistema Elétrico Nacional.

Palavras-chave: Custo de Geração. Limites Operacionais. Grupo Gerador Síncrono. Potência Ativa e Reativa. Perdas em geradores.

Abstract

In the electric energy market, load demands require the simultaneous generation of active and reactive energy by synchronous generators with their optimized dispatch, with lower losses and lower costs. For this optimization, the FPO - Optimal Power Flow is used, which establishes the most economical operation of the electrical system with the reduction of its losses to meet the loads, respecting the operational limits of the equipment and its operational reliability conditions, indicating the dispatch generation of each plant in the system. The present work proposes a methodology for the dispatch of active and reactive power generation in synchronous generator sets using genetic algorithms based in electrical parameters and consumption characteristics of each machine in each synchronous generator set (turbine, generator and power transformer) in the plant. The proposed work shows practical examples of using these algorithms for use hydroelectric and thermoelectric power plants. In order to validate the proposed algorithm, the case studies were carried out in the southeast region of the State of São Paulo, where some cases of generation dispatch in hydroelectric and thermoelectric power plants were simulated and analyzed. The results obtained provide the operators of the plant an operating point for the synchronous generators with lower losses and lower operating costs, satisfying the generation requirements of the National Electric System.

Keywords: Generation Cost. Operation Limits. Synchronous Generator Set. Active and Reactive Power. Generator Losses.

Lista de ilustrações

Figura 2.1 - Esquema de uma unidade geradora com as suas perdas	43
Figura 2.2 - Esquema de aproveitamento da energia potencial de uma usina hidroelétrica	44
Figura 2.3 - Exemplo de curva de colina (turbina hidráulica).....	47
Figura 2.4 - Diagrama esquemático de uma turbina a vapor.....	48
Figura 2.5 - Principais partes da turbina a vapor.....	48
Figura 2.6 - Diagrama esquemático do ciclo Rankine sem superaquecedor	49
Figura 2.7 - Diagrama esquemático do ciclo Rankine com superaquecedor	50
Figura 2.8 - Diagrama esquemático do ciclo Rankine Regenerativo com superaquecedor.....	50
Figura 2.9 - Fluxograma de uma unidade geradora termoelétrica a gás.....	52
Figura 2.10 - Fluxograma de uma usina termelétrica a ciclo combinado	53
Figura 2.11 - Curva das perdas do transformador da UG nº1 de UHB	59
Figura 3.1 - Variação do ângulo de potência em função da geração de reativo	65
Figura 3.2 - Limite de estabilidade dos geradores síncronos.	65
Figura 3.3 - Gerador de polos lisos e polos salientes.....	66
Figura 3.4 - Circuito equivalente do gerador síncrono.....	66
Figura 3.5 - Diagrama de eixo direto e de quadratura do gerador síncrono de polos salientes	66
Figura 3.6 - Diagrama vetorial do gerador síncrono de polos salientes	67
Figura 3.7 - Diagrama fasorial do plano (PxQ).....	68
Figura 3.8 - Curva de capacidade do gerador síncrono	68
Figura 4.1 - Diagrama vetorial de um gerador de polos salientes	73
Figura 4.2 - Perdas da UG 01 da UHB em função da geração de potência ativa.	76
Figura 4.3 - Perdas da UG 41 da UTP em função da geração de potência ativa.....	76
Figura 4.4 - Perdas da UG 01 da UHB em função da geração de potência reativa ..	77
Figura 4.5 - Perdas da UG 41 da UTP em função da geração de potência reativa...	77

Figura 4.6 - Perdas na UG 01 da UHB em função da geração de P e Q	78
Figura 4.7 - Perdas na UG 41 da UTP em função da geração de P e Q	78
Figura 4.8 - Vazão turbinada da UG 01 da UHB para a geração de potência ativa..	80
Figura 4.9 - Vazão de gás da UG 41 da UTP para a geração de potência ativa ..	80
Figura 4.10 - Vazão turbinada da UG 01-UHB para a geração de potência reativa.	81
Figura 4.11 - Vazão adicional da UG 41-UTP para a geração de potência reativa...	82
Figura 5.1 - Curva de capacidade de um gerador síncrono de polos salientes.....	83
Figura 5.2 - Diagrama representativo da geração de P e Q	84
Figura 5.3 - Bolha de ar da Usina Elevatória de Pedreira (Turbina Francis).....	84
Figura 5.4 - Turbina Pelton Usina Henry Borden (Externa 88 kV)	85
Figura 5.5 - Esquema operacional do dispositivo de acoplamento.....	86
Figura 5.6 - Unidades geradoras na condição de Compensador Síncrono	87
Figura 5.7 - Compensador síncrono contabilização das perdas e do consumo	89
Figura 5.8 - Esquema de aproveitamento hidro-energético da UHE Henry Borden.	91
Figura 5.9 - Diagrama de conexão elétrica da Usina Elevatória de Pedreira.....	91
Figura 5.10 - Esquema de medição da UHE Henry Borden	91
Figura 5.11 - Variação da vazão turbinada na UHE Henry Borden – 88kV.	93
Figura 5.12 - Relação (m ³ /s)/MVA _r - UHE Henry Borden – 88kV.	94
Figura 5.13 - Variação da vazão turbinada na UHE Henry Borden – 230 kV	95
Figura 5.14 - Relação (m ³ /s)/MVA _r - UHE Henry Borden – 230kV.	95
Figura 5.15 - Esquema de medição da Usina Elevatória de Pedreira	96
Figura 5.16 - Consumo de Potência Ativa na Usina Elevatória de Pedreira	97
Figura 5.17 - Relação (m ³ /s) /MVA _r – Usina Elevatória de Pedreira.....	98
Figura 6.1 - Estrutura básica de um algoritmo genético	103
Figura 6.2 - Diagrama esquemático do algoritmo desenvolvido	106
Figura 6.3 - Blocos do diagrama desenvolvido	108
Figura 6.4 - Diagrama de Blocos do Algoritmo Desenvolvido.....	109

Figura 6.5 - Bloco (<i>main.m</i>)	110
Figura 6.6 - Bloco (<i>insert_transformer.m</i>)	110
Figura 6.7 - Bloco (<i>trafo_getLosses.m</i>).....	111
Figura 6.8 - Bloco (<i>trafo_get1aryVoltage.m</i>).....	111
Figura 6.9 - Bloco (<i>insert_generator.m</i>).....	111
Figura 6.10 - Bloco (<i>generator_total_loss.m</i>).....	112
Figura 6.11 - Bloco (<i>generator_capability_curve.m</i>)	112
Figura 6.12 - Bloco (<i>Limites de operação do gerador síncrono</i>).....	113
Figura 6.13 - Bloco (<i>limite de potência máxima e mínima</i>)	114
Figura 6.14 - Bloco (<i>limite de corrente de campo máxima e mínima</i>)	114
Figura 6.15 - Bloco (<i>limite de estabilidade</i>).	115
Figura 6.16 - Bloco (<i>insert_turbine.m</i>)..	116
Figura 6.17 - Bloco (<i>gravarTurbina.m</i>).	117
Figura 6.18 - Bloco(<i>turbine.mat</i>).....	117
Figura 6.19 - Bloco (<i>turbine_flowrate.m</i>).	118
Figura 6.20 - Bloco (<i>fitness.m</i>).	119
Figura 6.21 - Bloco (<i>GA.m</i>).....	119
Figura 6.22 - Bloco (<i>isNormOper.m</i>)	120
Figura 7.1 - Localização da UHE Henry Borden e da UTE Piratininga.....	122
Figura 7.2 - Exemplo do perfil da carga ao longo do dia.	123
Figura 7.3 - Variações das vazões turbinadas UHB 88kV.....	124
Figura 7.4 - Variações das vazões turbinadas UHB 230kV.....	125
Figura 7.5 - Variações das vazões consumidas na UTP 88kV.....	128
Figura 7.6 - Valores de consumo d'água mensal da UHB 88kV.....	130
Figura 7.7 - Valores de consumo d'água mensal da UHB 230kV.....	131
Figura 7.8 - Gráfico da vazão turbinada pela reserva girante.....	135

Lista de tabelas

Tabela 4.1 - Variação da vazão turbinada e do consumo de combustível.	79
Tabela 4.2 - Vazão turbinada para a geração de potência reativa UG 01 – UHB.	80
Tabela 4.3 - Consumo de gás para a geração de potência reativa UG41 – UTP.....	81
Tabela 5.1 - Vazão turbinada na UHE Henry Borden 88 kV	93
Tabela 5.2 - Vazão turbinada na UHE Henry Borden 230 kV.	94
Tabela 5.3 - Consumo de potência ativa na Usina Elevatória de Pedreira.	97
Tabela 7.1 - Dados Característicos do Complexo Gerador Henry Borden.....	124
Tabela 7.2 - Dados Característicos da Usina Termoelétrica Piratininga.	124
Tabela 7.3 - Vazões da UHE Henry Borden 88kV.....	125
Tabela 7.4 - Distribuição de geração entre as UG da UHB 88kV	126
Tabela 7.5 - Vazões da UHE Henry Borden 230kV.....	127
Tabela 7.6 - Distribuição de geração entre as UG da UHB 230kV.....	128
Tabela 7.7 - Casos e vazões consumidas na UTP 88kV	129
Tabela 7.8 - Distribuição de geração entre as UG da UTP 88kV	129
Tabela 7.9 - Períodos de Carga IO-ON.SE.3SP - ONS	118
Tabela 7.10 - Valores de consumo d'água mensal da UHB 88kV	130
Tabela 7.11 - Valores de consumo d'água mensal da UHB 230kV	131
Tabela 7.12 - Valores mensal do consumo de gás da UTP 88kV	132
Tabela 7.13 - Transformador de acoplamento e vazão turbinada (UG1- UHB).....	133
Tabela 7.14 - Inserção do banco de capacitores UHE Henry Borden	134
Tabela 7.15 - Comparaçao da reserva girante - UHE Henry Borden	134

Lista de siglas

AG	<i>Algoritmo Genético</i>
ANEEL	<i>Agência Nacional de Energia Elétrica</i>
CCEE	<i>Câmara de Comercialização de Energia Elétrica</i>
CNOS	<i>Centro Nacional de Operação do Sistema</i>
CPSA	<i>Contrato de Prestação de Serviços Anciliares</i>
CTEEP	<i>Companhia de Transmissão de Energia Elétrica Paulista</i>
EMAE	<i>Empresa Metropolitana de Águas e Energia</i>
ETD	<i>Estação Transmissora de Distribuição</i>
ETU	<i>Estação Transmissora de Usina</i>
ETT	<i>Estação Transmissora de Transmissão</i>
ETU	<i>Estação Transmissora de Usina</i>
FPO	<i>Fluxo de Potência Ótimo</i>
GECO	<i>General Electric Company</i>
LT	<i>Linha de Transmissão</i>
MME	<i>Ministério de Minas e Energia</i>
ONS	<i>Operador Nacional do Sistema Elétrico</i>
SA	<i>Serviços Anciliares</i>
SE	<i>Subestação de Energia Elétrica</i>
SEP	<i>Sistema Elétrico de Potência</i>
SIN	<i>Sistema Interligado Nacional</i>
UEP	<i>Usina Elevatória de Pedreira</i>
UET	<i>Usina Elevatória Traição</i>
UG	<i>Unidade Geradora</i>
UHB	<i>Usina Hidroelétrica Henry Borden</i>
UHE	<i>Usina Hidroelétrica</i>
UTE	<i>Usina Termoelétrica</i>
UTP	<i>Usina Termoelétrica Piratininga</i>

Lista de símbolos

<i>A</i>	<i>ampere – unidade de corrente elétrica</i>
<i>CA</i>	<i>corrente alternada</i>
<i>CC</i>	<i>corrente contínua</i>
<i>H</i>	<i>medida de altura</i>
<i>FP</i>	<i>fator de potência</i>
<i>g</i>	<i>aceleração da gravidade</i>
<i>I</i>	<i>corrente elétrica</i>
<i>Q</i>	<i>vazão d'água turbinada</i>
<i>Kg/s</i>	<i>kilograma por segundo – unidade de vazão</i>
<i>Km²</i>	<i>quilometro quadrado – unidade de área ($10^6\ m^2$)</i>
<i>kV</i>	<i>quilovolt – unidade de tensão elétrica ($10^3\ V$)</i>
<i>m</i>	<i>metro – unidade de distância</i>
<i>m³</i>	<i>metro cúbico – unidade de volume</i>
<i>m³/s</i>	<i>metro cúbico por segundo – unidade de vazão</i>
<i>MVA</i>	<i>megavolt-ampere – unidade de potência aparente ($10^6\ VA$)</i>
<i>MVar</i>	<i>megavoltamperereativo – unidade de potência reativa ($10^6\ VAr$)</i>
<i>MW</i>	<i>megawatt – unidade de potência ativa ($10^6\ W$)</i>
<i>MW.h</i>	<i>megawatt-hora – unidade de energia elétrica</i>
<i>P_{cu}</i>	<i>perdas no cobre</i>
<i>P_{ferro}</i>	<i>perdas no ferro</i>
<i>P_{sup}</i>	<i>predas suplementares</i>
<i>P_{eixo}</i>	<i>potência no eixo</i>
<i>P_{ele}</i>	<i>potência elétrica</i>
<i>P_{mec}</i>	<i>potência mecânica</i>
<i>P_{pri}</i>	<i>potência primária</i>
<i>pu</i>	<i>por unidade</i>
<i>r</i>	<i>resistência elétrica</i>
<i>V</i>	<i>Volt – unidade de tensão elétrica</i>
<i>Var</i>	<i>Volt Amper Reativo</i>
<i>W</i>	<i>Watt – unidade de potência</i>

X_d	<i>reatância síncrona do eixo d</i>
X'_d	<i>reatância subsíncrona do eixo d</i>
X_q	<i>reatância síncrona do eixo q</i>
X'_q	<i>reatância subsíncrona do eixo q</i>
δ	<i>ângulo de potência do gerador</i>
ϕ	<i>ângulo entre a tensão e a corrente</i>
η_g	<i>rendimento do gerador</i>
η_t	<i>rendimento da turbina</i>
η_{UG}	<i>rendimento da unidade geradora</i>
η_{trafo}	<i>rendimento do transformador</i>
η_{mec}	<i>rendimento mecânico</i>
γ	<i>densidade d'água</i>
ΔH	<i>desnível de altura</i>

Sumário

Introdução	31
1.1 - Considerações Iniciais.....	31
1.2 Estado da Arte	33
1.3 Contribuição da Tese	39
1.4 Organização da Tese	40
Perda e Eficiência da Unidade Geradora	43
2.1 - Eficiência e Rendimento das Turbinas	44
2.1.2 - Turbinas a Vapor.....	47
2.1.3 Turbina a Gás.....	51
2.2 - Perdas no Gerador Síncrono.....	53
2.2.1 - Perdas no Cobre dos Enrolamentos	54
2.2.2 – Perdas no Ferro	55
2.2.3 – Perdas Mecânicas	56
2.2.4 – Perdas Suplementares	57
2.3 - Perdas nos Transformadores	57
LIMITES OPERATIVOS DOS GERADORES SÍNCRONOS	61
3.1 - Construção da Curva de Capabilidade.....	63
3.1.1 Limite de Potência Mecânica da Máquina Primária (Turbina)	63
3.1.2 - Limite Térmico do Enrolamento da Armadura.....	63
3.1.3 - Limite Térmico do Enrolamento de Campo.....	64
3.1.4 - Limite de Excitação Mínima	64
3.1.5 - Limite de Estabilidade Teórico e Prático	64
3.2 - Desenvolvimento Matemático da Curva de Capabilidade	65
Variação das Perdas nos Geradores Síncronos em Função do Ponto de Operação ...	73
4.1 - Variação das Perdas no Ferro.....	73
4.2 - Variação das Perdas no Cobre.	74
4.3 - Variação das Perdas Suplementares.....	75
4.4 - Variação das Perdas Rotacionais.	75

4.5 – Representações das Perdas nos Pontos de Operação dos Geradores	75
4.6 - Análise do Consumo de Combustível ou Vazão Turbinada para a Geração de Potência Ativa e Reativa	79
Geração de Potência Reativa pelos Geradores Síncronos	83
5.1 – Custos Adicionais para a Operação como Compensador Síncrono.....	86
5.1.1 – Custo decorrente do consumo de energia.....	86
5.1.2.- Custos adicionais de operação e manutenção.....	87
5.2 – Remuneração da Energia reativa no Sistema Elétrico Brasileiro	88
5.3 – Análise da Vazão Turbinada Para o Provimento de Potência Reativa	90
5.3.1 – UHE Henry Borden.....	92
5.3.2 - Usina Elevatória de Pedreira.....	96
5.4 - Conclusões.....	98
Algoritmo de Otimização Desenvolvido	101
6.1 - Algoritmos Genéticos:	101
6.2 – Algoritmo Desenvolvido.....	105
Análise do Desempenho do Algoritmo Desenvolvido.....	121
7.1 - Otimização no Consumo do Combustível Para a Geração de Potência Ativa e Reativa	124
7.1.1 – UHE Henry Borden (Externa 88kV).....	124
7.1.2 – UHE Henry Borden (subterrânea 230kV)	126
7.1.3 – UTE Piratininga 88kV	128
7.2. – Análise do Consumo Mensal de Água.....	129
7.2.1 – UHE Henry Borden (externa 88kV)	130
7.2.2 – UHE Henry Borden (externa 230kV)	131
7.2.3 – UTE Piratininga 88kV	132
7.3 – Análise do Desempenho do Transformador de Acoplamento	132
7.4 - Análise da Inserção de Banco de Capacitores	133
7.5 - Análise da Reserva Girante.....	134
Conclusões	137
8.1 – Conclusões.....	137
8.2 - Propostas Para Trabalhos Futuros.....	138

Referências	141
Anexos.....	149
Anexo 1 – Diagramas Elétricos	149
Anexo 2 – Dados Técnicos.....	152
Anexo 3 – Curvas de Capabilidade	155
Anexo 4 – Publicações	163

Introdução

1.1 - Considerações Iniciais

A utilização da energia elétrica na sociedade moderna tornou-se algo imprescindível, sendo que seu consumo cresce vertiginosamente. Com o esgotamento das fontes de geração perto dos centros de consumo, surgiu a necessidade da transmissão de energia elétrica.

No início do século XX foram construídas as primeiras linhas trifásicas de transmissão de energia elétrica com tensões de 30 e 40 kV. Desde então, a elevação de tensão nas linhas de transmissão possibilitou que maiores potências fossem transmitidas para os mais remotos centros consumidores. Com o passar dos anos, e com o consequente aumento da demanda de energia elétrica, os sistemas de transmissão se tornaram mais complexos, havendo então a necessidade de se transportar potências elevadas a grandes distâncias.

A frequência do sistema elétrico está fortemente ligada a potência ativa, manter o seu valor constante e igual ao seu nominal de 60 Hz é importante por uma série de motivos. Por exemplo, o desempenho da maioria dos motores de corrente alternada industriais é função da frequência; frequência nominal também é exigida por cargas nobres, como computadores; em certos países, o uso de relógios elétricos, cujo desempenho está obviamente ligado à frequência, é muito disseminado, etc. Mas o motivo mais importante para manter a frequência igual ao seu valor nominal é o fato de que ela é um indicador de que o balanço de potência ativa está sendo adequadamente cumprido. Isto é, a potência ativa fornecida pelos geradores do sistema é igual à potência ativa solicitada pelas cargas mais as perdas na transmissão.

Atualmente nos sistemas elétricos de potência, a manutenção do perfil de tensão de um sistema de energia elétrica é uma tarefa complexa e ao mesmo tempo dispendiosa. Sendo assim, a utilização dos atuais sistemas de transmissão juntamente com os baixos níveis de compensação reativa dos sistemas de distribuição

tem trazido sérios problemas à operação do sistema de potência como um todo. A questão da compensação reativa e sua influência na tensão de um determinado sistema de potência são assuntos que vêm sendo discutidos entre os especialistas do setor de energia elétrica durante algum tempo. Sendo assim, o desejo de se controlar a tensão é justificável, pois praticamente todos os equipamentos utilizados num sistema de potência são projetados para funcionar num dado nível de tensão, a tensão nominal ou tensão de placa. Se a tensão do sistema afastar-se desse valor, o desempenho desses equipamentos, bem como sua expectativa de vida útil diminui. Por exemplo, o conjugado de um motor de indução é proporcional ao quadrado da tensão aplicada, e a sua indução magnética nominal depende da tensão nominal, entre outros. São, portanto, fortes, os motivos que levam a controlar o nível de tensão em um sistema elétrico. Entretanto, não há necessidade de controlá-la mantendo-o entre estreitos limites, como o que ocorre com a frequência. Existem padrões que fixam as variações toleráveis da tensão da rede, em valores relativamente amplos.

Em um sistema de potência, manter o nível de tensão dentro de um limite especificado em todas as barras é um requisito básico por várias razões:

1. Os equipamentos operam adequadamente no nível de tensão nominal, ou muito próximo dele;
2. As cargas são alimentadas com tensão nominal, ou com valores próximos;
3. Aumenta a confiabilidade do sistema;
4. Reduz as perdas ativas e reativas
5. Reduz o fluxo de potência reativa pelo sistema, aumentando a capacidade de transmissão do fluxo de potência ativa.

O controle da tensão é uma parte inerente à operação de um sistema de potência.

Devido à forte ligação entre a potência reativa e o nível de tensão, o meio mais utilizado para manter o perfil de tensão adequado é o suporte de potência reativa. Através deste serviço, procura-se assegurar que a magnitude de tensão em cada barra do sistema permaneça dentro de limites especificados sobre condições normais ou de contingências. Para evitar a violação do perfil de tensão, utiliza-se a compensação da potência reativa através da instalação de diversos equipamentos tais como capacitores série, capacitores e/ou reatores em derivação, geradores, compensadores síncronos e compensadores estáticos de VAR (Volt Ampére Reativo) que atuam como fontes de potência reativa.

Cada um dos equipamentos citados possui características próprias de regime de operação e aplicação. Por exemplo, os capacitores e reatores de derivação fornecem e ou absorvem, respectivamente, potência reativa continuamente, destinando-se a manter normal o perfil de tensão durante a operação normal do sistema; os compensadores síncronos, os geradores e os compensadores estáticos, além da operação com valores contínuos, também são fontes de reserva de potência reativa, pois operam durante contingências, controlando variações rápidas de tensão.

A manutenção do perfil de tensão no sistema tem um custo que deve ser resarcido pelo sistema e por todos os usuários. Normalmente os diferentes provedores de serviços, que mantém o perfil de tensão, são coordenados por um operador central, o ONS – Operador Nacional do Sistema Elétrico e a remuneração por estes serviços é quase sempre indistinguível no custo total. Geralmente, somente os consumidores finais são cobrados com uma multa pela fração de potência reativa consumida que ultrapassem um valor pré determinado do fator de potência. Entretanto é necessário a identificação desses custos e a sua justa repartição por todos os usuários.

No mercado de energia elétrica o atendimento as cargas necessitam da geração simultânea de energia ativa e reativa pelos geradores síncronos com o seu despacho otimizado, com menores perdas e menores custos.

Para essa otimização é utilizado o FPO - Fluxo de Potência Ótimo que estabelece a operação mais econômica do sistema com a redução das suas perdas para o atendimento às cargas, respeitando os limites operacionais dos equipamentos e as suas condições de confiabilidade operativa.

1.2 Estado da Arte

Os setores de energia elétrica de diferentes países do mundo, assim como no Brasil, passaram por grandes mudanças estruturais e de regulamentação. Os sistemas elétricos saíram de uma estrutura onde as empresas eram integradas verticalmente com geração, transmissão e distribuição de energia elétrica na mesma empresa, para uma estrutura empresarial “desverticalizada”, com empresas exclusivas de geração, de transmissão e de distribuição de energia elétrica.

Em qualquer um desses dois ambientes, o principal objetivo é a garantia de um sistema de potência operando de forma eficiente e dentro de níveis adequados de confiabilidade. Isso só pode ser atingido através da atuação de serviços

complementares capazes de fornecer os subsídios necessários para se garantir a operação eficiente e segura de um sistema de potência, visando sempre a integridade física da rede de elétrica através da correção de defeitos e prevenção de falhas passíveis de ocorrer. Esses serviços são conhecidos como Serviços Anciliares (SA).

No Brasil, com a reestruturação do setor elétrico, o ONS - Operador Nacional do Sistema Elétrico é o órgão responsável pela definição dos requisitos dos SA, bem como pela alocação dos respectivos custos.

O serviço anciliar relativo ao controle de tensão (potência reativa) é definido pelo ONS como um conjunto de ações para a manutenção dos níveis de tensão dentro de parâmetros que atendam aos requisitos de qualidade e confiabilidade operativa do Sistema Elétrico Nacional, bem como os requisitos legais definidos na Resolução Normativa nº 697 da ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL, 2015).

Nos últimos anos a preocupação com uma estrutura de remuneração justa e adequada dos serviços anciliares, que consegue alocar os custos de equipamentos para suporte de potência reativa, bem como o pagamento pelo uso, tem sido o tema de alguns autores. Vários tentam relacionar o consumo da potência reativa com o custo para o sistema. Entretanto, poucos tentam estabelecer o custo de geração de potência reativa de cada equipamento do sistema.

Na tese de doutorado, pela universidade de Canterbury, (RING,1995) investigou a aplicação local de preços marginais com base para a coordenação de curto prazo, em mercados competitivos de eletricidade. Desenvolveu e discutiu métodos de abordagem de preços que são baseados em restrições e em incertezas.

Uma análise dos custos, foi feita por (ALVARADO,1996) em diferentes regiões, devido a disparidade tarifária, explicando que os custos da potência reativa dependem tanto dos aspectos estáticos e dinâmicos das cargas e que o preço da energia reativa deve refletir esses custos.

Os conceitos básicos de controle de tensão e sua importância para a confiabilidade e comércio de energia elétrica foi apresentada por (KIRBY, 1997). Explicou como a economia e o mercado para esse tipo de serviço pode mudar a medida que a indústria de eletricidade vem sendo reestruturada.

Os preços de energia ativa continuam a ser uma opção viável para o mercado, porém o futuro de um mercado de energia reativa local permanece ainda nebuloso, foi mostrado por (WEBER, 1998). Sugeriu uma simulação em tempo real do mercado spot para energia ativa e reativa, modificando o FPO - Fluxo Potência Ótimo com a introdução de preço que dependa da potência ativa e reativa das cargas.

Questões relacionadas com a potência reativa, suporte de tensão e perdas na transmissão, assim como o impacto de certas cargas (motores de indução), foram abordadas por (MELIOPOULOS, 1999), propôs uma estrutura de preço para suporte de potência reativa e de tensão.

As penalidades do fator de potência não fornecem sinais precisos de preços para os clientes foram pesquisadas mostradas por (MUCHAYI, 1999). Apresentou um resumo de alguns algoritmos que foram propostos para o preço da energia reativa. Esclareceu ainda que para a máxima eficácia econômica, o custo do transporte da energia reativa é igualmente significativo ao ser comparado com o da potência ativa.

Uma metodologia de despacho de potência reativa, com custos minimizados, que mantém os níveis de tensões em faixas aceitáveis foi apresentada por (LAMONT, 1999). Sendo avaliados os custos explícitos que incluem os custos das instalações e os operacionais de sua produção, além dos custos implícitos que incluem os de oportunidade de geração de potência reativa.

Os efeitos das restrições de energia reativa sobre os preços nodais e seu despacho, em um mercado desregulado local, foi investigado por (RANATUNGA, 2000). Explicou como as regras de aquisição do mercado de energia reativa afetam esses preços. Mostrou que os componentes de preços são sinais úteis para os participantes do mercado.

Uma proposta teórica de estimação do serviço anciliar de suporte de tensão, mostrando os princípios da remuneração entre os geradores e transmissores e os custos para os consumidores. E outra proposta de mercado de serviço de suporte de tensão que pode ser colocada em prática em um ambiente competitivo, foram apresentadas por (GIL, 2000).

A responsabilidade da compensação reativa sugerindo que as compensações de potência reativa sejam feitas pelas empresas de distribuição de energia elétrica, deixando o fator de potência das cargas próximo do valor unitário, assim as empresas de transmissão e geração teriam reservas com capacidade para suportar contingências foi estudada por (HSU, 2000). O estudo propôs que as empresas de transmissão teriam que fornecer reativo suficiente para manter a tensão adequada em toda a sua rede de trabalho, em condições normais. Os geradores operariam com fator de potência próximo a unidade, pois seria uma importante fonte adicional de potência reativa quando da ocorrência de contingências.

A utilização de um novo algoritmo foi proposta por (MOON, 2001), usando a linearização da curva da demanda Q e as limitações da rede para obter alocação ideal

de energia reativa. O novo método resolve o custo ótimo e fornece o custo incremental que pode exercer um importante papel para a determinação dos preços *spot*.

Os efeitos de um mercado de energia e propôs uma função do custo de geração de potência reativa que é baseada em dois fatos: (i) o lucro de uma empresa de geração depende da quantidade de venda da energia ativa para o mercado e (ii) a geração de potência ativa de um gerador é limitada pela necessidade de geração de potência reativa foram analisadas por (RUEDA, 2001).

O problema de aquisição de potência reativa por um operador independente de rede em um mercado de eletricidade desregulamentado foi abordado por (BHATTACHARYA, 2001). Propôs uma estrutura de oferta do mercado de potência reativa, com base na oferta de preços e nas limitações técnicas envolvidas no planejamento da energia reativa.

A criação de um mercado competitivo para serviços de geração de potência reativa, determinando um possível modelo uniforme de potência reativa com preços para todos os provedores, foi proposto por (ZHONG, 2002).

Um método para o custo do serviço de distribuição de potência reativa baseado no sentido do fluxo de potência, foi proposto por (DAI, 2003). O correspondente preço da potência contém duas partes: o valor da produção de potência reativa e os valores da transmissão da potência reativa. São apresentados: o princípio e o procedimento de localizar a potência reativa.

Um simulador de mecanismo de preços que analisa os despachos de geração com base no preço atribuído as propostas de geração das usinas para cada patamar e horário de geração, onde o operador do sistema é capaz de despachar as que forem mais competitivas, foi proposto por (KOTSAN, 2003).

A questão do serviço de potência ativa e reativa de uma empresa de transmissão em Alberta no Canadá foi abordado em um trabalho de consultoria (ALVARADO, 2003). Foi proposto que a separação desses serviços torna mais transparente os custos, podendo incentivar uma maior eficiência na prestação e utilização da energia reativa. A questão da separação do serviço de potência reativa é sobre como fontes de geração de reativo devem ser organizadas pelo preço e como os custos da energia reativa devem ser recuperados junto aos consumidores.

Uma metodologia para o cálculo das taxas de serviço para controle e suporte de potência reativa em ambiente de acesso livre, foi proposta por (RO, 2003). O método consistia em duas partes: uma é recuperar os custos de capital instalado nas

instalações provedoras de energia reativa, e a outra é para recuperar os custos operacionais envolvidos na produção de energia reativa.

Um método direto de alocar os custos de potência reativa que usa a teoria básica de circuito e as partições utilizando a matriz de Y-barra para decompor a tensão das barras de carga com uma visão para calcular o seu compartilhamento, foi proposto por (CHU, 2004).

Uma visão geral da importância do aperfeiçoamento matemático, da inteligência artificial e de aplicações de técnicas híbridas utilizadas em problemas de otimização de energia, foi apresentada por (BANSAL, 2005).

Um modelo de mercado de energia reativa centralizado e administrado pelo operador independente do sistema, levando em conta a viabilidade técnica e eficiência econômica para a obtenção da energia reativa requerida, foi proposto por (LIN, 2006). O custo é completamente alocado a todos os usuários. O fluxo ótimo de potência reativa é usado para a obtenção do seu despacho. No modelo proposto é utilizado o método de repartição de custo de Aumann-Shapley.

O gerenciamento da energia reativa e de seus preços em um ambiente desregulamentado foram discutidos por (EL-SAMAHY, 2006). Foi Proposto um sistema unificado de gerenciamento de energia reativa que é apropriado para um mercado competitivo e que garante uma segura e confiável operação do sistema de potência.

A importância da potência reativa para o sistema elétrico, foi relatado por (ZHAO, 2006) dando uma visão de igualdade para os dois fluxos de potência: ativa e reativa. Apresentou um método para o cálculo do custo da produção da potência reativa, aonde foi considerado o seu custo de produção e a operação e segurança do sistema.

um método de alocação de custos pelo suporte de potência reativa baseado nos princípios fundamentais da teoria de circuitos elétricos, buscando determinar a contribuição de potência reativa de cada fonte para cada barra, foi apresentado por (ARAÚJO, 2007).

Um modelo de despacho de potência reativa cuja proposta é minimizar os encargos de pagamento do Operador do Sistema que está associado com a expedição dessa potência foi proposto por (EL-SAMAHY, 2008). A geração de energia ativa é dissociada e assume um valor fixo durante os procedimentos de despacho de potência reativa.

Uma estrutura com dois níveis para operação de um mercado competitivo para os serviços auxiliares de potência reativa foi proposta por (BHATTACHARYA, 2008). O primeiro deve estar numa base sazonal, que é obtido através do FPO – Fluxo de Potência Ótimo, maximizando a capacidade do sistema, atendendo as cargas e garantido as restrições de segurança na transmissão impostas por limites de tensão, limites térmicos e de estabilidades. O segundo deve ser na operação em tempo real, selecionando o conjunto de geradores e seus correspondentes benefícios marginais com relação a segurança do sistema.

A importância da energia reativa, sua compensação e seu efeito no carregamento da transmissão do sistema elétrico, foi discutido por (RABIEE, 2009). Mostrou a dependência da potência ativa e da potência reativa e discute aplicações práticas alternativas.

Um modelo de despacho de potência reativa que leva em conta tanto os aspectos técnicos e econômicos foi proposto por (CAÑIZARES, 2010). O objetivo principal desse modelo é a redução do valor pago pelo Operador do Sistema para os geradores no fornecimento de energia reativa. No modelo a geração de energia ativa é dissociada da energia reativa e assume um valor fixo durante os procedimentos de despacho da potência reativa. No entanto, devido ao efeito da potência reativa sobre a potência ativa, uma reprogramação na geração de potência ativa é permitida dentro de limites estabelecidos.

A igualdade de condições para a prestação de serviços auxiliares de potência reativa, onde não só geradores síncronos, mas outros prestadores de potência reativa também são pagos por seus serviços, foi proposto por (HAGHIGHAT, 2010). Desenvolveu uma metodologia de despacho de potência reativa, incluindo todos os equipamentos fornecedores de energia reativa, tais como: compensadores estáticos, compensadores síncronos. Essa metodologia foi aplicada na rede de energia da Ontário e mostrou resultados de redução no custo da energia reativa, mantendo a segurança do sistema.

O atendimento às cargas do sistema necessita da geração simultânea de energia ativa e reativa que são fornecidas pelos geradores síncronos. Para o melhor desempenho e eficiência do sistema a geração de energia ativa e reativa tem que ter o seu despacho otimizado e com a devida repartição dos custos com todos os agentes envolvidos (LIN, 2006) (EL-SAMAHY,2006).

Para essa otimização é utilizado o FPO - Fluxo de Potência Ótimo que estabelece a operação mais econômica do sistema com a redução das suas perdas para o atendimento às cargas, respeitando os limites operacionais dos equipamentos e as suas condições de confiabilidade operativa (BHATTACHARYA, 2008) (RABIEE, 2009). Nesse sentido a eficiência das unidades geradoras tem que ser considerada no seu cálculo (TING-FANG, 2010) (WADHWA, 2010). As perdas decorrentes da geração de energia ativa e reativa pelas unidades geradoras exercem uma importante influência no resultado final.

A geração de energia elétrica em uma usina geradora (seja uma hidroelétrica ou uma termoelétrica) requer que todas as unidades geradoras sejam carregadas de modo que trabalhem o mais próximo possível dos pontos onde sua maior eficiência possa ser alcançada. A redução do custo de produção de energia elétrica está diretamente associada à redução do custo e do volume de combustível (KRISHNASAMY, 2011) (ADEFARATI, 2013). O custo mínimo pode ser alcançado com a minimização do consumo do combustível pelas unidades geradoras, mantendo as condições técnicas estipuladas para o atendimento às cargas (AGRAWAL, 2012) (SING, 2012).

O consumo de combustível pelas unidades geradoras está fortemente relacionado com a variação da geração de energia ativa para manter a frequência do sistema. A geração de energia reativa pelas unidades geradoras, para o controle do fluxo de potência e da tensão do sistema, também acrescenta um aumento no consumo do combustível, pois para a sua produção há necessidade de modificação do ângulo entre a tensão e a corrente de saída do gerador (ZHAO, 2006) (PHANTHUMA, 2012). Isto ocorre através da variação da corrente de campo e da consequente variação da corrente de armadura, introduzindo, assim, perdas extras no gerador e no transformador. A energia mecânica no eixo do gerador, que é fornecida pela turbina, deverá ser suficiente para suprir todas as perdas mais a energia ativa fornecida pelo gerador ao sistema elétrico (CAÑIZARES, 2010) (HAUGHAIT, 2010).

Para a determinação das perdas decorrentes da geração de energia ativa e reativa das unidades geradoras é necessário analisar o comportamento e o desempenho de cada componente da unidade geradora.

1.3 Contribuição da Tese

Na tese foi desenvolvida uma metodologia de otimização para o despacho de geração de potência ativa e reativa em conjuntos geradores síncronos das usinas

hidroelétricas e termoelétricas utilizando Algoritmos Genéticos.

Este estudo pretende preencher uma lacuna, pois os fluxos de potência ótimo não especificam como as energias ativa e reativa devem ser distribuídas entre as unidades geradoras disponíveis em uma usina de energia elétrica quer ela seja hidráulica ou térmica.

A otimização proposta consiste na divisão de geração de potência ativa e reativa entre as unidades geradoras levando em conta a eficiência do seu conjunto completo (turbina, gerador e transformador) em cada ponto de operação. Esta distribuição otimizada garante atender as solicitações de geração de energia ativa e reativa pelas usinas geradoras com a redução da vazão turbinada ou do consumo de combustível.

Com a aplicação dessa nova metodologia foram feitas simulações de diversos casos de cenários energéticos com geração simultânea de energia ativa e reativa, em casos reais, nas usinas hidroelétricas e termoelétricas no SIN - Sistema Interligado Nacional, avaliando os seus efeitos e impactos nas vazões turbinadas ou no consumo de combustível.

Os resultados obtidos nos casos estudados mostram a influência da vazão turbinada ou do consumo de combustível na geração de energia ativa e reativa, podendo servir de parâmetros, para os agentes do setor de elétrico nacional, para futuros estudos de tarifação ou de novos projetos para o sistema elétrico.

1.4 Organização da Tese

Para o desenvolvimento do algoritmo foi necessário a análise da eficiência e das perdas de cada componente da unidade geradora (turbina, gerador e transformador), da influência do seu ponto de operação (geração) e do resarcimento do custo de produção.

A tese está subdividida nos seguintes capítulos:

Capítulo 1 - Introdução

Este capítulo apresenta a importância da otimização da geração, do perfil do nível de tensão e do controle de frequência nos sistemas elétricos de potência. Mostra os tipos de fontes geradoras de energia reativa para auxílio no controle de tensão. Apresenta o estado da arte sobre otimização da geração de energia elétrica e métodos desenvolvidos para o resarcimento de seus custos.

Capítulo 2 - Perdas e Eficiência da Unidade Geradora

Mostra as perdas e a eficiência de cada componente da unidade geradora, composta por: turbina, gerador e transformador, bem como seus limites operativos, visando não ultrapassar a segurança de cada equipamento. Faz uma análise do melhor ponto de desempenho do conjunto.

Capítulo 3 - Limites Operativos dos Geradores Síncronos

Apresenta os limites operativos dos geradores síncronos das usinas hidroelétricas e termoelétricas, a composição e a elaboração da curva de capacidade.

Capítulo 4 - Variação das Perdas nas Unidades Geradoras em Função do Seu Ponto de Operação

Neste capítulo é apresentada a variação das perdas nas unidades geradoras no seu ponto de operação com geração simultânea de potência ativa e reativa.

Apresenta ainda a elaboração de dois gráficos da geração de potência ativa e reativa em função das perdas e no final é apresentado a montagem de um terceiro gráfico tridimensional que une os gráficos anteriores onde pode se determinar as perdas em função da geração simultânea de potência ativa e reativa.

Neste capítulo ainda analisa a vazão turbinada e o consumo de combustível durante a geração de potência ativa e reativa na unidade geradora 01 da UHE Henry Borden e na unidade geradora 41 da UTE Piratininga.

Capítulo 5 - Produção de Energia Reativa Pelos Geradores Síncronos

Neste capítulo é analisado o provimento de geração de energia reativa pelos geradores síncronos para o sistema elétrico, verificando: a vazão turbinada, as condições operativas necessárias e as perdas adicionais. Como exemplo são estudado o resarcimento e vazão turbinada do provimento de suporte de energia reativa no SIN - Sistema Elétrico Nacional na Usina Elevatória de Pedreira e na Usina Hidroelétrica de Henry Borden.

Capítulo 6 - Algoritmo de Otimização Desenvolvido

Apresenta a formulação da teoria e as equações dos Algoritmos Genéticos e as suas adequações para otimização do despacho entre geradores da mesma usina.

Nesse capítulo são apresentadas as adaptações e suas funções objetivo introduzidas no Algoritmo Genético para a otimização do despacho entre as unidades geradoras.

Capítulo 7- Estudo de Caso com Aplicação do Algoritmo Desenvolvido

Neste capítulo o algoritmo desenvolvido é testado e simulado em vários cenários de despacho de potência ativa e reativa em unidades geradoras de usinas hidroelétrica e termoelétrica. Seus resultados são comparados aos despachos usualmente realizados por essas usinas e é avaliado o desempenho do algoritmo.

Capítulo 8 - Conclusões e Proposta de Novos Trabalhos

Neste capítulo são apresentadas as conclusões e também as sugestões de novas pesquisas relacionadas com este trabalho.

No próximo capítulo serão apresentados e discutidas as perdas e a eficiência de cada componente da unidade geradora composta por: turbina, gerador e transformador.

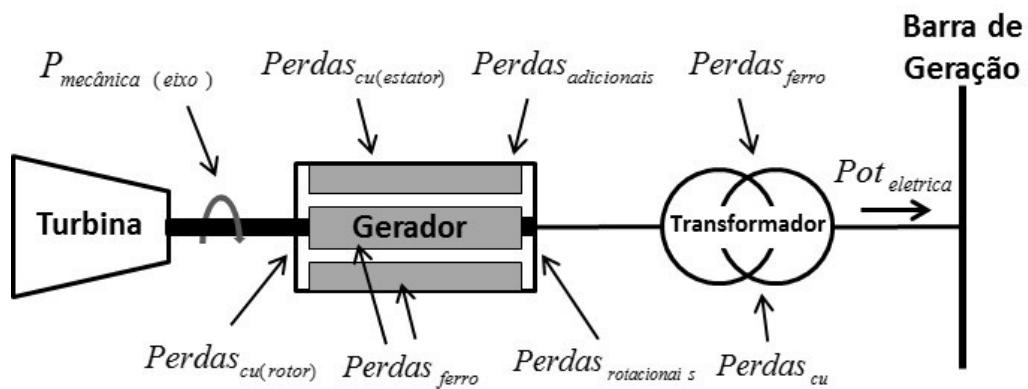
Perda e Eficiência da Unidade Geradora

A unidade geradora normalmente é composta por um gerador síncrono, por uma turbina e por um transformador.

A turbina transforma a energia do combustível em energia mecânica, o gerador converte energia mecânica em energia elétrica, e o transformador modifica adequadamente a tensão de saída do gerador com a tensão do barramento da subestação da usina.

A Figura 2.1 mostra um esquema representativo do sistema completo de uma unidade geradora, com as suas perdas.

Figura 2.1 - Esquema de uma unidade geradora com as suas perdas



Fonte: Autoria própria

A diferença entre as usinas hidroelétricas e termoelétricas é o tipo de combustível utilizado e o processo para obtenção de potência mecânica no eixo do gerador. Com o avanço da tecnologia ao longo do tempo foram desenvolvidos novos materiais que apresentam melhor desempenho na composição das unidades geradoras, aumentando a sua eficiência.

Durante o processo de geração de energia elétrica a unidade geradora apresenta perdas que influenciam diretamente no seu rendimento. Essas perdas estão relacionadas com a geração de potência ativa e reativa. Cada componente

da unidade geradora (turbina, gerador e transformador) tem uma eficiência diferente e um ponto ótimo de operação. Para analisarmos a eficiência da planta completa, temos que conhecer as eficiências de cada um de seus componentes e analisarmos o desempenho do conjunto. Nem sempre o melhor rendimento do gerador síncrono coincide com o ponto de maior eficiência da turbina e o mesmo se verifica com o transformador, é bem provável que a maior eficiência do conjunto esteja em um ponto intermediário para os três equipamentos.

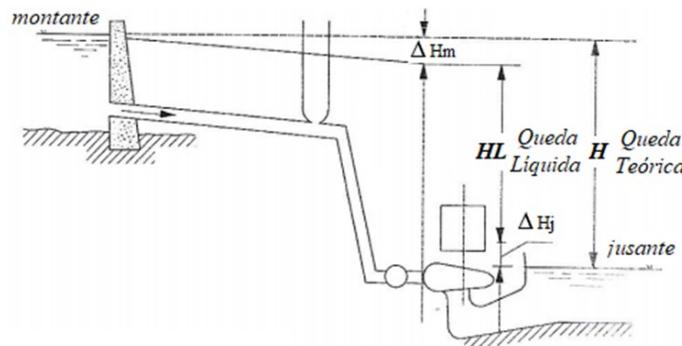
2.1 - Eficiência e Rendimento das Turbinas

A eficiência da turbina está relacionada com o seu projeto, tipo de combustível, e o material empregado na sua fabricação. Cada tipo de turbina possui característica diferente e apresenta uma eficiência única, as principais são:

2.1.1 - Turbinas Hidráulicas

Parte da energia que está disponível nos reservatórios das usinas hidroelétricas não é convertida em potência mecânica no eixo do gerador, devido as perdas hidráulicas nos dutos e nas turbinas. A Figura 2.2 mostra o esquema de aproveitamento da energia potencial de uma usina hidroelétrica.

