TESE
1098

EFEI

ESCOLA FEDERAL DE ENGENHARIA DE ITAJUBÁ

GERAÇÃO SÍNCRONA DE PEQUENO PORTE E ROTAÇÃO VARIÁVEL EM MEIO AO USO MÚLTIPLO DO RESERVATÓRIO

Pedro Henriques Marques

ITAJUBÁ - MG

2000

ESCOLA FEDERAL DE ENGENHARIA DE ITAJUBÁ

E F E I

INSTITUTO DE ENGENHARIA ELÉTRICA

DEPARTAMENTO DE ELETROTÉCNICA

DISSERTAÇÃO DE MESTRADO

GERAÇÃO SÍNCRONA DE PEQUENO PORTE E ROTAÇÃO VARIÁVEL EM MEIO AO USO MÚLTIPLO DO RESERVATÓRIO

Aluno: Pedro Henriques Marques

Orientador: Prof. Dr. Angelo José Junqueira Rezek

Co-Orientador: Prof. Dr. Augusto Nelson Carvalho Viana

Trabalho apresentado à Comissão de Pós-Graduação da Escola Federal de Engenharia de Itajubá para obtenção do Título de Mestre em Engenharia

Itajubá, MG, 24 Novembro 2000

Ministério da Educação e do Desporto

ESCOLA FEDERAL DE ENGENHARIA DE ITAJUBÁ

Reconhecida Lei 3232 - 05/01/1917

ANEXO II

FOLHA DE JULGAMENTO DA BANCA EXAMINADORA

Título da Dissertação: **"Geração síncrona de pequeno porte e rotação variável em meio ao uso múltiplo do reservatório.**

Autor: **Pedro Henriques Marques**

JULGAMENTO

Examinadores	Conceito	Rubrica
1°	A+	
2°	A+	
3°	A+	
4°	A+	

Resultado Médio: Conceito Aprovado A+ (distinção), ou seja, A+

Observações: _____

Itajubá, 24 de novembro 2000

Prof. Valdeir José Farias
1° Examinador – UFU

Prof. José Antônio Cortez
2° Examinador –EFEI

Prof. Augusto Nelson Carvalho Viana
3°Examinador –EFEI

Prof. Ângelo José Junqueira Rezek
4° Examinador - EFEI

AGRADECIMENTOS

Deus, universo de energia positiva, obrigado por tamanha generosidade.

Grato a todos que, direta ou indiretamente, contribuíram para a execução deste trabalho. Lembro de cada um, especialmente de minha mãe, minha Lucília, e de minha esposa, minha Silvia.

Pedro

A quem possa interessar proposta tão simples para o desenvolvimento do nicho de Pequenas Centrais Hidrelétricas em meio a um setor de eletricidade reestruturado e a uma indústria de hidreletricidade moderna, que deve resultar do uso múltiplo do reservatório.

PCH, paixão pessoal há muito calcada na sua vocação universal, no seu favorecimento pela hidrografia e geografia, e que hoje, além do seu redescobrimento nacional pela organização político-econômica corrente, leva em conta o patrulhamento ambiental de vigor crescente aqui e mundo afora; as diferenças sociais e um punhado de problemas brasileiros.

GERAÇÃO SÍNCRONA DE PEQUENO PORTE COM ROTAÇÃO VARIÁVEL EM MEIO AO USO MÚLTIPLO DO RESERVATÓRIO

ITEM	página
ABSTRACT –GIVING HYDROPOWER PROJECTS A NEW CONCEPT–	1
SUMMARY –SMALL SYNCHRONOUS POWER GENERATION WITH VARIABLE SPEED AMIDST THE MULTIPLE USE OF THE RESERVOIR–	2
1) HYDROPOWER: Proponents and Opponents	2
2) OVERVIEW OF THE BRAZILIAN ELECTRICAL SECTOR A Look at the Current Situation Paying Attention to Ecological and Socioeconomic Issues	3
3) PROPOSAL	5
3.1) An Investment and Development Framework SMALL HYDRO POWER (SHP) / Sites	6
3.2) Multiple Use of the Reservoir	7
3.3) Turbine-Generator Set	9
4) TO DATE	10
5) ADDITIONAL SUPPORT (Extra Steps)	11
PALAVRAS-CHAVES	12
RESUMO –HIDRELETRICIDADE EM NOVOS TEMPOS–	13
Capítulo 1 – INTRODUÇÃO	14
1) AVALIAÇÃO PARCIAL DO SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO UM ENDEREÇO COM ITINERÁRIO MÚLTIPLO	14
2) PROPOSTA	18
2.1) Prioridades	18
2.2) Aspectos Operacionais	18
2.3) Conjunto Turbina-Gerador	20
2.4) PCHs	21
2.4.1) Atualização e Valoração	23
2.4.2) Suporte Adicional	24
Capítulo 2 – AVALIAÇÃO HIDROENERGÉTICA **Procedimentos e Decisões de Planejamento da Expansão de Sistemas Elétricos de Potência**	26
1) REMUNERAÇÃO DO SETOR	26
1.1) Tarefa de Planejamento	28
1.1.1) Critério Determinístico	29
1.1.2) Critério Probabilístico	30
1.2) Fatos e Incertezas	30
1.2.1) Repotenciação de Hidrogeradores	33
1.2.2) Reabilitação ou Revitalização de Hidrelétricas	35
1.3) Relação Custo/Benefício	36