Figura 2.2 - Esquema de aproveitamento da energia potencial de uma usina hidroelétrica



Fonte: Università degli Studi di Padova

As perdas que ocorrem nas turbinas podem ser classificadas como internas e externas. As internas são localizadas no interior da carcaça da máquina, resultado da movimentação do fluido nesta região. As externas são as encontradas fora da carcaça, como o atrito do eixo com mancais, anéis de vedação e outras, que não estão relacionadas com o movimento do fluido em seu interior.

Dentre as possíveis perdas que ocorrem, as mais significativas são: as perdas hidráulicas e volumétricas ocorridas na parte interna e perdas mecânicas ocorridas na parte externa.

As perdas hidráulicas ocorrem dentro das turbinas desde a seção de entrada até a de saída e são as mais significativas. São provocadas pelo atrito de superfície entre o fluido e as paredes da turbina, pelo deslocamento da camada limite provocado pela forma dos contornos internos das pás, aletas e outras partes construtivas, pela dissipação de energia por mudança brusca de seção e direção dos canais que conduzem o fluido através da turbina e pelo choque do fluido contra o bordo de ataque das pás.

O rendimento das turbinas hidráulicas ou das perdas hidráulicas podem ser dados pelas seguintes expressões:

$$\eta_{hidr} = \frac{H_L}{H} \quad (2.1)$$

$$H_L = H - (\Delta H_m + \Delta H_j) \quad (2.2)$$

Onde:

η_{hidr} é o rendimento hidráulico [-];

H_L é a altura teórica desenvolvida pelo rotor [m];

H é a altura da queda [m];

ΔH_m é o desnível de queda a montante provocado pelo duto de adução [m];

ΔH_j é o desnível de queda a jusante provocado pela altura do eixo da turbina [m].

As perdas volumétricas ocorrem devido a fuga de fluido pelos espaços entre o rotor e a carcaça, e entre a carcaça e o eixo, nos labirintos das turbo-máquinas.

Os labirintos são espaços entre o rotor e a carcaça e entre o eixo e a carcaça da máquina, sendo sua função evitar o atrito sólido (contato) entre estas partes e ao mesmo tempo minimizar a fuga de fluido. São formados por anéis de desgastes renováveis, alojados na parte fixa da máquina ou no rotor, ou em ambos. Estes anéis permitem diminuir a folga e substituição destas partes quando gastos, sem que esse desgaste afete diretamente as partes fixas e móveis da máquina. Os anéis de desgaste são em geral de materiais menos resistentes que o da máquina.

A vazão que passa pelo rotor e participa efetivamente das trocas de energia pode ser dada por:

$$Q_t = Q - q_i \quad (2.3)$$

Onde:

Q_t é a vazão teórica [m^3/s];

Q é a vazão considerada no cálculo das alturas de quedas e elevação [m^3/s];

q_i é a vazão perdida [m^3/s].

O rendimento referente às perdas volumétricas pode ser expresso:

$$\eta_{vol} = \frac{Q - q_i}{Q} = \frac{Q_t}{Q} \quad (2.4)$$

As perdas mecânicas ocorrem na parte externa da máquina, representam principalmente as perdas por atrito nos mancais. Pode considerar também o consumo de energia do regulador de velocidade.

O rendimento referente às perdas mecânicas pode ser expresso por:

$$\eta_{mec} = \frac{P_{ef}}{P_i} \quad (2.5)$$

Onde:

η_{mec} é o rendimento hidráulico [-];

P_{ef} é a potência mecânica eficaz entregue no eixo do gerador [MW];

P_i é a potência mecânica inicial da turbina [MW].

O Rendimento total das turbinas hidráulicas pode ser expresso por:

$$\eta_t = \eta_{hidr} \cdot \eta_{vol} \cdot \eta_{mec} \quad (2.6)$$

Onde:

η_t é o rendimento global da turbina;

η_{hidr} é o rendimento referente às perdas hidráulicas;

η_{vol} é o rendimento referente às perdas volumétricas;

η_{mec} é o rendimento referente às perdas mecânicas.

A potência mecânica disponibilizada no eixo da turbina pode ser expressa por:

$$P_{eixo} = n_t \cdot P_h \quad (2.7)$$

$$P_h = \gamma \cdot g \cdot Q \cdot H \quad (2.8)$$

Onde:

P_{eixo} - potência no eixo da turbina [MW];

P_h - potência hidráulica fornecida para a turbina [MW];

γ - densidade d'água [Kg/m^3];

g - aceleração da gravidade [m/s^2];

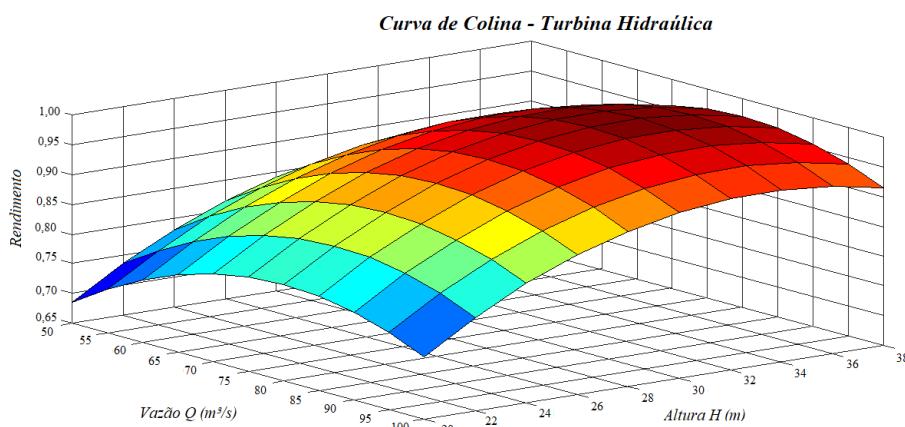
Q - vazão d'água turbinada [m^3/s];

H - altura da queda líquida entre o nível do reservatório e a turbina [m].

□ Curva Colina

Para a determinação da eficiência da turbina no ponto de operação, existe uma curva denominada de curva de colina. A curva de colina relaciona a capacidade de geração da máquina com a vazão turbinada e a altura de queda. A Figura 2.3 mostra um exemplo de curva de colina que relaciona o rendimento da turbina (η) com a vazão turbinada (Q) e a altura de queda (H).

Figura 2.3 – Exemplo de curva de colina (turbina hidráulica).



Fonte: Autoria própria

2.1.2 - Turbinas a Vapor

A Turbina a Vapor (TV) é definida como sendo uma máquina térmica, onde a energia potencial termodinâmica contida no vapor é convertida em trabalho mecânico.

Somente uma parte da energia contida no vapor que chega à turbina poderá ser convertida em trabalho. A parte restante da energia, que não pode ser transformada em trabalho, permanece no vapor descarregado pela turbina.

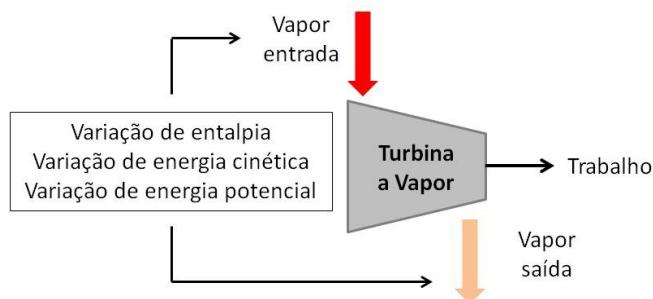
Desta forma, as turbinas a vapor são máquinas de combustão externa (os gases resultantes da queima do combustível não entram em contato com o fluido de trabalho que escoa no interior da máquina e realiza os processos de conversão da energia do combustível em potência de eixo). Devido a isto apresentam uma flexibilidade em relação ao combustível a ser utilizado, podendo usar inclusive aqueles que produzem resíduos sólidos (cinzas) durante a queima.

Em uma turbina a vapor a transformação de energia do vapor em trabalho é feita em duas etapas. Inicialmente, a energia do vapor é transformada em energia cinética. Para isso o vapor é obrigado a escoar através de pequenos orifícios, de formato especial, denominados expansores, onde, devido à pequena área de

passagem, adquire alta velocidade, aumentando sua energia cinética, mas diminuindo, em consequência, sua entalpia. Em um expensor, além do aumento de velocidade e da diminuição da entalpia, ocorrem também queda na pressão, queda na temperatura e aumento no volume específico do vapor. Na segunda etapa da transformação, a energia cinética obtida no expensor é transformada em trabalho mecânico. Esta transformação de energia pode ser obtida de duas maneiras diferentes: Segundo o princípio da Ação ou segundo o princípio da Reação.

A passagem do vapor gera forças, que aplicadas às pás, determinam um momento motor resultante, que faz girar o rotor. A Figura 2.4 mostra o diagrama esquemático de uma turbina a vapor.

Figura 2.4 – Diagrama esquemático de uma turbina à vapor



Fonte: Manual Técnico da Termoelétrica Piratininga

As turbinas a vapor são usadas industrialmente principalmente para o acionamento de geradores elétricos, propulsão, compressores, turbo bombas, sopradores entre outras aplicações.

Figura 2.5 – Principais partes da turbina a vapor.



Fonte: Manual Técnico da Termoelétrica Piratininga

As principais partes componentes da turbina a vapor são:

- ✓ Carcaça (Com ou sem estatores);
- ✓ Mancais;
- ✓ Rotor;
- ✓ Palhetas.

A classificação das turbinas a vapor é normalmente feita segundo:

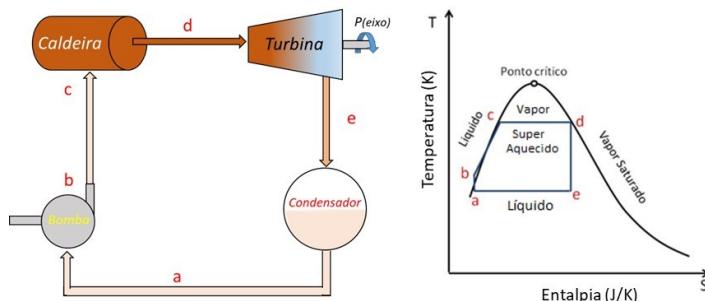
- ✓ Modo de atuação do vapor,
- ✓ Número de estágios,
- ✓ Sequência de fluxo,
- ✓ Pressão do vapor utilizado,
- ✓ Condições de emprego,
- ✓ Velocidade de rotação,
- ✓ Movimento do rotor.
- ✓ Ação,
- ✓ Reação,
- ✓ Ação e Reação.

□ Ciclo Termodinâmico

O ciclo Rankine descreve a operação de turbinas à vapor comumente encontrado em centrais geradoras de energia, mostrado nas Figuras 2.6 a 2.8 . Em tais estações, o trabalho é gerado ao se vaporizar e condensar-se alternadamente um fluido de trabalho (normalmente água, mas pode incluir outros líquidos, como amônia).

O fluído de trabalho num ciclo Rankine ideal segue um ciclo fechado, e é constantemente reutilizado. O vapor que se observa em estações de energia vem do sistema de resfriamento do condensador, e não do fluido de trabalho.

Figura 2.6 – Diagrama esquemático do ciclo Rankine sem superaquecedor

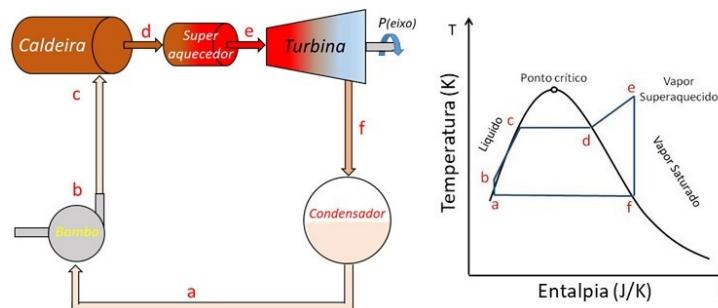


Fonte: Manual Técnico da Termoelétrica Piratininga

O Ciclo Regenerativo é chamado desta forma devido ao fato do fluido ser reaquecido após sair do condensador, aproveitando parte do calor contido no fluido liberado pela turbina de alta pressão. Isto aumenta a temperatura média do fluido em

circulação, o que aumenta a eficiência termodinâmica do ciclo.

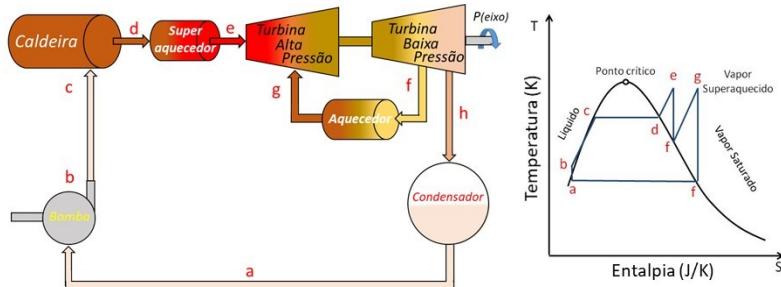
Figura 2.7 – Diagrama esquemático do ciclo Rankine com superaquecedor



Fonte: Manual Técnico da Termoelétrica Piratininga

Num ciclo Rankine real, a compressão pela bomba e a expansão na turbina não são isoentrópicos. Em outras palavras, estes processos não são reversíveis, assim a entropia aumenta durante os processos. Isto faz com que a energia requerida pela bomba seja maior, e que o trabalho produzido pela turbina seja menor do que o produzido num estado de idealidade.

Figura 2.8 – Diagrama esquemático do ciclo Rankine Regenerativo com superaquecedor



Fonte: Manual Técnico da Termoelétrica Piratininga

As equações que definem o ciclo podem ser obtidas facilmente a partir do balanço de massa e energia analisando um determinado volume de controle. A equação que define a eficiência termodinâmica do ciclo consiste na razão entre o trabalho líquido do sistema e o calor fornecido ao sistema.

Admitindo que a turbina a vapor trabalhe em regime permanente e receba vapor em um estado termodinâmico (1) e descarregue este mesmo vapor em um estado (2), têm-se as seguintes expressões:

- Energia contida no vapor admitido:

$$E_{cva} = h_1 + \frac{v_1^2}{2} + z_1 \quad (2.9)$$

- Energia contida no vapor descarregado:

$$E_{cvd} = h_2 + \frac{v_2^2}{2} + z_2 \quad (2.10)$$

Onde:

v_1 - vapor no estado 1;

v_2 - vapor no estado 2;

h_1 - entalpia no estado 1;

h_2 - entalpia no estado 2;

z_1 - energia potencial no estado 1;

z_2 - energia potencial no estado 2.

□ Trabalho realizado

O trabalho realizado é a diferença entre as energias contidas no vapor admitido e no vapor descarregado, conforme as equações 2.11 e 2.12.

$$W = E_{cva} - E_{cvd} \quad (2.11)$$

$$W = (h_1 - h_2) + \left(\frac{v_1^2 - v_2^2}{2} \right) + (z_1 - z_2) \quad (2.12)$$

Onde:

h - entalpia;

$\frac{v^2}{2}$ - energia cinética;

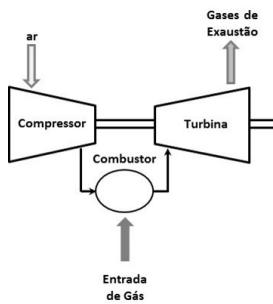
z - energia potencial.

2.1.3 Turbina a Gás

Turbinas a gás são máquinas térmicas que realizam a conversão da energia do combustível em trabalho no eixo do gerador elétrico. São equipamentos constituídos basicamente de um compressor de ar, de um combustor e de uma turbina de expansão.

A geração de energia elétrica em usinas termoelétricas com turbinas a gás se baseia no *Ciclo de Brayton*, no qual o ar atmosférico é continuamente succionado pelo compressor, onde é comprimido para uma alta pressão. Esse ar comprimido entra na câmara de combustão (combustor) onde é misturado ao combustível ocorrendo a combustão, resultando em gases com alta temperatura. Os gases provenientes da combustão se expandem através da turbina e são descarregados na atmosfera. Parte do trabalho realizado pela turbina é utilizado para acionar o compressor e o restante para acionar o gerador elétrico. A Figura 2.9 apresenta o fluxograma de uma unidade termoelétrica a gás.

Figura 2.9 - Fluxograma de uma unidade geradora termoelétrica a gás



Fonte: Manual Técnico da Termoelétrica Piratininga

As turbinas a gás têm o pico do ciclo de temperatura em cerca de 1260°C, que é bem maior do que o atingido nas turbinas a vapor que é de cerca de 540°C.

À medida que a turbina gira, o ar atmosférico é comprimido pelo compressor, e é introduzido no combustor (ou câmara de combustão), onde é misturado ao combustível que é queimado. Os gases quentes resultantes são expandidos na turbina de expansão transformando energia térmica em energia mecânica no eixo. Parte da energia mecânica é usada para acionamento do próprio compressor da turbina a gás, enquanto o restante é transferido para o eixo do gerador elétrico. O compressor de ar consome uma parcela significativa dessa energia mecânica resultante da conversão da energia térmica dos combustíveis.

As perdas no compressor e na turbina aumentam a potência absorvida pelo compressor e diminuem a potência fornecida, resultando na redução da potência útil do ciclo. A máxima potência fornecida pela turbina está limitada pela temperatura a que o material da mesma pode suportar associada às tecnologias de resfriamento e pela vida útil requerida.

A potência mecânica disponibilizada no eixo da turbina pode ser expresso pela seguinte equação:

$$P_{(eixo)} = 4,18 \cdot P_{cal(comb)} \cdot q \cdot 1000 \cdot \eta_{tur} \quad (2.13)$$

Onde:

$P_{(eixo)}$ é a potência do eixo da turbina [MW];

$P_{cal(comb)}$ é o poder calorífico do combustível [Kcal/kg];

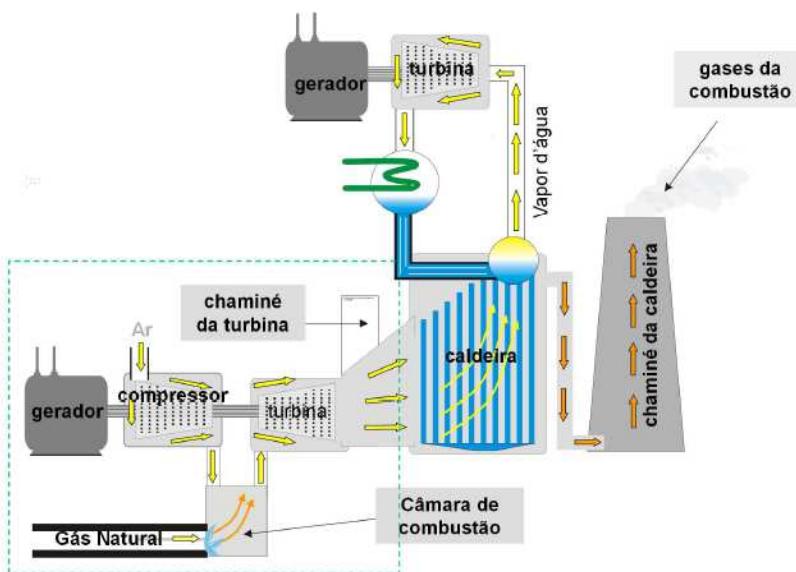
q é a vazão do gás [kg/s];

η_{tur} é o rendimento da turbina [-].

Os gases da turbina a gás são descarregados diretamente na atmosfera, o que caracteriza o regime aberto e compromete significativamente o rendimento do processo.

Para melhorar o desempenho da geração termoelétrica oriunda das turbinas a gás é utilizada a operação em ciclo combinado, que consiste na utilização de dois ou mais ciclos térmicos em uma mesma planta. Em resumo, este tipo de operação utiliza os gases aquecidos oriundos da queima das turbinas a gás para gerar vapor, o qual é utilizado nas turbinas a vapor para geração de energia elétrica. Para isso, o calor existente nos gases de exaustão deve ser recuperado (em caldeiras de recuperação), produzindo o vapor necessário ao acionamento das turbinas a vapor. A Figura 2.10 mostra um esquema representativo do ciclo combinado.

Figura 2.10 - Fluxograma de uma usina termelétrica a ciclo combinado.



Fonte: Manual Técnico da Termoelétrica Piratininga

As centrais termelétricas com ciclo a vapor caracterizam-se por eficiências entre 42 e 44%, enquanto que as turbinas a gás têm uma eficiência relativamente baixa, entre 36 - 37%, como consequência da alta temperatura dos gases de exaustão. Com a aplicação do ciclo combinado, a utilização dos gases de exaustão das turbinas a gás como fonte de calor no ciclo a vapor, permite aumentar a eficiência até valores entre 55 a 58%.

2.2 - Perdas no Gerador Síncrono

Um gerador síncrono, assim como qualquer máquina elétrica apresenta perdas durante o seu funcionamento, que podem ser em função da tensão, da corrente, da frequência, da qualidade e da quantidade de material empregado, etc.

Estas perdas determinam um rendimento para o processo de transformação de energia efetuado pela máquina. No caso do gerador síncrono é necessário haver um conjugado mecânico de entrada no eixo para suprir as perdas no cobre e no

ferro, bem como as perdas por atrito e ventilação, além da potência de saída do gerador.

As perdas dos geradores síncronos estão diretamente relacionadas à sua tensão e corrente de saída, em outras palavras ao seu ponto de operação. As perdas são classificadas como: perdas no cobre nos enrolamentos estatórico e rotórico, perdas no ferro, perdas mecânicas (atraito e ventilação) e perdas suplementares.

Além dessas perdas, existem também as perdas dielétricas nos materiais isolantes, que dependem da tensão final da máquina. Por apresentarem valores pequenos, essas perdas só são consideradas para máquinas de tensão elevada.

As perdas estão diretamente relacionadas com os parâmetros internos dos geradores síncronos e impõem alguns de seus limites operativos.

2.2.1 - Perdas no Cobre dos Enrolamentos

Sempre que uma bobina for percorrida por uma corrente elétrica, irão ocorrer perdas por efeito Joule. Seu valor é expresso pelo valor da resistência elétrica da bobina multiplicado pelo quadrado do valor da corrente elétrica que atravessa ($R \cdot I^2$). Para o cálculo dessas perdas é de praxe adotar os valores de resistência ôhmica das bobinas (R), medidos e calculados para corrente contínua e referenciados à temperatura de 75°C.

No caso dos geradores essas perdas podem ser divididas em duas partes: perdas no enrolamento do rotor (de campo) e no enrolamento do estator (armadura).

A perda no cobre do rotor ou enrolamento de campo é dada pela seguinte expressão:

$$P_{cu(rotor)} = R_f I_f^2 \quad (2.14)$$

Onde:

$P_{cu(rotor)}$ são as perdas no cobre no enrolamento de campo [W];

R_f é a resistência elétrica do enrolamento de campo [Ω];

I_f é a corrente elétrica do enrolamento de campo [A].

As perdas no cobre do enrolamento do estator, para uma máquina trifásica, é dada por:

$$P_{cu(estator)} = 3 \cdot R_a \cdot I_a \quad (2.15)$$

Onde:

$P_{cu(estator)}$ são as perdas no cobre no enrolamento do estator [W];

R_a é a resistência elétrica do enrolamento do estator [Ω];

I_a é a corrente elétrica do enrolamento do estator [A].

2.2.2 – Perdas no Ferro

O núcleo de material ferromagnético das máquinas elétricas quando submetido às variações de densidade do fluxo magnético produzem perdas, que são denominadas perdas no ferro. Consistem na dissipação de energia devida às variações da orientação dos spins do material magnético (histerese) e pela inevitável circulação de correntes parasitas no núcleo (Foucault).

Em máquinas síncronas, estas perdas ocorrem nos núcleos de material ferro magnético do estator e do rotor, nas sapatas polares e nas aberturas das ranhuras onde estão alojados os enrolamentos.

As perdas no ferro podem ser medidas pelo valor da potência de entrada na máquina quando ela está funcionando sem carga a velocidade e frequência nominal e sob as condições apropriadas de tensão, subtraído as perdas por atrito e ventilação. Para os demais pontos de operação elas serão proporcionais ao quadro da variação da densidade do fluxo magnético.

a) Perdas Por Correntes Parasitas (Foucault)

Numa massa metálica sujeita à variação de fluxo magnético, é criada uma força eletromotriz (*f.e.m.*) dentro da própria massa metálica, produzindo correntes elétricas denominadas correntes parasitas, causando aquecimento por efeito Joule. Para minimizar essas perdas são utilizados núcleos laminados compostos por chapas de material ferromagnético isoladas eletricamente, que dificultam a circulação dessas correntes.

As perdas por corrente de Foucault podem ser expressas por:

$$P_f = K_f \cdot V \cdot B_m^2 \cdot f^2 \cdot e^2 \quad (2.16)$$

Onde:

P_f é a perda por corrente de Foucault [W];

K_f é o coeficiente do material utilizado [W/(Wb.m².Hz)];

V é o volume (total) de núcleos ou peças de material ferromagnético [m³];

f é a frequência das variações das induções [Hz];

B_m é o valor máximo das induções variáveis [Wb.m²];

e é a espessura da chapa de material ferromagnético [m⁻³].

b) Perdas Por Histerese

Os núcleos laminados, submetidos a induções variáveis e segundo direções

paralelas às faces das chapas laminadas, tornam-se sedes de perdas por histerese que podem ser expressas por:

$$P_h = K_h \cdot V \cdot f \cdot B_m^x \quad (2.17)$$

Onde:

P_h é a perda por histerese [W];

K_h é o coeficiente que depende do material utilizado [W/(Wb.m·Hz·m³)];

V é o volume (total) de núcleos ou peças de material ferromagnético [m³];

f é a frequência das variações das induções [Hz];

B_m é o valor máximo das induções variáveis [Wb.m²];

x é o expoente que depende das propriedades dos materiais utilizados, ele varia de 1,5 a 2,5 (FITZGERALD, 2014) [-].

c) Perdas Totais no Ferro

As perdas totais no ferro de uma máquina elétrica podem ser calculadas somando as perdas por correntes parasitas com as perdas por histerese.

Pode ser calculada pela seguinte expressão quando considerando $x=2$ na expressão 2.17;

$$P_{Ferro} = P_f + P_h = V \cdot (K_f \cdot f \cdot e^2 + K_h) \cdot B_m^2 \quad (2.18)$$

P_{Ferro} são as perdas totais no ferro [W].

2.2.3 – Perdas Mecânicas

As perdas mecânicas, ou rotacionais, são provocadas pelo atrito em mancais e entre escovas e anéis coletores, além da potência consumida para a ventilação da máquina.

O seu cálculo depende de vários fatores, como: tipo de rolamento ou de casquilho, lubrificação, material das escovas, área de contato, pressão e velocidade periférica das escovas. Podem ser expressas por:

$$P_{mecânicas} = P_{atrito(manca)} + P_{atrito(escovas)} + P_{ventilação} \quad (2.19)$$

$$P_{atrito(manca)} = K_1 \cdot F \cdot v \quad (2.20)$$

$$P_{atrito(escovas)} = K_2 \cdot P \cdot A \cdot v \quad (2.21)$$

$$P_{ventilação} = K_3 \cdot N^x \quad (2.22)$$

Onde:

$P_{\text{atrito(mancais)}}$ é a perda por atrito nos mancais [W];

$P_{\text{atrito(escovas)}}$ é a perdas por atrito nas escovas [W];

$P_{\text{ventilação}}$ é a perdas por ventilação [W];

K_1 é o coeficiente de atrito dos mancais [W/(kgf·m/s)];

K_2 é o coeficiente de atrito das escovas [W/(kgf·m/s)];

K_3 é o coeficiente de perdas da ventilação [w/rpm];

F é a força exercida sobre os mancais [kgf];

v é a velocidade periférica, proporcional à rotação [m/s];

P é a pressão das escovas nos anéis coletores [kgf/m²];

A é a área de contato das escovas nos anéis coletores [m²];

v é a velocidade periférica dos anéis coletores [m/s];

N é a rotação síncrona [rpm];

x é um expoente que cresce com N , da ordem de 2 a 3.

2.2.4 – Perdas Suplementares

As Perdas adicionais ou suplementares ocorrem devido ao efeito peculiar nos condutores quando submetidos a correntes alternadas e ao fluxo disperso nas ranhuras do estator. Possuem valores pequenos se comparadas com as demais perdas e são perdas difíceis de serem determinadas com precisão. Para máquinas síncronas estas perdas podem ser determinadas através de ensaios.

2.3 - Perdas nos Transformadores

Os transformadores são máquinas elétricas estáticas que possuem enrolamentos inseridos em um circuito magnético composto por um núcleo de material ferromagnético. Quando são energizados surgem as perdas no ferro e as perdas no cobre de maneira semelhante às encontradas nos geradores síncronos. As perdas no ferro estão relacionadas com a qualidade do material empregado no núcleo de material ferromagnético e com o valor da densidade de fluxo magnético que o atravessa. As perdas no cobre estão relacionadas com a resistividade do condutor empregado nos enrolamentos e com a densidade de corrente que o atravessa.

A variação dessas perdas está diretamente relacionada como seu carregamento, ou seja, com o valor da corrente primária e secundária, e com o valor da sua tensão de alimentação.

Além dessas perdas, os transformadores necessitam de energia reativa para a criação dos seus campos magnéticos que produzem o seu fluxo magnético resultante que faz o acoplamento magnético entre os enrolamentos primário e secundário, possibilitando assim, o seu funcionamento. Esse consumo extra de energia ativa e reativa, necessário para o seu funcionamento, pode ser representado pelas seguintes expressões:

$$P_{(Total)} = f_c^2 \cdot P_{(cu)} + P_{(fe)} \quad (2.23)$$

$$Q_{(Trafo)} = X_T \cdot f_c^2 \cdot S_T \quad (2.24)$$

$$f_c = \frac{i_p}{I_T} \quad (2.25)$$

Onde:

$P_{(Total)}$ - perda ativa no transformador no carregamento atual em [kW];

$P_{(cu)}$ – perdas no cobre no transformador no carregamento atual em [kW];

$P_{(fe)}$ – perdas no ferro no transformador no carregamento atual em [kW];

$Q_{(Trafo)}$ – consumo de potência reativa para criar o fluxo magnético [MVAr];

f_c - fator de carregamento do transformador [-];

X_T - valor da reatância do transformador em [pu];

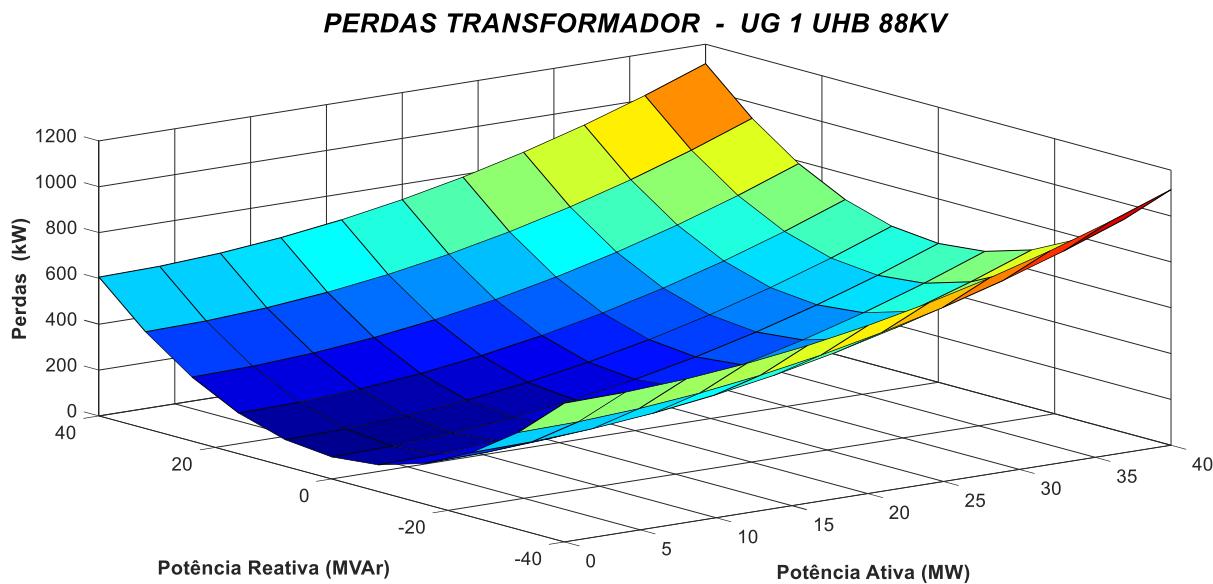
S_T - valor da potência nominal do transformador em [MVA];

i_p - valor da corrente de carregamento do transformador em [A];

I_T - valor da corrente nominal do transformador em [A];

A representação gráfica das perdas do transformador pode ser feita através de um gráfico tridimensional, conforme mostrado na Figura 2.11, a título de exemplo, tem-se o gráfico das perdas do transformador da Unidade Geradora nº1 da Usina Hidroelétrica Henry Borden.

Figura 2.11 – Curva das perdas do transformador da UG nº1 de UHB.



Fonte: Autoria própria

Nas equações 2.23 a 2.25 mostra observa-se que o fator de carregamento influencia diretamente as perdas, independentemente se a corrente elétrica está adiantada ou atrasa em relação à tensão elétrica. No gráfico da Figura 2.11 essa variação fica mais legível. O aumento da geração de potência ativa, ou aumento da geração potencia reativa (geração ou absorção de reativos) causam aumento das perdas.

Nesse Capítulo 2 apresentou-se a concepção da eficiência da unidade geradora, sendo discutidas as perdas e as suas equações para cada componente da unidade geradora (turbina, gerador síncrono e transformador). Observa-se que a eficiência desses componentes está diretamente relacionada ao seu projeto e ao material utilizado na sua fabricação.

Outro fator que interfere na eficiência de cada componente é o ponto de operação da unidade geradora. A altura e a vazão têm influência direta na eficiência das turbinas hidráulicas, assim como a temperatura e o poder calorífico do combustível nas turbinas termicas. Nos geradores os valores de correntes de campo e de armadura também influenciam diretamente na sua eficiência e nos transformadores o fator de carregamento também tem influência.

No Capítulo 3, serão apresentados os limites operativos dos geradores síncronos durante a produção de energia ativa e reativa. Além disso, também será apresentada e discutida a construção da curva de capacidade dos geradores

síncronos.

Para o desenvolvimento do algoritmo será necessário a análise desses valores bem como a aplicação desses seus limites operativos.

Limites Operativos dos Geradores Síncronos

Todo gerador síncrono deve operar dentro de limites que permitem manter a sua integridade física, sem prejuízo a sua vida útil, sem sobre aquecimento nos enrolamentos, além disso, a sua tensão de operação deve estar dentro da faixa estabelecida pelo fabricante. A não observação desses pontos pode danificar a isoliação elétrica, diminuindo a sua vida útil. Seu ponto de operação também deve garantir seu perfeito funcionamento, mantendo a estabilidade sem provocar perda de sincronismo, cavitação ou vibração.

Com a necessidade de geração simultânea de potência ativa (P) e reativa (Q), os seus limites de operação determinam uma região definida no plano $P \times Q$, na qual devem estar inseridas todas as suas restrições. Essa região de operação é denominada de curva de capacidade ou curva de capacibilidade.

As curvas de capacibilidade das máquinas síncronas podem ser definidas como os contornos de superfícies, no plano P (Potência Ativa) x Q (Potência Reativa), dentro dos quais os carregamentos das respectivas máquinas poderão ser feitos satisfatoriamente e de acordo com os limites admissíveis para a sua operação em regime permanente continuo. Sua construção é feita por diversos trechos, cada qual se refere a um dos fatores limitantes.

As cargas conectadas ao sistema elétrico variam constantemente, exigindo que a geração de potência ativa e reativa dos geradores síncronos varie também. Isto faz com que o gerador síncrono opere em diferentes pontos da curva de capacibilidade. Sendo assim, de vital importância o conhecimento completo da curva de capacibilidade para a sua melhor operação e utilização dos recursos disponíveis, auxiliando o aumento, diminuição ou remanejamento de geração de potência ativa e reativa entre geradores.

Outro ponto importante a ser observado na operação dos geradores síncronos ligados ao *SEP – Sistema Elétrico de Potência* é o fato que a sua tensão terminal normalmente opera dentro de uma faixa admissível, que normalmente pode variar de

90% a 110% da tensão nominal, ou seja, de 0,9pu a 1,1pu. Nesse caso para tensão diferente de saída do gerador, tem-se que determinar seus novos limites e o contorno da curva de capacidade. Isto faz com que, não exista uma única curva de capacidade para um dado gerador e sim, uma família de curvas tendo como parâmetro variável a tensão terminal de operação.

Os limites da curva de capacidade são determinados pelas perdas no ferro e no cobre que determinam as correntes máximas de campo e de armadura, pelo limite de potência máxima e mínima da máquina primária (turbina), pela excitação mínima para manter a máquina síncrona sincronizada ao Sistema Elétrico e pela estabilidade quando da geração de potência ativa junto com a absorção ou fornecimento de potência reativa.

As perdas no ferro dependem do fluxo magnético resultante na máquina, que por sua vez está ligado à tensão de operação. Assim, o valor da tensão de trabalho está intimamente ligado com o nível de perdas admissíveis ou toleráveis no ferro, sendo esta a razão pela qual a curva de capacidade depende do valor da tensão.

Por outro lado, as perdas do cobre do estator dadas por $P_{cu(estator)}=3 \cdot R_a \cdot I_a^2$, obviamente, dependem do valor da corrente de armadura, em consequência, existe um valor de corrente do estator I_a permitível, além do qual a operação não é conveniente. O circuito de campo possui a sua limitação de perda no cobre dado por $P_{cu(rotor)}=R_f I_f^2$, impondo assim um limite máximo para a corrente de campo.

Normalmente esta limitação é estabelecida indiretamente pela potência aparente permitível (S expressa em VA), obtida pelo produto da tensão nominal com a corrente máxima admissível.

Ao analisarmos o comportamento de um gerador síncrono, certas hipóteses simplificadoras são comumente feitas para permitir a eliminação de termos não lineares e para permitir também ignorar os parâmetros menos importantes da máquina e do sistema.

Para o desenvolvimento das equações foram feitas as seguintes suposições:

- (a) uma máquina síncrona ideal é assumida, sem saturação e sem perda significante;
- (b) toda variação no carregamento tem intervalo de tempo muito pequeno, então qualquer perturbação é pequena e desprezível;
- (c) a máquina síncrona está operando em paralelo com um sistema elétrico de grande porte, ou seja, conectada a uma barra infinita;

- (d) a mudança de velocidade é insignificante;
- (e) a potência mecânica é constante.

3.1 - Construção da Curva de Capabilidade

Cada trecho da curva de capabilidade indica um limite de operação que utilizam as expressões em função da potência ativa e reativa e dos parâmetros internos da máquina síncrona.

Os limites operativos dos geradores síncronos determinados na curva de capabilidade que são: limite de aquecimento da armadura (corrente máxima de armadura), limite de potência da turbina, limite de estabilidade, excitação mínima e máxima.

3.1.1 Limite de Potência Mecânica da Máquina Primária (Turbina)

A turbina fornece potência mecânica ao eixo do gerador síncrono. O gerador síncrono transforma parte dessa potência mecânica em potência elétrica que é disponibilizada ao sistema e o restante é consumida internamente pelas perdas.

O limite da potência mecânica é imposto pela turbina e seu valor não depende da geração de potência reativa pelo gerador. Sua representação é uma reta paralela ao eixo Q. Normalmente a potência mecânica máxima é colocada em função da potência aparente do gerador e pode ser utilizado um fator de limite mecânico, conforme a expressão:

$$P_{mec(max)} = k_{mec} \cdot S_{gerador} \quad (3.1)$$

Onde:

$P_{mec(max)}$ é a potência mecânica máxima que a turbina fornece ao gerador [W];

k_{mec} é o fator de limite mecânico [-];

$S_{gerador}$ é a potência aparente nominal do gerador [VA].

3.1.2 - Limite Térmico do Enrolamento da Armadura.

O limite térmico é determinado pela corrente máxima que pode suportar o enrolamento da armadura sem causar aquecimento excessivo ou danos a sua isolamento elétrico. Pode ser definido como o lugar geométrico onde a corrente de armadura é máxima e constante. Considerando a tensão terminal do gerador constante, esse limite corresponde à equação de uma circunferência com centro na origem das coordenadas do plano P-Q ; P representado no eixo vertical e Q no eixo horizontal.

$$(V \cdot I_{a(\max)}^*)^2 = P^2 + Q^2 \quad (3.2)$$

Onde:

$I_{a(\max)}^*$ é o conjugado da corrente de armadura.

3.1.3 - Limite Térmico do Enrolamento de Campo.

O limite térmico do enrolamento de campo é determinado pela corrente máxima de campo que os enrolamentos do rotor podem suportar sem que fiquem deteriorados. Este limite é definido como o lugar geométrico da tensão induzida máxima.

Na curva de capacidade é representado como um segmento de circunferência com centro no ponto $O' = - (V_t^2/x_q)$ e raio $(V_t \cdot E_f/x_s)$, onde E_f é a força eletromotriz produzida pela corrente de campo (valor correspondente à máxima corrente de campo), V_t é a tensão da barra infinita na qual está conectado o gerador e x_s é a reatância síncrona da armadura e x_q é a reatância de eixo de quadratura.

3.1.4 - Limite de Excitação Mínima

Limite de excitação mínima é o lugar geométrico do plano $P-Q$ que corresponde à corrente de excitação zero. É limitada a área da circunferência com raio $-V_t^2 \cdot [(x_d+x_q)/(x_d \cdot x_q)]$ e traçado entre as coordenadas $-(V_t^2/x_q)$ e $-(V_t^2/x_d)$, x_d é a reatância de eixo direto.

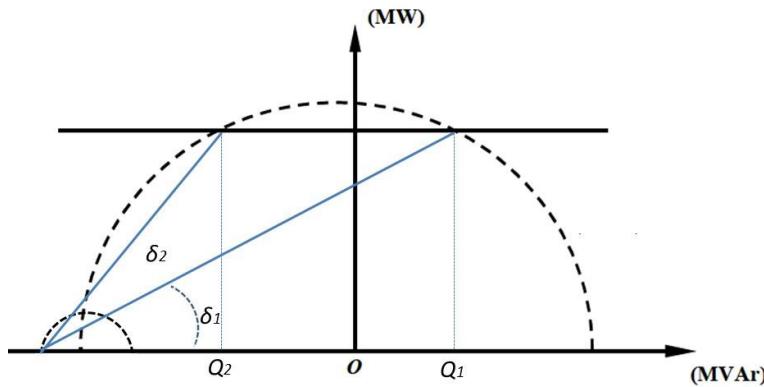
Os geradores síncronos não operam com corrente negativa de campo. Então o seu sistema de excitação não pode reduzir a tensão até zero e consequentemente a corrente de campo atinja valores iguais ou menores que zero. Para que isto não ocorra é usado limitador de mínima corrente de campo, que normalmente corresponde a 5% de tolerância.

3.1.5 - Limite de Estabilidade Teórico e Prático

Quando o gerador síncrono é obrigado a trabalhar na condição sub-excitado, consumindo potência reativa, sua corrente de campo será diminuída reduzindo o campo magnético do rotor, reduzindo também o acoplamento magnético entre os campos do rotor e do estator. Como consequência exibirá uma elevação no ângulo de potência na máquina, conforme Figura 3.1.

Nessa situação para garantir a estabilidade em regime estável, que define o deslocamento angular, a geração de potência ativa é limitada.

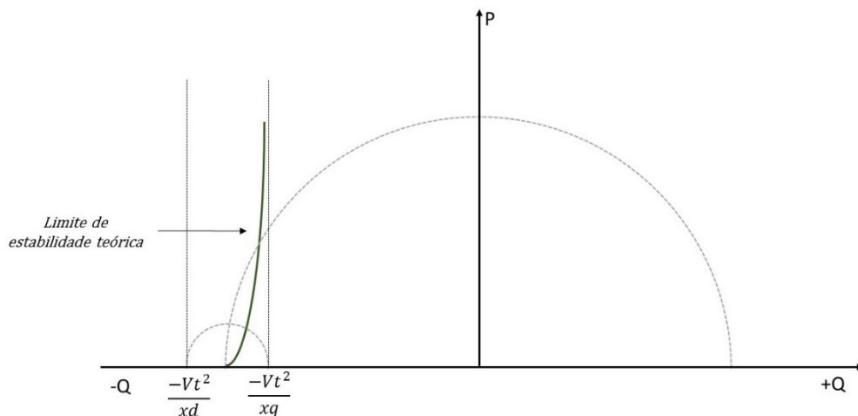
Figura 3.1 - Variação do ângulo de potência em função da geração de reativo.



Fonte: Autoria própria

Na prática com a atuação simultânea e rápida dos atuais reguladores de velocidade e de tensão, é comum utilizarmos um fator de segurança que reduz a geração de potência ativa, mantendo assim, a estabilidade da máquina quando da existência de variação brusca das cargas do sistema, conforme mostra a Figura 3.2.

Figura 3.2 – Limite de estabilidade dos geradores síncronos



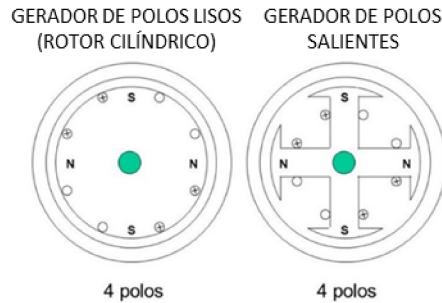
Fonte: Autoria própria

3.2 - Desenvolvimento Matemático da Curva de Capabilidade

Os geradores síncronos podem ser construídos de duas maneiras diferentes:
a) com polos lisos ou rotor cilíndrico, que são utilizados em geradores com grandes velocidades, normalmente utilizados em usinas termoelétricas, ou b) com polos salientes que são utilizados em geradores com velocidades reduzidas, instalados nas usinas hidroelétricas.

A diferença entre esses dois tipos de construção é o formato do rotor, conforme pode ser visto na Figura 3.3. O principal efeito é sobre o seu circuito magnético, pois as máquinas de polos lisos têm uma melhor distribuição de fluxo magnético no seu interior, pois o seu entreferro é mais constante. As máquinas de polos salientes possuem um entreferro variável, mesmo na região da sapata polar.

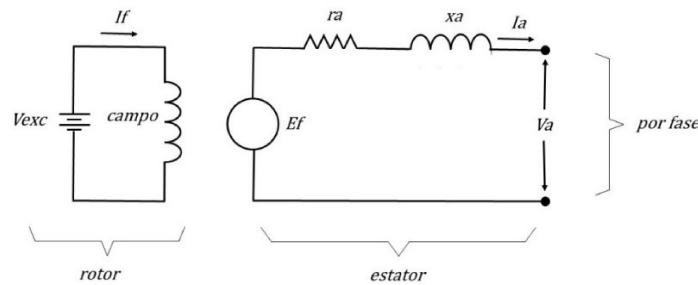
Figura 3.3 - Gerador de polos lisos e gerador de polos salientes



Fonte: Autoria própria

Os geradores síncronos podem ser representados pelo seguinte circuito equivalente:

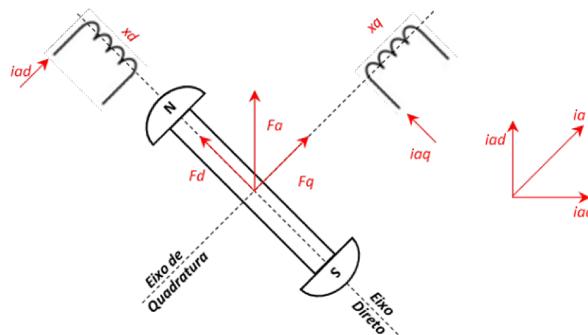
Figura 3.4 – Circuito equivalente do gerador síncrono



Fonte: Autoria própria

Nos geradores síncronos de polos salientes, devido ao entreferro variável, a sua reatância X_a pode ser decomposta em reatância de eixo direto X_d e reatância de eixo de quadratura X_q , conforme a “teoria do eixo direto e do eixo de quadratura”, conforme mostra a Figura 3.5.

Figura 3.5 – Diagrama de eixo direto e de quadratura do gerador síncrono de polos salientes.



Fonte: Autoria própria

A elaboração da curva de capacidade é feita a partir dos diagramas vetoriais das máquinas síncronas.

Quando colocamos uma carga nos terminais do gerador síncrono irá surgir

corrente elétrica I_a que estará defasada da tensão terminal do gerador de um ângulo φ .

A equação da fem interna (E_f) e a tensão externa do gerador (V_t) pode ser escrita pela equação:

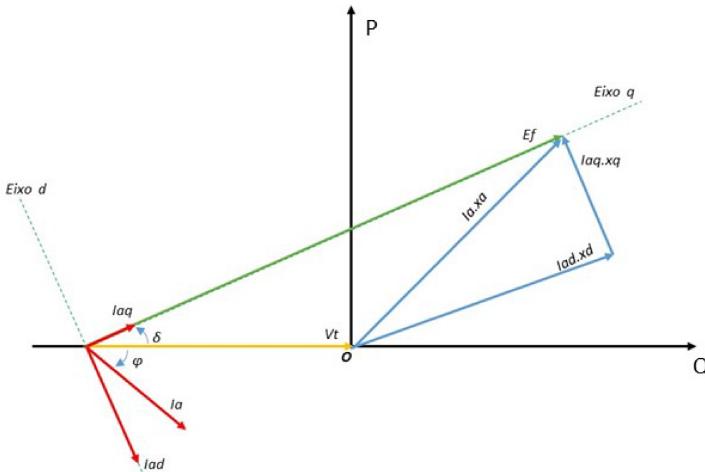
$$\vec{E}_f = \vec{V}_t + \vec{I}_a \cdot X_a \quad (3.3)$$

Considerando as reatâncias X_d e X_q , temos:

$$\vec{E}_f = \vec{V}_t + \vec{I}_{ad} \cdot X_d + \vec{I}_{aq} \cdot X_q \quad (3.4)$$

O diagrama fasorial que representa essa última equação pode ser visto na Figura 3.6.

Figura 3.6 - Diagrama vetorial do gerador síncrono de polos salientes (sem saturação).



Fonte: Autoria própria

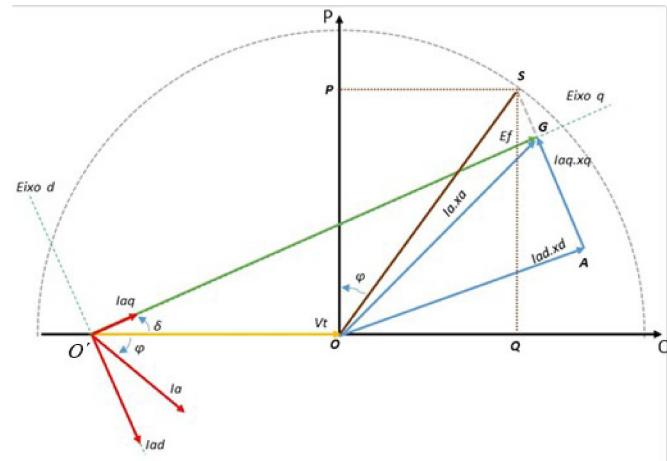
Mantendo a tensão terminal do gerador V_t , o ângulo do fator de potência (φ) pode variar de -90° à $+90^\circ$ elétricos de modo que o segmento \overline{OS} mostrado na Figura 3.7 será o produto de $X_d \cdot I_a$. Conforme a variação do ângulo φ , o segmento \overline{OS} irá girar entorno do ponto O, formando uma semicircunferência. Considerando que o valor de I_a é valor máximo de corrente de armadura, essa semicircunferência representa o limite máximo de aquecimento do enrolamento de armadura.

O segmento \overline{GS} da Figura 3.7 será dado pela diferença entre $X_d \cdot I_{aq} - X_q \cdot I_{aq} = I_{aq}(X_d - X_q)$ utilizando o artifício matemático de multiplicarmos a equação 3.4 por V_t e dividirmos por X_d , o que na prática significa multiplicarmos pela corrente I , teremos a seguinte equação:

$$V_t \cdot \frac{\vec{E}_f}{X_d} = V_t \cdot \frac{\vec{V}_t}{X_d} + j V_t \cdot \vec{I}_{ad} + j V_t \cdot \frac{X_q}{X_d} \vec{I}_{aq} \quad (3.5)$$

Com a equação 3.5 podemos elaborar o diagrama fasorial da figura 3.7, que representa as potências ativa e reativa no plano (PxQ), desta forma o segmento \overline{OS} representa a máxima potência aparente S do gerador e os segmentos \overline{OP} e \overline{OQ} representam respectivamente as potências ativa e reativa.

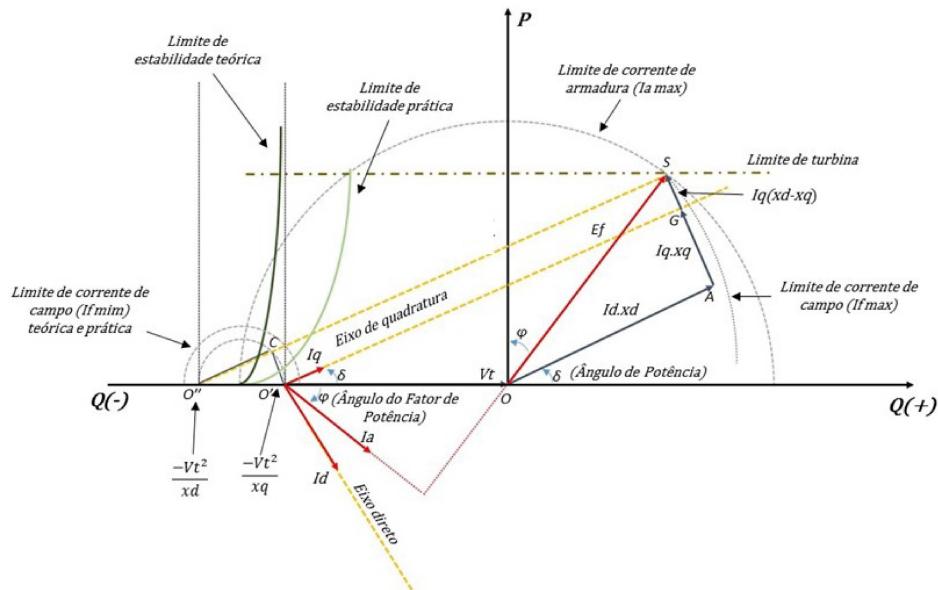
Figura 3.7 - Diagrama fasorial do plano ($P \times Q$).



Fonte: Autoria própria

Traçando, a partir do ponto S, uma paralela em relação ao segmento \overline{OG} , conforme ilustrado na Figura 3.8, o ponto de cruzamento entre a paralela e o eixo Q, define o ponto O'' . A partir de O' foi traçado o segmento $\overline{O'C}$, perpendicular ao segmento $\overline{O'S}$ e paralelo ao segmento \overline{GS} .

Figura 3.8 – Curva de capacidade do gerador síncrono



Fonte: Autoria própria

Da Figura 3.8 pode-se retirar as seguintes expressões:

$$\overline{CS} = \frac{E_f \cdot V_t}{X_d} \quad (3.6)$$

$$\overline{OC} = V_t \cdot I_q \left(1 - \frac{X_q}{X_d} \right) \quad (3.7)$$

$$\overline{AG} = V_t \cdot I_q \cdot \frac{X_q}{X_d} = \frac{V_t^2}{X_d} \operatorname{sen} \delta \quad (3.8)$$

Pelo diagrama fasorial da Figura 3.7, temos:

$$\overline{O''O'} = V_t^2 \left(\frac{1}{X_q} - \frac{1}{X_d} \right) \quad (3.9)$$

$$\overline{O'O} = \frac{V_t^2}{X_d} \quad (3.10)$$

Considerando que o gerador síncrono está ligado ao sistema elétrico através de um barramento infinito com tensão constante, concluímos que o segmento $\overline{O''O'}$ é uma constante e depende apenas dos valores de X_d e X_q .

O segmento $\overline{O''S}$ representa o limite de aquecimento do campo e pode ser calculado pelas seguintes expressões:

$$\overline{O''S} = \overline{CS} + \overline{O'C} = \overline{CS} + \overline{O'O} \cdot \cos \delta \quad (3.11)$$

$$\overline{O''S} = \frac{E_f \cdot V_t}{x_d} + V_t^2 \left(\frac{1}{x_q} - \frac{1}{x_d} \right) \cos \delta \quad (3.12)$$

Para geradores de polos salientes a condição de operação sub-excitado, com absorção de potência reativa, e com baixo valor de E_f pode levar à uma região de instabilidade pela máxima potência ativa que pode ser convertida, conforme Equação 3.13.

$$P = \frac{E_f \cdot V_t}{x_d} \cdot \operatorname{sen} \delta + V_t^2 \left(\frac{x_d - x_q}{2 \cdot x_d \cdot x_q} \right) \operatorname{sen} 2\delta \quad (3.13)$$

O máximo valor de potência P ocorre com um ângulo $\delta < 90^\circ$. Para definir este limite é necessário determinar a equação que representa o lugar dos pontos de potência ativa máxima em função da tensão E_f , chamado de Limite de Estabilidade Teórico.

Na figura 3.7 podemos tirar as seguintes equações:

$$I_d = I_a \cdot \sin \varphi \cdot \cos \delta + I_a \cdot \sin \delta \cdot \cos \varphi \quad (3.14)$$

$$I_q = I_a \cdot \cos \varphi \cdot \cos \delta - I_a \cdot \sin \delta \cdot \sin \varphi \quad (3.15)$$

$$P = V_t \cdot I_a \cdot \cos \varphi \quad (3.16)$$

$$Q = V_t \cdot I_a \cdot \sin \varphi \quad (3.17)$$

Multiplicando as Equações (3.14) e (3.15) por V_t , teremos:

$$V_t \cdot I_d = Q \cdot \cos \delta + P \cdot \sin \delta \quad (3.18)$$

$$V_t \cdot I_q = P \cdot \cos \delta - Q \cdot \sin \delta \quad (3.19)$$

Do desenho da Figura 3.6 temos que:

$$I_d \cdot x_d = E_f - V_t \cdot \cos \delta \quad (3.20)$$

$$I_q \cdot x_q = V_t \cdot \sin \delta \quad (3.21)$$

Substituindo os valores de I_d e I_q nas equações (3.18) e (3.19), temos:

$$\frac{V_t \cdot E_f}{x_d} = \left(Q + \frac{V_t^2}{x_d} \right) \cos \delta + P \cdot \sin \delta \quad (3.22)$$

$$0 = P \cdot \cos \delta - \left(Q + \frac{V_t^2}{x_q} \right) \sin \delta \quad (3.23)$$

Eliminando-se δ , obtém-se uma relação entre P e Q , que fornece a equação de uma cardióide, que define o lugar dos pontos P e Q com E_f como referência e tem como coordenadas os eixos P e Q .

$$\left[\left(Q + \frac{V_t^2}{x_q} \right) \left(Q + \frac{V_t^2}{x_q} + P^2 \right) \right]^2 = \frac{V_t^2 \cdot E_f^2}{x_d^2} \left[\left(Q + \frac{V_t^2}{x_q} \right)^2 + P^2 \right] \quad (3.24)$$

Derivando a equação 3.24 em relação à potência Q , e fazendo $dP/dQ=0$, obtém-se o lugar dos pontos de máxima da família de cardíodes, referenciadas ao parâmetro E_f , obtendo-se seguinte equação:

$$\frac{V_t^2 \cdot E_f^2}{x_d^2} \left(Q + \frac{V_t^2}{x_q} \right) = \left[\left(Q + \frac{V_t^2}{x_d} \right) \left(Q + \frac{V_t^2}{x_q} \right) + P^2 \right] \left[\left(Q + \frac{V_t^2}{x_d} \right) + \left(Q + \frac{V_t^2}{x_q} \right) \right] \quad (3.25)$$

Relacionando-se a equação 3.25 com a equação 3.24, obtém-se a seguinte equação:

$$\left(Q + \frac{V_t^2}{x_q}\right)^3 + \left(Q + \frac{V_t^2}{x_d}\right)P^2 = 0 \Rightarrow P = \sqrt{-\frac{\left(Q + \frac{V_t^2}{x_q}\right)^3}{\left(Q + \frac{V_t^2}{x_d}\right)}} \quad (3.26)$$

Onde Q varia entre os valores de:

$$-\frac{V_t^2}{x_q} \leq Q \leq -\frac{V_t^2}{x_d} \quad (3.27)$$

Quando o gerador opera com fatores de potência bastante capacitivos, próximo ao seu limite de estabilidade, qualquer aumento da potência ativa pode provocar a sua perda de sincronismo com o sistema elétrico de potência.

Para evitar tal efeito, o que se usa na prática é adoção de um fator de segurança com a redução da potência ativa. Normalmente essa redução é de 5 a 10% da sua potência nominal. Estabelecendo assim o Limite Prático de Estabilidade, conforme equação 3.28.

$$P = \sqrt{-\frac{\left(Q + \frac{V_t^2}{x_q}\right)^3}{\left(Q + \frac{V_t^2}{x_d}\right)} - K_{prático}} \quad (3.28)$$

Nesse capítulo foram detalhados os limites operativos teóricos e práticos dos geradores síncronos durante a sua produção de energia elétrica. Esses limites normalmente são inseridos nas suas proteções, garantindo assim a uma faixa de operação normal mantendo a sua integridade, a sua eficiência e a sua estabilidade com o sistema elétrico.

No próximo capítulo serão analisadas as perdas em função do ponto de operação dos geradores síncronos e será levantada a curva de vazão turbinada ou consumo de combustível para a geração de potência ativa e reativa.

Variação das Perdas nos Geradores Síncronos em Função do Ponto de Operação

A geração de potência ativa e reativa dos geradores síncronos atende as cargas do sistema elétrico, mantendo o nível da frequência e da tensão. Essa geração simultânea de potência ativa e reativa é dinâmica e quem determina a sua necessidade é a variação da carga.

Os limites operativos dos geradores estão estabelecidos na sua curva de capacidade, que indica a região em que o gerador pode operar sem causar sobrecarga, sem perder a estabilidade e sem diminuir a sua vida útil.

Porém em cada ponto de operação, o gerador síncrono vai ter um valor específico de perdas. O valor das perdas nesses pontos de operação é obtido através da extrapolação do valor das perdas realizadas no fabricante, considerando as suas variações com o aumento da corrente de magnetização (campo), da corrente de armadura e da indução magnética no núcleo.

4.1 - Variação das Perdas no Ferro.

Os valores das perdas no ferro nos diversos pontos de operação da curva de capacidade do gerador podem ser obtidos através da extrapolação das perdas no ferro no ponto (0,0) pela variação do fluxo magnético. Considerando que o material empregado no núcleo dos geradores tem normalmente *coeficiente Steimmetz* próximo a 2. As perdas ferro variam aproximadamente com o quadrado da variação do fluxo resultante, conforme Equação 4.1.

$$P_{ferro} = P_{ferro(0,0)} \cdot (\Delta\phi r)^2 \quad (4.1)$$

Onde:

P_{ferro} é a perda no ferro no ponto de operação [W];

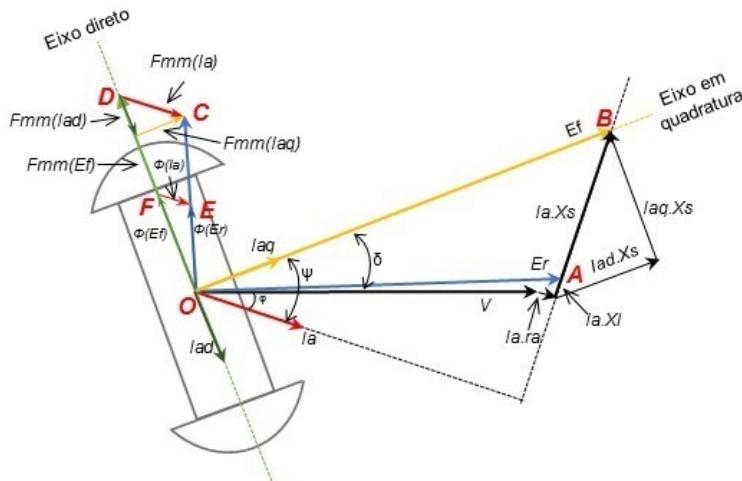
$P_{ferro(0,0)}$ é a perda ferro no ponto (0,0) [W];

$\Delta\phi r$ é a variação do fluxo magnético resultante do gerador [-].

O valor das perdas ferro no ponto (0,0) corresponde ao ponto em que o gerador está sincronizado no sistema com a sua tensão de saída nominal ($U=1,0\text{pu}$), sem corrente de armadura, ou seja, é o valor das perdas ferro obtido no ensaio em vazio realizado pelo fabricante com tensão de saída de 1,0pu.

A Figura 4.1 mostra o diagrama vetorial de um gerador de polos salientes com as suas tensões, forças magneto motrizes e fluxos magnéticos.

Figura 4.1 - Diagrama vetorial de um gerador de polos salientes.



Fonte: Autoria própria

Os triângulos $(0,A,B)$, $(0,C,D)$ e $(0,E,F)$ são semelhantes e o fluxo resultante da máquina ($\Phi(E_r)$) é proporcional a tensão (E_r), conforme Equação 4.2.

$$\frac{E_r}{E_f} = \frac{Fmm_{(E_r)}}{Fmm_{(E_f)}} = \frac{\emptyset_{(E_r)}}{\emptyset_{(E_f)}} \quad (4.2)$$

4.2 - Variação das Perdas no Cobre.

As perdas no cobre calculadas são proporcionais ao quadrado do valor da corrente que passa pelo enrolamento multiplicado pelo valor da resistência ôhmica do enrolamento. Durante a variação da geração de potência ativa e reativa dos geradores síncronos há também variação dos valores das correntes de campo e de armadura. No caso de variação de potência ativa a maior variação ocorre na corrente de armadura, sendo que a variação da corrente de campo é pequena sendo necessária apenas para realizar o ajuste na excitação da máquina para manter a sua tensão de saída inalterada. Para a geração de potência reativa, devido à necessidade da mudança do ângulo entre a tensão de saída e a corrente de armadura, ocorre variação significativa tanto na corrente de excitação (I_f) como na corrente de armadura (I_a).

Sua representação pode ser feita através de um polinômio de 2ª ordem, conforme Equação 4.3.

$$P_{cu} = P_{cu(rotor)} + P_{cu(estator)} = R_f \cdot I_f^2 + 3 \cdot R_a \cdot I_a^2 \quad (4.3)$$

Onde:

P_{cu} são as perdas no cobre totais no ponto de operação [W];

$P_{cu(rotor)}$ são as perdas no cobre no rotor no ponto de operação [W];

$P_{cu(estator)}$ são as perdas no cobre no estator no ponto de operação [W];

R_f é a resistência ôhmica do enrolamento de campo [Ω];

I_f é a corrente do enrolamento de campo [A];

R_a é a resistência ôhmica do enrolamento de armadura [Ω];

I_a é a corrente do enrolamento de armadura [A];

4.3 - Variação das Perdas Suplementares.

As variações das perdas suplementares são proporcionais ao valor das correntes no enrolamento de armadura e de campo. Elas se constituem na soma dos efeitos de reação de armadura e distorção do fluxo devido à circulação de corrente na armadura e no campo da máquina síncrona. Seu cálculo pode ser obtido pela expressão:

$$P_{sup} = P_{sup(nom)} \cdot \Delta I_a \cdot \Delta I_f \quad (4.4)$$

Onde:

P_{sup} é a perda suplementar no ponto de operação [W];

$P_{sup(nom)}$ é a perda suplementar no ponto nominal de operação [W];

ΔI_a é a variação da corrente de armadura [-];

ΔI_f é a variação da corrente de campo [-].

4.4 - Variação das Perdas Rotacionais.

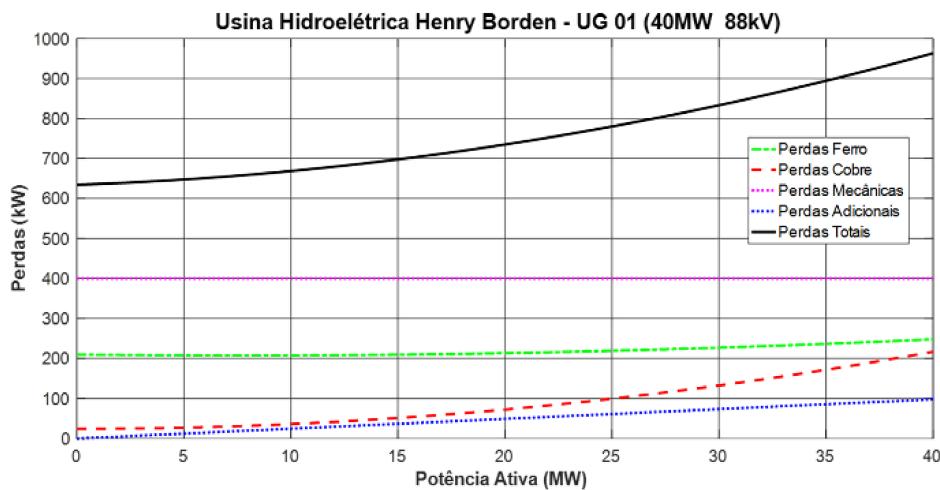
Em condições normais de operação, o acréscimo de geração tanto ativa como reativa, não produz efeitos significativos nas perdas rotacionais. Portanto as perdas rotacionais podem ser representadas por uma constante independentemente do ponto de operação do gerador.

4.5 – Representações das Perdas nos Pontos de Operação dos Geradores

As representações das perdas nos pontos de operação dos geradores podem ser feitas através de duas curvas em função das perdas: - Uma da geração de potência ativa; - e outra da geração de potência reativa. O ponto comum entre essas duas curvas é o ponto de operação (0,0) da curva de capacidade, onde o gerador não gera potência ativa ou reativa.

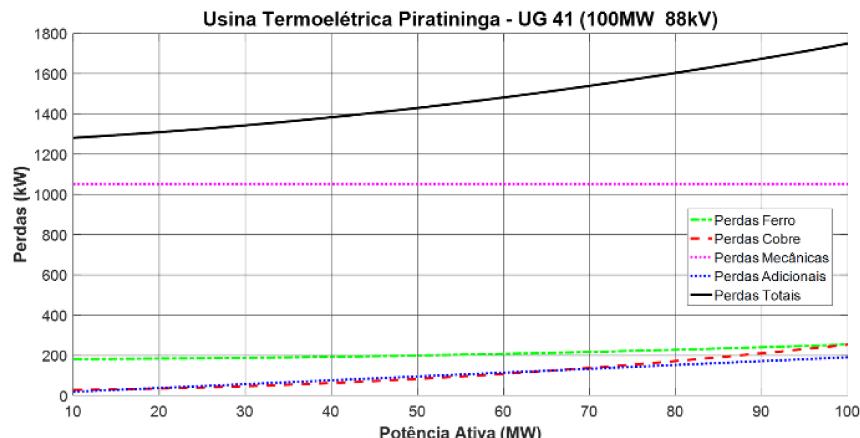
A simulação foi realizada no programa *MATLAB* com os valores originais das perdas. Nas Figuras 4.2 e 4.3 podem ser observadas as perdas em função da variação da geração de potência ativa da unidade geradora n° 1 da UHE Henry Borden e da unidade geradora n° 41 da UTE Piratininga, respectivamente.

Figura 4.2 – Perdas da UG 01 de UHB em função da geração de potência ativa.



Fonte: Autoria própria

Figura 4.3 – Perdas da UG 41 de UTP em função da geração de potência ativa.



Fonte: Autoria própria

As perdas totais das unidades geradoras em função da geração de potência ativa são determinadas pelas equações 4.5 e 4.6.

$$Perdas_{P(UHB-UG1)} = 0,1227 \cdot P^2 + 2,4467 \cdot P + 634,05 \quad (4.5)$$

$$Perdas_{P(UTP-UG41)} = 0,030 \cdot P^2 + 1,905 \cdot P + 1258,6 \quad (4.6)$$

Onde:

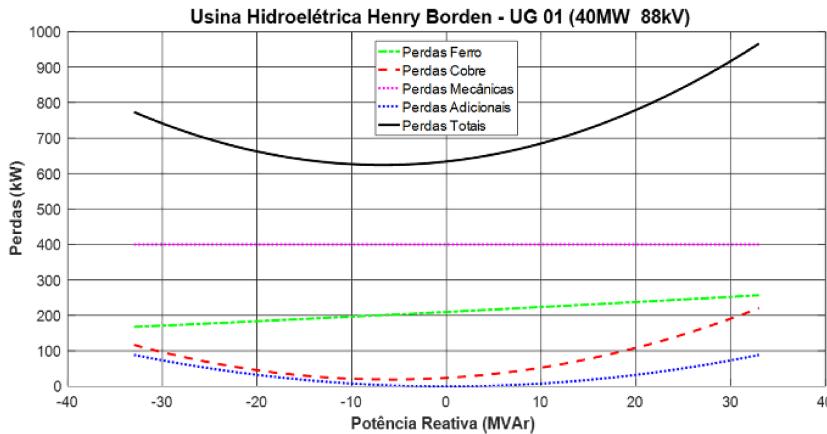
$Perdas_{P(UHB-UG1)}$ são as perdas no ponto de operação da UG 1 da UHB [kW];

$Perdas_{P(UTP-UG41)}$ são as perdas no ponto de operação da UG 41 da UTP [kW];

P representa o valor da Potência Ativa no ponto de operação [MW].

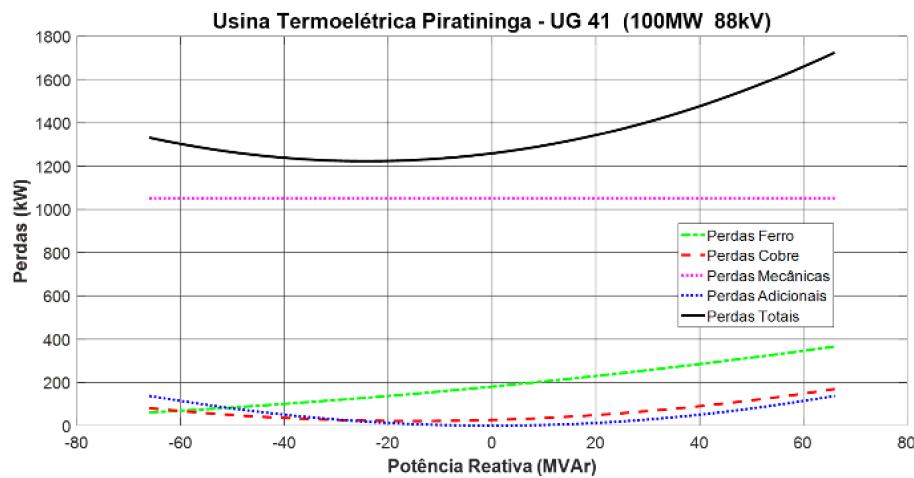
As Figuras 4.4 e 4.5 mostram respectivamente as perdas em função da variação da geração de potência reativa das unidades geradoras nº 1 da UHB e nº 41 da UTE Piratininga.

Figura 4.4 – Perdas da UG 01 de UHB em função da geração de potência reativa.



Fonte: Autoria própria

Figura 4.5– Perdas da UG 41 de UTP em função da geração de potência reativa.



Fonte: Autoria própria

As perdas totais das unidades geradoras em função da geração de potência reativa são determinadas pelas equações 4.7 e 4.8.

$$Perdas_{Q(UHB-UG1)} = 0,1839 \cdot Q^2 + 1,9958 \cdot Q + 634,05 \quad (4.7)$$

$$Perdas_{Q(UTP-UG41)} = 0,0618 \cdot Q^2 + 2,9822 \cdot Q + 1258,6 \quad (4.8)$$

Onde:

Q representa o valor da Potência Reativa (MVA r) no ponto de operação.

$Perdas_{Q(UHB-UG1)}$ são as perdas no ponto de operação da UG 1 da UHB [kW];

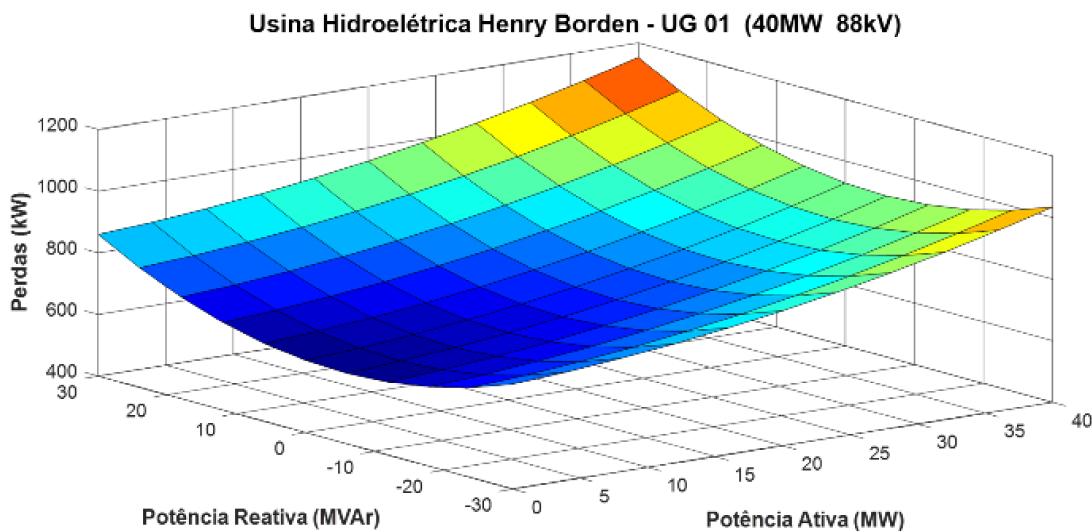
$Perdas_{Q(UTP-UG41)}$ são as perdas no ponto de operação da UG 41 da UTP [kW];

P representa o valor da Potência Ativa no ponto de operação [MVAr].

A representação das perdas quando da geração simultânea de potência ativa

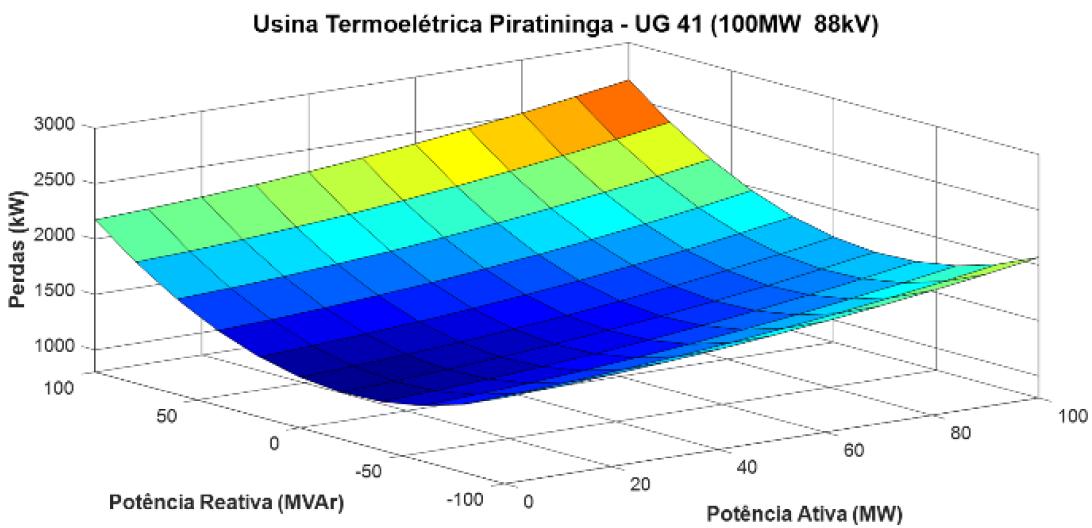
e reativa pode ser feita a partir de uma curva tridimensional que apresente seus valores de perdas para qualquer ponto de operação do gerador. Como pode ser observado na Figura 4.6 para a UG 01 de UHB e na Figura 4.7 para a UG 41 da UTP.

Figura 4.6 - Perdas na UG nº1 - UHB em função da geração de P e Q .



Fonte: Autoria própria

Figura 4.7 - Perdas na UG nº 41 - UTP em função da geração de P e Q .



Fonte: Autoria própria

As equações que representam as perdas em função da geração de potência ativa e reativa podem ser expressas por:

$$P_{(UG1)} = 0,123 \cdot P^2 + 2,447 \cdot P + 0,184 \cdot Q^2 + 1,996 \cdot Q + 634,05 \quad (4.9)$$

$$P_{(UG41)} = 0,003 \cdot P^2 + 1,905 \cdot P + 0,062 \cdot Q^2 + 2,982 \cdot Q + 1258,6 \quad (4.10)$$

Onde P e Q representam o valor da Potência Ativa (MW) e Potência Reativa (MVAr) no ponto de Operação.

4.6 - Análise do Consumo de Combustível ou Vazão Turbinada para a Geração de Potência Ativa e Reativa

Para obter o valor do consumo de combustível (usina termoelétrica) ou vazão turbinada (usina hidroelétrica) em determinado ponto de operação da unidade geradora é necessário fazer uma análise do rendimento e das perdas do seu conjunto completo: turbina, gerador síncrono e transformador. Esse valor pode ser expresso em função da geração da potência ativa e da potência reativa.

Na geração de potência ativa o consumo de combustível ou vazão turbinada deve ser suficiente para atender a energia ativa que a unidade geradora fornece ao sistema e também para suprir as perdas ocorridas no transformador e no gerador síncrono, levando em conta a eficiência da turbina no ponto de operação.

Para a geração de potência reativa o acréscimo de consumo de combustível, ou vazão turbinada, está relacionado com o aumento das perdas adicionais ocorridas no transformador e no gerador síncrono, perdas decorrentes da variação das correntes de campo e de armadura do gerador e da eficiência do novo ponto de operação da unidade geradora.

Como exemplo de aplicação foi verificada a vazão turbinada na unidade geradora nº1 da UHE Henry Borden e o consumo de gás na unidade geradora nº41 da UTE Piratininga durante o processo de geração de potência ativa e reativa.

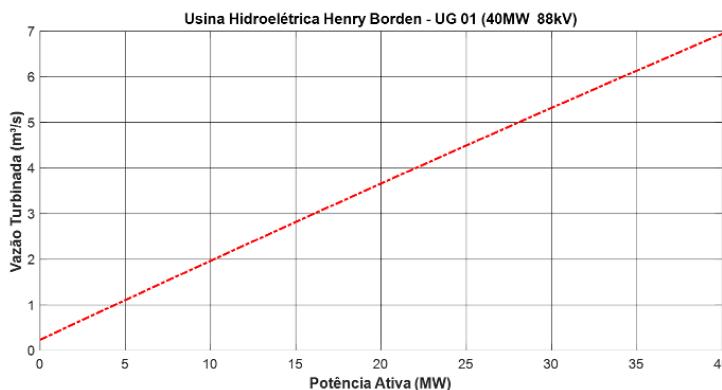
A Tabela 4.1 mostra a variação da vazão turbinada e do consumo de combustível para a geração de potência ativa.

Tabela 4.1 – Variação da vazão turbinada e do consumo de combustível.

<i>Variação da Vazão Turbinada / Consumo de Gás</i>			
<i>UHB – UG 01</i>		<i>UTP – UG 41</i>	
<i>Potência Ativa (MW)</i>	<i>Vazão Turbinada (m³/s)</i>	<i>Potência Ativa (MW)</i>	<i>Vazão Gás (kg³/s)</i>
0		10	2,199
5	1,187	20	2,755
10	1,976	30	3,233
15	2,831	40	3,668
20	3,682	50	4,136
25	4,424	60	4,575
30	5,281	70	5,034
35	6,071	80	5,513
37	6,490	90	5,989
40	7,094	100	6,525

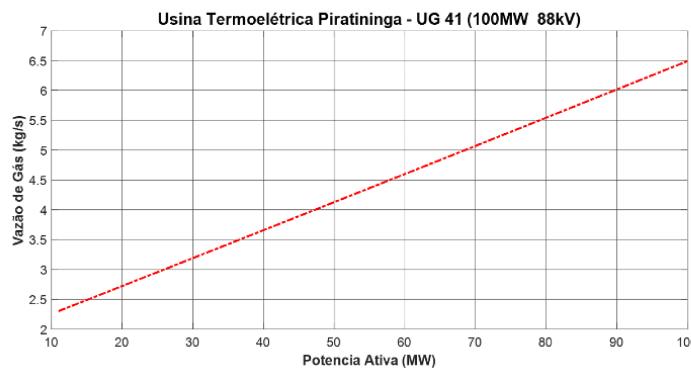
As Figuras 4.8 e 4.9 mostram os gráficos dos valores da vazão turbinada e do consumo de combustível pela potência ativa gerada.

Figura 4.8 - Vazão turbinada da UG nº 1 da UHB para a geração de potência ativa.



Fonte: Autoria própria

Figura 4.9 - Vazão de gás da UG 41 da UTP para a geração de potência ativa.



Fonte: Autoria própria

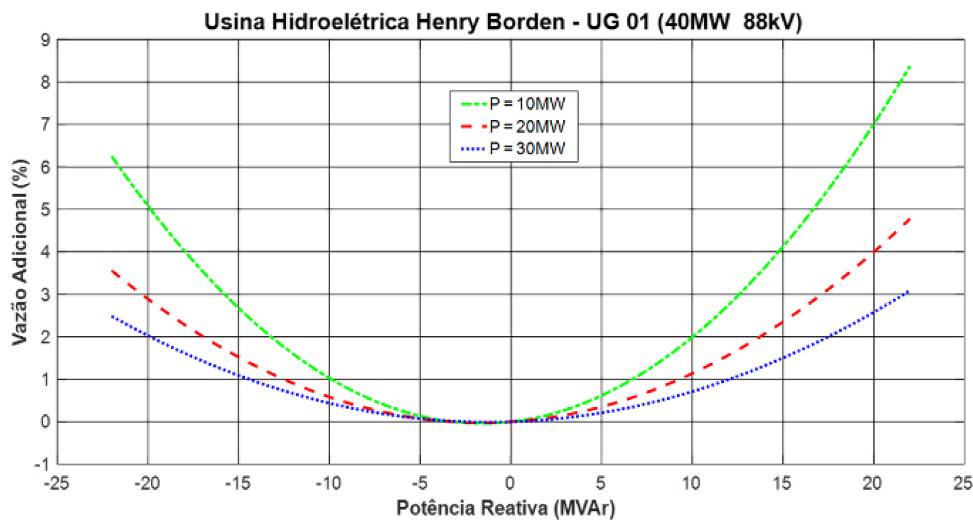
A Tabela 4.2 mostra a vazão turbinada na unidade geradora nº 1 da UHE Henry Borden, para a geração de potência reativa com geração simultânea de potência ativa nos patamares de 10 MW, 20 MW e 30 MW.

Tabela 4.2 – Vazão turbinada para a geração de potência reativa UG 01 – UHB

Q MVAr	Usina Hidroelétrica Henry Borden – UG 01					
	P (10MW)		P (20MW)		P (30MW)	
	Vazão m³/s	Vazão adicional m³/s e (%)	Vazão m³/s	Vazão adicional m³/s e (%)	Vazão m³/s	Vazão adicional m³/s e (%)
-20	2,128	0,103 (5,08%)	3,807	0,107 (2,89%)	5,621	0,112 (2,03%)
-15	2,080	0,054 (2,28%)	3,757	0,057 (1,53%)	5,568	0,059 (1,07%)
-10	2,046	0,021 (1,03%)	3,722	0,022 (0,59%)	5,531	0,022 (0,41%)
-5	2,028	0,002 (0,14%)	3,703	0,003 (0,08%)	5,512	0,003 (0,05%)
0	2,026	0,000 (0,00%)	3,700	0,000 (0,00%)	5,509	0,000 (0,00%)
5	2,038	0,012 (0,61%)	3,713	0,013 (0,35%)	5,522	0,013 (0,25%)
10	2,066	0,040 (1,98%)	3,742	0,042 (1,13%)	5,553	0,044 (0,80%)
15	2,109	0,083 (4,11%)	3,787	0,087 (2,35%)	5,600	0,091 (1,66%)
20	2,167	0,142 (7,01%)	3,848	0,148 (4,00%)	5,651	0,142 (2,58%)

O gráfico da Figura 4.10 apresenta as curvas de aumento percentual da vazão turbinada com a geração de potência reativa (indutiva ou capacitativa). Para cada valor de geração de potência ativa tem um ponto diferente na eficiência da turbina, que faz surgir uma nova curva.

Figura 4.10 - Vazão turbinada da UG 01-UHB para a geração de potência reativa.



Fonte: Autoria própria

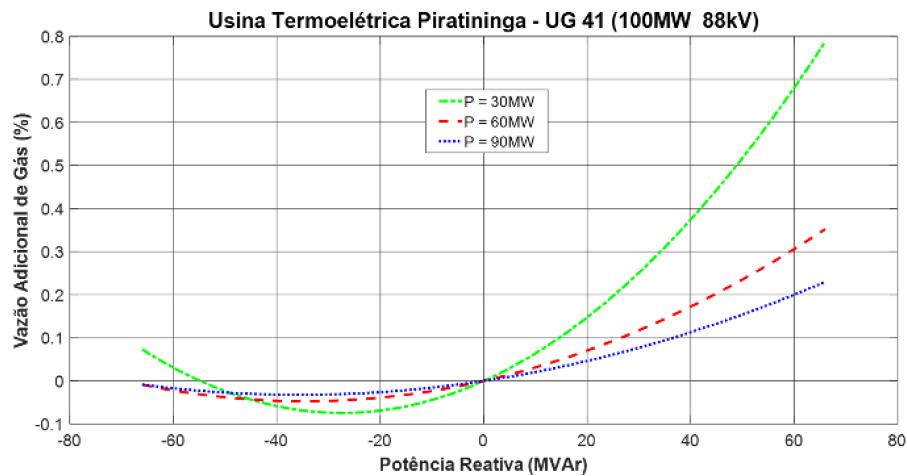
A Tabela 4.3 mostra o consumo de gás na unidade geradora nº 41 da UTE Piratininga, para a geração de potência reativa com geração simultânea de potência ativa nos patamares de 30 MW, 60 MW e 90 MW.

Tabela 4.3 – Consumo de gás para a geração de potência reativa UG41 – UTP

Usina Termoelétrica Piratininga – UG 41						
	<i>P</i> (30MW)		<i>P</i> (60MW)		<i>P</i> (90MW)	
<i>Q MVAr</i>	Vazão	Vazão adicional	Vazão	Vazão adicional	Vazão	Vazão adicional
	kg/s	kg/s e (%)	kg/s	kg/s e (%)	kg/s	kg/s e (%)
-60	3,234	0,001 (0,031)	4,574	-0,001 (-0,022)	5,988	-0,001 (-0,017)
-40	3,231	-0,002 (-0,062)	4,573	-0,002 (-0,044)	5,987	-0,002 (-0,034)
-20	3,231	-0,002 (-0,062)	4,573	-0,002 (-0,044)	5,988	-0,001 (-0,017)
0	3,233	0,000 (0,000)	4,575	0,000 (0,000)	5,989	0,000 (0,000)
20	3,238	0,005 (0,155)	4,578	0,003 (0,065)	5,992	0,003 (0,050)
40	3,246	0,013 (0,402)	4,583	0,008 (0,175)	5,996	0,007 (0,117)
60	3,255	0,023 (0,680)	4,589	0,014 (0,306)	6,001	0,012 (0,200)

O gráfico da Figura 4.11 apresenta as curvas de aumento percentual da vazão turbinada com a geração de potência reativa (indutiva ou capacitativa). Para cada valor de geração de potência ativa tem um ponto diferente na eficiência da turbina, que faz surgir uma nova curva.

Figura 4.11 - Vazão adicional da UG 41-UTP para a geração de potência reativa



Fonte: Autoria própria

As variações percentuais das curvas obtidas nos gráficos das Figuras 4.10 e 4.11 são decorrentes da eficiência das turbinas em cada ponto de operação.

A produção de energia ativa e reativa pelas unidades geradoras implica no aumento da vazão turbinada e do consumo de combustível. A necessidade de geração de energia reativa traz benefícios para o sistema elétrico, porém a sua produção introduz perdas adicionais na unidade geradora diminuindo sua eficiência e aumentando seu custo de produção, que deve ser levado em consideração em cálculos de resarcimento.

A cuidadosa determinação das perdas e do consumo de combustível permite estabelecer parâmetros de comparação para a tomada de decisões sobre a divisão mais adequada de carga entre os geradores de uma mesma usina.