ITEM	página
1.3.1) PCH	36
1.3.2) Controle de Cheias	39
1.3.3) Violação do Volume de Espera	40
2) ASPECTOS OPERACIONAIS DE UM APROVEITAMENTO HÍDRICO	40
2.1) Altura de Queda Variável	40
2.2) Concepção Operacional do Reservatório	42
2.3) Utilização Dinâmica do Volume de Espera	44
3) GANHOS ENERGÉTICOS (Energia e Demanda)	46
3.1) Formulação Básica de um Problema Multicritério ou Multiobjetivo (PMO)	46
3.2) Aplicação: Aproveitamento Hídrico Múltiplo MOGI-GUAÇÚ	51
3.3) Localização, Finalidades e Características do A. H. M. Mogi-Guaçú	52
3.4) Avaliação Energética do Aproveitamento Hídrico Múltiplo Mogi-Guaçú	55
3.4.1) Ganho de Energia Firme (*Média*)	55
3.4.2) Ganho de Potência Disponível	55
3.4.3) Valor Presente do Ganho Energético Total (GEF+GPD), obtido somente com a exploração parcial e variável do volume de cheia no período N de 50 anos	55
4) ANEXOS	56
5) APÊNDICE –MODELO DE OPERAÇÃO HIDRENERGÉTICA DE RISCO–	59
5.1) Fundamentos	59
5.2) Vazões Afluentes Médias Mensais Vazões Afluentes Horárias	59
Capítulo 3 – TURBINA HIDRÁULICA DE BAIXA QUEDA, ROTAÇÃO VARIÁVEL E RENDIMENTO CONSTANTE	63
1) REPRESENTAÇÃO DA TURBINA HIDRÁULICA	63
1.1) Algumas Variantes Não Convencionais de Produção de Energia Elétrica	64
1.2) Turbina Hidráulica sem Recurso(s) de Regulação	65
1.3) Condicionamento Operacional da Turbina Hidráulica	66
1.4) Comparação entre Custos de Variantes de uma Turbina tipo *Tubular*–S	66
2) FAMÍLIA DE CURVAS DE "COLINA" (COLINÁRIO) Velocidade Específica Velocidade Unitária	69
2.1) Velocidade Específica	71
2.2) Velocidade Unitária	72
2.3) Relações entre Turbinas clonadas de um mesmo protótipo	74
2.3.1) Em Grandezas Unitárias	75
3) PONTO **A** $(n, Q)_{1-1}$ DE OPERAÇÃO ÓTIMA DA $\text{Turbina}_{\textbf{proj}}$	77
4) POTÊNCIA MÁXIMA PRODUZIDA PELA $\text{Turbina}_{\textbf{proj}}$	77
5) PONTO DE OPERAÇÃO ÓTIMO DA TURBINA HIDRÁULICA	78
5.1) Desempenho e Eficiência da Turbina Hidráulica	79
5.2) Velocidade Intermitente x Velocidade Otimizada de Rotação da $\text{Turbina}_{\textbf{proj}}$	80
5.3) Recomposição da Vazão Turbinada	81
5.4) Deplecionamento Crítico de um Reservatório de Uso Múltiplo	81