No próximo capítulo serão analisadas as condições operativas e a remuneração da geração de energia reativa pelos geradores síncronos no Sistema Elétrico Brasileiro.

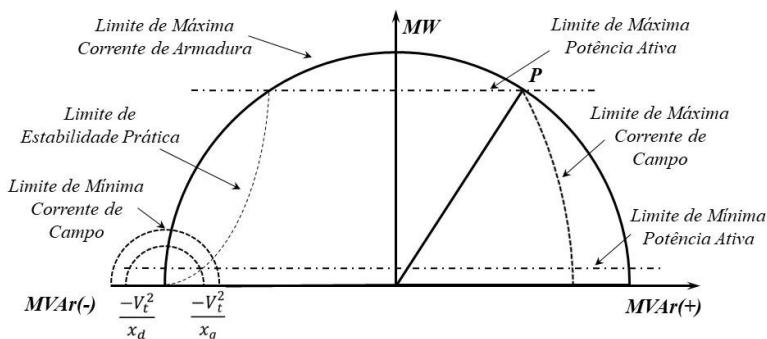
Geração de Potência Reativa pelos Geradores Síncronos

Os geradores síncronos podem operar na condição de gerador, fornecendo potência ativa e reativa para o sistema elétrico ou, na condição de compensador síncrono, absorvendo potência ativa para vencer a sua inércia e fornecendo potência reativa para o sistema elétrico.

a) Operação na Condição de Gerador Síncrono.

A geração de potência ativa e reativa pelos geradores síncronos requer que sejam respeitados os seus limites operativos sem causar sobrecargas ou perda de estabilidade com o sistema elétrico. A curva de capacidade, Figura 5.1, delimita os valores máximos e mínimos de potência ativa e reativa fazendo com que o gerador opere em condição segura dentro dos limites de máxima e mínima corrente de campo, limites de máxima corrente de armadura e de estabilidade prática.

Figura 5.1 - Curva de capacidade de um gerador síncrono de polos salientes.

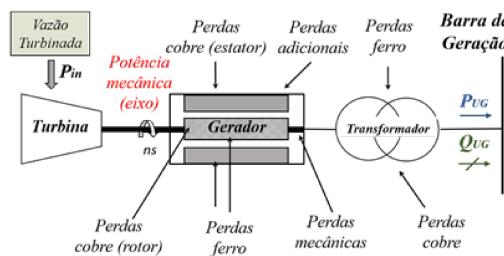


Fonte: Autoria própria

O ponto P é definido como o ponto de operação nominal. Nesse ponto tem o máximo de geração de potência reativa sem limitar a geração de potência ativa. A partir desse ponto, o aumento na geração de potência reativa começa a limitar a geração de potência ativa.

O Diagrama esquemático das perdas da unidade geradora composta por: turbina, gerador síncrono e transformador, é mostado na Figura 5.2.

Figura 5.2 - Diagrama representativo da geração de P e Q.

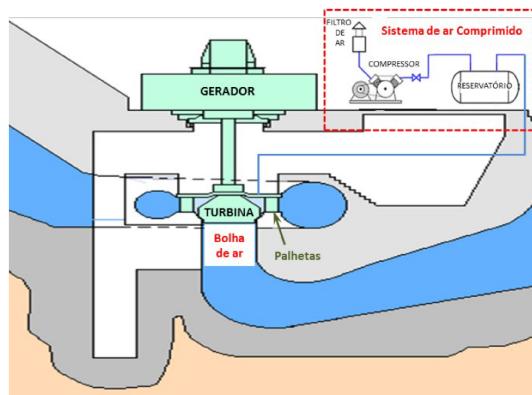


Fonte: Autoria própria

b) *Operação na Condição de Compensador Síncrono.*

Na operação das unidades geradoras hidroelétricas como compensador síncrono o gerador funciona como motor síncrono, absorvendo energia para manter a rotação do conjunto gerador e turbina. Ou seja, a turbina que normalmente aciona o gerador, agora é arrastada por ele. Nesta situação, o fluxo de água que atravessa a turbina é cortado, já que ela é arrastada pelo gerador e, para que o consumo de energia externa por este seja o mínimo, o rotor da turbina que normalmente funciona imerso em água (afogada), opera confinado num “bolsão de ar”. A formação do bolsão é feita através de injeção de ar comprimido fazendo o rebaixamento do nível da água do recinto do rotor, localizado entre a tampa da turbina e o início do tubo de sucção. Desta forma, a energia consumida pela parte interna da turbina, corresponde apenas ao trabalho de atrito e ventilação realizados pelas pás do rotor, cubo, coroa externa e seus anéis de desgaste, que no balanço final de energia é dissipado na forma de calor. A Figura 5.3 mostra o esquema de formação da bolha de ar da UEP - Usina Elevatória de Pedreira quando da sua operação como compensador síncrono.

Figura 5.3 - Bolha de ar da Usina Elevatória de Pedreira (Turbina Francis).



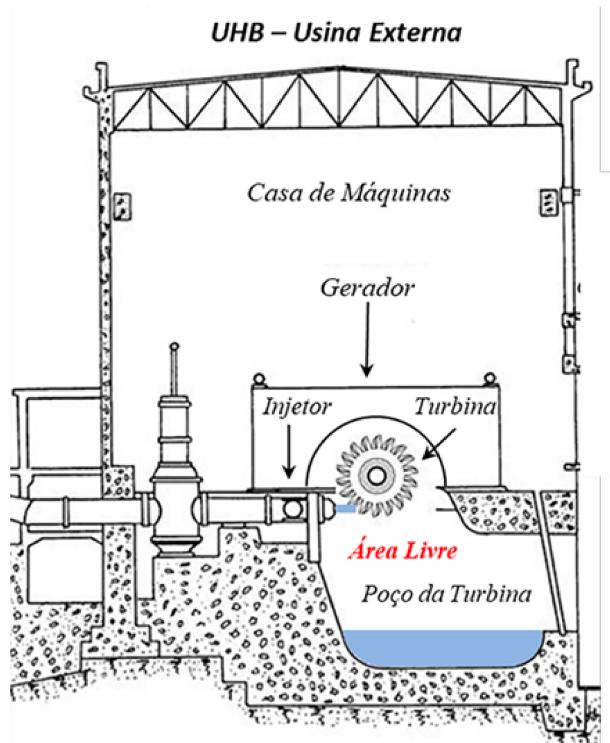
Fonte: Manual de Técnico de Operação da UEP

Os geradores síncronos acoplados em turbinas tipo Pelton, não necessitam da formação do “bolsão de ar”, pois não operam com as turbinas imersas na água (afogadas). Para a conversão de gerador para compensador basta fechar as agulhas dos injetores da turbina.

A turbina Pelton é constituída basicamente por um rotor que possui conchas (pás duplas) igualmente espaçadas pela sua periferia, formando a roda da turbina. É classificada como uma turbina de ação, pois o torque mecânico da turbina é gerado pela ação de um jato livre sobre a dupla concha do rotor. A água, após bater nas pás da turbina é recolhida para um canal de fuga.

A Figura 5.4 mostra a operação da turbina tipo Pelton da *UHB - Usina Hidroelétrica Henry Borden*. A água após seu impacto na turbina cai numa área livre denominada “*poço da turbina*” fazendo com que a turbina sempre trabalhe desafogada.

Figura 5.4 - Turbina Pelton Usina Henry Borden (Externa 88 kV).



Fonte: Manual Técnico de Operação de UHB

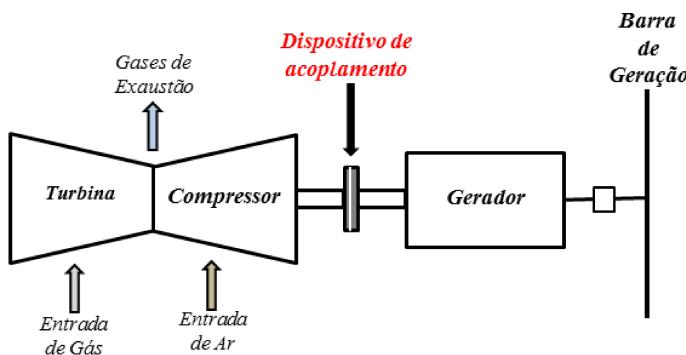
Outra opção de operação como compensador síncrono seria a passagem de água pela turbina suficiente para manter a inércia do conjunto gerador/turbina, mantendo sua velocidade síncrona e o seu sincronismo com o sistema. Nessa situação a potência mecânica do eixo seria suficiente apenas para compensar as perdas mecânicas (atrito e ventilação) mais as perdas na máquina síncrona,

decorrentes da geração de potência reativa, sem geração de potência ativa.

Essa operação não é usual, pois o seu controle requer que os reguladores hidráulicos de velocidade estejam muito bem ajustados, além do mais, a turbina iria trabalhar numa área de potência mínima, o que pode provocar cavitação e o seu rendimento seria ínfimo.

As unidades geradoras térmicas, em sua grande maioria, para efetuar a conversão de gerador para compensador síncrono e vice-versa, requerem grandes tempos de parada, necessários para efetuar o acoplamento do gerador em relação ao conjunto motriz (turbina-redutor, turbina ou motor, conforme o caso), tornando mais oneroso o provimento de suporte de reativos por compensação síncrona nestes casos, quando comparados às unidades geradoras hidráulicas. Existem atualmente, no Sistema Elétrico Brasileiro, poucas unidades que dispõem de equipamentos especiais para acoplamento entre o equipamento motriz e o gerador, que torna essa conversão tecnicamente mais facilitada possibilitando também operação como compensador síncrono, como é o caso da Usina Termoelétrica Camaçari (ONS, 2015). A Figura 5.5 mostra o esquema operacional do dispositivo de acoplamento nas unidades geradoras térmicas.

Figura 5.5. Esquema operacional do dispositivo de acoplamento.



Fonte: Autoria própria

5.1 – Custos Adicionais para a Operação como Compensador Síncrono

Os custos adicionais para operação como compensador síncrono decorrem da própria condição operativa da unidade geradora que podem ser classificados como:

5.1.1 – Custo decorrente do consumo de energia

Correspondente ao consumo de energia de alimentação do compensador síncrono, do sistema de excitação da unidade, dos compressores de ar de rebaixamento e das perdas nos transformadores elevadores (ONS, 2015).

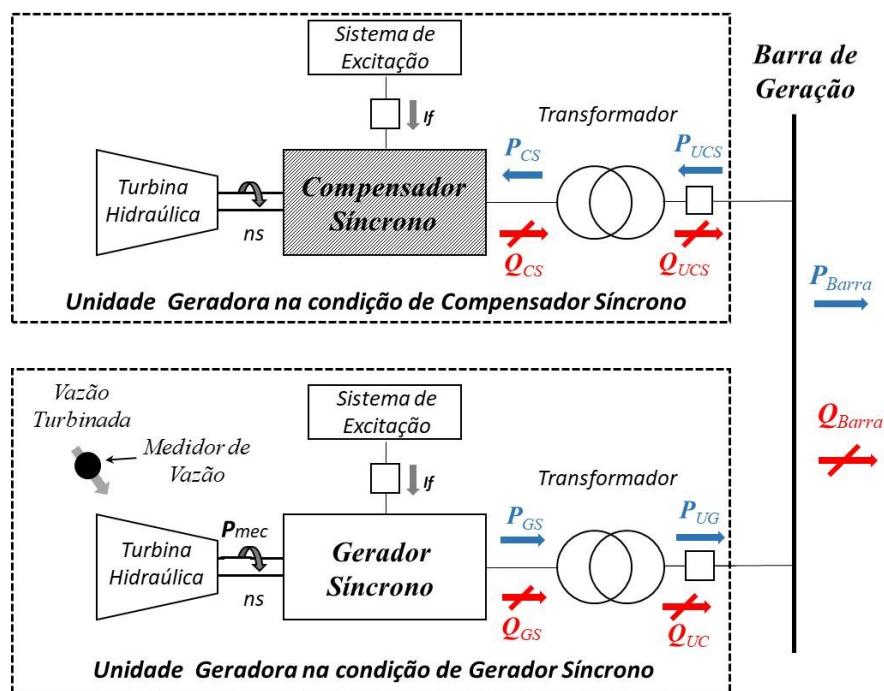
5.1.2.- Custos adicionais de operação e manutenção

Os custos adicionais correspondem ao consumo de energia e aos custos adicionais de manutenção do sistema auxiliar necessário para esta situação operativa, tais como: sistema de ar de rebaixamento e de excitação (ONS, 2015).

Na operação dos geradores síncronos como compensadores síncronos haverá sempre um consumo adicional de potência ativa do sistema. Nas usinas em que existam unidades geradoras operando como gerador e como compensador síncrono, a potência ativa entregue por estas unidades geradoras ao sistema (barra de geração) será menor do que a produzida pelos demais geradores.

A Figura 5.6 mostra o esquema de duas unidades geradoras operando uma como gerador e outra como compensador síncrono. Parte da potência ativa produzida pela unidade geradora P_{UG} na condição de “gerador síncrono” é absorvida pela unidade geradora que está na condição de “compensador síncrono” P_{UCS} sendo que a potência ativa P_{Barra} entregue para o sistema através da “Barra de Geração” é a diferença entre elas e o seu valor pode ser expresso pelas equações de 5.1 a 5.4. A potência reativa entregue para o sistema elétrico será a somatória das potências reativas geradas pelo gerador síncrono e pelo compensador síncrono, conforme as equações 5.5 a 5.8.

Figura 5.6 - Unidades geradoras na condição de Compensador Síncrono.



Fonte: Autoria própria

$$P_{Barra} = P_{UG} - P_{UCS} \quad (5.1)$$

$$P_{UG} = P_{GS} - \Delta p_{Trafo(UG)} \quad (5.2)$$

$$P_{CS} = P_{UCS} - \Delta p_{Trafo(UCS)} \quad (5.3)$$

$$P_{Barra} = P_{GS} - P_{CS} - \Delta p_{Trafo(UG)} - \Delta p_{Trafo(UCS)} \quad (5.4)$$

$$Q_{Barra} = Q_{UG} + Q_{UCS} \quad (5.5)$$

$$Q_{UG} = Q_{GS} - \Delta q_{Trafo(UG)} \quad (5.6)$$

$$Q_{UCS} = Q_{CS} - \Delta q_{Trafo(UCS)} \quad (5.7)$$

$$Q_{Barra} = Q_{GS} + Q_{CS} - \Delta q_{Trafo(UG)} - \Delta q_{Trafo(UCS)} \quad (5.8)$$

Onde:

P_{GS} - Potência ativa produzida pelo gerador síncrono;

Q_{GS} - Potência reativa produzida pelo gerador síncrono;

P_{UG} - Potência ativa produzida pela unidade geradora;

Q_{UG} - Potência reativa produzida pela unidade geradora;

P_{CS} - Potência ativa absorvida pelo compensador síncrono;

Q_{CS} - Potência reativa produzida pelo compensador síncrono;

P_{UCS} - Potência ativa absorvida pela unidade compensadora síncrona;

Q_{UCS} - Potência reativa fornecida pela unidade compensadora síncrona;

P_{Barra} - Potência ativa fornecida na barra de geração;

Q_{Barra} - Potência reativa fornecida na barra de geração;

$\Delta p_{Trafo(UG)}$ – Perdas no transformador da unidade geradora;

$\Delta p_{Trafo(UCS)}$ – Perdas no transformador da unidade síncrona;

$\Delta q_{Trafo(UG)}$ – Consumo de reativo no transformador da unidade geradora;

$\Delta p_{Trafo(UCS)}$ – Consumo de reativo no transformador da unidade síncrona.

5.2 – Remuneração da Energia reativa no Sistema Elétrico Brasileiro

O Sistema Elétrico Brasileiro tem dimensões continentais e o seu perfil de carga varia em patamares de carga leve, média e pesada, havendo necessidade de controle do seu perfil de tensão.

A geração de energia reativa pelos geradores síncronos não é remunerada quando da sua simultaneidade com a geração de energia ativa, sendo remunerada apenas a produção de energia ativa. O gasto extra decorrente da geração de energia reativa fica por conta dos agentes de geração (ONS, 2015).

Devido às suas características elétricas, a condição de geração de energia reativa, para controle do perfil de tensão, acontece com frequência durante o período de carga leve para usinas localizadas longe dos centros de carga e nos períodos de

carga média e pesada para usinas localizadas próximas aos centros de carga.

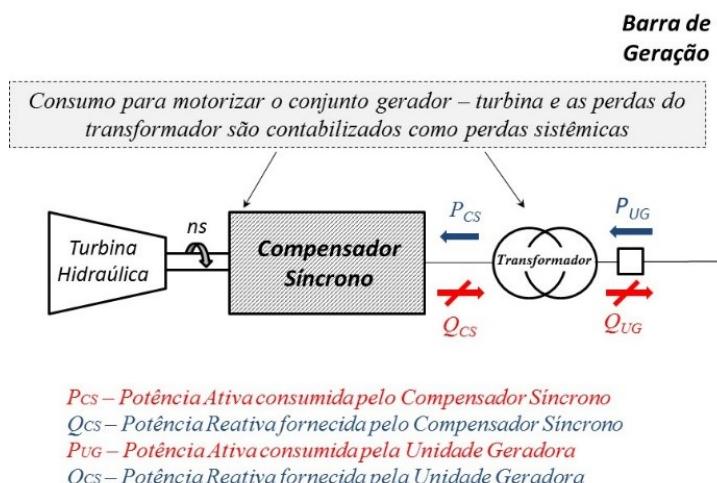
Algumas usinas hidroelétricas localizadas em pontos estratégicos do sistema, em determinados períodos de carga, possuem unidades geradoras que ficam ociosas não gerando energia ativa. Para diminuir o impacto da operação liga e desliga dessas unidades geradoras, que pode provocar a diminuição de sua vida útil e também para ajudar o controle de tensão do sistema elétrico, elas são operadas como compensadores síncronos. A comercialização da energia reativa é feita através do CPSA – *Contrato de Prestação de Serviços Anciliares*, celebrado entre a ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica e os agentes de geração, onde o ressarcimento ocorre nas unidades geradoras que geram apenas energia reativa (ONS, 2015).

Nessa situação os custos adicionais referentes à manutenção e a operação incorridos para a geração de energia reativa, com base em levantamentos efetuados pela ANEEL junto aos agentes provedores desse tipo de serviço, são da ordem de 5,94% do valor da tarifa de geração de energia ativa (ONS, 2015). Esse é o valor de contrato do *MVAr.h*, que é pago pelo Sistema Elétrico Brasileiro e o seu custo é repartido por todos os agentes de geração, transmissão e distribuição.

O consumo de energia ativa para motorizar e manter o gerador sincronizado e as perdas e o consumo interno do transformador de acoplamento são contabilizados para o sistema elétrico como perdas sistêmicas (ONS, 2015).

A Figura 5.7 mostra o esquema de ressarcimento dos custos das perdas nas unidades geradoras operando como compensador síncrono no contrato CPSA

Figura 5.7 - Compensador síncrono contabilização das perdas e do consumo.



Fonte: Autoria própria

5.3 – Análise da Vazão Turbinada Para o Provimento de Potência Reativa

A geração de potência reativa nas unidades geradoras requer um incremento de potência mecânica no eixo do gerador para compensar as perdas adicionais, no gerador e no transformador, que implica no aumento da sua vazão turbinada. Se a unidade geradora estiver operando como compensador síncrono, absorvendo potência ativa do sistema elétrico para a sua motorização, para suprir as suas perdas adicionais, estas deverão ser compensadas com aumento de vazão das demais unidades geradoras que estiverem gerando potência ativa para o sistema.

Para análise foram selecionadas duas usinas hidroelétricas quem têm o CPSA na modalidade de suporte de provimento de energia reativa e que possuem características bem diferentes. A primeira é a *UHE - Usina Hidroelétrica Henry Borden* que está localizada na Cidade de Cubatão no Estado de São Paulo, próxima a um grande centro consumidor (Região Metropolitana da Cidade de São Paulo). Possui 14 unidades geradoras com turbinas tipo Pelton com queda nominal de 720 m e potência instalada de 889 MW.

A *UHE Henry Borden* é composta por duas seções:

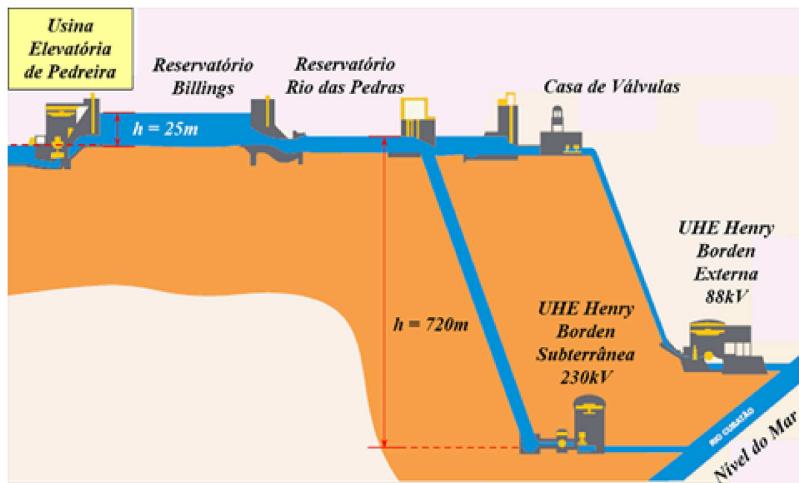
- Seção Externa: A usina externa possui sete unidades geradoras (# 1, 2, 3, 4, 5, 6 e 7) totalizando 404 MW conectada ao sistema na tensão elétrica de 88 kV.
- Seção Subterrânea: A usina subterrânea possui sete unidades geradoras (# 8, 11, 12, 13, 14, 15 e 16) totalizando 485 MW conectada ao sistema na tensão elétrica de 230 kV.

Todas as suas unidades geradoras podem operar como compensador síncrono. Devido a sua localização e as características elétricas do sistema, normalmente no período de carga média (das 07h00min às 17h00min) e no período de carga pesada (das 18h00min às 23h00min) as suas unidades geradoras geram potência reativa com a corrente elétrica atrasada em relação à tensão elétrica “geram reativo”.

A segunda é a *UEP - Usina Elevatória de Pedreira*, localizada na Cidade de São Paulo no Estado de São Paulo. Possui 8 unidades de bombeamento dotadas de rotor tipo Francis, movidas por motores síncronos de 6,6 kV. Tem a função de bombear as águas do Canal Pinheiros para o Reservatório Billings. Sua capacidade atual de bombeamento é de 395 m³/s, elevando as águas em cerca de 25 m. Do Reservatório Billings as águas são encaminhadas por gravidade para a Usina Hidroelétrica Henry Borden na seção externa (88 kV) e subterrânea (230 kV) com alta eficiência energética sendo que 1 m³/s turbinado gera 5,654 MW.

A Figura 5.8 representa o esquema de aproveitamento hidro energético da Usina Hidroelétrica Henry Borden externa e subterrânea.

Figura 5.8.- Esquema de aproveitamento hidro energético da UHE Henry Borden.



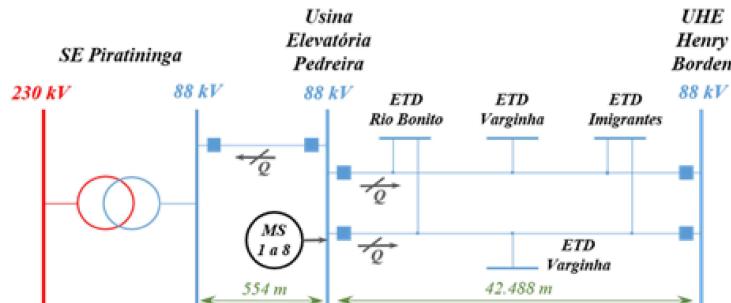
Fonte: Manual Técnico de Operação de UHB

A resolução conjunta SMA/SES 03/92, atualizada pela Resolução SEE-SMA-SRHSO-I, de 13/03/96, da Secretaria do Meio Ambiente da Cidade de São Paulo, regulamenta que as águas do Canal Pinheiros, em virtude da poluição, não podem mais ser bombeadas continuamente para o Reservatório Billings, esse bombeamento é feito somente quando as vazões provocadas pelas chuvas elevam o nível das águas dos rios Pinheiros e Tietê, podendo provocar enchentes na região. Estas resoluções limitam a utilização da Usina Elevatória de Pedreira.

As suas unidades de bombeamento da Usina Elevatória de Pedreira ficam ociosas na maior parte do tempo, podendo operar como compensadores síncronos, absorvendo ou fornecendo potência reativa, quando houver necessidade de controlar os níveis de tensão do sistema elétrico.

Devido à sua localização e as características elétricas do sistema, a UHE Henry Borden ajuda a ajustar a tensão na região e aliviar a transformação de 88 kV/230 kV da Subestação Piratininga, conforme esquema da Figura 5.9.

Figura 5.9. Diagrama de conexão elétrica da Usina Elevatória de Pedreira.



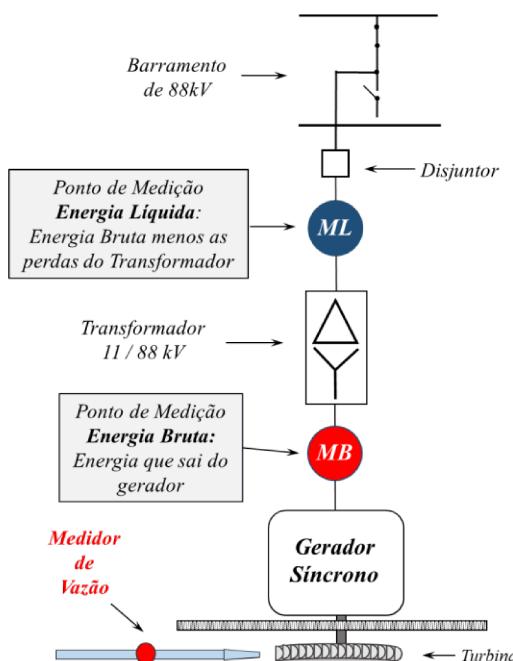
Fonte: Autoria própria

5.3.1 – UHE Henry Borden

Para a análise foi considerada a sua operação como gerador e como compensador síncrono. O despacho de geração de potência ativa foi de 150 MW nos setores de 88 kV e de 230 kV. A variação de geração de potência reativa foi feita em valores que normalmente são despachados nos patamares de carga média e pesada.

A Figura 5.10 mostra o esquema de medição da energia gerada e da vazão turbinada da unidade geradora de UHE Henry Borden. A energia ativa e reativa produzida pelo gerador síncrono é registrada na medição bruta e a energia disponibilizada para o sistema elétrico é registrada na medição líquida, descontada da energia gerada mais as perdas no transformador. A vazão turbinada é proporcional a energia gerada, variando conforme a curva da eficiência da turbina e é medida através de um medidor ultrassônico instalado no conduto forçado, com erro de leitura inferior a 1%.

Figura 5.10. Esquema de medição da UHE Henry Borden.



Fonte: Manual Técnico de Operação de UHB

A potência instalada na UHE Henry Borden é de 889 MW, porém devido a questões ambientais em seu reservatório, a sua energia garantida é de 127 MW.h (médios). Para a análise na condição operativa “Compensador Síncrono”, foi considerada a operação em seis unidades geradoras como compensador síncrono e uma unidade geradora como gerador, tanto nos setores de 88 kV quanto no de 230 kV.

A Tabela 5.1 mostra os valores da vazão turbinada e sua variação na UHE Henry Borden – 88 kV.

Tabela 5.1 – Vazão turbinada na UHE Henry Borden 88 kV

(condição operativa: Gerador Síncrono)				
Potência Reativa (Q)	Vazão Turbinada q (m^3/s)	Δq (m^3/s)	%	$(m^3/s)/Q$ ($m^3/s/MVar^*$)
40 MVar	27,001	0,105	0,39	0,0026
80 MVar	27,220	0,324	1,21	0,0041
120 MVar	27,574	0,676	2,52	0,0056
160 MVar	28,500	1,605	5,97	0,0100
180 MVar	28,844	1,957	7,25	0,0107
200 MVar	29,187	2,291	8,52	0,0115
<i>Geração de Potência Ativa = 150 MW</i>				
<i>Vazão turbinada Q=0 → Vazão (q)= 26,896 m³/s</i>				
<i>* Vazão turbinada (q) para geração de 1 MVA</i>				

UHB – 88 kV (condição operativa: Compensador Síncrono)				
Potência Reativa (Q)	Vazão Turbinada q (m^3/s)	Δq (m^3/s)	%	$(m^3/s)/Q$ ($m^3/s/MVar^*$)
60 MVA	1,415	0,405	40,14	0,0235
80 MVA	1,420	0,410	40,64	0,0178
100 MVA	1,440	0,430	42,62	0,0144
120 MVA	1,475	0,465	46,08	0,0123
140 MVA	1,499	0,489	48,46	0,0107
160 MVA	1,527	0,517	51,23	0,0095

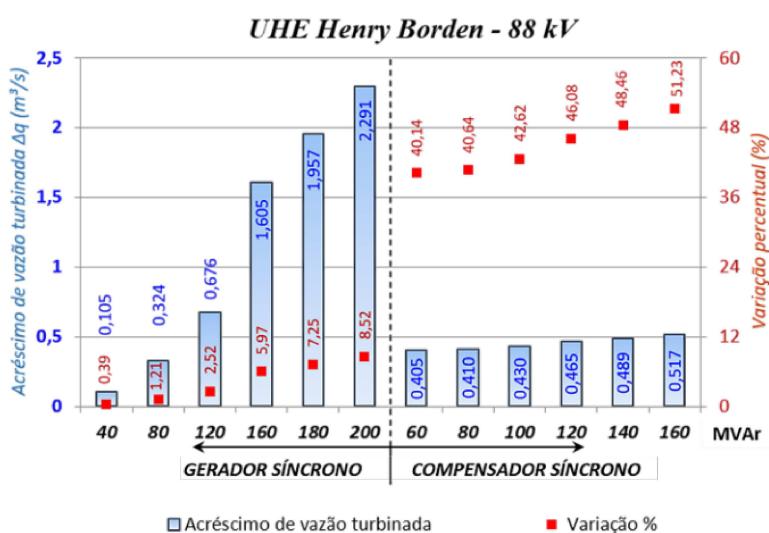
Aumento da vazão turbinada para manter a inércia das unidades na condição de compensador síncrono = 1,010 m³/s

** Vazão turbinada (q) para geração de 1 MVA*

Para manter a inércia das unidades geradoras que estavam operando como compensador síncrono foi necessário o acréscimo de 1,010 m³/s, nas unidades geradoras que estavam operando na condição de gerador síncrono o que equivale ao aumento de geração de 5,7MW.

A Figura 5.11 mostra a variação da vazão turbinada para a geração de potência reativa na UHE Henry Borden 88 kV.

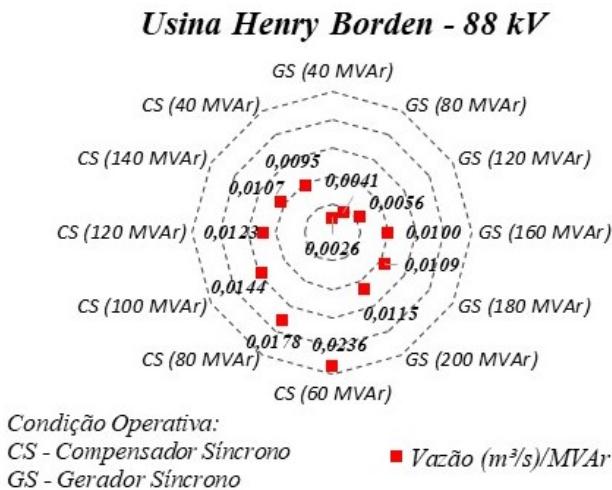
Figura 5.11. Variação da vazão turbinada na UHE Henry Borden – 88kV.



Fonte: Autoria própria

A Figura 5.12 mostra a relação de vazão turbinada (m^3/s) para a geração de 1MVar para cada ponto de operação.

Figura 5.12 - Relação (m^3/s)/MVar - UHE Henry Borden – 88kV.



Fonte: Autoria própria

A Tabela 5.2 mostra os valores da vazão turbina e sua variação na UHE Henry Borden Subterrânea – 230 kV.

Tabela 5.2 – Vazão turbinada na UHE Henry Borden 230 kV

UHB – 230 kV (condição operativa: Gerador Síncrono)				
Potência Reativa (Q)	Vazão Turbinada (m^3/s)	Vazão Turbinada (m^3/s)	%	(m^3/s)/MVar*
50 MVar	25,726	0,141	0,55	0,0028
100 MVar	25,911	0,328	1,28	0,0033
150 MVar	26,538	0,955	3,73	0,0064
200 MVar	27,046	1,462	5,72	0,0073
225 MVar	27,436	1,853	7,25	0,0082
250 MVar	27,827	2,244	8,77	0,0090

*Geração de Potência Ativa = 150 MW
Vazão turbinada Q=0 → Vazão (q)= 25,583 m^3/s
* Vazão turbinada (q) para geração de 1 MVAr*

UHB - 230 kV (condição operativa: Compensador Síncrono)				
Potência Reativa (Q)	Vazão Turbinada (m^3/s)	Vazão Turbinada (m^3/s)	%	(m^3/s)/MVar*
60 MVar	1,350	0,453	50,59	0,0225
80 MVar	1,369	0,472	51,31	0,0171
100 MVar	1,390	0,493	52,09	0,0139
120 MVar	1,408	0,511	52,75	0,0123
140 MVar	1,435	0,538	53,78	0,0103
160 MVar	1,467	0,570	54,99	0,0092

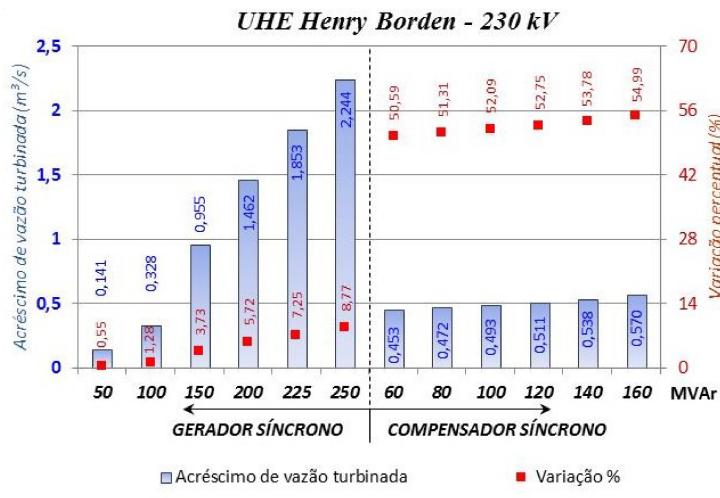
*Aumento da vazão turbinada para manter a inércia das unidades na condição de compensador síncrono = 0,987 m^3/s
* Vazão turbinada (q) para geração de 1 MVAr*

Segundo dados do Departamento de Engenharia da EMAE, a operação liga–desliga das unidades geradoras produz um aumento não programado nas manutenções, o que torna a operação contínua mais econômica, ora como gerador e ora como compensador.

Para manter a inércia das unidades geradoras que estavam operando na condição de compensador síncrono, foi necessário o acréscimo de $0,987 \text{ m}^3/\text{s}$, nas unidades geradoras que estavam operando na condição de gerador síncrono o que equivale ao aumento de geração de potência de 5,58 MW.

A Figura 5.13 mostra a variação da vazão turbinada para o da geração de potência reativa na UHE Henry Borden 230 kV.

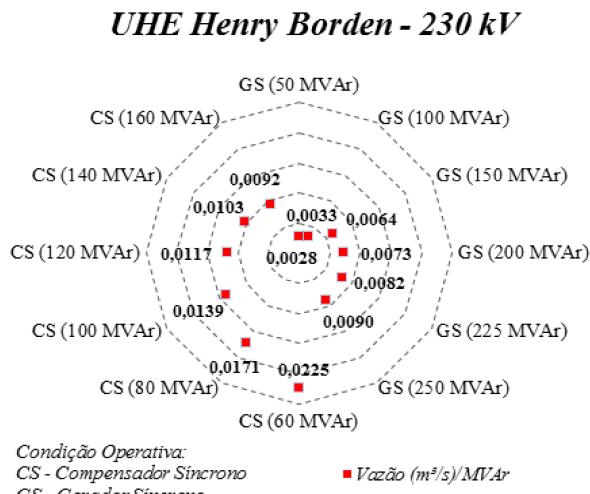
Figura 5.13 - Variação da vazão turbinada na UHE Henry Borden – 230 kV.



Fonte: Autoria própria

A Figura 5.14 mostra a vazão turbinada (m^3/s) necessária para a geração de 1MVAr.

Figura 5.14. Relação (m^3/s) /MVAr - UHE Henry Borden – 230kV.



Fonte: Autoria própria

Os valores das Tabelas 5.1 e 5.2 mostram que as vazões turbinadas percentuais para a geração de mesma potência reativa em ambas as condições operativas são menores na condição de gerador síncrono do que na condição operativa de compensador síncrono. Isto ocorre devido ao fato que na condição

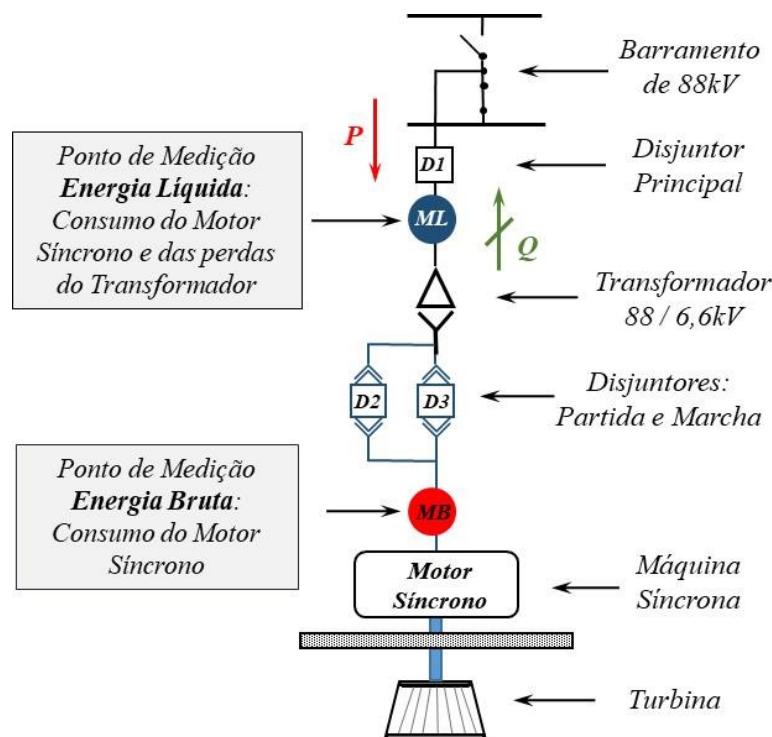
operativa de gerador síncrono o aumento da geração de potência reativa causa apenas o aumento das perdas no gerador e no transformador de acoplamento. Na condição operativa de compensador síncrono, além do aumento das perdas é necessária uma potência ativa extra para manter a inércia das unidades geradoras que estão como compensador síncrono. Esse aumento de potência ativa é obtido pelo aumento das vazões turbinadas pelas demais unidades geradoras, mantendo assim a mesma disponibilidade de potência ativa para o sistema elétrico ($P_{Barra(MW)}$).

5.3.2 - Usina Elevatória de Pedreira

A Usina Elevatória de Pedreira consegue fornecer potência reativa para o sistema elétrico apenas na condição operativa de compensador síncrono, com a motorização de suas unidades. A potência ativa para manter a sua inércia é da ordem de 7,8 MW. Para a verificação do impacto da geração de potência reativa foram analisados os despachos de 10 MVar a 100 MVar.

A Figura 5.15 mostra o esquema de medição do consumo de energia da unidade de bombeamento da Usina Elevatória de Pedreira. A energia consumida pelo motor síncrono é registrada na medição bruta e a energia consumida do sistema elétrico é registrada na medição líquida, que considera além da consumida pelo motor síncrono as perdas no transformador.

Figura 5.15 - Esquema de medição da Usina Elevatória de Pedreira.



Fonte: Manual Técnico de Operação de UEP

A unidade de bombeamento possui enrolamento amortecedor partindo como motor assíncrono. Para reduzir o valor da corrente de partida, a princípio a unidade parte com tensão reduzida e ao atingir rotação nominal é aplicada tensão nominal e é inserido o campo da máquina para o seu sincronismo com o sistema elétrico.

A Tabela 5.3 mostra o consumo de potência ativa e a vazão turbinada equivalente para diferentes valores de geração de potência reativa.

Tabela 5.3 – Consumo de potência ativa na Usina Elevatória de Pedreira.

Usina Elevatória de Pedreira (Condição operativa: Compensador Síncrono)				
Potência Reativa (Q)	Consumo kW _(Total)	Consumo kW/MVar	Vazão (q)	Equivalente* (m ³ /s)/MVar**
10 MVar	7289	729	1,289	0,129
20 MVar	7469	373	1,321	0,066
30 MVar	7729	258	1,367	0,046
40 MVar	8069	202	1,427	0,036
50 MVar	8490	170	1,502	0,030
60 MVar	8991	150	1,590	0,027
70 MVar	9573	137	1,693	0,024
80 MVar	10235	128	1,810	0,023
90 MVar	10977	122	1,941	0,022
100 MVar	11800	118	2,087	0,021

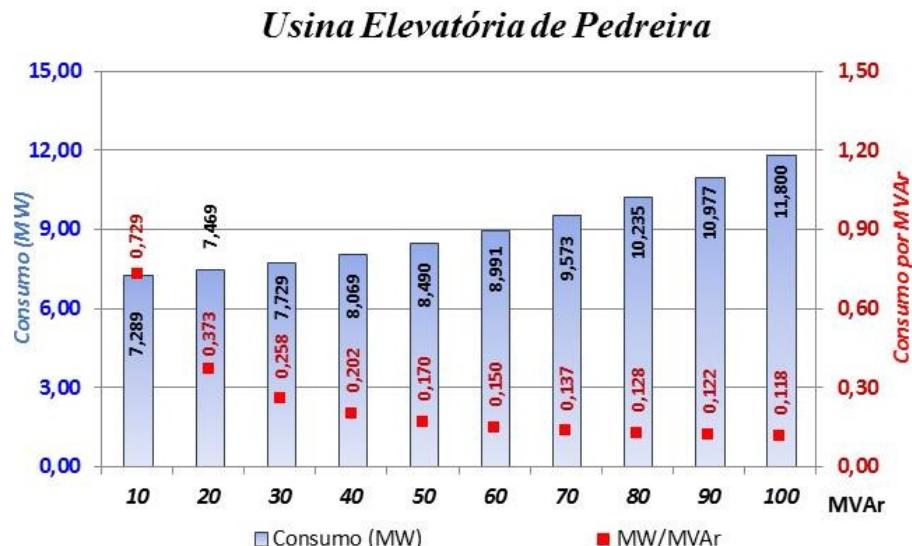
Consumo de Potência Ativa para manter o sincronismo das unidades de bombeamento → 7,2 MW

* Vazão equivalente na UHE Henry Borden
** Vazão turbinada equivalente para geração de 1 MVar

Para verificação da vazão equivalente turbinada (m³/s) foi considerado o aumento da geração de potência ativa e da vazão turbinada na UHE Henry Borden que está mais próxima eletricamente.

A Figura 5.16 mostra o consumo de potência ativa para a geração de potência reativa na Usina Elevatória de Pedreira.

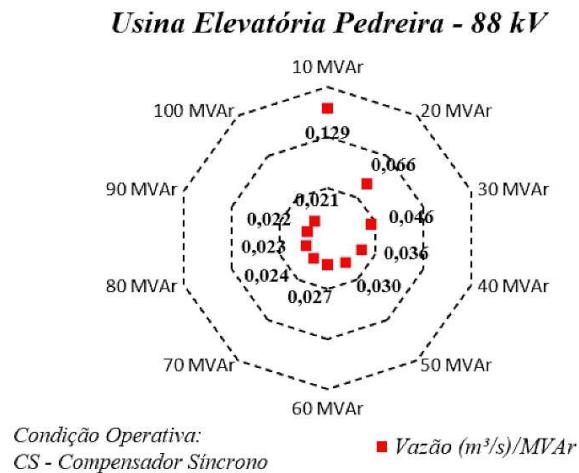
Figura 5.16 - Consumo de Potência Ativa na Usina Elevatória de Pedreira.



Fonte: Autoria própria

A Figura 5.17 mostra na tabela 5.3 a relação de vazão turbinada (m^3/s) na UHE Henry Borden para a geração de 1 MVAr na Usina Elevatória de Pedreira para cada ponto de operação.

Figura 5.17 - Relação (m^3/s) /MVAr – Usina Elevatória de Pedreira.



Fonte: Autoria própria

5.4 - Conclusões

A geração de potência reativa pelas unidades geradoras requer um acréscimo da vazão turbinada para suprir as perdas adicionais decorrente dessa geração. Na condição operativa “gerador síncrono” esse acréscimo é pequeno pois supre apenas o aumento das perdas no cobre, no ferro e adicionais. Na condição operativa “compensador síncrono” a unidade geradora absorve potência ativa do sistema elétrico para manter a sua inércia e suprir as suas perdas. O acréscimo de vazão turbinada, neste caso, é mais significativo e provém das demais unidades geradoras do sistema que estão gerando potência ativa.

Cada unidade geradora possui características próprias de rendimento de turbina, rendimento do gerador e do transformador que, dependendo do ponto de operação, tem influência direta nas perdas durante a geração de potência ativa e reativa.

A operação liga – desliga das unidades geradoras diminuem a sua vida útil o que torna a condição operativa de “compensador síncrono” atrativa tanto para os agentes de geração como para o sistema elétrico.

No Brasil as unidades geradoras que fazem parte do CPSA - *Contrato de Prestação de Serviços Anciliares*, na condição de suporte de reativo, são remuneradas apenas na condição operativa de “compensador síncrono”, ou seja, apenas quando estão gerando somente potência reativa. Essa remuneração ressalte os gastos de manutenção e consumo de energia dos seus serviços auxiliares.

As perdas ocorridas nas unidades geradoras na condição operativa “*compensador síncrono*” para o provimento de geração de potência reativa são classificadas como perdas sistêmicas e conforme determinação da ANEEL são repartidas pelos agentes de geração e transmissão.

A apuração correta das perdas e dos aumentos das vazões turbinadas para o provimento de geração de potência reativa nas unidades geradoras, tanto condição operativa “*gerador síncrono*” como na condição de “*compensador síncrono*” pode servir como instrumento para o correto resarcimento dos custos desse serviço.

No próximo capítulo será desenvolvido um algoritmo de otimização do consumo de vazão para a geração de potência ativa e reativa nas unidades geradoras.

Algoritmo de Otimização Desenvolvido

O estudo de problemas de maximização ou minimização de uma função de otimização é feita através de um conjunto de valores viáveis, em um determinado domínio. Os problemas de otimização buscam alcançar a solução ideal para um determinado problema, de forma que possa alcançar com o menor custo e/ou máxima eficiência os objetivos que foram estabelecidos (BARBOSA, 2013). Para isso, existem diversos algoritmos na literatura que podem ser utilizados para a solução de problemas de otimização.

O desempenho do algoritmo é uma característica importante que depende de vários fatores, não somente de sua complexidade teórica, onde podemos destacar por exemplo: o tempo computacional, o número de falhas e o erro da solução obtida (DOLAN, 2006).

Nesse trabalho optou-se pela utilização do Algoritmo Genético pela sua ampla utilização em problemas de otimização, sendo consagrado pelos seus resultados satisfatórios.

6.1 - Algoritmos Genéticos:

Os Algoritmos Genéticos (AG) são uma família de modelos computacionais inspirados na evolução, que utilizam conceitos provenientes do princípio de seleção natural para abordar uma série ampla de problemas, em especial de otimização. Robustos, genéricos e facilmente adaptáveis, os AG consistem de uma técnica amplamente estudada e utilizada em diversas áreas.

Os algoritmos genéticos incorporam uma solução potencial para um problema específico numa estrutura semelhante à de um cromossomo e aplicam operadores de seleção e recombinação "cross-over" a essas estruturas de forma a preservar informações críticas relativas à solução do problema.

Deve ser observado que cada cromossomo, chamado de indivíduo no algoritmo genético, corresponde a um ponto no espaço de soluções do problema de otimização.

O processo de solução adotado nos algoritmos genéticos consiste em gerar, através de regras específicas, um grande número de indivíduos e de população, de forma a promover uma varredura tão extensa quanto necessária do espaço de soluções.

O algoritmo genético consiste em uma técnica de Inteligência Computacional que tem por objetivo resolver problemas onde o espaço de busca é extremamente grande. São normalmente aplicados em problemas complexos de otimização com muitos parâmetros ou características que precisam ser combinadas.

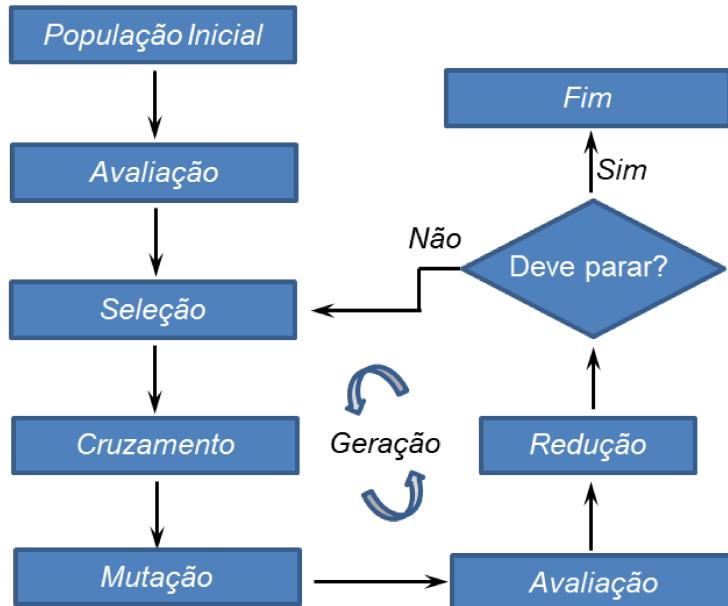
O seu funcionamento é inspirado na maneira como o darwinismo explica o processo de evolução das espécies. O funcionamento dos algoritmos genéticos pode ser decomposto nas etapas de: inicialização, avaliação, seleção, cruzamento, mutação, atualização e finalização (HOLLAND, 1975). Basicamente, o que um algoritmo genético faz é criar uma população inicial de possíveis respostas para o problema a ser tratado (inicialização) para depois submetê-la ao processo de evolução, constituído pelas seguintes etapas:

- **Inicialização:** indivíduos são gerados aleatoriamente;
- **Avaliação:** avalia-se a aptidão das soluções (indivíduos da população) e é feita uma análise para que se estabeleça quão bem elas respondem ao problema proposto;
- **Seleção:** indivíduos são selecionados para a reprodução. A probabilidade de uma dada solução ser selecionada é proporcional à sua aptidão;
- **Cruzamento:** características das soluções escolhidas são recombinadas, gerando novos indivíduos;
- **Mutação:** características dos indivíduos resultantes do processo de reprodução que são alteradas, acrescentando assim variedade à população;
- **Avaliação:** os novos indivíduos são avaliados;
- **Redução:** os novos indivíduos criados nesta geração são inseridos na população, com o sacrifício da redução de indivíduos (novos ou não) até que se restabeleça o tamanho da população inicial;
- **Finalização:** verifica se as condições de encerramento da evolução foram atingidas, retornando para a etapa de seleção em caso negativo e encerrando a execução em caso positivo. Dentre os métodos encontrados

- na literatura, destacam-se: Números de iterações, Convergência da população, Tempo de computação e Aptidão alvo.

A estrutura básica do algoritmo genético é mostrada na Figura 6.1.

Figura 6.1 - Estrutura básica de um algoritmo genético



Fonte: Autoria própria

Cada iteração do algoritmo genético corresponde à aplicação de um conjunto de quatro operações básicas: cálculo de aptidão, seleção, cruzamento e mutação. Ao fim destas operações cria-se uma nova população, chamada de geração que, esperase, representa uma melhor aproximação da solução do problema de otimização que a população anterior.

Por causa da maneira particular como os algoritmos genéticos operam, neles se destacam as seguintes características:

- Busca codificada:** Os algoritmos genéticos não trabalham sobre o domínio do problema, mas sim sobre representações de seus elementos. Tal fator impõe ao seu uso uma restrição: para resolver um problema é necessário que o conjunto de soluções viáveis para este possa ser de alguma forma codificado em uma população de indivíduos (WHITLEY, 2014);
- Generalidade:** Os algoritmos genéticos simulam a natureza em um de seus mais fortes atributos: a adaptabilidade. Visto que a representação e a avaliação das possíveis soluções são as únicas partes (de um considerável conjunto de operações utilizadas) que obrigatoriamente requisitam conhecimento dependente do domínio do problema abordado (WHITLEY, 2014), basta a

alteração destas para portá-los para outros casos: A preocupação de um programador de algoritmos genéticos não é então de que forma chegar a uma solução, mas sim com o que ela deveria se parecer;

- **Paralelismo explícito:** o alto grau de paralelismo intrínseco aos algoritmos genéticos pode ser facilmente verificado se considerarmos o fato de que cada indivíduo da população existe como um ente isolado e é avaliado de forma independente. Se na natureza todo processo de seleção ocorre de forma concorrente, nos algoritmos genéticos essa característica se repete;

- **Busca estocástica:** ao contrário de outros métodos de busca de valores ótimos, os algoritmos genéticos não apresentam um comportamento determinístico (GEYER, 1997). Não seria correto, no entanto, afirmar que tal busca se dá de forma completamente aleatória — as probabilidades de aplicação dos operadores genéticos fazem com que estes operem de forma previsível estatisticamente, apesar de não permitirem que se determine com exatidão absoluta o comportamento do sistema;

- **Busca cega:** Um algoritmo genético tradicional opera ignorando o significado das estruturas que manipula e qual a melhor maneira de trabalhar sobre estas. Tal característica lhe confere o atributo de não se valer de conhecimento específico ao domínio do problema, o que lhe traz generalidade por um lado, mas uma tendência a uma menor eficiência por outro. Por isso, são indicados para problemas complexos para os quais não existam métodos otimizados, com tempo de processamento adequado (GEYER, 1997) (WHITLEY, 2014);

- **Eficiência mediana:** por constituir um método de busca cega, um algoritmo genético tradicional tende a apresentar um desempenho menos adequado que alguns tipos de busca heurística orientadas ao problema. Para resolver tal desvantagem, a tática mais utilizada é a hibridização (DAVIS, 1991) (GEYER, 1997) (BURKE, 1995), onde heurísticas provenientes de outras técnicas são incorporadas ao final para que haja uma convergência satisfatória;

- **Paralelismo implícito:** a evolução de um algoritmo genético tende a favorecer indivíduos que compartilhem determinadas características, sendo assim capaz de avaliar implicitamente determinadas combinações ou esquemas como mais ou menos desejáveis, efetuando o que chamamos uma busca por hiperplanos, de natureza paralela (GOLDEMBERG, 1989);

- **Facilidade no uso de restrições:** ao contrário de muitos outros métodos de busca, os algoritmos genéticos facilitam a codificação de problemas com diversos tipos de restrição, mesmo que elas apresentem graus diferentes de importância (BARBOSA, 1996). Neste caso, se dois indivíduos violam restrições, é considerado mais apto aquele que viola as mais flexíveis (*soft constraints*) em detrimento do que viola as mais graves (*hard constraints*).

Existem vários parâmetros do algoritmo genético que podem ser escolhidos para melhorar o seu desempenho, adaptando-o às características particulares de determinadas classes de problemas. Entre eles os mais importantes são: o tamanho da população, o número de gerações, a probabilidade de *cross-over* e a probabilidade de mutação. A influência de cada parâmetro no desempenho do algoritmo depende da classe de problemas que se está tratando. Assim, a determinação de um conjunto de valores otimizado para estes parâmetros dependerá da realização de um grande número de experimentos e testes. Na maioria da literatura os valores encontrados estão na faixa de 90 a 98% para a probabilidade de *cross-over* e entre 1 e 5% para a probabilidade de mutação. O tamanho da população e o número de gerações dependem da complexidade do problema de otimização e devem ser determinados experimentalmente. No entanto, deve ser observado que o tamanho da população e o número de gerações definem diretamente o custo computacional (memória e tempo de processamento). Existem estudos que utilizam um algoritmo genético como método de otimização para a escolha dos parâmetros de outro algoritmo genético, devido à importância da escolha correta destes parâmetros.

6.2 – Algoritmo Desenvolvido.

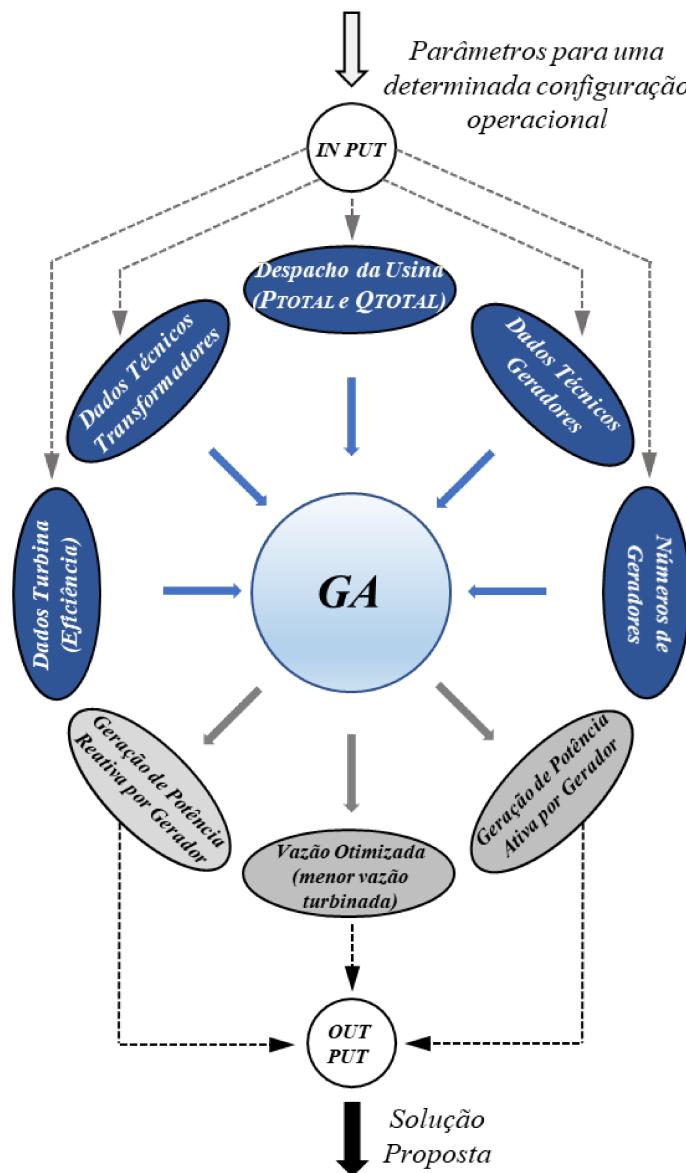
O algoritmo desenvolvido teve como objetivo encontrar a menor vazão do combustível para a geração de potência ativa e reativa demandada na usina. Isto foi obtido com a eficiência na divisão de geração em cada uma das unidades geradoras, respeitando seus limites operativos e a sua estabilidade. A somatória de suas gerações é o valor que será entregue para o SIN - Sistema Interligado Nacional através da barra de geração em que a usina está conectada.

O algoritmo foi desenvolvido para uma concepção amigável onde seriam necessários apenas a inserção da potência ativa e reativa que o sistema requer da usina e dos dados técnicos dos componentes das unidades geradoras que são

facilmente obtidos através de ensaios, placa de identificação ou dos manuais técnicos.

O AG pode ser representado pelo diagrama esquemático apresentado na Figura 6.2.

Figura 6.2 – Diagrama esquemático do algoritmo desenvolvido.



Fonte: Autoria própria

Os dados de entrada utilizados no algoritmo são:

- ✓ Barra de Geração:
- $PTOTAL$ - Potência Ativa que a usina produz e entrega na barra de geração (MW);

- $QTOTAL$ - Potência Reativa que a usina produz e entrega na barra de geração (MVA_r).
- ✓ Transformador de Interligação:
- SN - Potência Aparente Nominal do Transformador (MVA);
- $U1N$ – Tensão Primária do Transformador (kV);
- $U2N$ – Tensão Secundária do Transformador (kV);
 - rT – Resistência Interna do Transformador (pu);
 - $ZT\%$ – Reatância do Transformador (%);
 - P_{ferro} – Perdas Ferro do Transformador (W);
 - P_{cu} – Perdas Cobre do Transformador (W).
- ✓ Gerador Síncrono:
- PF – Fator de Potência Nominal;
- SN – Potência Nominal Aparente (MVA);
- UN – Tensão Nominal (kV);
- I_{f0} – Corrente de Excitação em vazio (A);
- U_{f0} – Tensão de Excitação em vazio (V);
- I_{fn} – Corrente de Excitação no ponto nominal (A);
- U_{fn} – Tensão de Excitação no ponto nominal (V);
- X_d – Reatância de Eixo Direto (pu);
- X_q – Reatância de Eixo de Quadratura (pu);
- r_a – Resistência de Armadura por fase (Ω);
- P_{ferro} – Perdas Ferro (W);
- P_{mec} – Perdas Mecânicas (W);
- P_{sup} – Perdas Suplementares (W);
- P_{ven} – Perdas por Refrigeração e Ventilação (W);
- k_{exm} – Fator de Excitação Mínima (determinado pela operação);
- k_{prl} – Fator de Estabilidade Prático (determinado pela operação).
- ✓ Turbina:
 - P_{min} – Potência Mínima (pu);
 - Matriz do rendimento em função da vazão turbinada e da altura (usina hidroelétrica) ou temperatura (usina termoelétrica).

O algoritmo fornece como resultado o valor da geração de potência e reativa que cada unidade geradora da usina tem que assumir para se otimizar / minimizar a

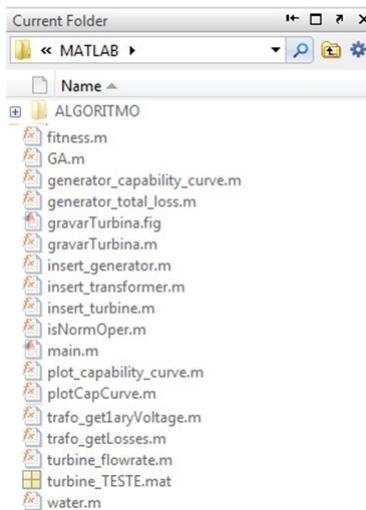
vazão global de combustível em atendimento à geração para o sistema elétrico.

O Algoritmo Genético foi testado com vários valores dos parâmetros internos, sendo que os valores que apresentaram a maior eficiência foram:

- Tamanho da população: 70;
- Números de gerações: 30;
- Probabilidade de *cross-over*: 0,9;
- Probabilidade de mutação: 0,15.

O algoritmo foi dividido em blocos conforme mostrado na Figura 6.3.

Figura 6.3 – Blocos do diagrama desenvolvido.



Fonte: Autoria própria

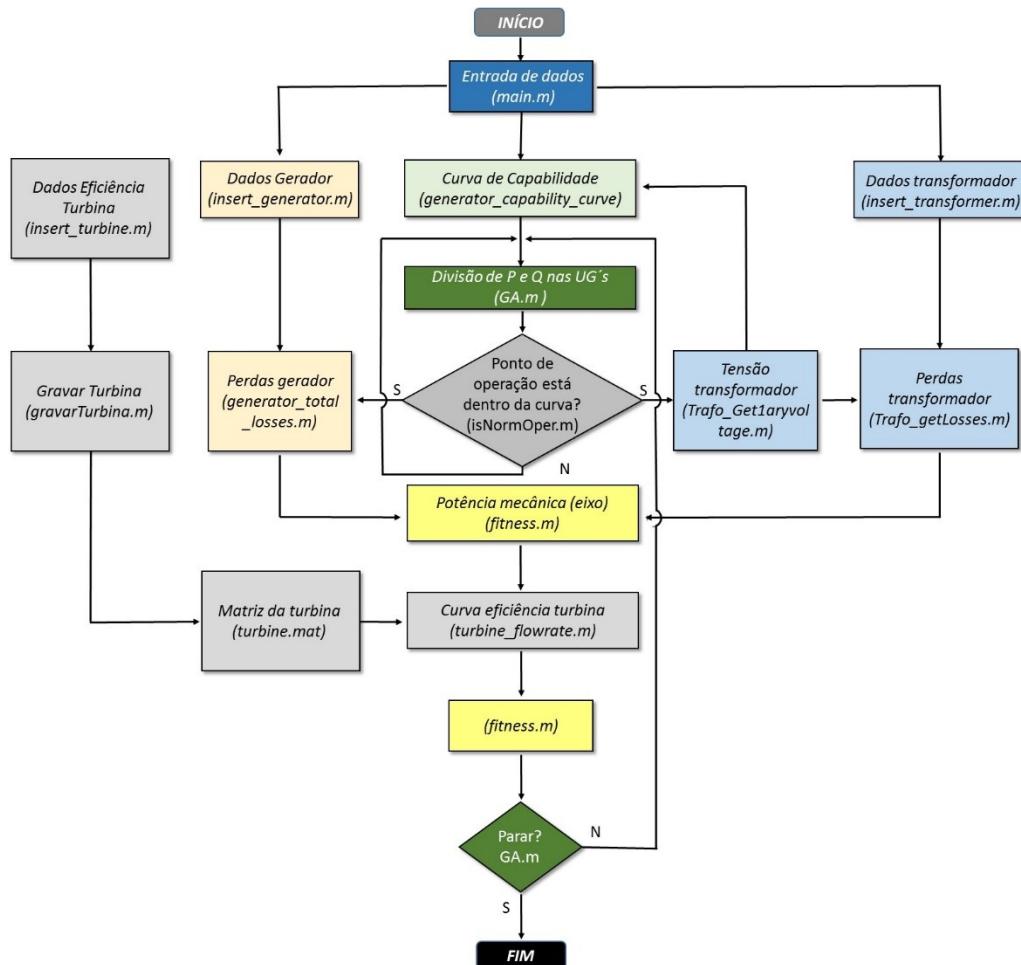
No algoritmo foram inseridos os dados técnicos e operacionais das unidades geradoras, sendo elaborado seus limites operativos através da curva de capacidade do gerador síncrono e as equações das perdas dos transformadores e dos geradores síncronos em função do seu ponto de operação. Os limites da curva de capacidade é calculada dinamicamente no momento em que dado vetor de potência ativa e reativa é atribuído à unidade geradora. Se o ponto de operação estiver fora da região de operação, o algoritmo diminui a magnitude de tal vetor para ajustá-lo nos limites aceitáveis. Para as turbinas foram determinadas as curvas de eficiência, sendo que a vazão consumida ficou em função da potência mecânica no eixo da turbina e da altura (usinas hidroelétricas) ou da diferença de temperatura (usina termoelétrica).

As perdas ocorridas nos transformadores e nos geradores síncronos foram calculadas para cada ponto de operação. Seus valores foram acrescidos no valor da potência mecânica do eixo do gerador que é fornecida pela máquina primária (turbina).

Para se iniciar o algoritmo, a princípio foi determinada a geração total de potência ativa e reativa que a usina deveria produzir para o sistema. Em seguida foi determinada a população inicial com a divisão da geração entre as unidades geradoras de modo randômico, sendo que o total gerado pelas unidades geradoras era igual ao total que a usina deveria produzir para o sistema.

A Figura 6.4 mostra o diagrama esquemático do algoritmo desenvolvido:

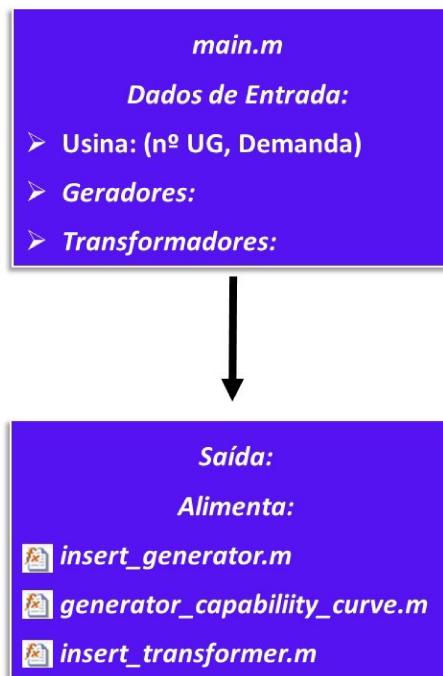
Figura 6.4 – Diagrama de Blocos do Algoritmo Desenvolvido.



Fonte: Autoria própria

6.2.1- Bloco (*main.m*) – Entrada dos Dados Iniciais.

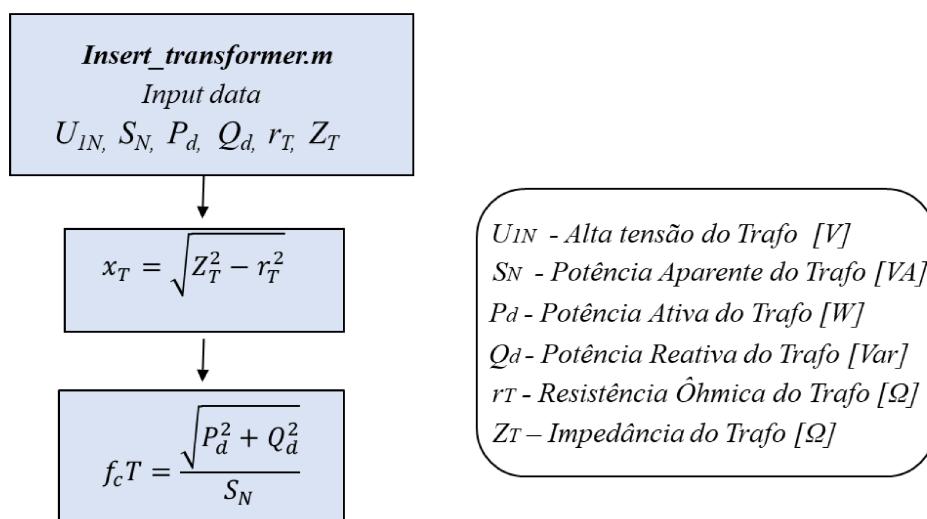
Como mostrado na Figura 6.5 a execução começa no bloco *main.m*, onde são inseridos os dados da usina com sua demanda de geração de potência ativa e reativa, os dados técnicos dos transformadores e dos geradores síncronos. Como resultado são alimentadas as funções: “*insert_generator.m*, *generator_capability_curve.m* e *insert_transformer.m*”, como mostrado de forma resumida na Figura 6.5.

Figura 6.5 – Bloco (*main.m*)

Fonte: Autoria própria

6.2.1 - Bloco (*insert_transformer.m*) – Cálculos do transformador.

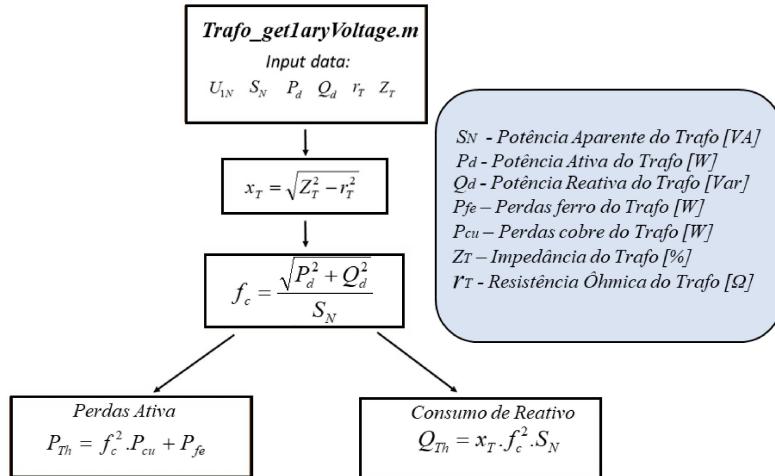
Neste bloco são calculados os seguintes parâmetros do transformador: reatância interna (x_T) e o fator de carregamento ($f_c T$), conforme mostra a Figura 6.6.

Figura 6.6 – (*insert_transformer.m*).

Fonte: Autoria própria

6.2.3 - Bloco (*trafo_getLosses.m*) – Perdas no transformador.

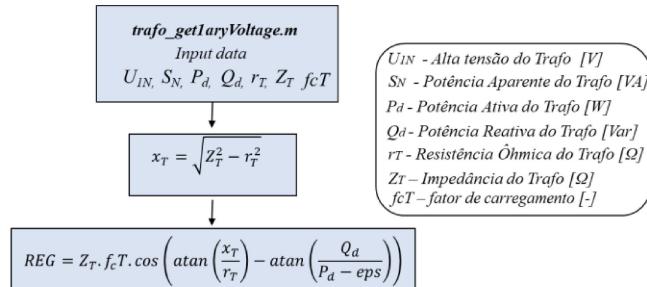
Neste bloco são calculadas as perdas no transformador em função do seu fator de carregamento, conforme mostra a Figura 6.7.

Figura 6.7 – (*trafo_getLosses.m*).

Fonte: Autoria própria

6.2.4 - Bloco (*trafo_get1aryVoltage.m*) – Tensões no transformador.

Neste bloco é calculada a tensão primária do transformador, conforme mostra a Figura 6.8.

Figura 6.8 – (*trafo_get1aryVoltage.m*).

Fonte: Autoria própria

6.2.5 - Bloco (*insert_generator.m*) – Dados do gerador.

Neste bloco são inseridos e definidos os parâmetros e os dados do gerador, conforme mostra a Figura 6.9.

Figura 6.9 – Bloco (*insert_generator.m*).

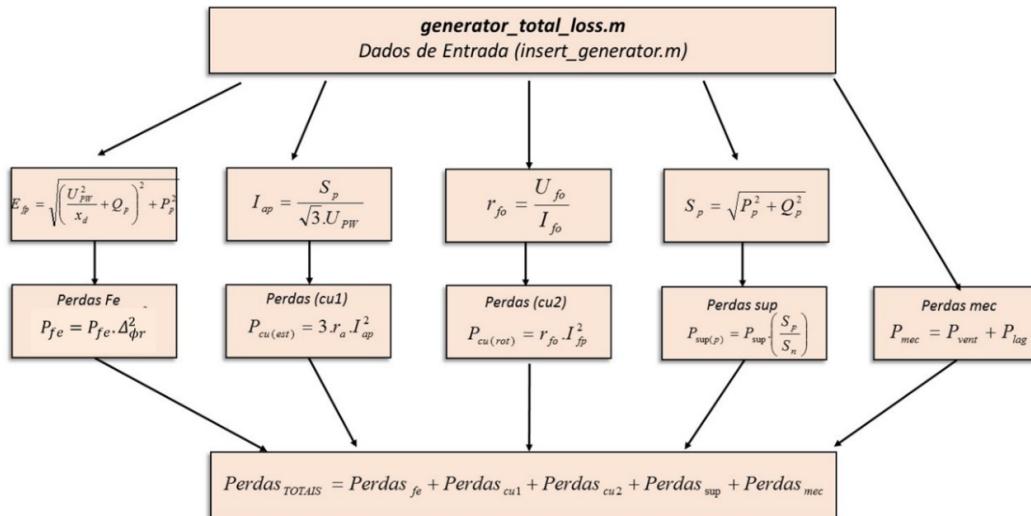
insert_generator.m	
P _F	Fator de Potência Nominal
S _N	Potência Aparente [VA]
U _N	Tensão Nominal [V]
I _{f₀}	Corrente de Campo no ponto (0,0) [A]
U _{f₀}	Tensão de Campo no ponto (0,0) [V]
I _{f_n}	Corrente de Campo no ponto nominal [A]
U _{f_n}	Tensão de Campo no ponto nominal [V]
x _d	Reatância de Eixo Direto [pu]
x _q	Reatância de Eixo de Quadratura [pu]
r ₀	Resistência Ôhmica do Estator por fase [Ω]
P _{ferro}	Perdas Ferro [W]
P _{sup}	Perdas Suplementares [W]
P _{vent}	Perdas por Ventilação / Refrigeração [W]
P _{aq}	Perdas Rotóricas [W]

Fonte: Autoria própria

6.2.6 - Bloco (*generator_total_loss.m*) – Perdas no gerador.

Neste Bloco são calculadas as perdas no gerador síncrono em função do seu ponto de operação, conforme mostra a Figura 6.10

Figura 6.10 - Bloco (*generator_total_loss.m*).

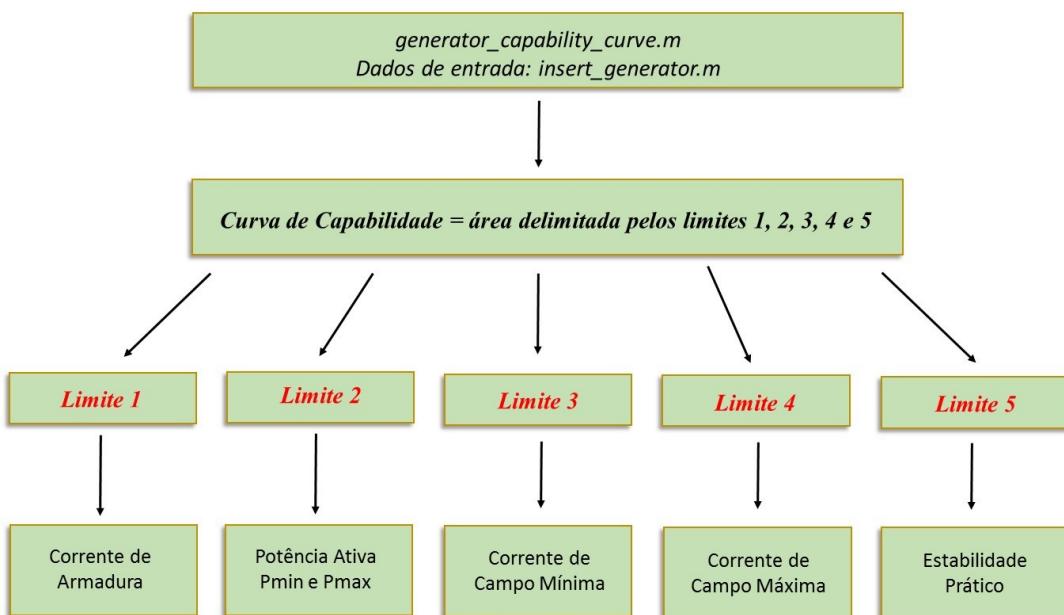


Fonte: Autoria própria

6.2.7 - Bloco (*generator_capability_curve.m*) – Curva de capacidade.

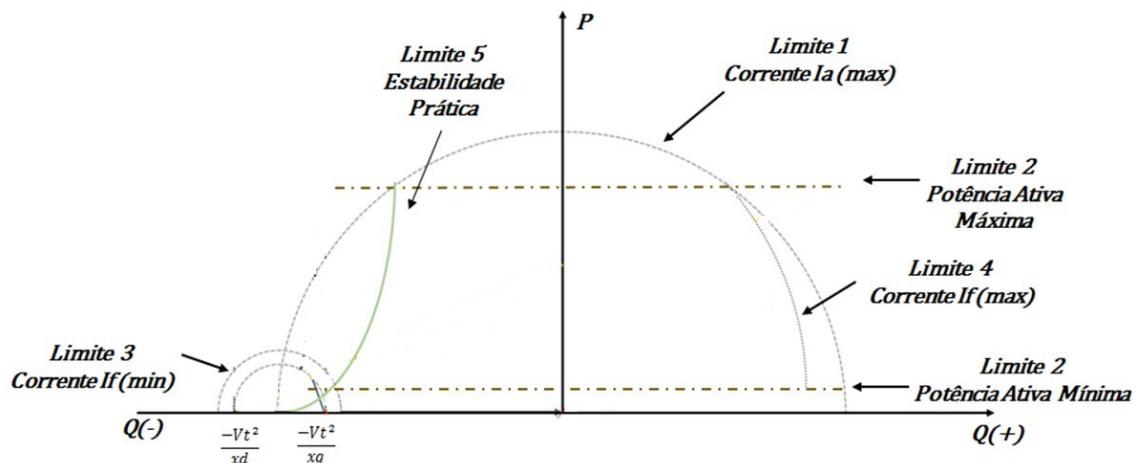
Este bloco tem a função de determinar os limites operativos do gerador (Figura 6.12) através do desenvolvimento de sua curva de capacidade. Sempre que ocorrer variação de tensão na saída do gerador são recalculados seus limites operativos, conforme mostra as Figuras de 6.11 a 6.16.

Figura 6.11 - Bloco (*generator_capability_curve.m*).



Fonte: Autoria própria

Figura 6.12 – Limites de operação do gerador síncrono

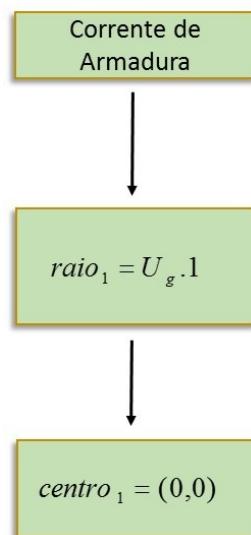


Fonte: Autoria própria

- Límite 1 - Corrente de Armadura.

Estabelece a área que o gerador pode operar sem que ocorra a ultrapassagem do valor máximo da corrente de armadura, Figura 6.13. Essa região sofre a influência da tensão terminal do gerador (U_g).

Figura 6.13 - Bloco limite de corrente de armadura.

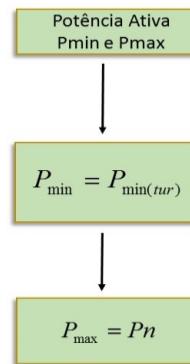


Fonte: Autoria própria

- Límite 2 – Limite de Potência Ativa.

Limita o valor máximo e mínimo de geração que são determinados pela máquina primária (turbina), Figura 6.14.

Figura 6.14 - Bloco limite de potência máxima e mínima.



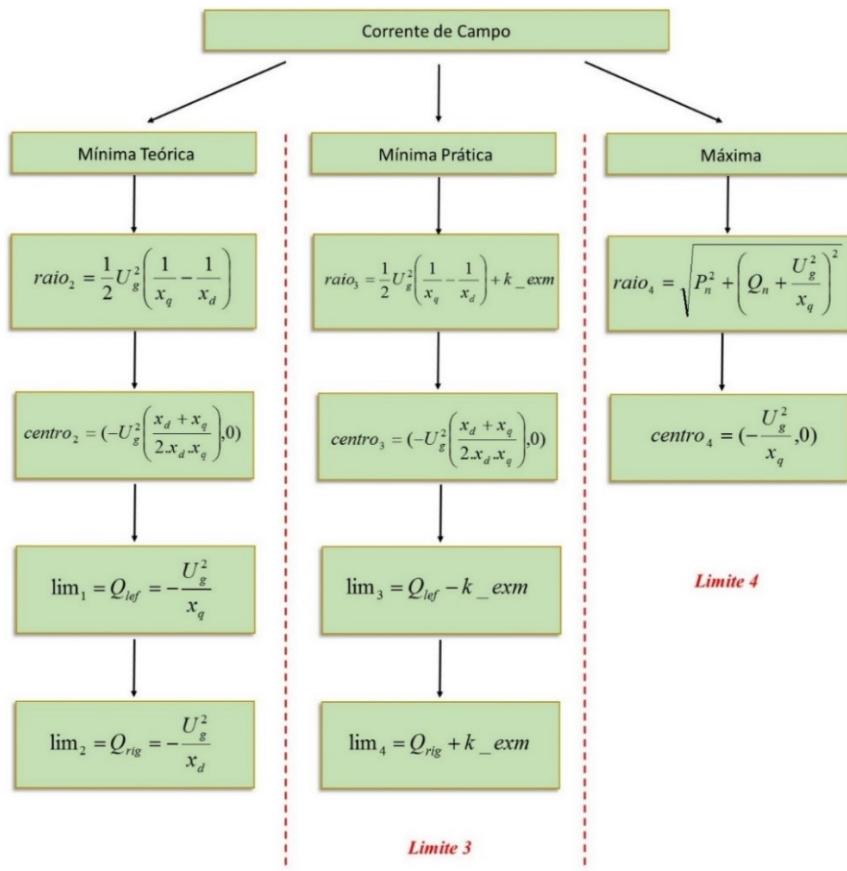
Fonte: Autoria própria

➤ Limite da Corrente de Campo.

Estabelece o valor mínimo (limite 3) e máximo (limite 4) que a corrente de campo possa ter sem que o gerador perder a estabilidade ou causar sobreaquecimento no enrolamento de campo, Figura 6.15.

No valor mínimo de corrente de campo normalmente usamos um fator de segurança (k_{exm}) que varia de 5 a 10% e tem como objetivo manter o sincronismo da unidade geradora quando da variação da sua tensão terminal.

Figura 6.15 - Bloco limite de corrente de campo máxima e mínima.

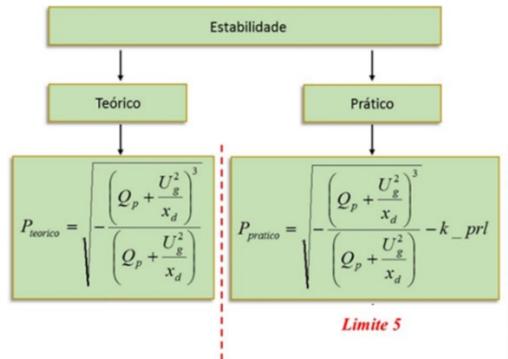


Fonte: Autoria própria

➤ Limite de Estabilidade.

Quando o gerador opera com alto fator de potência capacitivo (grande absorção de reativos), o limite de estabilidade tem a função de manter a estabilidade do gerador quando da variação da geração de potência ativa (P) ou reativa (Q), Figura 6.16.

Figura 6.16 - Bloco limite de estabilidade.



Fonte: Autoria própria

○ *Límite de Estabilidade Teórico:*

Para a determinação do limite de estabilidade teórico foi utilizada a Equação 3.26 que determina o máximo valor que (P) pode assumir em função da absorção da potência reativa (Q) (GOVE, 1965).

$$P(Q, Q_l, Q_r) = \sqrt{-\frac{(Q + Q_r)^3}{Q + Q_l}} \quad (6.1)$$

$$Q_l = \frac{U_g^2}{x_d} \quad (6.2)$$

$$Q_r = \frac{U_g^2}{x_q} \quad (6.3)$$

○ *Límite de Estabilidade Prático:*

O limite de estabilidade prático é usualmente utilizado na parametrização dos geradores síncronos, pois representam um fator de segurança em sua operação. Se o gerador síncrono estiver operando no limite de estabilidade teórico e no sistema ocorrer défice de geração, quer seja por aumento súbito de carga ou perda de alguma fonte de geração, ou equipamento de transmissão, haverá oscilação na frequência do sistema. O regulador de velocidade do gerador irá perceber esse fato e irá tentar ajustar a frequência do sistema com o aumento da geração da potência ativa (P). Esse novo ponto de operação pode levar o gerador a operar em uma área de instabilidade que poderá perder o seu sincronismo com o sistema (GOVE, 1965).

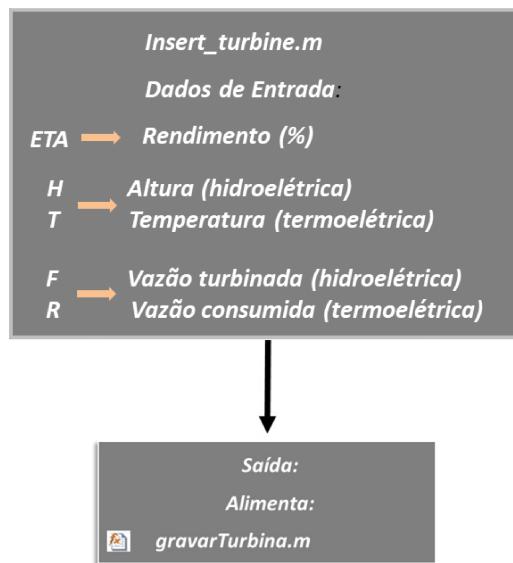
O cálculo matemático do limite de estabilidade prático é pouco explorado pelos pesquisadores, quase não se encontra literatura a respeito. Normalmente a maioria dos autores de artigos técnicos mencionam que existe esse limite e, que é feito a partir de um fator de segurança com a diminuição da potência ativa (P), conforme demonstrado no capítulo 3 pela Equação 3.28.

$$P = \sqrt{-\frac{\left(Q + \frac{V_t^2}{x_q}\right)^3}{\left(Q + \frac{V_t^2}{x_d}\right)} - K_{prático}}$$

6.2.8 - Bloco (*insert_turbine.m*) – Dados da turbina.

Neste bloco são inseridos os dados da eficiência da turbina em alguns pontos de operação. A sua saída alimenta os dados do bloco “*gravarTurbina.m*”, conforme mostra a Figura 6.17.

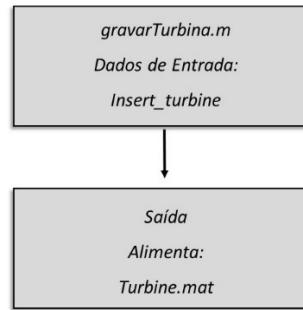
Figura 6.17 - Bloco (*insert_turbine.m*).



Fonte: Autoria própria

6.2.9 – Bloco (*gravarTurbina.m*)

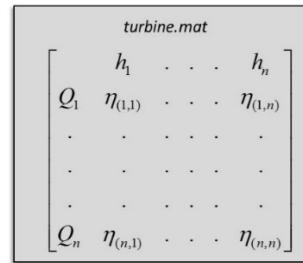
Nesse bloco são gravados os dados de cada turbina que compõem a usina. Sua saída alimenta o bloco (*Turbine.mat*), que produz uma matriz para cada turbina, conforme mostra a Figura 6.18.

Figura 6.18 - Bloco (*gravarTurbina.m*).

Fonte: Autoria própria

6.2.10 – Bloco (*turbine.mat*)

Neste bloco são inseridos os valores de rendimento das turbinas para cada ponto de operação, conforme mostra a Figura 6.19.

Figura 6.19 - Bloco (*turbine.mat*).

Fonte: Autoria própria

6.2.11 – Bloco (*turbine_flowrate.m*)

Neste bloco, da Figura 6.20, foi desenvolvida a função que representa a eficiência da turbina em todos os pontos de operação. A eficiência é em função da vazão turbinada (q) pela e da altura (h - usina hidroelétrica) ou temperatura (t - usina termoelétrica). Os pontos de eficiência da turbina que foram inseridos no bloco (*insert_turbine.m*) representam alguns pontos de operação em que conhecemos o seu rendimento. Para a determinação da eficiência em qualquer ponto de operação da turbina utilizou-se o método matemático proposto por Diniz (DINIZ, 2007).

$$\eta(\%) \rightarrow (q, h) - \text{Usinas hidroelétricas}$$

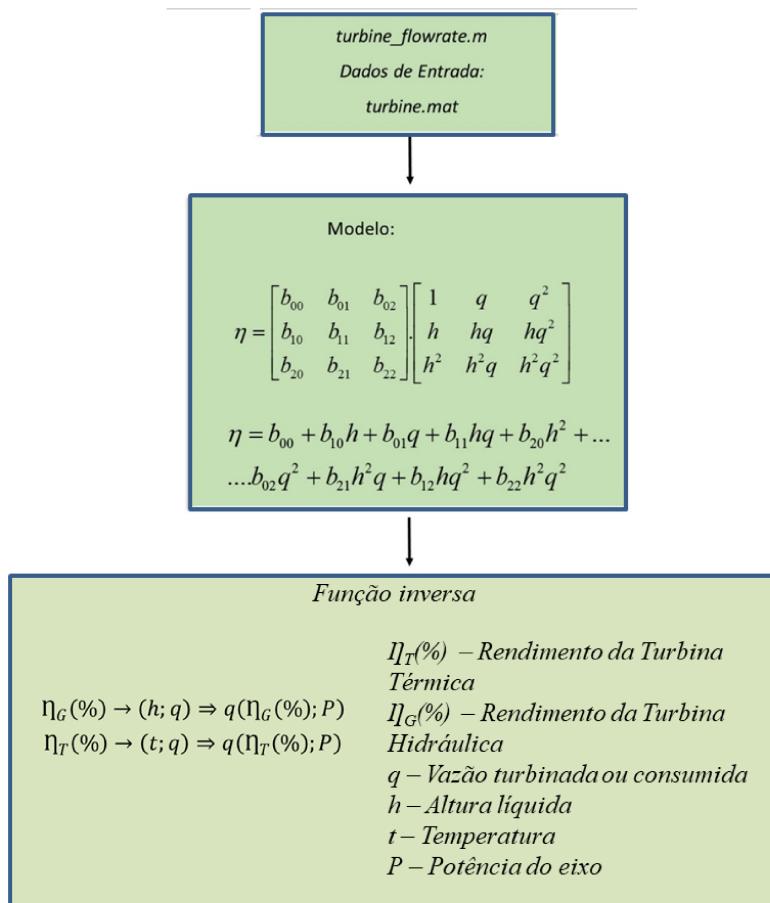
$$\eta(\%) \rightarrow (q, t) - \text{Usinas Termoelétricas}$$

$$\eta = b_{00} + b_{01}h + b_{01}q + b_{11}hq + b_{20}h^2 + b_{02}q^2 + b_{21}h^2q + b_{12}hq^2 + b_{22}h^2q^2 \quad (6.4)$$

$$\eta = \begin{bmatrix} b_{00} & b_{01} & b_{02} \\ b_{10} & b_{11} & b_{12} \\ b_{20} & b_{21} & b_{22} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} 1 & q & q^2 \\ h & hq & hq^2 \\ h^2 & h^2q & h^2q^2 \end{bmatrix} \quad (6.5)$$

A função *fitness* do algoritmo desenvolvido é em função da vazão turbinada e não do rendimento conforme o modelo mencionado. Para resolver esse problema foi desenvolvida a sua função inversa que fornece a vazão turbinada em função da queda líquida (usinas hidroelétricas) ou da temperatura (usinas termoelétricas) e da potência mecânica do eixo do gerador, que por sua vez está relacionada ao ponto de operação do gerador, ou seja dos valores de geração de ativo (P) e reativo (Q). A Figura 6.20 mostra o diagrama esquemático simplificado do bloco (*turbine_flowrate.m*).

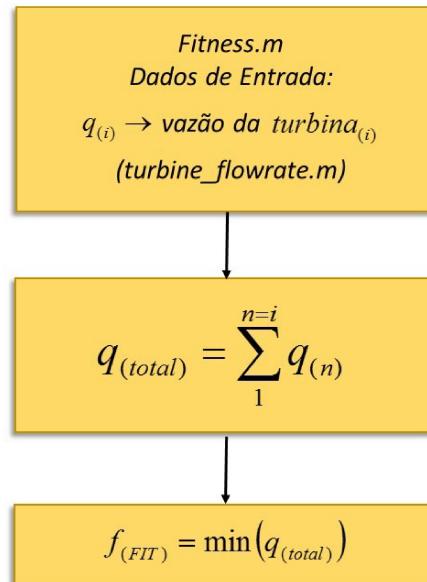
Figura 6.20 - Bloco (*turbine_flowrate.m*)



Fonte: Autoria própria

6.2.12 Bloco (*fitness.m*)

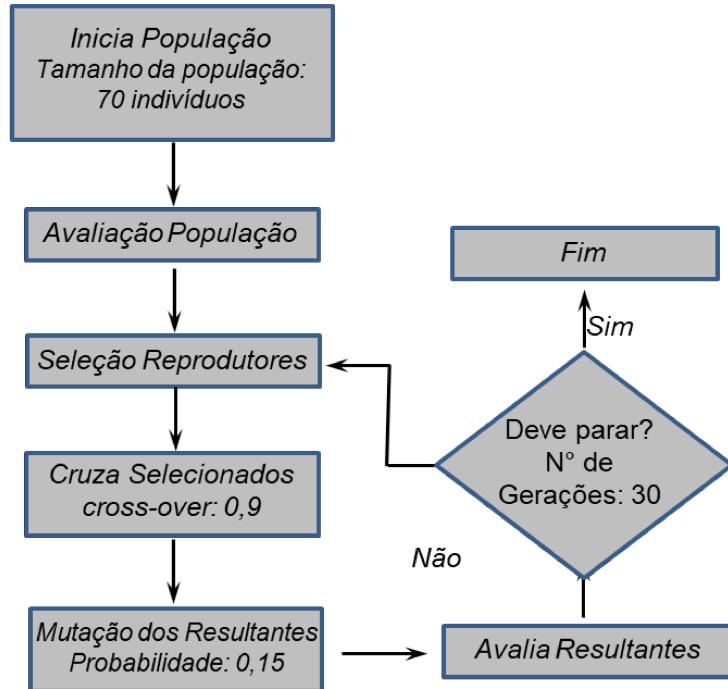
A função *fitness* tem por objetivo determinar qual o consumo de combustível ou vazão turbinada, para dada distribuição nas unidades geradoras e retorna esse valor, que a usina utiliza para atender a geração de energia ativa e reativa, para o bloco (*GA.m*) para ser feita uma nova divisão de P e Q nas unidades geradoras, podendo ser representado pela Figura 6.21.

Figura 6.21 - Bloco (*fitness.m*)

Fonte: Autoria própria

6.2.13 Bloco (*GA.m*)

Neste bloco foram determinados e inseridos os parâmetros do Algoritmo Genético, conforme mostra a Figura 6.22.

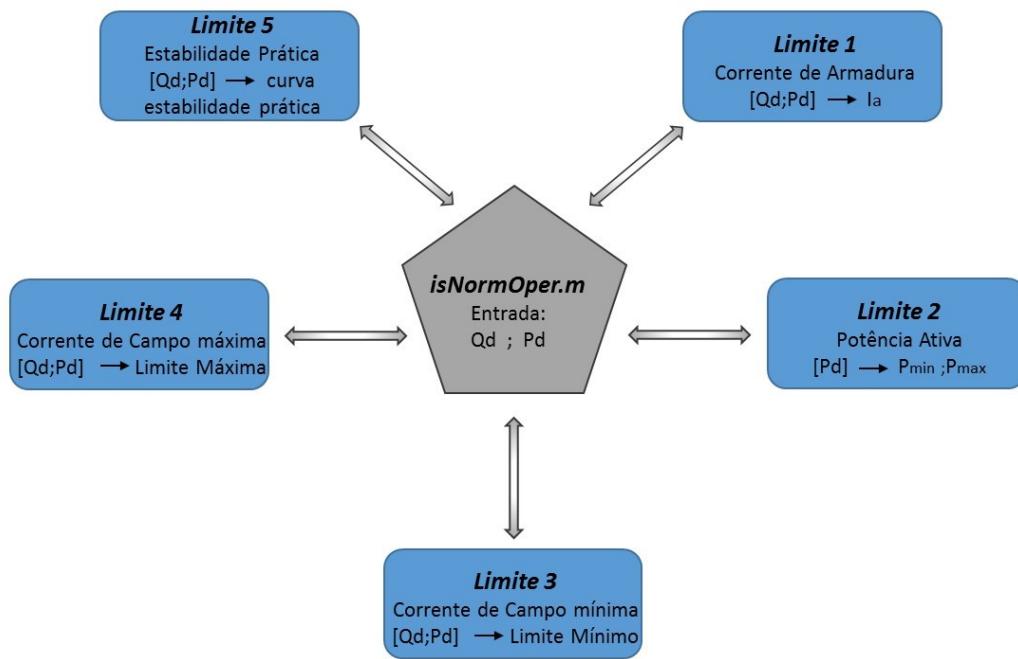
Figura 6.22 - Bloco (*GA.m*)

Fonte: Autoria própria

6.2.14 Bloco (*isNormOper.m*)

Neste bloco é verificado se a distribuição geração feita pelo AG está dentro dos limites operacionais dos geradores síncronos, conforme mostra a Figura 6.23.

Figura 6.23 - Bloco (*isNormOper.m*)



Fonte: Autoria própria

Nesse capítulo foi detalhada a construção e a filosofia adotada no algoritmo desenvolvido. No próximo capítulo o algoritmo será aplicado em duas usinas geradoras analisado o seu desempenho.

Análise do Desempenho do Algoritmo Desenvolvido

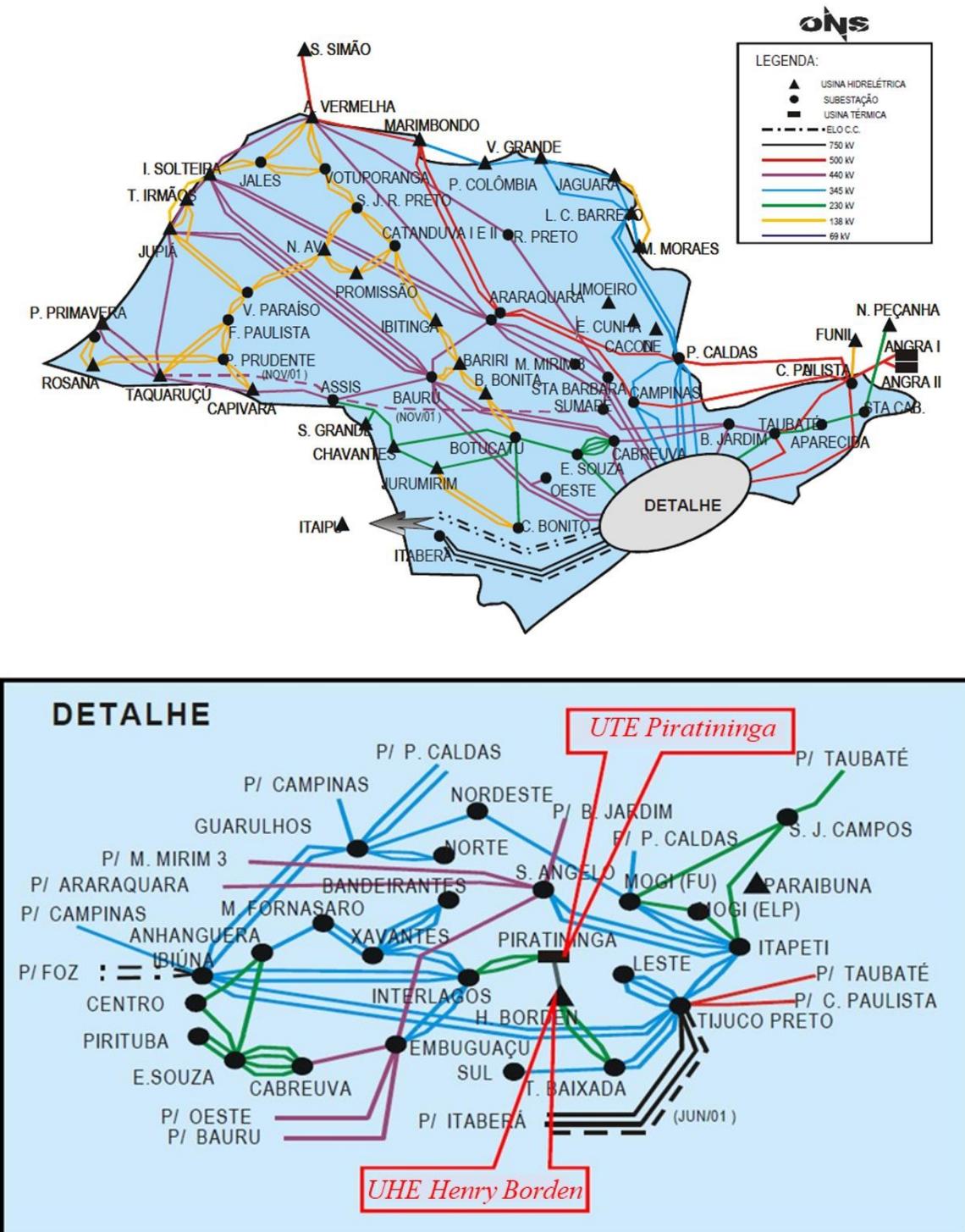
Para verificar o desempenho do algoritmo desenvolvido, ele foi aplicado em uma usina hidroelétrica e em uma usina termoelétrica. Foram escolhidos o complexo gerador Henry Borden e a usina Termoelétrica Piratininga. Estas usinas estão localizadas na Região Metropolitana de São Paulo, nos municípios de Cubatão e de São Paulo, respectivamente, conforme mostra a Figura 7.1. Devido as suas localizações, próximas ao um grande centro consumidor, possuem características próprias de despacho de geração de energia elétrica, gerando energia ativa e reativa para atendimento às cargas locais. O controle das tensões nas barras locais de 88kV e 230kV é feito através da geração de potência reativa de seus geradores. Como por exemplo, a Usina Hidroelétrica de Henry Borden, que por problemas ambientais e com o seu baixo nível em seu reservatório, tem gerado mais energia reativa do que energia ativa. A Usina Termoelétrica Fernando Gasparian, devido a sua localização estratégica no sistema elétrico, tem sido constantemente despachada pelo ONS com geração de potência ativa e reativa.

O complexo gerador Henry Borden é composto por duas usinas hidroelétricas conectadas ao SIN nas tensões de 88kV e 230kV. Possui 14 unidades geradoras com turbinas tipo Pelton, sendo sete direcionadas para o setor de 88kV e sete direcionadas para o setor de 230kV.

A Usina Termoelétrica Piratininga possui 4 unidades geradoras com turbina a gás, sendo 2 conectadas nas barras de 88kV e 2 conectadas nas barras de 230kV do Sistema Elétrico.

Para o controle de tensão da região tem-se: banco de capacitores, tap's de transformadores, compensadores síncronos e reatores. Além desses dispositivos, o sistema conta também com a geração de potência reativa dos geradores síncronos.

Figura 7.1 – Localização da UHE Henry Borden e da UTE Piratininga



Fonte: Manual Técnico de Operação da UHB - EMAE

As cargas alimentadas pelo sistema possuem características sazonais, devido à variedade das regiões: capital, interior e litoral e pela sua característica: industrial, residencial e comercial. Podem ser divididas em três períodos, conforme mostra a Figura 7.2.

- ✓ **Carga Leve:** Esse período se caracteriza por ter a menor carga do sistema, com a predominância da iluminação pública e das cargas residências com baixo fator de potência. Devido ao efeito capacitivo das linhas de transmissão, a operação do sistema elétrico tende a ajustar o nível de tensão nos setores de Extra Alta Tensão (345kV, 440kV e 765kV) para próximo de 1,0pu, ficando os setores de 230kV e 88kV com tensões inferiores a 1,0pu (cerca de 0,95pu). Para o seu ajuste de tensão ficar próximo de um 1,0pu, utilizam tap's de transformadores e geração de potência reativa das usinas próximas ao centro de cargas.

Em dias úteis pode ser definido como o período entre as 0h até às 07hs.

- ✓ **Carga Média:** Período que se caracteriza pelas cargas da indústria e do comércio. Tem comportamento sazonal com grande influência da temperatura na demanda consumida e no fator de potência. Nos meses mais quentes o consumo de energia ativa e reativa aumenta causando aumento no carregamento dos equipamentos de transmissão (linhas e transformadores), causando redução nos seus níveis de tensões. Para o controle de tensão são usados todos os artifícios disponíveis no sistema: Banco de capacitores, Tap's de transformadores e geração de energia reativa das usinas geradoras.

Em dias úteis pode ser definido como o período entre as 7hs até às 17hs.

- ✓ **Carga Pesada:** Período de maior carga do sistema, com carregamento elevado em seus equipamentos de transmissão (linhas e transformadores). É caracterizado pela entrada das cargas de iluminação publica juntamente com as cargas do comércio e do aumento da demanda das cargas residenciais. Conforme os Procedimentos de Rede do ONS, as distribuidoras de energia elétrica têm que ajustar o fator de potência para próximo a 0,95 nas barras de carga do sistema (setor de 88kV).

Em dias úteis pode ser definido como o período entre as 18hs até às 24hs.

Figura 7.2 – Exemplo do perfil da carga ao longo do dia.



Fonte: ONS – Relatório diário de produção

Os dados característicos do complexo gerador Henry Borden e da usina termoelétrica Piratininga, fornecidos pela EMAE, estão descritos nas Tabelas 7.1 e 7.2.

Tabela 7.1 – Dados Característicos do Complexo Gerador Henry Borden

Complexo Gerador Henry Borden (Usina hidroelétrica)					
Usina	Número de unidades Geradoras	Tensão de saída dos Geradores	Potência das Unidades Geradoras	Tipo de Turbina	Rotação Queda Líquida
Externa 88kV 469MW	7	11kV	1x35MW	Pelton Eixo vertical com duas turbinas por gerador com 1 injetor cada	360rpm 720m
			1x40MW		
			1x68MW		
			1x66MW		
			3x65MW		
Subterrânea 230kV 420MW	7	13,8KV	1x65MW	Pelton Eixo Horizontal com uma turbina por gerador com 4 injetores	450rpm 720m
			6x70MW		

Tabela 7.2 – Dados Característicos da Usina Termoelétrica Piratininga

Usina Termoelétrica Piratininga					
Setor	Número de unidades Geradoras	Tensão de saída dos Geradores	Potência das Unidades Geradoras	Tipo de Turbina	Rotação
88kV - 200MW	2	13,8kV	2x100MW	A Gás	3600rpm
230kV - 200MW	2	13,8KV	2x100MW	A Gás	3600rpm

Os diagramas elétricos e os dados técnicos das usinas UHE Henry Borden e UTE Piratininga são mostrados nos Anexos 1 e 2. Já no anexo 3 são apresentadas as curvas de capacidade dos geradores das mesmas.

7.1 - Otimização no Consumo do Combustível Para a Geração de Potência Ativa e Reativa.

Como exemplo de aplicação foram analisados alguns casos de despacho de geração que normalmente ocorrem nas usinas hidroelétrica Henry Borden e na Termoelétrica Piratininga:

O algoritmo foi aplicado em 10 casos de geração para cada usina. A geração total da usina (ativa e reativa) foi distribuída pelas unidades geradoras como é feito usualmente pela operação local, medindo a vazão turbina ou consumo de gás. Em seguida foram simulados os casos no algoritmo desenvolvido e foram ajustadas as distribuições de geração de potência ativa e reativa nas unidades geradoras conforme indicação do algoritmo, medindo novamente a vazão turbina ou consumo de gás.

7.1.1 – UHE Henry Borden (Externa 88kV)

Os valores das potências geradas, das vazões turbinadas com a distribuição e

susas diferenças estão na Tabela 7.3.

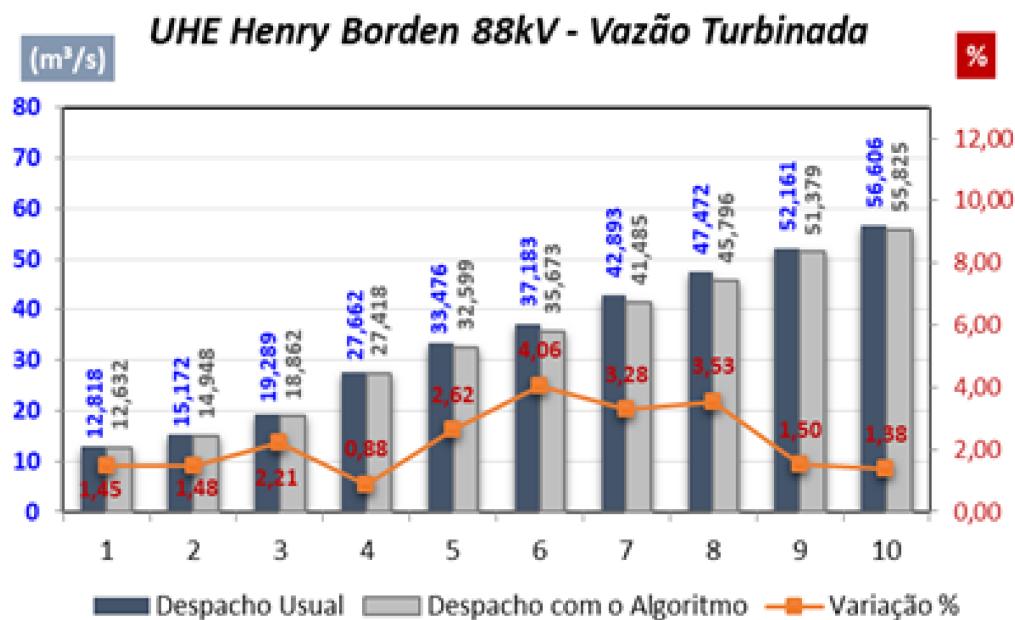
Tabela 7.3 – Vazões da UHE Henry Borden 88kV

*Caso	Operação usual		Vazão Algoritmo		Diferença	
	Turbinada (m³/s)	teórica (m³/s)	Verificada Turbinada (m³/s)	Diferença de Vazão (m³/s)	Variação (%)	
1) 60+j60	12,818	12,604	12,632	-0,186	-1,45	
2) 75+j60	15,172	14,916	14,948	-0,224	-1,48	
3) 100+j50	19,289	18,805	18,862	-0,427	-2,21	
4) 150+j100	27,662	27,389	27,418	-0,244	-0,88	
5) 180+j90	33,476	32,503	32,599	-0,877	-2,62	
6) 200+j100	37,183	35,517	35,673	-1,510	-4,06	
7) 230+j40	42,893	41,352	41,485	-1,408	-3,28	
8) 250+100	47,472	45,647	45,796	-1,676	-3,53	
9) 280+j40	52,161	51,317	51,379	-0,782	-1,50	
10) 300+j60	56,606	55,767	55,825	-0,781	-1,38	

*Valores (MW+jMVAr)

A Figura 7.3 mostra a variação da vazão turbinada em cada caso.

Figura 7.3 - Variações das vazões turbinadas UHB 88kV.



Fonte: Autoria própria

Na Tabela 7.4 temos as distribuições das gerações de potência ativa e reativa entre as unidades geradoras. De modo usual, realizada pelos Operadores da usina, e pelo resultado do algoritmo.

Tabela 7.4 – Distribuição de geração entre as unidades geradoras da UHB 88kV.

Caso	UG n° 1	UG n° 2	UG n° 3	UG n° 4	UG n° 5	UG n° 6	UG n° 7
1	<i>Usual</i> $10+j10$	<i>Usual</i> $10+j10$	<i>Usual</i> $10+j10$	<i>Usual</i> $10+j20$	<i>Usual</i> $10+j10$	<i>Usual</i> $5+j0$	<i>Usual</i> $5+j0$
	<i>algoritmo</i> $3.67+j6.79$	<i>algoritmo</i> $1.52+j7.78$	<i>algoritmo</i> $9.89+j9.31$	<i>algoritmo</i> $12.38+j8.26$	<i>algoritmo</i> $9.93+j9.20$	<i>algoritmo</i> $12.74+j9.35$	<i>algoritmo</i> $9.86+j9.32$
2	<i>Usual</i> $5+j0$	<i>Usual</i> $5+j0$	<i>Usual</i> $15+j10$	<i>Usual</i> $15+j0$	<i>Usual</i> $20+j10$	<i>Usual</i> $10+j10$	<i>Usual</i> $5+j30$
	<i>algoritmo</i> $7.53+j7.38$	<i>algoritmo</i> $6.13+j7.77$	<i>algoritmo</i> $11.73+j10.44$	<i>algoritmo</i> $13.49+j8.44$	<i>algoritmo</i> $11.48+j8.82$	<i>algoritmo</i> $13.42+j8.58$	<i>algoritmo</i> $11.21+j8.56$
3	<i>Usual</i> $5+j0$	<i>Usual</i> $5+j0$	<i>Usual</i> $10+j10$	<i>Usual</i> $10+j5$	<i>Usual</i> $30+j0$	<i>Usual</i> $30+j15$	<i>Usual</i> $10+j20$
	<i>algoritmo</i> $10.74+j6.73$	<i>algoritmo</i> $12.03+j6.44$	<i>algoritmo</i> $14.72+j7.31$	<i>algoritmo</i> $15.78+j7.40$	<i>algoritmo</i> $15.73+j7.22$	<i>algoritmo</i> $15.78+j7.49$	<i>algoritmo</i> $15.22+j7.40$
4	<i>Usual</i> $10+j10$	<i>Usual</i> $10+j10$	<i>Usual</i> $30+j10$	<i>Usual</i> $30+j20$	<i>Usual</i> $30+j20$	<i>Usual</i> $25+j15$	<i>Usual</i> $15+j15$
	<i>algoritmo</i> $20.03+j12.58$	<i>algoritmo</i> $20.99+j12.90$	<i>algoritmo</i> $21.32+j14.84$	<i>algoritmo</i> $22.34+j15.14$	<i>algoritmo</i> $21.10+j14.85$	<i>algoritmo</i> $23.06+j14.85$	<i>algoritmo</i> $21.15+j14.84$
5	<i>Usual</i> $10+j5$	<i>Usual</i> $10+j5$	<i>Usual</i> $40+j20$	<i>Usual</i> $40+j20$	<i>Usual</i> $40+j20$	<i>Usual</i> $20+j15$	<i>Usual</i> $20+j5$
	<i>algoritmo</i> $22.32+j11.96$	<i>algoritmo</i> $24.60+j12.89$	<i>algoritmo</i> $26.23+j12.88$	<i>algoritmo</i> $26.91+j13.04$	<i>algoritmo</i> $26.33+j13.39$	<i>algoritmo</i> $27.33+j12.88$	<i>algoritmo</i> $26.28+j12.96$
6	<i>Usual</i> $10+j5$	<i>Usual</i> $10+j5$	<i>Usual</i> $40+j20$	<i>Usual</i> $40+j20$	<i>Usual</i> $40+j20$	<i>Usual</i> $40+j15$	<i>Usual</i> $20+j15$
	<i>algoritmo</i> $25.55+j13.43$	<i>algoritmo</i> $29.06+j13.73$	<i>algoritmo</i> $29.06+j14.50$	<i>algoritmo</i> $29.06+j14.48$	<i>algoritmo</i> $29.06+j14.98$	<i>algoritmo</i> $29.14+j14.33$	<i>algoritmo</i> $29.06+j14.56$
7	<i>Usual</i> $10+j10$	<i>Usual</i> $10+j10$	<i>Usual</i> $50+j10$	<i>Usual</i> $50+j10$	<i>Usual</i> $40+j0$	<i>Usual</i> $40+j0$	<i>Usual</i> $30+j0$
	<i>algoritmo</i> $30.50+j5.55$	<i>algoritmo</i> $32.71+j4.70$	<i>algoritmo</i> $33.29+j6.04$	<i>algoritmo</i> $33.60+j5.95$	<i>algoritmo</i> $33.26+j5.92$	<i>algoritmo</i> $33.71+j5.93$	<i>algoritmo</i> $32.93+j5.91$
8	<i>Usual</i> $10+j20$	<i>Usual</i> $10+j20$	<i>Usual</i> $50+j20$	<i>Usual</i> $50+j10$	<i>Usual</i> $40+j10$	<i>Usual</i> $40+j10$	<i>Usual</i> $50+j10$
	<i>algoritmo</i> $34.47+j13.67$	<i>algoritmo</i> $32.67+j13.16$	<i>algoritmo</i> $36.56+j14.63$	<i>algoritmo</i> $36.60+j14.64$	<i>algoritmo</i> $36.56+j14.63$	<i>algoritmo</i> $36.57+j14.63$	<i>algoritmo</i> $36.56+j14.63$
9	<i>Usual</i> $25+j0$	<i>Usual</i> $25+j0$	<i>Usual</i> $50+j5$	<i>Usual</i> $50+j5$	<i>Usual</i> $40+j15$	<i>Usual</i> $40+j15$	<i>Usual</i> $50+j0$
	<i>algoritmo</i> $37.19+j5.30$	<i>algoritmo</i> $32.81+j5.35$	<i>algoritmo</i> $42.00+j6.08$	<i>algoritmo</i> $41.97+j5.97$	<i>algoritmo</i> $42.01+j5.64$	<i>algoritmo</i> $42.03+j5.77$	<i>algoritmo</i> $41.98+j5.80$
10	<i>Usual</i> $25+j5$	<i>Usual</i> $25+j5$	<i>Usual</i> $50+j10$				
	<i>algoritmo</i> $37.15+j7.25$	<i>algoritmo</i> $32.90+j6.55$	<i>algoritmo</i> $46.24+j8.94$	<i>algoritmo</i> $46.51+j9.17$	<i>algoritmo</i> $46.28+j9.89$	<i>algoritmo</i> $44.44+j9.24$	<i>algoritmo</i> $46.47+j8.96$

Valores (MW+jMVar)

Com a distribuição de geração de potência ativa e reativa proposta com a aplicação do algoritmo houve otimização da vazão turbinada com redução de 0,88% (caso 4) até 4,06% (caso 6).

7.1.2 – UHE Henry Borden (subterrânea 230kV)

Os valores das potências geradas, das vazões turbinadas com a distribuição e suas diferenças estão na Tabela 7.5.

Tabela 7.5 – Vazões da UHE Henry Borden 230kV.

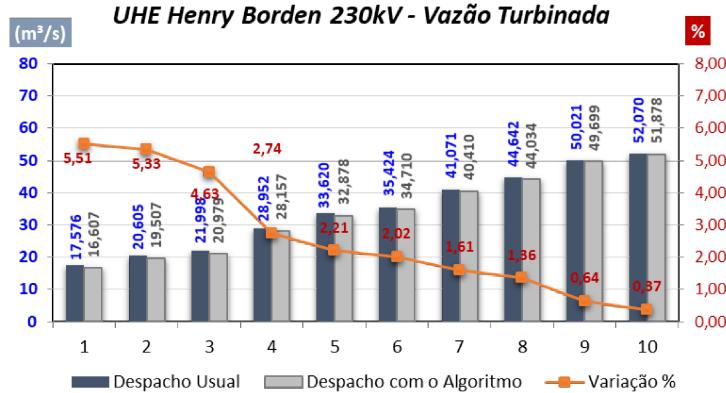
*Caso	Vazão		Diferença		
	Operação usual	Algoritmo	Verificada Turbinada (m³/s)	Diferença de Vazão (m³/s)	Variação (%)
1) $80+j60$	17,576	16,474	16,607	-0,969	-5,51
2) $100+j50$	20,605	19,365	19,507	-1,098	-5,33
3) $120+j50$	21,998	20,854	20,979	-1,019	-4,63
4) $150+j80$	28,952	28,069	28,157	-0,795	-2,74
5) $180+j90$	33,62	32,803	32,878	-0,742	-2,21
6) $200+j50$	35,424	34,643	34,710	-0,714	-2,02
7) $230+j40$	41,071	40,355	40,410	-0,661	-1,61
8) $250+j60$	44,642	43,987	44,034	-0,608	-1,36
9) $280+j40$	50,021	49,678	49,699	-0,322	-0,64
10) $300+j60$	52,070	51,866	51,878	-0,192	-0,37

*Valores (MW+jMVA)

Com a distribuição de geração de potência ativa e reativa proposta com a aplicação do algoritmo houve otimização da vazão turbinada com redução de 0,37% (caso 10) até 5,51% (caso 1).

A Figura 7.4 ilustra as vazões verificadas na UHB 230KV em cada caso estudado.

Figura 7.4 - Variações das vazões turbinadas UHB 230kV



Fonte: Autoria própria

A Tabela 7.6 mostra as distribuições das gerações de potência ativa e reativa entre as unidades geradoras. Primeiro de modo usual, feita pelos Operadores da usina, em seguida pelo resultado da simulação do algoritmo.

Tabela 7.6 – Distribuição de geração entre as unidades geradoras da UHB 230kV.

	Caso	UG nº 8	UG nº 11	UG nº 12	UG nº 13	UG nº 14	UG nº 15	UG nº 16
1	Usual	10+j5	15+j10	15+j10	10+j20	10+j10	10+j5	10+j10
	algoritmo	5,47+j8,37	10,14+j8,62	11,04+j8,54	10,94+j8,71	9,34+j8,64	16,79+j8,55	16,27+j8,57
2	Usual	15+j5	15+j5	20+j10	20+j10	10+j10	10+j10	10+j10
	algoritmo	6,84+j6,98	12,67+j7,19	13,80+j7,12	13,67+j7,26	11,68+j7,20	20,99+j7,13	20,34+j7,14
3	Usual	10+j10	10+j5	20+j5	20+j5	20+j5	20+j5	20+j5
	algoritmo	8,21+j5,58	15,20+j5,75	16,56+j5,70	16,40+j5,80	14,02+j5,76	25,19+j5,70	24,41+j5,71
4	Usual	20+j20	30+j10	20+j10	20+j10	20+j10	20+j10	20+j10
	algoritmo	17,87+j10,66	20,51+j11,78	21,29+j10,34	21,35+j11,74	20,66+j11,81	26,87+j11,90	21,47+j11,78
5	Usual	20+j20	30+j20	30+j10	30+j10	30+j10	20+j10	20+j10
	algoritmo	21,45+j11,99	24,62+j13,25	25,54+j11,63	25,61+j13,21	24,79+j13,28	32,25+j13,39	25,76+j13,25
6	Usual	20+j10	30+j5	30+j5	30+j5	30+j5	30+j10	30+j10
	algoritmo	23,83+j6,66	27,35+j7,36	28,38+j6,46	28,46+j7,34	27,54+j7,38	35,83+j7,44	28,62+j7,36
7	Usual	40+j5	30+j5	30+j5	40+j5	30+j5	30+j5	30+j10
	algoritmo	23,43+j5,22	31,02+j5,91	29,28+j5,88	31,84+j6,25	31,50+j5,72	41,86+j5,76	41,06+j5,27
8	Usual	40+j5	40+j5	40+j10	40+j10	30+j10	30+j10	30+j10
	algoritmo	25,47	33,72+j8,86	31,83+j8,82	34,61+j9,37	34,24+j8,58	45,50+j8,64	44,63+j7,90
9	Usual	45+j5	45+j5	45+j5	45+j5	35+j15	35+j5	30+j10
	algoritmo	31,02+j5,27	38,83+j5,67	37,72+j5,81	38,78+j5,83	38,80+j5,78	50,08+j6,05	44,77+j5,59
10	Usual	50+j5	50+j5	40+j10	40+j10	40+j10	40+j10	40+j10
	algoritmo	33,24+j7,90	41,60+j8,51	40,41+j8,72	41,55+j8,74	41,57+j8,67	53,66+j9,08	47,97+j8,38

Valores (MW+jMVar)

7.1.3 – UTE Piratininga 88kV

Nas usinas termoelétricas a maior eficiência é obtida normalmente próxima da sua capacidade nominal de geração. O seu maior custo é o do combustível, fazendo com sejam despachadas na sua potência nominal. Despachos de gerações intermediários não são usuais e normalmente só ocorrem quando existem alguma limitação técnica da unidade geradora ou na disponibilidade do combustível. As variações de geração das simulações foram feitas quando do retorno à operação das unidades geradoras, após parada para manutenção. Na partida da unidade geradora a tomada de geração é feita de forma gradual, o que possibilitou as aquisições dos dados. Os valores das potências geradas, das vazões turbinadas com a distribuição e suas diferenças estão na Tabela 7.7.

Tabela 7.7 – Casos e vazões consumidas na UTP 88kV.

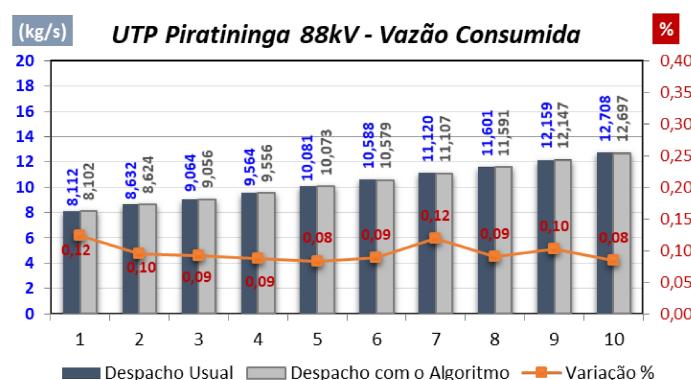
*Caso	Operação usual		Vazão	Algoritmo		Diferença de Vazão (kg/s)	Variação (%)
	Turbinada (kg/s)	teórica (kg/s)		Verificada Turbinada (kg/s)			
1) 90+j60	8,112	8,101		8,102		-0,010	-0,12
2) 100+j80	8,632	8,623		8,624		-0,008	-0,10
3) 110+j60	9,064	9,055		9,056		-0,008	-0,09
4) 120+j60	9,564	9,555		9,556		-0,008	-0,09
5) 130+j70	10,081	10,072		10,073		-0,008	-0,08
6) 140+j70	10,588	10,578		10,579		-0,009	-0,09
7) 150+j80	11,112	11,106		11,107		-0,013	-0,12
8) 160+60	11,601	11,59		11,591		-0,010	-0,09
9) 170+j80	12,159	12,146		12,147		-0,012	-0,10
10) 180+j100	12,708	12,697		12,697		-0,011	-0,08

*Valores (MW+jMVAr)

Com a distribuição de geração de potência ativa e reativa proposta com a aplicação do algoritmo houve otimização da vazão consumida com redução de 0,08% (caso 5) até 0,12% (caso 1 e 7).

Com os valores da Tabela 7.7 podemos construir o gráfico da Figura 7.5.

Figura 7.5 - Variações das vazões consumidas na UTP 88kV.



Fonte: Autoria própria

As distribuições das gerações de potência ativa e reativa entre as unidades geradoras estão na Tabela 7.8.

Tabela 7.8 – Distribuição de geração entre as unidades geradoras da UTP 88kV.

Caso	Despacho Usual		Despacho Algoritmo	
	UG 41	UG 42	UG 41	UG 42
1 (90+j60)	50+j40	40+j20	40.60+j28.99	49.40+j31.01
2 (100+j80)	50+j50	50+j30	45.52+j38.54	54.48+j41.46
3 (110+j60)	55+j30	55+j30	50.43+j28.91	59.57+j31.09
4 (120+j60)	60+j30	60+j30	55.32+j28.91	64.67+j31.09
5 (130+j70)	65+j35	65+j35	60.24+j33.73	69.76+j36.26
6 (140+j70)	70+j35	70+j35	65.16+j33.74	74.84+j36.26
7 (150+j80)	80+j40	70+j40	70.08+j38.56	79.92+j41.44
8 (160+j60)	80+j30	80+j30	75.00+j28.92	85.00+j31.08
9 (170+j80)	90+j50	80+j30	79.94+j38.54	90.06+j41.46
10 (180+j100)	90+j50	90+j50	84.85+j48.21	95.15+j51.79

Valores (MW+jMVAr)

7.2. – Análise do Consumo Mensal de Água.

O consumo mensal foi calculado utilizando os dados obtidos nos ensaios de distribuição de geração entre as unidades geradoras com a aplicação do algoritmo, utilizando os valores das vazões turbinadas ou consumidas das Tabelas 7.3, 7.5 e 7.7.

Como exemplo de aplicação do algoritmo, foram analisados alguns casos de despacho de geração que normalmente ocorrem nas usinas UHE Henry Borden e na UTP Piratininga, conforme Tabelas de 7.10 a 7.12. A geração de potência ativa e reativa são determinadas pelo consumo das cargas do sistema elétrico. A análise foi feita levando em conta que a geração de potência ativa e reativa sem alteração dos seus valores durante os patamares de carga leve, média e pesada.

Na análise foi considerado um mês típico de 30 dias com o total de 720 horas divididas entre os períodos de carga Leve, Média e Pesada, conforme estabelecido na Instrução de Operação do ONS “IO-ON.SE.3SP - OPERAÇÃO NORMAL DA ÁREA 345/230 kV DE SÃO PAULO” (ONS, 2019).

Tabela 7.9 – Períodos de Carga da Instrução de Operação: IO-ON.SE.3SP - ONS.

Período	Segunda	Terça a Sábado	Domingos e Feriados
00 às 07	Leve	Leve	Leve
07 às 10	Média	Média	Leve
10 às 17	Média	Média	Leve
17 às 22	Pesada	Pesada	Média
22 às 24	Média	Média	Leve
*Total de horas	Leve	258	Média
			332
			Pesada
			130

*Obs: Considerado um mês típico de 30 dias e sem feriados (720 horas).

7.2.1 – UHE Henry Borden (externa 88kV)

Na análise foram consideradas as vazões obtidas na Tabela 7.3, para os seguintes casos:

Caso 1 (60MW+j60MVAr) para o período de carga leve. Nesse período de carga o setor de 88kV e de 230kV operam com tensão reduzida entorno de 0,96pu a 0,98pu para ajudar no controle de tensão da região de Extra Alta Tensão (345/440/765kV), por isso é normal nesse período ter despacho de geração de reativo nos setores de 88kV e 230kV.

Caso 5 (180MW+j90MVAr) para o período de carga média. A geração de reativo ajuda o controle de tensão e carregamento do sistema elétrico diminuindo as perdas e aumentando a sua confiabilidade.

Caso 10 (300MW+j60MVAr) para o período de carga pesada. A geração de reativo nesse período é menos solicitada devido as cargas do sistema estarem com um fator de potência mais próximo a 1. O controle de tensão é feito com a ajuda dos TAP's dos transformadores de interligação, aumentando a confiabilidade do sistema elétrico.

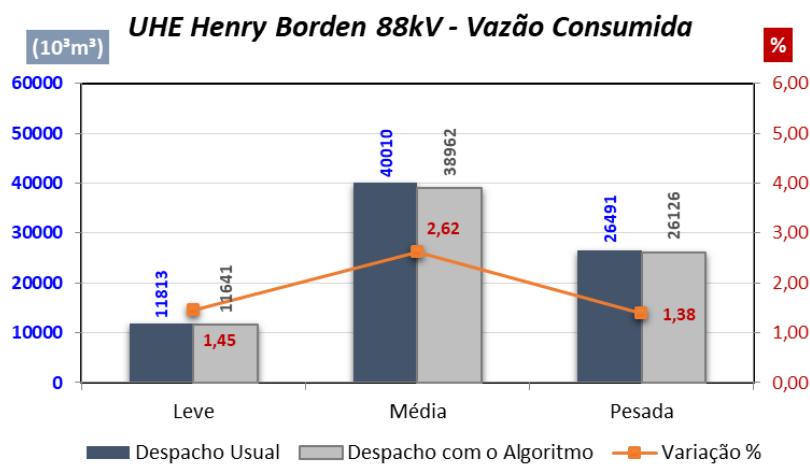
Os valores de consumo d'água foram calculados e estão na Tabela 7.10.

Tabela 7.10 - Valores de consumo d'água mensal da UHB 88kV.

Período Carga	Geração MW+jMVAr	Consumo d'água mensal		
		Despacho Usual (m^3)	Despacho Algoritmo (m^3)	Diferença $\Delta (m^3)$ (%)
Leve	60+j60	11.813.067	11.641.651	171.416 1,45
Média	180+j90	40.010.515	38.962.325	1.048.190 2,62
Pesada	300+j60	26.491.608	26.126.100	365.508 1,38
Total mensal		78.315.190	76.730.076	1.585.114 2,02

A Figura 7.5 mostra o consumo d'água mensal na UHB 88kV.

Figura 7.6 – Valores de consumo d'água mensal da UHB 88kV.



Fonte: Autoria própria

Os valores calculados com a aplicação do algoritmo mostram que, para a mesma geração de energia ativa e reativa que a UHB 88kV disponibiliza para o sistema elétrico, tem-se uma redução mensal no consumo d'água de 2,02% cerca de 1,58 milhões de m³.

7.2.2 – UHE Henry Borden (externa 230kV)

Na análise foram consideradas as vazões obtidas na Tabela 7.5, para os seguintes casos:

Caso 1 (80MW+j60MVAr) para o período de carga leve; Caso 5 (180MW+j90MVAr) para o período de carga média e Caso 10 (300MW+j60MVAr) para o período de carga pesada.

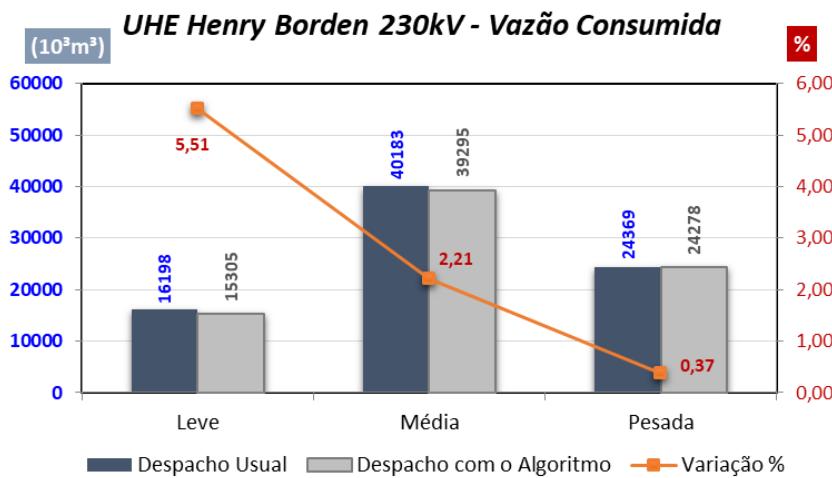
Os valores de consumo d'água foram calculados e estão na Tabela 7.11.

Tabela 7.11- Valores de consumo d'água mensal da UHB 230kV.

Período Carga	Geração MW+jMVAr	Consumo d'água mensal			Diferença Δ (m ³)	(%)
		Despacho Usual (m ³)	Despacho Algoritmo (m ³)	Diferença Δ (m ³)		
Leve	80+j60	16.198.042	15.305.011	893.031	5,51	
Média	180+j90	40.182.624	39.295.786	886.838	2,21	
Pesada	300+j60	24.368.760	24.278.904	89.856	0,37	
Total mensal		80.749.426	78.879.701	1.869.725	2,32	

A Figura 7.7 mostra o consumo d'água mensal da geração de energia ativa e reativa na UHB 88kV.

Figura 7.7 – Valores de consumo d'água mensal da UHB 230kV.



Fonte: Autoria própria

Com a aplicação do algoritmo tem-se uma redução mensal no consumo d'água de 2,32%, cerca de 1,87 milhões de m³, mantendo a mesma geração de energia ativa e reativa para o sistema elétrico.

7.2.3 – UTE Piratininga 88kV

As usinas termoelétricas não sofrem variações de geração durante os patamares de carga, normalmente elas são despachadas próximas a sua potência máxima. Para a análise foi considerado o despacho do caso 10 da tabela 7.7 (180MW e 100MVAr) para todos os patamares de carga.

Tabela 7.12- Valores mensal do consumo de gás da UTP 88kV.

Período Carga	Geração MW+jMVAr	Consumo de gás (mensal)			Diferença Δ (kg)	(%)
		Despacho Usual (kg)	Despacho Algoritmo (kg)			
Leve	180+j100	11.711.693	11.701.555	10.138	0,09	
Média	180+j100	15.188.602	15.175.454	13.148	0,09	
Pesada	180+j100	5.947.344	5.942.196	5.148	0,09	
<i>Total mensal</i>		32.847.639	32.819.205	28.704	0,09	

Os valores calculados com a aplicação do algoritmo mostram que, para a mesma geração de energia ativa e reativa que a UTP 88kV disponibiliza para o sistema elétrico, tem-se uma redução mensal no consumo de gás de 0,09% cerca de 28.704 kg.

7.3 – Análise do Desempenho do Transformador de Acoplamento.

O algoritmo pode ser utilizado como ferramenta de análise do desempenho do transformador de acoplamento entre o gerador e a barra de geração. Essa análise pode ser útil quando estão previstas a troca do transformador, pois seu valor de impedância tem influência direta no consumo de combustível. Como exemplo foram analisados 9 transformadores de acoplamento da unidade geradora nº1 de UHE Henry Borden.

A unidade geradora nº 1 de UHB está conectada à barra de 88kV do sistema elétrico através de um banco de transformador trifásico composto por três transformadores monofásicos de 20 MVA cada. Com a utilização do algoritmo foi possível simular a influência das perdas e da impedância do banco de transformadores na vazão turbinada da unidade geradora. Na simulação foi considerado a geração de 40 MW e o valor da impedância do banco (Z%) foi alterado de 9,5% até 15%, valores normais de impedância para esse tipo de transformador, os novos valores das vazões turbinadas estão na Tabela 7.13.

Tabela 7.13 – Transformador de acoplamento e vazão turbinada (UG 1- UHB).

<i>Transformador</i>	<i>Potência</i>	<i>Perdas cobre (kW)</i>	<i>Perdas ferro (kW)</i>	<i>Perdas totais (kW)</i>	<i>Impedância (Z%)</i>	<i>Vazão q(m³/s)</i>
1	60 MVA	650	100	750	9,5	6,932
2	60 MVA	650	100	750	12,5	6,984
3	60 MVA	650	100	750	15	7,010
4	60 MVA	500	120	620	9,5	6,910
5	60 MVA	500	120	620	12,5	6,961
6	60 MVA	500	120	620	15	6,986
7	60 MVA	800	150	950	9,5	6,966
8	60 MVA	800	150	950	12,5	7,017
9	60 MVA	800	150	950	15	7,042

Pelos resultados obtidos pode-se observar que o valor das perdas e da impedância Z% do transformador têm influência direta na vazão turbina da unidade geradora. O aumento das perdas ou do valor maior da impedância requer que aumento nas corrente de campo e de armadura do gerador síncrono aumentando as suas perdas, que somadas as novas perdas do transformador, necessita uma maior potência mecânica no eixo da turbina para manter a mesmo valor de geração de energia ativa e reativa para o sistema.

7.4 - Análise da Inserção de Banco de Capacitores

O algoritmo pode ser utilizado também como ferramenta de análise da inserção de banco de capacitores para a geração de potência reativa. Essa análise pode ser útil, pois a geração de potência reativa aumenta a vazão turbinada. Como resultado pode-se avaliar a economia de vazão turbinada e escolher a opção mais econômica.

Como exemplo de aplicação foi simulado novamente o consumo mensal da UHB 88kV e 230 kV das tabelas 7.10 e 7.11. A princípio foi considerado a geração de potência reativa pelas unidades geradoras da usina hidroelétrica Henry Borden. Em seguida foi considerado a inserção de banco de capacitores que fornecessem ao sistema elétrico a potência reativa necessária naquele ponto. Com isso, foi zerado a geração de potência reativa das unidades geradoras. A Tabela 7.14 mostra os resultados das simulações.

Tabela 7.14 – Inserção do banco de capacitores UHE Henry Borden

Usina	Situação	*Geração	Consumo mensal (m^3)	
UHB 88kV	<i>Sem Banco de Capacitores</i>	Leve: $60+j60$		
		Média: $180+j90$	76.730.076	
		Pesada: $300+j60$		
UHB 230kV	<i>Com Banco de Capacitores</i>	Leve: $60+j0$		
		Média: $180+j0$	75.305.454	
		Pesada: $300+j0$		
<i>Diferença</i>		1,86%	1.424.622	
UHB 88kV	<i>Sem Banco de Capacitores</i>	Leve: $80+j60$		
		Média: $180+j90$	78.879.701	
		Pesada: $300+j60$		
UHB 230kV	<i>Com Banco de Capacitores</i>	Leve: $80+j0$		
		Média: $180+j0$	77.471.260	
		Pesada: $300+j0$		
<i>Diferença</i>		1,79%	1.408.441	
*Valores MW+jMVAR				

Como resultado observamos que a inserção do banco de capacitores reduz o consumo d'água em 1,79% a 1,86%.

7.5 - Análise da Reserva Girante

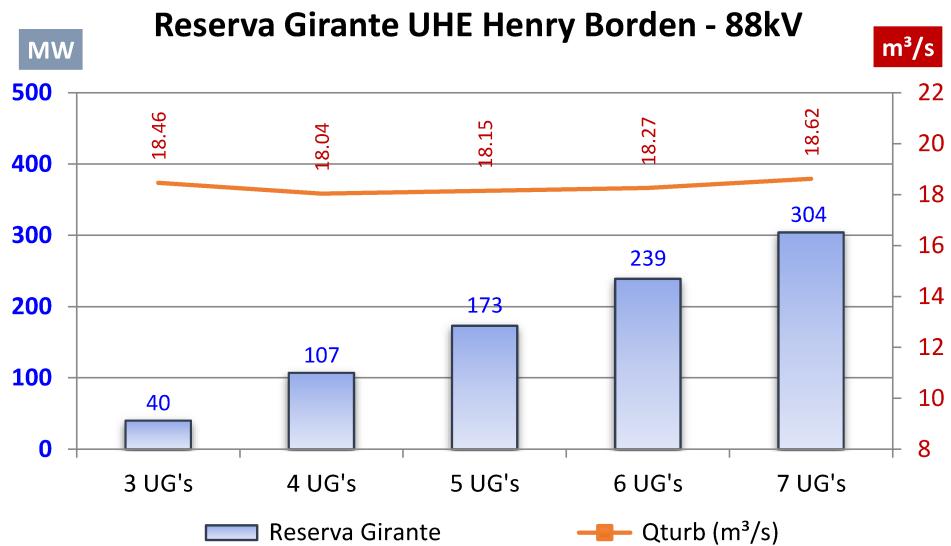
Na operação do sistema elétrico é necessário manter reserva girante de potência ativa nos geradores síncronos para atendimento as variações bruscas das cargas mantendo a frequência em 60hz, através da atuação dos reguladores de velocidade.

O algoritmo permite fazer análise do consumo de combustível necessário para manter a reserva girante. Como exemplo foram simulados 5 casos de geração na UHE Henry Borden 88kV (100MW +j 50MVAR), sendo que a princípio 3 unidades geradoras eram suficientes para o atendimento da necessidade de geração do sistema. Em cada caso foram incluídas mais unidades geradoras, sendo simulado a sua otimização pelo algoritmo. Os resultados estão na Tabela 7.15 e no gráfico da Figura 7.8. Com o maior número de máquinas sincronizadas aumenta consideravelmente a reserva girante de 40MW para 304MW e com a melhor distribuição da geração entre os geradores, feita pelo algoritmo, consegue-se esse aumento mantendo praticamente a mesma vazão turbinada, sem gastos adicionais para o sistema.

Tabela 7.15 – Comparação da reserva girante - UHE Henry Borden.

Caso	Nº de Unidade Geradora	Unidade Geradora	Reserva Girante MW	Consumo (Q_{turb}) m^3/s
1	3	1, 2 e 3	40	18,459
2	4	1, 2, 3 e 4	107	18,038
3	5	1, 2, 3, 4 e 5	173	18,148
4	6	1, 2, 3, 4, 5 e 6	239	18,266
5	7	1, 2, 3, 4, 5, 6 e 7	304	18,621

Figura 7.8 – Gráfico da vazão turbinada pela reserva girante – UHB 88kV.



Fonte: Autoria própria

Nesse capítulo foram feitas algumas simulações utilizando o algoritmo desenvolvido mostrando que ele pode servir de instrumento de operação em tempo real, auxiliando e otimizando a divisão de geração de potência ativa e reativa entre as unidades geradoras diminuindo a vazão turbinada ou o consumo de combustível. Também pode ser utilizado para auxílio no planejamento energético quando da troca de transformadores, estudos de inserção de novos bancos de capacitores e estudo da reserva girante pelas usinas geradoras.

No próximo capítulo serão feitas as conclusões finais e propostas para trabalhos futuros.

Conclusões

8.1 – Conclusões

O algoritmo desenvolvido apresentou uma forma amigável de utilização. Após a inclusão dos dados técnicos das turbinas, geradores síncronos e transformadores a simulação requer apenas a inserção dos dados de geração total da usina. Na resposta obtém-se os valores individuais de distribuição de geração de potência ativa e reativa das unidades geradoras. Fornece também a vazão total que deverá ser turbinada pela usina para atendimento a geração programada, podendo ser utilizado como instrumento de auxílio na operação em tempo real.

Pelos resultados das simulações do algoritmo desenvolvido no despacho de geração de potência ativa (P) e potência reativa (Q), na usina hidroelétrica Henry Borden e na usina termoelétrica Piratininga, pode-se observar que ocorreu otimização no consumo de combustível das usinas. Nos casos estudados houve redução de até 5,51% no consumo instantâneo e de 2,32% no consumo mensal para a UHE Henry Borden e de até 0,12% no consumo instantâneo e de 0,09% no consumo mensal para a UTE Piratininga, conforme pode ser observado nas Tabelas 7.3, 7.5, 7.7, 7.10 a 7.12 e pelos gráficos das Figuras de 7.3 a 7.7.

Nas simulações de geração instantânea, Tabelas 7.3, 7.5 e 7.7, foi observado uma pequena variação entre os valores das vazões turbinadas ou do consumo de combustível teórico que o algoritmo indicou e os valores verificados na prática, na operação das usinas. Essa variação provavelmente foi provocada por alguma imprecisão do valor de algum parâmetro de entrada ou do erro de leitura da vazão. Mesmo assim, a eficácia do algoritmo foi comprovada com a diminuição da vazão turbinada ou do consumo de gás em todos os casos analisados.

Na operação do Sistema Interligado Nacional tem-se a errônea ideia de que o consumo de combustível está atrelado apenas a geração de potência ativa e com a utilização do algoritmo é possível identificar o consumo de combustível também em

função da geração de potência reativa.

O algoritmo também pode ser utilizado como ferramenta de análise do desempenho do transformador de acoplamento entre o gerador e a barra de geração. Essa análise pode ser útil quando da sua troca, pois o valor das perdas e da sua impedância tem influência direta no consumo de combustível, por exemplo: As simulações feitas para a troca do banco de transformadores da unidade geradora nº1 de UHB (Tabela 7.13) mostram uma variação na vazão turbinada de 6,910m³/s até 7,042m³/s para a geração de 40MW. Essa análise pode ser importante quando da compra do novo transformador onde o desempenho ao longo do tempo pode indicar a compra de um transformador que não necessariamente tenha o menor preço.

Outra função que o algoritmo apresentou é de servir como instrumento de auxílio no planejamento do sistema, podendo comparar a geração de potência reativa dos geradores síncronos com a inserção de banco de capacitores, por exemplo: Na usina Hidroelétrica Henry Borden a inserção de um banco de capacitores de 90MVAr no setor de 88kV na barra geração poderá reduzir em até 1,86% o consumo mensal de água, e o mesmo banco inserido no setor de 230kV poderá reduzir em até 1,79% o consumo mensal de água conforme Tabela 7.14.

Outro ponto seria análise da reserva girante das usinas. Com a utilização do algoritmo pode-se verificar quanto de acréscimo de vazão turbinada é necessário para se manter a reserva girante, por exemplo: Na condição da geração de 100MW +j50 MVAr na UHE Henry Borden 88kV, com 3 unidades geradoras teria se uma reserva girante de 40MW e uma vazão turbina de 18,459m³/s, com 7 unidades geradoras teria se uma reserva girante de 304MW e uma vazão turbinada de 18,621m³/s. Ou seja, com praticamente a mesma vazão turbinada pode-se aumentar a reserva girante em 264MW, isto foi possível pela distribuição mais eficiente da geração de potência ativa e reativa das unidades geradoras feita pelo algoritmo.

8.2 - Propostas Para Trabalhos Futuros

O algoritmo foi desenvolvido para obter uma divisão otimizada de geração de potência ativa e reativa de cada unidade geradora de uma determinada usina, a partir de um valor de geração total de ativo e reativo que o sistema necessita na sua barra de geração. Ou seja, dado um P total e um Q total é feita a melhor distribuição entre os geradores com o menor consumo de combustível. Porém essa condição é

para usinas com grandes reservatórios. A maioria das usinas do sistema elétrico trabalham sem reservatórios, são usinas denominadas a fio d'água que geram o que a vazão permite. Uma proposta seria o desenvolvimento de um algoritmo que permitisse a melhor divisão da vazão entre as unidades geradoras com o máximo de geração ativa e reativa.

Outra proposta seria o desenvolvimento de um algoritmo para obter o melhor desempenho entre as unidades geradoras das usinas de uma mesma cascata. Nessas usinas a vazão vertida ou turbinada de uma usina a montante serve de vazão para a próxima usina a jusante. Atualmente no sistema elétrico não existe algoritmo para a otimização geral de todas as unidades geradoras dessas usinas.

A inserção do algoritmo desenvolvido no FPO – Fluxo de Potência Ótimo também seria interessante como proposta para trabalhos futuros.

Referências

ADEFARATI, T.; OLUWOLE, A. S. and SANUSI, M. A. "Computational Solution to Economic Operation of Power Plants" Electrical and Electronic Engineering 2013, 3(6): 139-148.

<https://doi.org/10.5923/j.eee.20130306.01>

AGRAWAL, Neetu; SWARNKAR, K. K. and WADHWANI, A. K. "Economic Load Dispatch Problem of Thermal Generators with Ramp Rate Limit Using Biogeography – Based Optimization" International Journal of Engineering and Innovative Technology (IJEIT) Volume 1, Issue 3, march 2012 ISSN: 2277-3754 pp 98-102.

<https://doi.org/10.17605/OSF.IO/UAQSG>

ALVARADO, F; BROEHM, R. and PANVINI, A. - Retail Pricing of Reactive Power Service - 1996 EPRI Conference on Innovative Approaches to Electricity Pricing.

<https://www.osti.gov/biblio/254476>

ALVARADO, Fernando; BORISSOV, Blagoy, KIRSCH, Laurence D. - Reactive Power as an Identifiable Ancillary Service - Transmission Administrator of Alberta, Ltd. - March 18, 2003.

<https://doi.org/10.1.1.482.6201&rep=rep1&type=pdf>

ANEEL - Agência Nacional de Energia Elétrica, "Resolução Normativa n° 697, de 16 de dezembro de 2015".

<http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2015697.pdf>. Acesso em: 30/03/2020.

ARAÚJO, M. – Método de Alocação de Custos de Suporte de Potência Reativa Baseado em Leis de Circuitos. – Dissertação de Mestrado – PUC RJ – 2007.

https://www.maxwell.vrac.puc-rio.br/10511/10511_1.PDF

BANSAL, R.C. – Optimization Methods for Electric Power Systems: An Overview – International Journal of Emerging power Systems, Vol. 2 (2005), Iss. 1, Art. 1021.

<https://doi.org/10.2202/1553-779X.1021>

BARBOSA, H. J. C. "Algoritmos genéticos para otimização em engenharia: uma introdução." In: IV Seminário sobre elementos finitos e métodos numéricos em engenharia, 1996, Juiz de Fora, MG. Anais. [S.I.: s.n.], 1996.

BARBOSA, H. J.; BERNARDINO, H. S.; BARRETO, A. M. – Using Performance Profiles for the Analysis and Design of Benchmark Experiments. In Advances in Metaheuristics (pp. 21-36). Spring New York (2013).

https://doi.org/10.1007/978-1-4614-6322-1_2

BHATTACHARYA, Kankar e ZHONG, Jin - Reactive Power as an Ancillary Service - IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 16, nº 2, May 2001.
<https://doi.org/10.1109/59.918301>

BHATTACHARYA, K.; EL-SAMAHY, I.; CAÑIZARES, C.; ANJOS, M. F., and PAN, J. - A Procurement Market Model for Reactive Power Services Considering System Security - IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 23, nº 1, February 2008.
<https://doi.org/10.1109/TPWRS.2007.913296>

BURKE, E.; ELLIMAN, D. and Weare, R. "A hybrid genetic algorithm for highly constrained timetabling problems." In: 6th International Conference on Genetic Algorithms (ICGA'95, Pittsburgh, USA, 15th-19th July 1995), 1995. Anais. Morgan Kaufmann: San Francisco: CA: USA, 1995. p.605–610.
[http://www.asap.cs.nott.ac.uk/ASAP/papers/pdf/icga95.pdf.](http://www.asap.cs.nott.ac.uk/ASAP/papers/pdf/icga95.pdf)

CAÑIZARES, C.A.; BHATTACHARYA, K.; EL-SAMAHY, I.; HAGHIGHAT, H., PAN, J. and TANG, C. - Re-defining the Reactive Power Dispatch Problem in the Context of Competitive Electricity Markets - IET Gener. Transm. Distrib., 2010, Vol. 4, Iss. 2, pp. 162–177.
<http://doi.org/10.1049/iet-gtd.2009.0099>

CHU, Wen-Chen; CHEN, Bin-Kwie, and LIAO, Chung-Hsien - Allocating the Costs of Reactive Power Purchased in an Ancillary Service Market by Modified Y-Bus Matrix Method. - IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 19, nº 1, February 2004.
<https://doi.org/10.1109/TPWRS.2003.821425>

DAI, Y.; LIU, X. D.; NI, Y. X.; WEN, F. S.; HAN, Z. X.; SHEN, C. M. e WU, Felix F. - A Cost Allocation Method for Reactive Power Service Based on Power Flow Tracing - Electric Power Systems Research 64 (2003) 59-65.
[https://doi.org/10.1016/S0378-7796\(02\)00147-5](https://doi.org/10.1016/S0378-7796(02)00147-5)

DAVIS, L. D. "Handbook of genetic algorithms". [S.I.]: Van Nostrand Reinhold, 1991.

DINIZ, A. L. – “A Mathematical Model for the Efficiency Curves of Hydroelectric Units.” Power Engineering Society General Meeting, 2007. IEEE, Tampa, FL, 2007, pp 1-7.
<https://doi.org/10.1109/PES.2007.385632>

DOLAN, E. D.; MORÉ, J. J.; Munson, T.S. – Optimality Measures for Performance Profiles. SIAM Journal on Optimization, 16(3), 891-909 (2006).
<https://doi.org/10.1137/040608015>

EL-SAMAHY, I.; BHATTACHARYA, K.; and CAÑIZARES, C. A. - A Unified Framework for Reactive Power Management in Deregulated Electricity Markets - 142440178X/06/ 2006 IEEE.
<https://doi.org/10.1109/PSCE.2006.296434>

EL-SAMAHY, I. - Secure Provision of Reactive Power Ancillary Services in Competitive Electricity Markets - Waterloo, Ontario, Canada, 2008. Disponível em:
<http://hdl.handle.net/10012/3652>

EMAE – Empresa Metropolitana de Águas e Energia – “Manual Técnico de Operação da Usina Hidroelétrica Henry Borden.” 2005

EMAE – Empresa Metropolitana de Águas e Energia – “Manual Técnico de Operação da Usina Elevatória de Pedreira.” 2006

FITZGERALD, A. E., Máquinas Elétricas, Editora McGraw-Hill. 7º edição (2014).

GEYER, Schultz. “A. Fuzzy rule-based expert systems and genetic machine learning.” Heidelberg: Physica-Verlag, 1997.

[https://doi.org/10.1016/0165-0114\(95\)00196-4](https://doi.org/10.1016/0165-0114(95)00196-4)

GIL, Julián Barquín; ROMÁN, Tomás Gómez San, RÍOS, Juan José Alba e MARTÍN, Pedro Sánchez, - Reactive Power Pricing: A Conceptual Framework for Remuneration and Charging Procedures - IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 15, nº 2, May 2000.

<https://doi.org/10.1109/59.867129>

GOLDBERG, D. E. “Genetic algorithms in search, optimization & machine learning.” [S.I.]: Addison-Wesley, 1989.

GOVE, E. W.: Geometric Construction of Stability Limits of synchronous Machines, Proc. IEEE, vol. 112, 1965.

<https://doi.org/10.1049/piee.1965.0168>

GRANVILLE, S. – Optimal Reactive Dispatch Through Interior Point Methods. – IEEE Transactions on Power Systems 9(1), 136-146 9 (1994).

<https://doi.org/10.1109/59.317548>

HAIGHIGHAIT, H.; CAÑIZARES, C., BHATTACHARYA, K. – Dispatching Reactive Power Considering All Providers in Competitive Electricity Markets – IEEE – PES general Meeting, Minneapolis, July 2010.

<https://doi.org/10.1109/PES.2010.5589793>

HOLLAND, J. - Adaptation in natural and artificial systems. Ann Arbor: Univ. of Michigan Press, 1975.

HSU, Chungshih e CHEN, MO-Shing - Reactive Power Planning and Operating in the Deregulated Power Utilities - 0-7803-5902-X - 2000 IEEE.

<https://doi.org/10.1109/DRPT.2000.855641>

IRISARRI, G. D.; WANG, X.; Tong, J. and MOKHTARI, S. – Maximum Loadability of Power Systems Using Interior Point Nonlinear Optimization Method. - IEEE Transactions on Power Systems 12(1), 162-172 (1997).

<https://doi.org/10.1109/59.574936>

KIRBY, B. e HIRST, E. – Ancillary Service details: Voltage Control - The National Regulatory Research Institute Columbus, Ohio – 1997.

<https://doi.org/10.2172/607488>

KOTSAN, S. - Efficient Pricing of a Bundled Product of Both Real and Reactive Power -West Virginia University, 2003.

<http://doi.org/10.1504/IJETP.2005.007266>

KRISHNASAMY, Vijayakumar "Genetic Algorithm for Solving Optimal Power Flow Problem with UPFC", International Journal of Software Engineering and Its Applications Vol. 5 nº 1, pp. 41 January 2011.

<https://doi.org/10.1109/ISAP.1996.501101>

LAMONT, John W. e FU, Jian - Cost Analysis of Reactive Power Support - IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 14, nº 3, August 1999.

<https://doi.org/10.1109/59.780900>

LIN, X.J.; YU, C.W; XU, N.; CHUNG, C.Y. and WU, H. - Reactive power service cost allocation using Aumann-Shapley method- IEE Proc.- Gener. Transm. Distrib., Vol. 153, nº 5, September 2006.

<https://doi.org/10.1049/ip-gtd:20050527>

MELIOPOULOS, A. P. Sakis; ASA'D, Murad A. e COKKINIDES G. J. - Issues for Reactive Power and Voltage Control Pricing in a Deregulated Environment - Proceedings of the 32nd Hawaii International Conference on System Sciences – 1999 IEEE.

[https://doi.org/10.1016/S0167-9236\(00\)00107-X](https://doi.org/10.1016/S0167-9236(00)00107-X)

MICHALEWICZ, Z. Genetic algorithms + data structures = evolution programs. Berlin: Springer-Verlag, 1999.

MOON, Young-Hyun; PARK, Jeong-Do; JUNG, Choon-Shik and KOOK, Hyun-Jong - Cost Evaluation for Capacitive Reactive Power under the Deregulation Environment - 708-0738-0636-7646-732/0-70 – 2001 IEEE.

<https://doi.org/10.1109/PESW.2001.917336>

MUCHAYI Maxwell and EL-HAWARY, M. E. - A Summary of Algorithms in Reactive Power Pricing- Electrical Power and Energy Systems 21 (1999) 119 –124.

[https://doi.org/10.1016/S0142-0615\(98\)00039-8](https://doi.org/10.1016/S0142-0615(98)00039-8)

ONS – Operador Nacional do Sistema Elétrico. "Instrução de Operação – IO-CG.BR.01- Controle de Geração em Condições Normais." 2017.

site: <http://www.ons.org.br>

ONS – Operador Nacional do Sistema Elétrico. "Instrução de Operação – IO-ON.SE.4SP- Operação Normal da Área de 440kV de São Paulo." 2018.

site: <http://www.ons.org.br>

ONS – Operador Nacional do Sistema Elétrico. "Instrução de Operação – IO-ON.SE.3SP- Operação Normal da Área de 345kV de São Paulo." 2019.

site: <http://www.ons.org.br>

ONS- Operador Nacional do Sistema Elétrico - "Procedimentos de Rede (Módulo 14)".
<https://tinyurl.com/y8lwzgej>

PHANTHUNA, N.; PHUPLA, V.; RUGTHAICHAROENCHEEP, N. and LERDWANITTIP, S. "Economic Load Dispatch with Daily Load Patterns and generator Constrains By Particle Swarm Optimization" World Academy of Science, Engineering and Technology 71 2012 pp. 1233-1235.

<https://ieeexplore.ieee.org/document/6125657>

QUINTANA, V. H. and TORRES, G. L. - An Interior-Point Method for Nonlinear Optimal Power Flow using Voltage Reactangular Coordinates - IEEE Transactions on Power Systems 13(4), 1211-1218 (1998).

<https://doi.org/10.1109/59.736231>

QUINTANA, V. H.; TORRES, G. L. and MEDINA-PALOMO, J. – Interior-Point Methods and their Applications to Power Systems. - IEEE Transactions on Power Systems 9(1), 136-146 9 (2000).

<https://doi.org/10.1109/59.852117>

RABIEE, A.; SHAYANFAR, H. A. and AMJADY, N. - Reactive Power Pricing Problems & a Proposal for a Competitive Market - IEEE Power & Energy Magazine january/february 2009.

<https://doi.org/10.1080/01430750.2018.1517675>

RAGNEV, W. - Estudo de Potência Reativa, Tensão, Contingência e Perdas em Empresas de Energia Elétrica Localizadas na Grande São Paulo. – UFU – 2005.

<https://repositorio.ufu.br/handle/123456789/14659>

RANATUNGA, R. A. S. K.; ANNAKKAGE, U.D e KUMBLE, C.S. - Implications of Reactive Power on Nodal Pricing and Dispatch - 2000 IEEE.

<http://doi.org/10.1109/PESW.2000.850046>

RING, B. J. - Dispatch Based Pricing in Decentralised Power Systems - University of Canterbury, 1995.

<http://hdl.handle.net/10092/4617>

RO, K. - Calculation of Reactive Power Service Charges Under Competition of Electric Power Industries - Electrical Engineering 85 (2003).

<https://doi.org/10.1007/s00202-003-0159-5>

RUEDA, S. M. Villamizar e ALMEIDA, K. C. - Optimal Power Flow Solutions Under Variable Load Conditions: Reactive Power Cost Modeling - 0-7803-6681-6/01 2001 IEEE.

<https://doi.org/10.1109/PICA.2001.932368>

SINGH, Manjeet; GARG, Mukesh and GIRDHER, Vineet "Comparative Study of Economic Load Dispatch Using Modifies Hop Field Neural Network", Journal of Computing & Business Research, ISSN (online): 2229-6166, pp.1, 2012.

SOUZA, T.; TAHAN, C. M. V.; JARDINI, J. A., ROSA; J. A. O.; A. P. FELTRIN and MANSO, J. C. G. "A New Approach to Remuneration of Ancillary Services Provided by Generation Agents in Brazil", IEEE Latin America Transactions, Vol. 8 n° 1, pp. 38-44, March 2010.

<https://doi.org/10.1109/TLA.2010.5453944>

SPRUMONT, Yves - On the Discrete Version of the Aumann-Shapley Cost-Sharing Method - Econometric, Vol. 73, N° 5 (September 2005), 1693-1712.

<https://doi.org/10.1111/j.1468-0262.2005.00633.x>

TING-FANG, Y. and CHUM-HUA, P. "Power Application of an Improved Particle Swarm Optimization to Economic Load Dispatch in Power Plant" in Proc IEEE Int. Conf. Advanced Computer Theory and Engineering 2010.

<https://doi.org/10.1109/ICACTE.2010.5579502>

WADHWA C. L, "Electrical Power Systems". New Age International Publishers, sixth Edition, pp 627-661, 2010.

WALKER, J. H.: Operating Characteristics of Salient-Pole Machines, Proc. IEEE, vol. 100(II), (1953).

<https://doi.org/10.1049/pi-2.1953.0004>

WEBER, James D.; OVERBYE, Thomas J.; SAUER Peter W. e DEMARCO, Christopher L. - A Simulation Based Approach to Pricing Reactive Power - 1060-3425/98 - 1998 IEEE.

<https://doi.org/10.1109/HICSS.1998.656072>

WHITLEY, D. A. - Genetic Algorithm tutorial.

http://www.geocities.com/igoryepes/ga_tutorial.zip. Acesso em 05 de setembro de 2014.

ZHAO, Y. and IRVING, M. R. - A Reactive Power Service Cost Allocation and Pricing Method in the New Deregulated Electricity Market Environment – IEEE – 2006.

<https://doi.org/10.1109/TDC.2006.1668645>

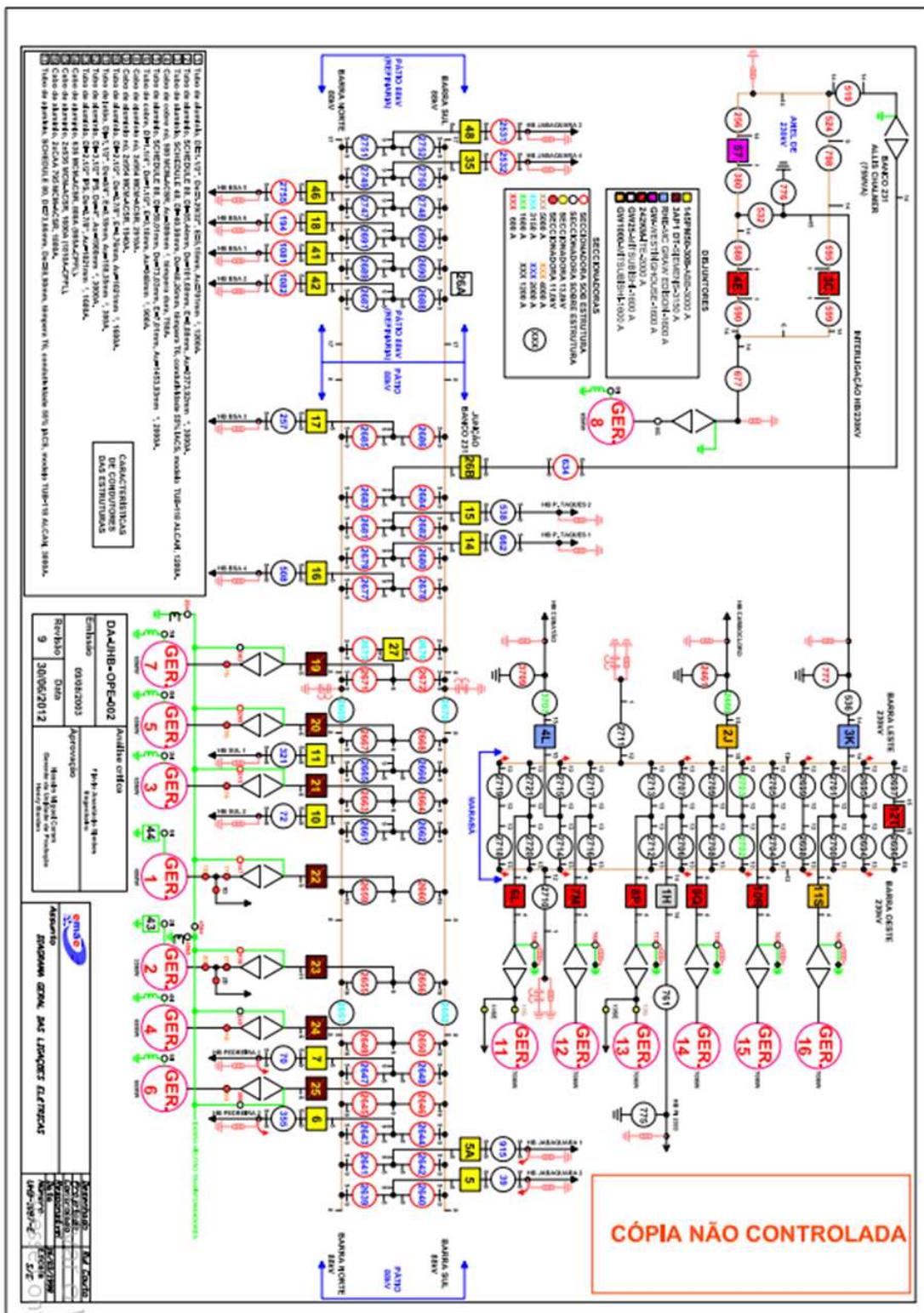
ZHONG, Jin e BHATTACHARYA, Kankar - Toward a Competitive Market for Reactive Power - IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 17, n° 4, May 2002.

<https://doi.org/10.1109/TPWRS.2002.805025>

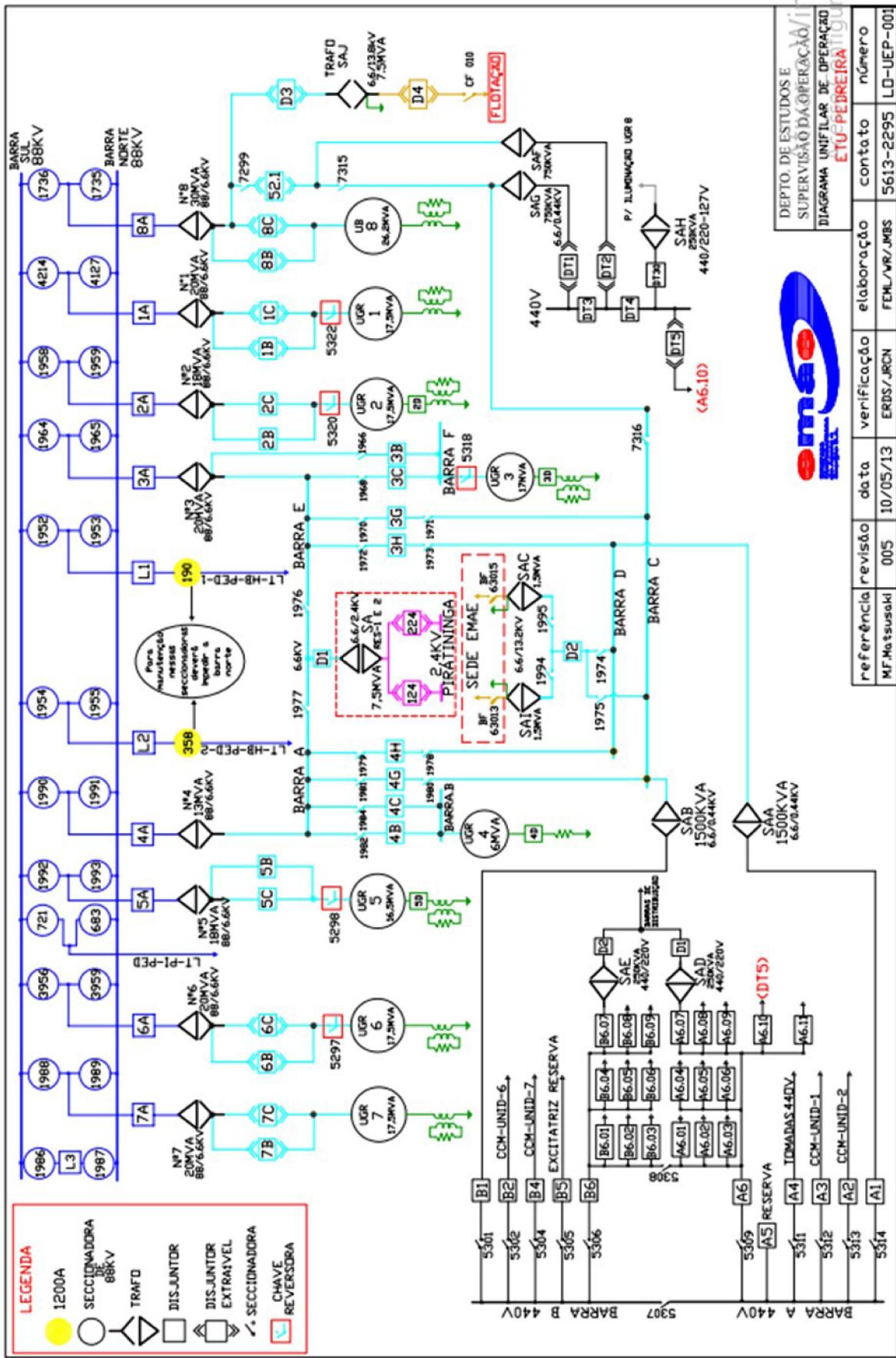
Anexos

Anexo 1 – Diagramas Elétricos

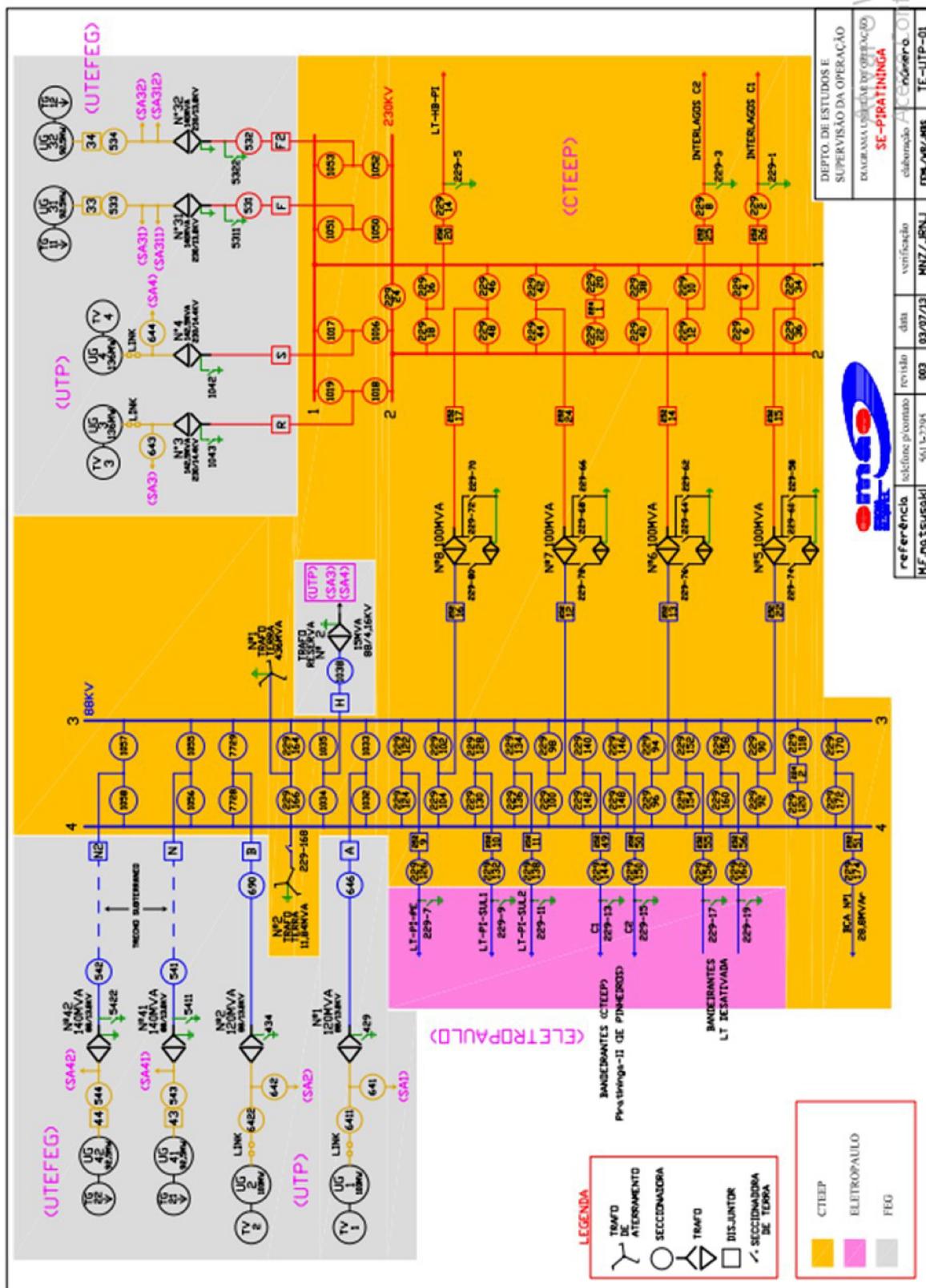
- Usina Hidroelétrica Henry Borden



○ Usina Elevatória Pedreira



○ Usina Termoelétrica Piratininga



Anexo 2 – Dados Técnicos

- Usina Hidroelétrica Henry Borden 88kV

GERADOR SÍNCRONO							
	UG 1	UG 2	UG 3	UG 4	UG 5	UG 6	UG 7
S (MVA)	47	39	69	76,5	69	66	69
V (kV)	11	11	11	11	11	11	11
F.P(cosφ)	0,85	0,90	0,95	0,90	0,95	0,95	0,95
Ia (A)	2467	2047	3622	4015	3622	3464	3622
Xd (pu)	1,37	1,25	1,23	1,44	1,23	1,23	1,20
Xq (pu)	0,63	0,77	0,76	0,64	0,76	0,76	0,74
Xl (pu)	0,14	0,14	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16
x'd	0,45	0,45	0,46	0,45	0,46	0,45	0,46
X'q	0,63	0,63	0,63	0,63	0,63	0,63	0,63
ra (Ω)	0,0026	0,0026	0,0022	0,0022	0,0022	0,0022	0,0022
rf (Ω)	0,528	0,528	0,528	0,528	0,528	0,528	0,528
Vexc (V)	300	250	250	300	250	300	250
Iexc (A)	667	450	620	667	620	667	630
Pexc	200 kW	113 kW	155 kW	200 kW	155 kW	200 kW	158 kW
Pmec	400 kW	400 kW	812 kW	816 kW	812 kW	812 kW	812 kW
Pferro	200 kW	200 kW	276 kW	255 kW	325 kW	290 kW	320 kW
Psupl	115 kW	115 kW	120 kW				
Rotação	360 rpm						
TRANSFORMADORES							
S	60 MVA	60 MVA	75 MVA				
V(AT)	11 kV						
V(BT)	88 kV						
TAP	1/1,05	1/1,05	1/1,05	1/1,05	1/1,05	1/1,05	1/1,05
Pferro	95 kW	95 kW	100 kW	95 kW	98 kW	95 kW	100 kW
Pcobre	650 kW	650 kW	660 kW	655 kW	620 kW	630 kW	625 kW
Z(%)	9,50	9,50	13,94	13,54	13,80	13,40	13,55
TURBINAS							
Marca	CHARMILLES						
tipo	Pelton						
Posição	Dupla Horizontal						
Rotação	360 rpm	366 rpm					
Desnível Utilizável	718,5m						
Consumo máximo	6,29m³/s						
Potência Nominal	28.000HP						
Potência Máxima	30.500HP						
Nº Injetores	1	1	1	1	1	1	1

○ Usina Hidroelétrica Henry Borden 230kV

GERADOR SÍNCRONO							
	UG 1	UG 2	UG 3	UG 4	UG 5	UG 6	UG 7
S (MVA)	69	82,35	82,35	82,35	82,35	82,35	82,35
V (KV)	11	13,8	13,8	13,8	13,8	13,8	13,8
F.P(cosφ)	0,95	0,85	0,85	0,85	0,85	0,93	0,93
Ia (A)	3622	3445	3445	3445	3445	3445	3445
Xd (pu)	1,20	1,09	1,09	1,09	1,09	0,98	0,98
Xq (pu)	0,74	0,72	0,72	0,72	0,72	0,66	0,66
Xl (pu)	0,16	0,148	0,148	0,148	0,148	0,148	0,148
x'd	0,45	0,27	0,27	0,27	0,27	0,328	0,328
X'q	0,63	0,62	0,62	0,62	0,62	0,59	0,59
ra (Ω)	0,0022	0,0022	0,0022	0,0026	0,0026	0,0026	0,0026
rf (Ω)	0,528	0,528	0,528	0,23	0,23	0,23	0,23
Vexc (V)	250	250	250	250	250	250	250
Iexc (A)	620	798	798	798	798	710	710
Pexc	155 kW	200 kW	200 kW	200 kW	200 kW	178 kW	178 kW
Pmec	812 kW	700 kW	700 kW	700 kW	700 kW	700 kW	700 kW
Pferro	225 kW	290 kW	314 kW	334 kW	334 kW	370 kW	370 kW
Psupl	125 kW	125 kW	125 kW	125 kW	125 kW	125 kW	125 kW
rotação	360 rpm	450 rpm	450 rpm	450 rpm	450 rpm	450 rpm	450 rpm
TRANSFORMADORES							
S	75 MVA	75 MVA	75 MVA	75 MVA	75 MVA	75 MVA	75 MVA
V(AT)	11 kV	13,8 kV	13,8 kV	13,8 kV	13,8 kV	13,8 kV	13,8 kV
V(BT)	230 kV	230 kV	230 kV	230 kV	230 kV	230 kV	230 kV
TAP	1/1,05	1/1,05	1/1,05	1/1,05	1/1,05	1/1,05	1/1,05
Pferro	150 kW	120	118	125	130	126	125
Pcobre	522	584	585	588	590	585	585
Z(%)	11,60	11,80	11,60	11,76	11,81	11,78	11,68
TURBINAS							
Marca	CHARMILLES	DOMINION ENG. WORKS	DOMINION ENG. WORKS	DOMINION ENG. WORKS	DOMINION ENG. WORKS	CHARMILLES	CHARMILLES
tipo	Pelton	Pelton	Pelton	Pelton	Pelton	Pelton	Pelton
Posição	Vertical	Vertical	Vertical	Vertical	Vertical	Vertical	Vertical
Rotação	360 rpm	450rpm	450rpm	450rpm	450rpm	450rpm	450rpm
Desnível Utilizável	717,3 m	717,3 m	717,3 m	717,3 m	717,3 m	717,3 m	717,3 m
Consumo máximo	11,65 m³/s	11,56 m³/s	11,73 m³/s	11,25 m³/s	11,76 m³/s	11,25 m³/s	11,25 m³/s
Potência Nominal	88.000 HP	88.000 HP	88.000 HP	88.000 HP	88.000 HP	88.000 HP	88.000 HP
Potência Máxima	103.600 HP	103.600 HP	104.300 HP	102.800 HP	103.000 HP	103.400 HP	103.400 HP
Nº Injetores	4	4	4	4	4	4	4

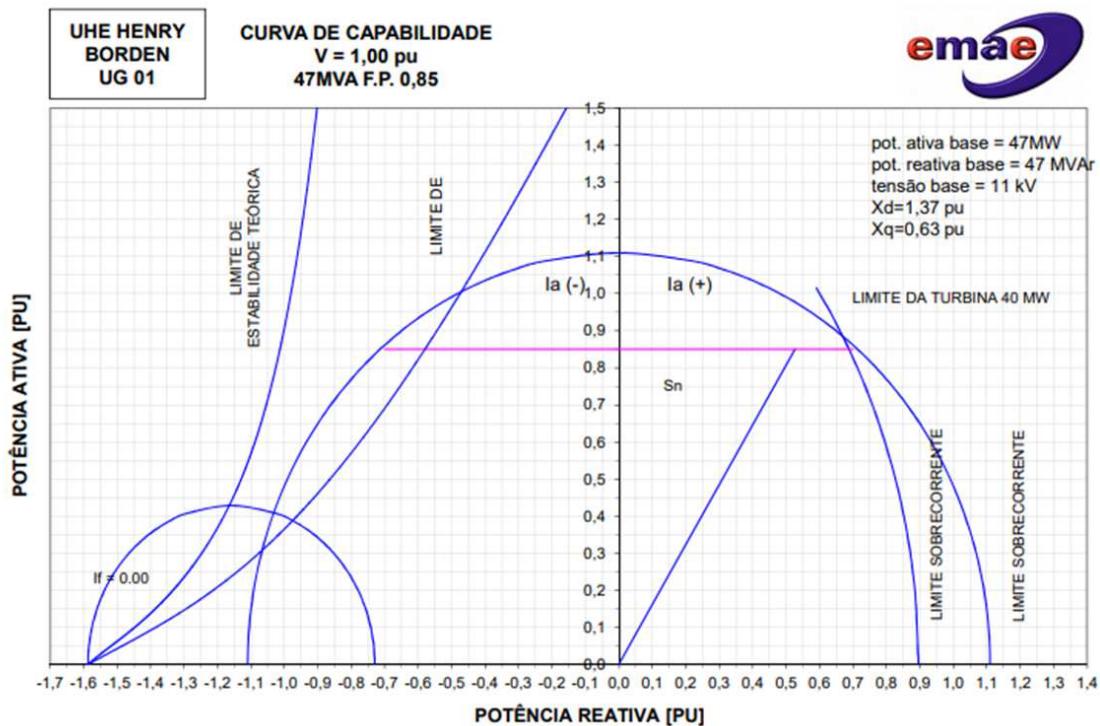
○ Usina Termoelétrica Piratininga

Dados do Gerador		UG 41	UG 42	
<i>Norma</i>			<i>ANSI</i>	
<i>Potência Nominal</i>	S_n	168	168	<i>MVA</i>
<i>Potência Ativa</i>	P_n	142.8	142.8	<i>MW</i>
<i>Tensão Terminal ($\pm 5\%$)</i>	U_n	13800	13800	<i>V</i>
<i>Corrente por fase</i>	I_n	7029	7029	<i>A</i>
<i>Fator de potência</i>	$\cos\phi$	0.85	0.85	----
<i>Frequência</i>	f	60	60	<i>Hz</i>
<i>rotação</i>	n_n	3600	3600	<i>rpm</i>
<i>Corrente de campo (0,0)</i>	I_{f_0}	370	370	<i>A</i>
<i>Tensão de Campo (0,0)</i>	U_{f_0}	72	72	<i>V</i>
<i>Corrente de campo (nominal)</i>	I_{f_n}	1089	1089	<i>A</i>
<i>Tensão de Campo (nominal)</i>	U_{f_n}	314	314	<i>V</i>
<i>Reatância Eixo Direto (não saturada)</i>	x_d	2.31	2.31	<i>p.u.</i>
<i>Reatância transient de Eixo Direto (não saturada) $\pm 10\%$</i>	x'_d	0.23	0.23	<i>p.u.</i>
<i>Reatância Eixo em quadratura (não saturada)</i>	x_q	2.14	2.14	<i>p.u.</i>
<i>Reatância transient de Eixo em quadrature (não saturada)</i>	x'_q	0.38	0.38	<i>p.u.</i>
<i>Reatância de Potier</i>	x_P	0.24	0.24	<i>p.u.</i>
<i>Reatância Leakage (estator)</i>	x_σ	0.16	0.16	<i>p.u.</i>
<i>Resistência estator por fase a 115 °C</i>	R_a	1.270	1.148	<i>mΩ</i>
<i>Resistência rotor por fase a 115 °C</i>	R_f	0.266	0.256	Ω
Perdas no Gerador		UG 41	UG 42	
<i>Ferro</i>	P_{fe}	181	335	<i>kW</i>
<i>Cobre estator á 95°C</i>	P_{Cu1}	188	170	<i>kW</i>
<i>Excitação</i>	P_{exc}	28	28	<i>kW</i>
<i>Suplementares</i>	P_{sup}	259	259	<i>kW</i>
<i>Cobre rotor á 95°C</i>	P_{Cu2}	315	305	<i>kW</i>
<i>Ventilação / refrigeração</i>	P_{Ven}	876	876	<i>kW</i>
<i>Rotação</i>	P_{rot}	175	175	<i>kW</i>
<i>Total</i>	P_{tot}	2022	2148	<i>kW</i>
TRANSFORMADORES				
<i>S</i>		140	140	<i>MVA</i>
<i>V(AT)</i>		88	88	<i>kV</i>
<i>V(BT)</i>		13,8	13,8	<i>KV</i>
<i>TAP</i>		1/1	1/1	---
<i>Pferro</i>		280	250	<i>kW</i>
<i>Pcobre</i>		850	820	<i>kW</i>
<i>Z(%)</i>		12,56	11,89	%
TURBINA				
<i>Marca</i>		<i>Alstom</i>	<i>Alstom</i>	
<i>Tipo</i>		<i>Exposição</i>	<i>Exposição</i>	
<i>Potência</i>		100	100	<i>MW</i>
<i>Combustível</i>		<i>Gás natural</i>	<i>Gás natural</i>	

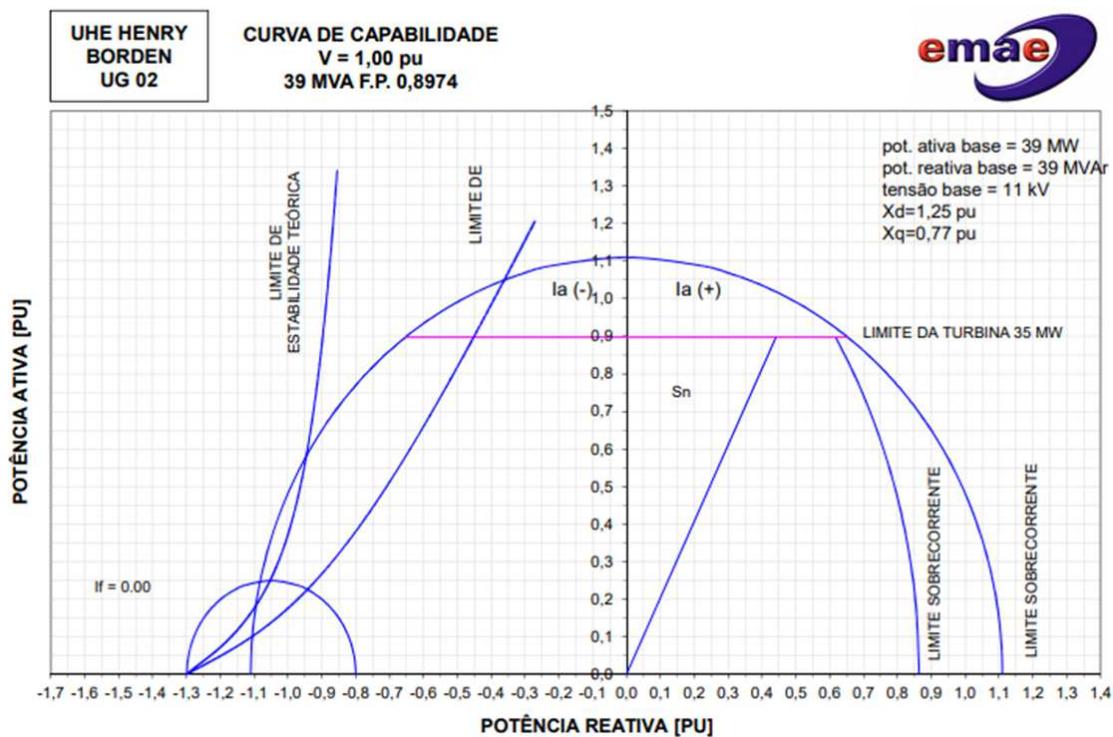
Anexo 3 – Curvas de Capabilidade

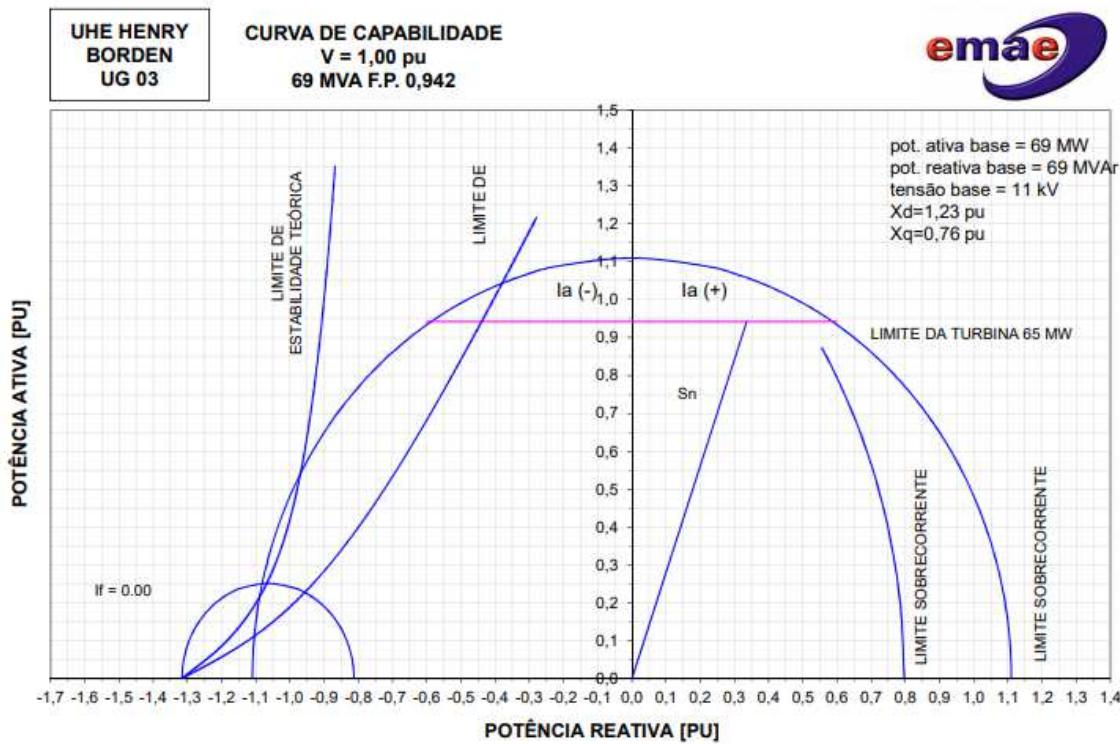
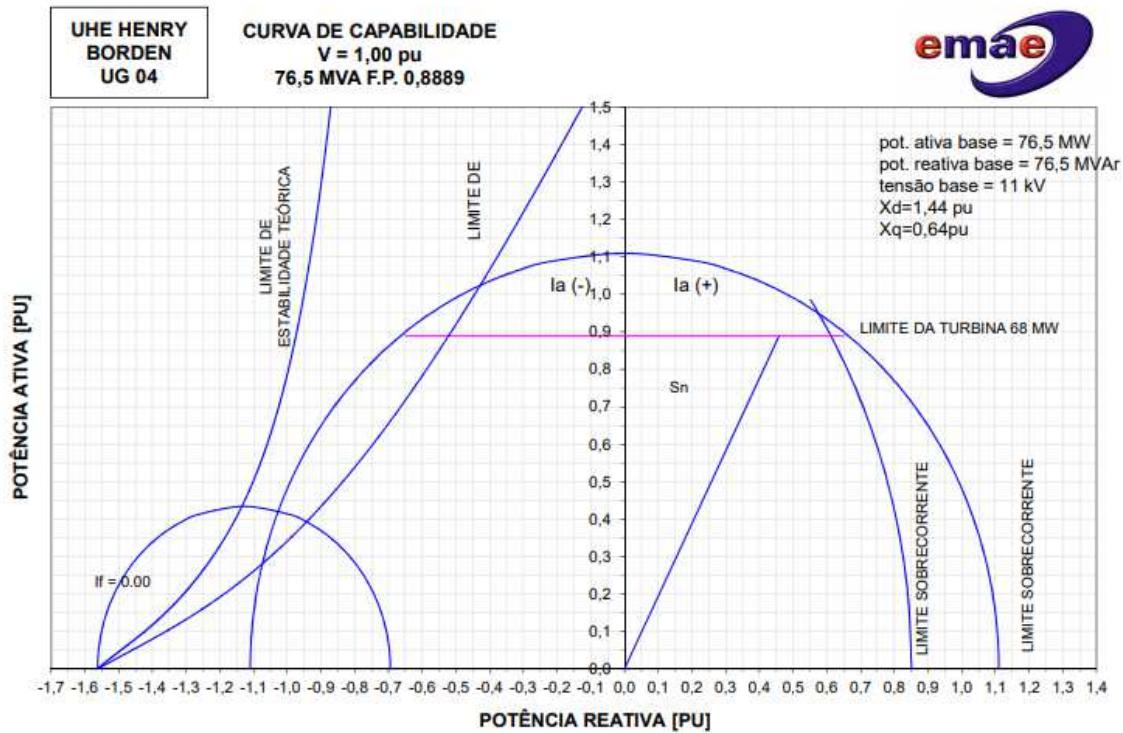
- Usina Hidroelétrica Henry Borden

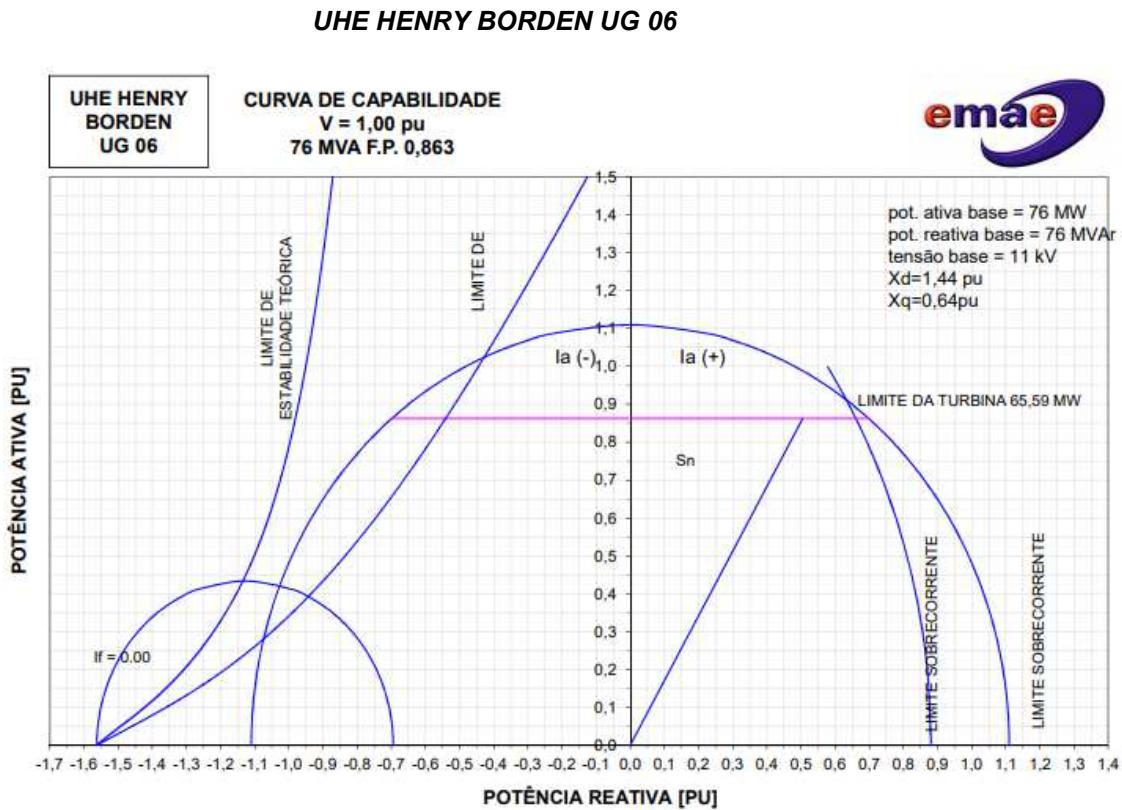
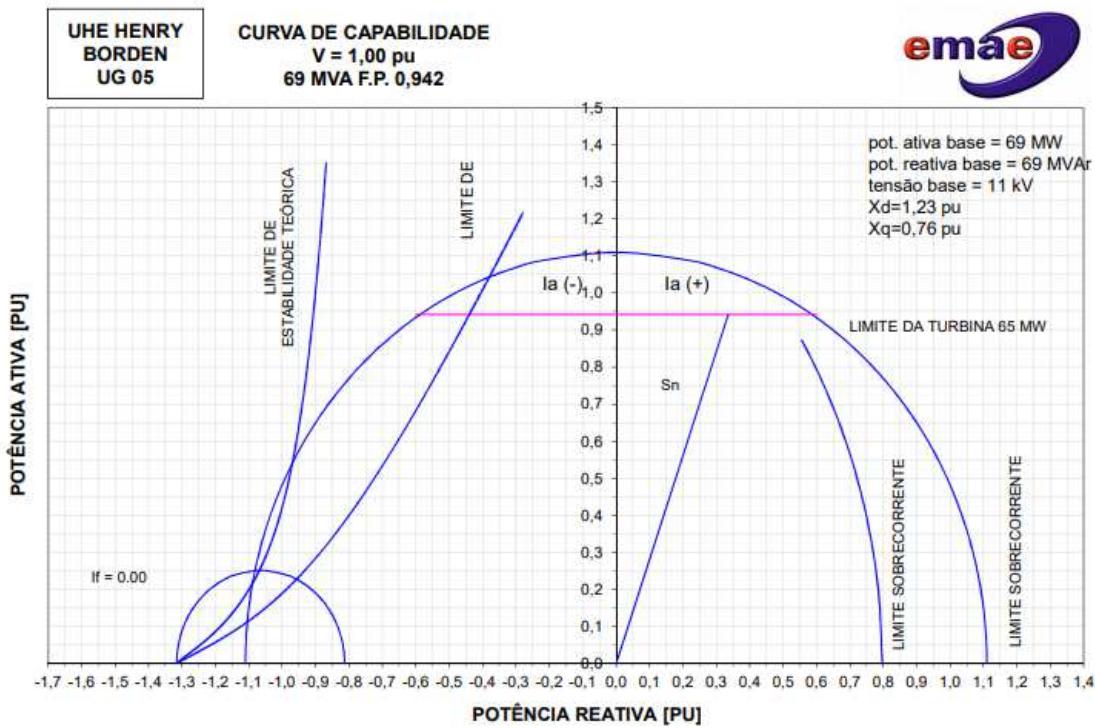
UHE HENRY BORDEN UG 01

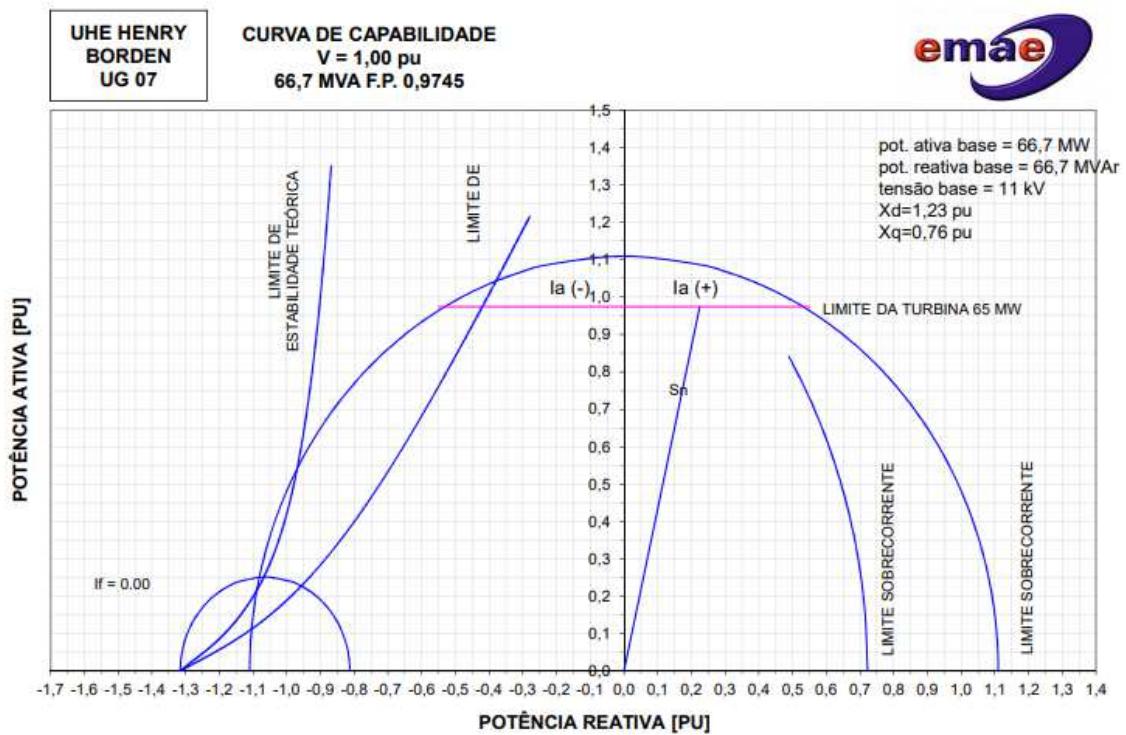
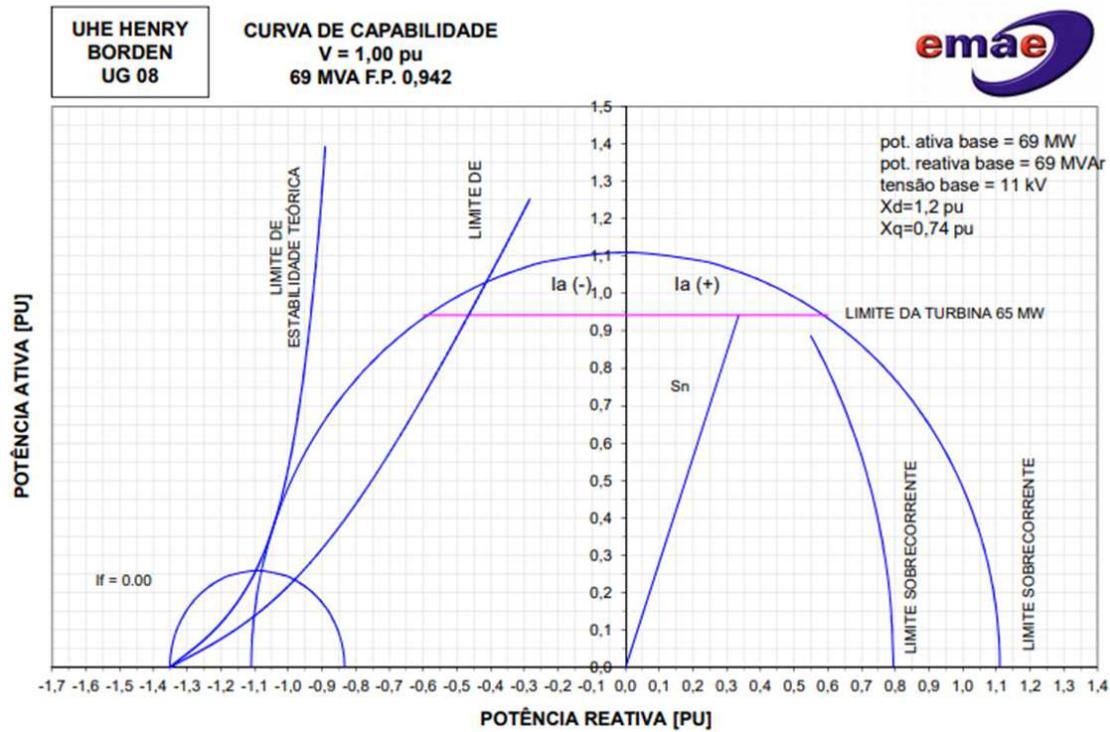


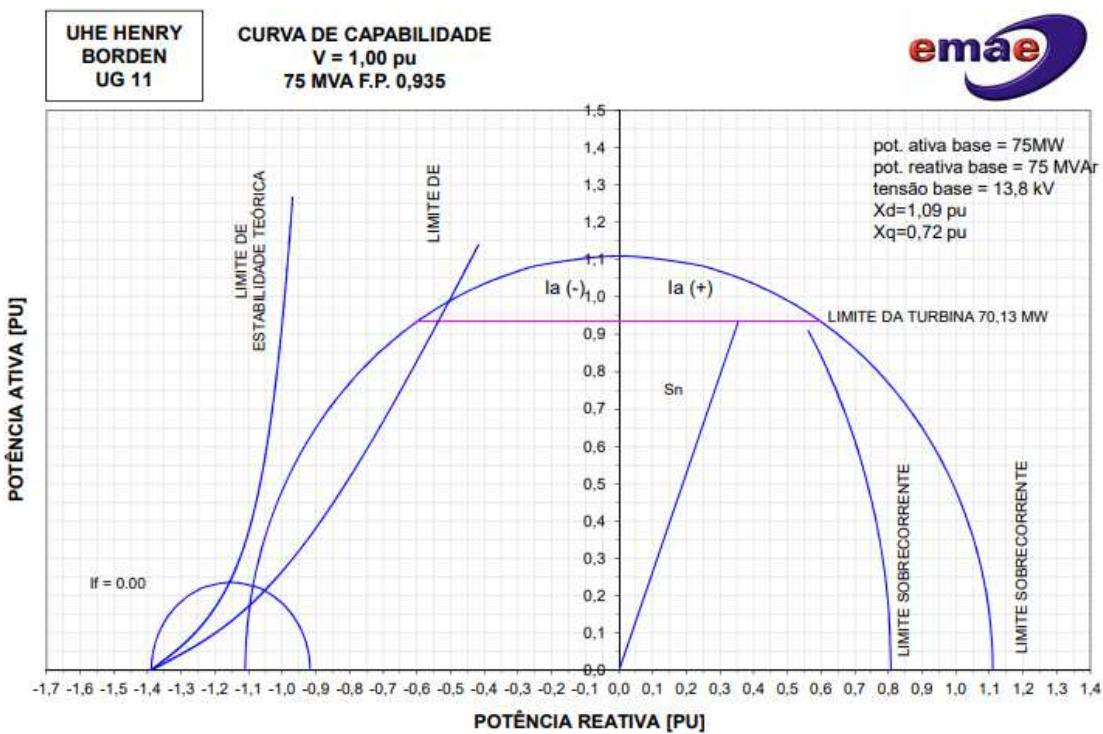
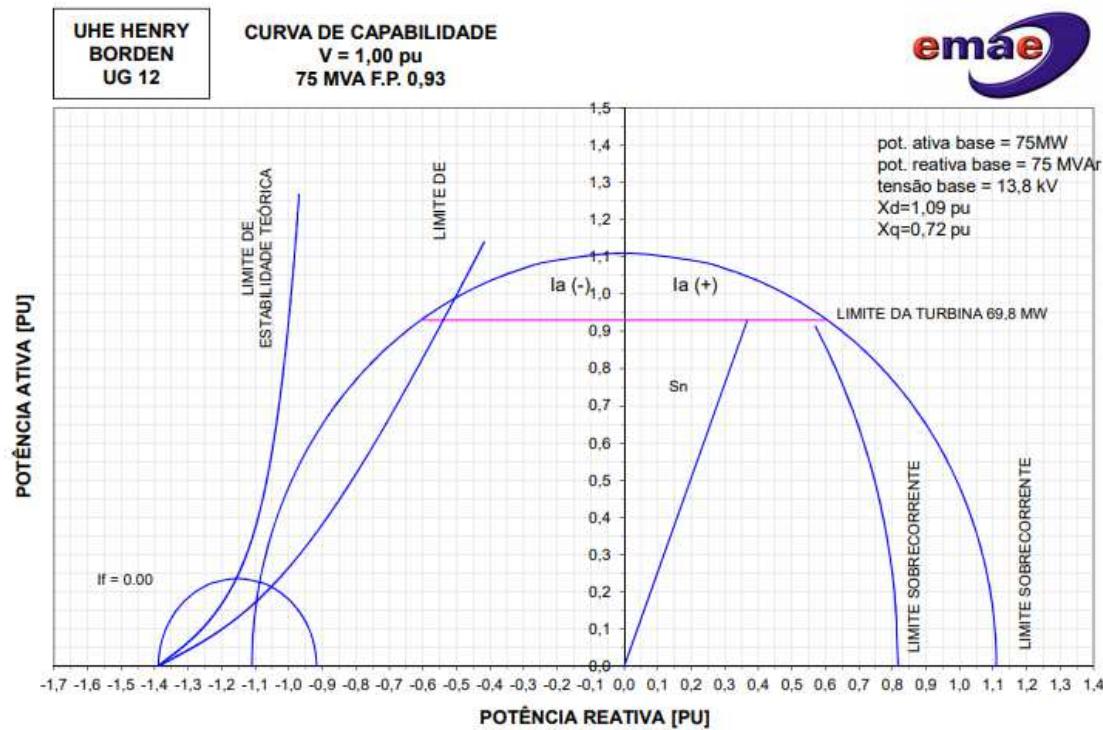
UHE HENRY BORDEN UG 02

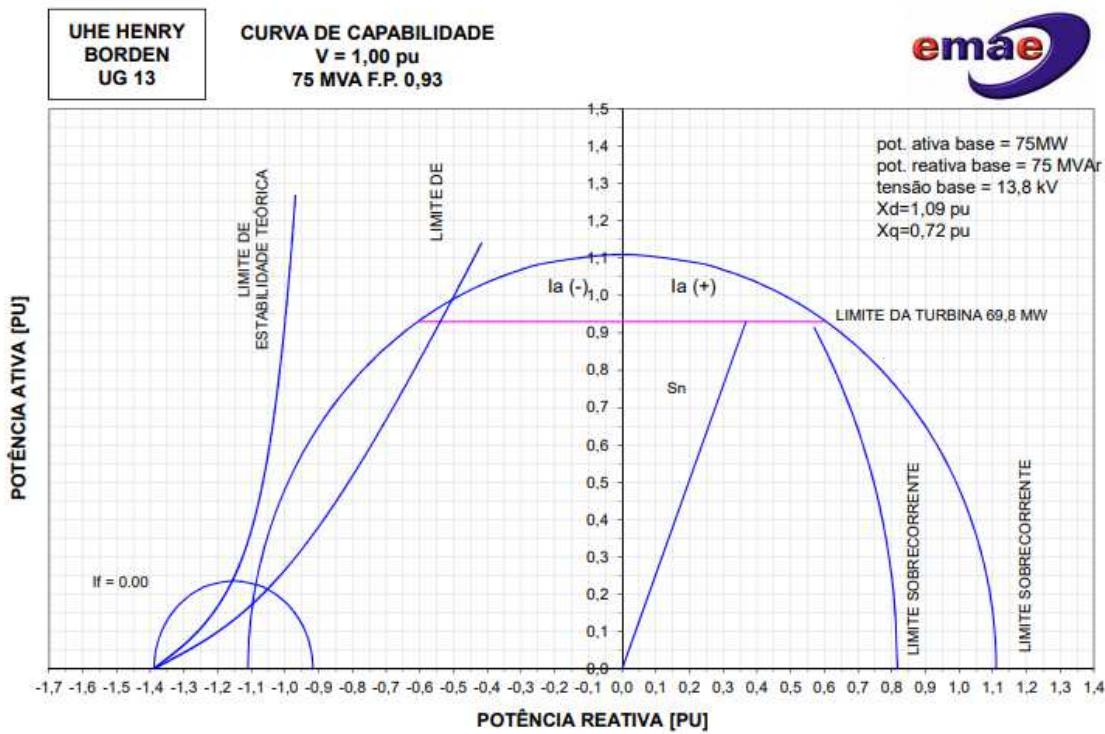
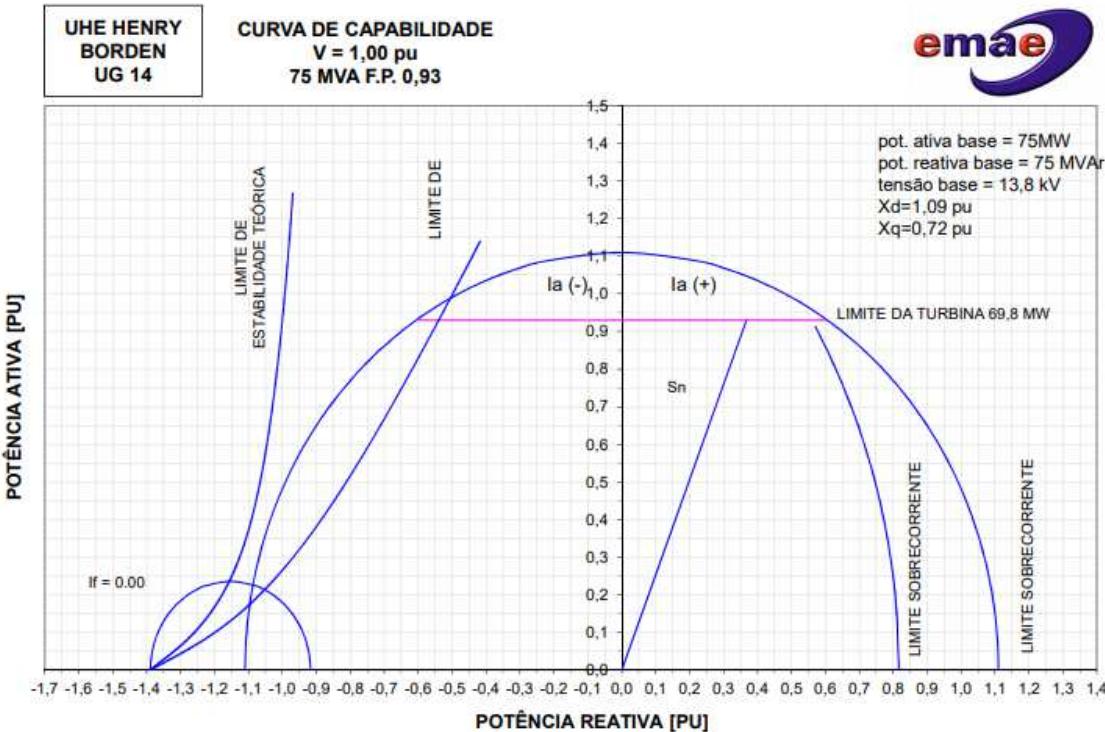


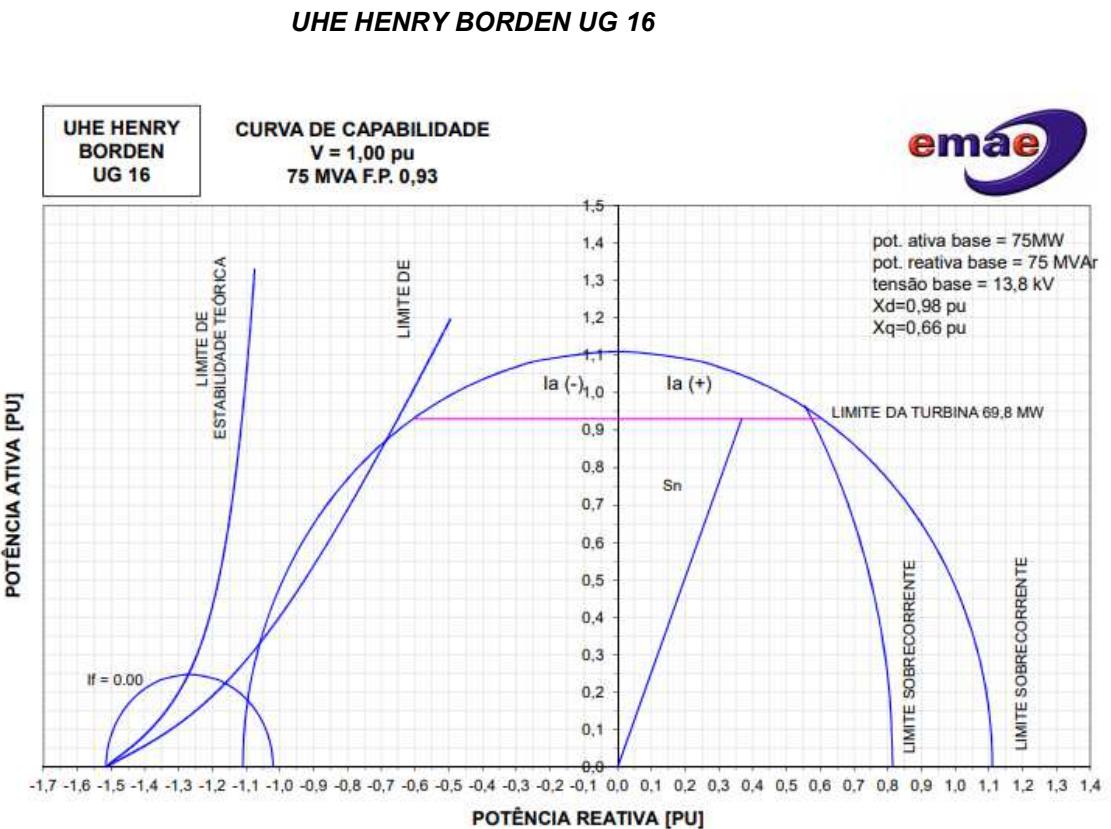
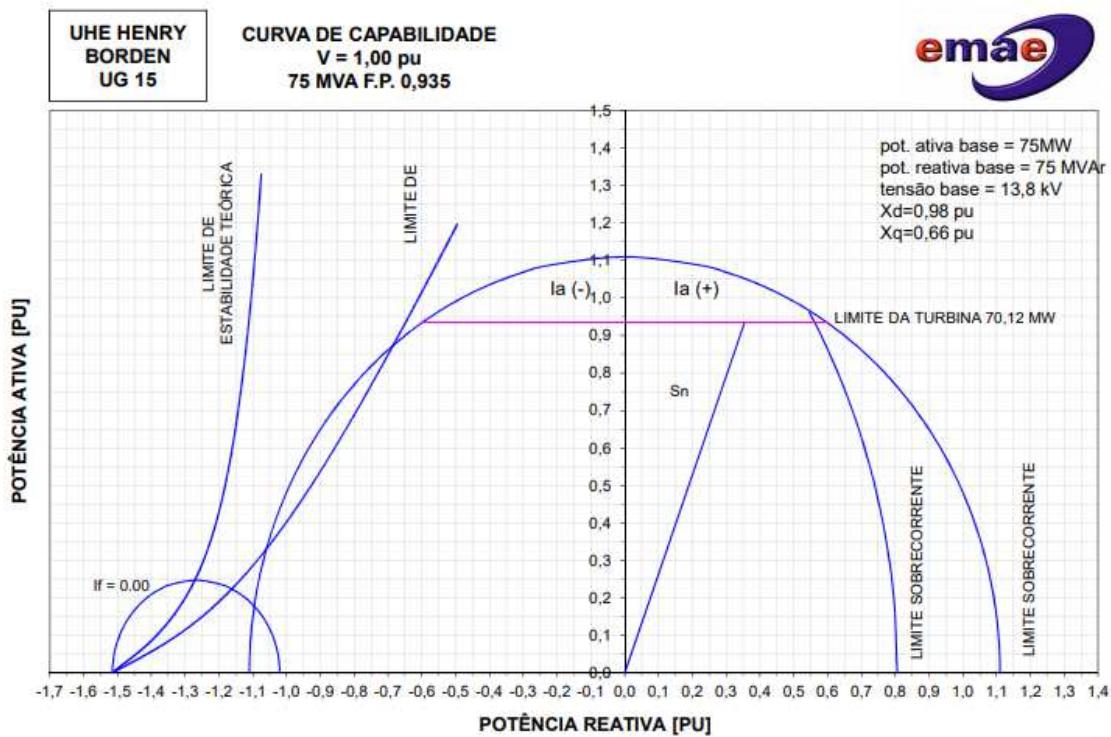
UHE HENRY BORDEN UG 03***UHE HENRY BORDEN UG 04***

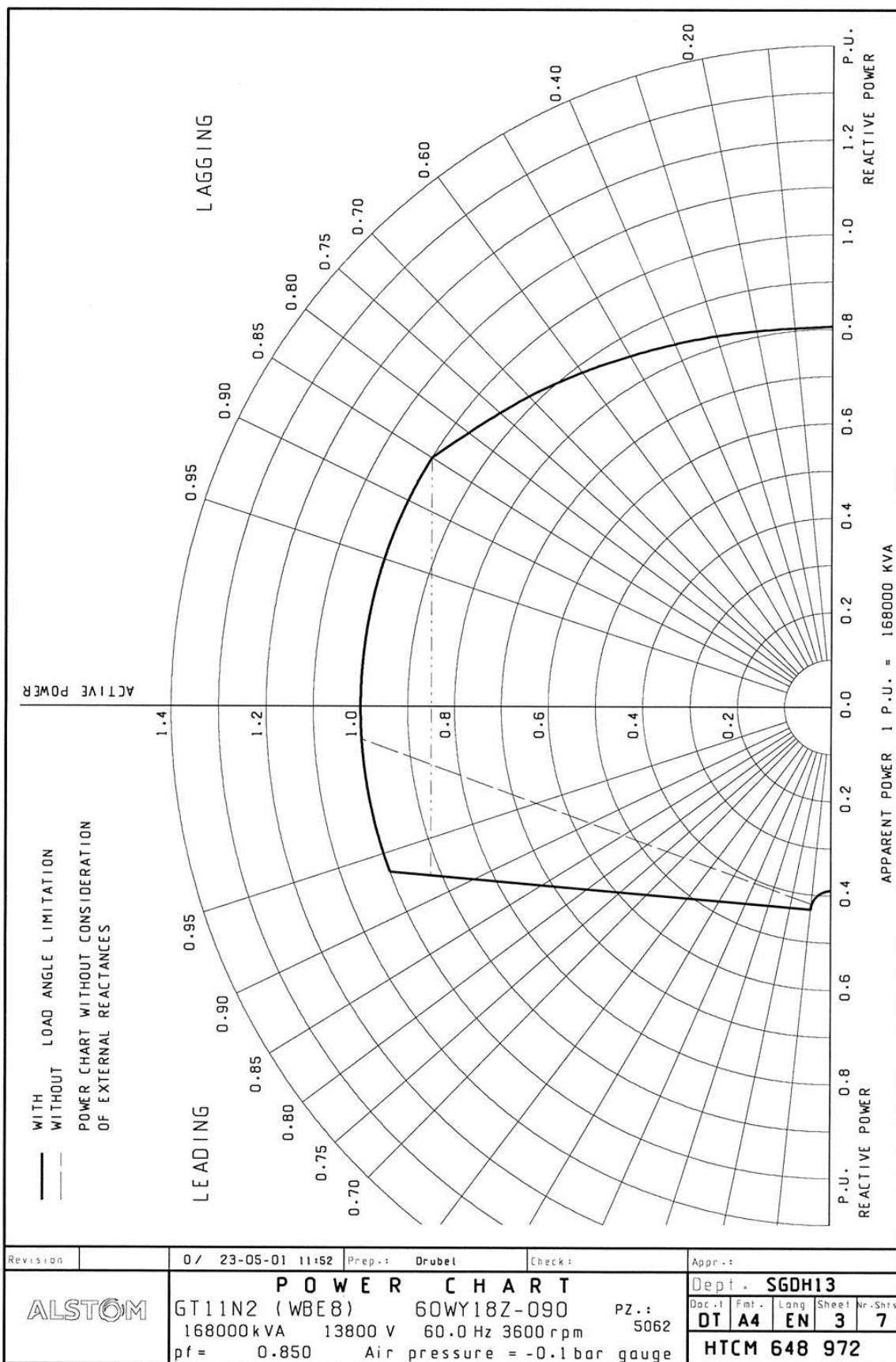
UHE HENRY BORDEN UG 05

UHE HENRY BORDEN UG 07***UHE HENRY BORDEN UG 08***

UHE HENRY BORDEN UG 11***UHE HENRY BORDEN UG 12***

UHE HENRY BORDEN UG 13**UHE HENRY BORDEN UG 14**

UHE HENRY BORDEN UG 15

UTE PIRATININGA UG 41 E 42

Anexo 4 – Publicações

- Artigos Aceitos para publicações:
 1. W. Ragné, J. R. Camacho and I. S. Peretta – “*Revisiting the Analysis of Losses and Fuel Consumption in Synchronous Generating Units During the Production of Active and Reactive Energy*” – IEEE Latin America Transactions.
 2. W. Ragné, J. R. Camacho and I. S. Peretta – “*Analysis of Turbine Flow Through Synchronous Generators to Supply Reactive Energy Generation in the Brazilian Electrical System*” – IEEE Latin America Transactions.