ITEM	página
6) APLICAÇÃO DA TURBINA TIPO *Tubular*–S SEM RECURSOS DE REGULAÇÃO OU Turbina$_{proj}$	82
7) ANÁLISE DO COLINÁRIO	86
8) PARÂMETROS E COMPARAÇÕES OPERACIONAIS DAS VERSÕES DA TURBINA *Tubular*–S FUNDAMENTADAS NA FIGURA 3.3	88
8.1) Turbina PD**F**–PR**M**	88
8.2) Turbina PD**M**–PR**F:** (rotação **fixa;** $\eta_{variável}$)	89
8.3) Turbina **PDF–PRF** ou Turbina$_{proj}$ ($n_{VARIÁVEL}$; $\eta_{constante}$)	89
8.4) Turbina PD**M**–PR**M**	90
8.5) Desempenho da Turbina **PDF–PRF** ou Turbina$_{proj}$	90
8.6) Tabelas de Comparação Operacional	90
9) ALTERNATIVAS DE MONTAGEM DO GRUPO Turbina$_{proj}$–GERADOR	93
9.1) Turbina tipo *Tubular*–S com montagem do gerador a montante	93
9.2) Turbina tipo *Tubular*–S com montagem do gerador a jusante	93
10) COMENTÁRIOS	94
Capítulo 4 – HIDROGERADOR DE VELOCIDADE AJUSTÁVEL (NOÇÕES BÁSICAS)	96
1) ROTAÇÃO FIXA x VELOCIDADE (freqüência) AJUSTÁVEL	96
1.1) Considerações de Ordem Eletromecânica	100
1.2) Princípios de Funcionamento da Máquina Síncrona	103
2) MOTOR DE INDUÇÃO Máquina de Indução de Dupla Alimentação Máquinas Elétricas Girantes Equipadas com Tecnologia de Velocidade Ajustável	106
2.1) Controle Operacional da Máquina de Velocidade Ajustável	107
2.2) Excitatriz Trifásica Cicloconversor, Conversor Direto de Freqüências ou Conversor *ca-ca*	109
2.2.1) Princípio de Operação do Cicloconversor	111
2.3) Circulação de Corrente	115
2.4) Ligação ou Polarização Anti-paralela	116
2.5) Escorregamento (***s***)	117
2.6) Dimensionamento do Cicloconversor	118
3) FLUXO DE POTÊNCIA	120
4) HARMÔNICOS OPERACIONAIS	121
5) ANEXOS	122
Capítulo 5 – CONCLUSÕES	127
BIBLIOGRAFIA	135

ABSTRACT — Giving Hydropower Projects a New Concept

Based on a situational appraisal it is proposed in the following to alter the conventional *hydropower industry* taking into account that the Power Sector in Brazil is in transition away from the traditional structure based around public sector monopolies. In other words, it is proposed a rethinking of long-sacred tenets in its economical viability and technical conception and their prompt readdressing to a pragmatic framework capable of attracting the private investor to a restructured electricity sector and a modern industrial activity that is to share the multiple, full and rational use of a hydro resource. In parallel, it is justified the priority that Small Hydro sites/Power (SHP) is given in this work which proposes an option that is likely to meet the constraints and objectives identified in it.

The near ending of high-head sites; the economical and environmental competitiveness of natural gas in the generation of huge blocks of energy; the restructuring and privatization programs underway; institutional, financial, economical, social and, in special, environmental issues lead the need of reevaluation of the purpose(s), feasibility, project, dimension and operation of a hydro site/resource development.

Gathering such considerations together and aiming at the interaction between dams and power and *non*-power uses of a water resource (reservoir) while focusing on the protection of people and property downstream of projects from flooding, this work emphasizes *i*) the *construction* and *rehabilitation* of Low Head Hydro Sites and Small Hydro Power (30.0 $MW_{\textbf{Tot inst cap}}$); *ii*) the *multiple use* of the reservoir and the *dynamic* and *rational* exploration of the flood (*empty*) volume to be predicted in it.

Besides, it also stands a technical proposal for an alternative of synchronous generation under variable head/velocity accomplished by a *non*-regulated variant of the standard *Tubular*–S turbine and a cycloconverter adjustable-speed generator. Even under other angular velocities than synchronous, the turbine runs with no loss of performance for head variations within its operational limits/parallelogram in the *Turbine* "hill diagram" and the generator is held able to perform with nominal voltage and network frequency.

SUMMARY

SMALL SYNCHRONOUS POWER GENERATION WITH VARIABLE SPEED AMIDST THE MULTIPLE USE OF THE RESERVOIR

1) HYDROPOWER: Proponents and Opponents

Hydropower attracts both support and helpful criticism on one hand and opposition from many environmentalists on the other.

As a matter of fact, *i*) divergences, *ii*) pressures of those against dams and reservoirs and *iii*) commitments regarding power applications of hydro *resources* and *facilities* are inevitable despite the significant social, economical and environmental benefits of its:

1) Renewable energy that is more environmentally benign than oil and coal power (huge advantages over full environmental cost of thermal power stations);
2) Emissions-free nature;

–On what concerns environmental issues, proponents argue that unlike fossil-fueled electric power plants, hydroelectric projects do not pollute the air; hence do not contribute to increase the *greenhouse* effect worldwide. Opponents counter massively that hydropower can harm fragile aquatic environments.–

3) Inherent perpetual fuel supply;

–Hydroelectric generation can be particularly susceptible to variations in precipitation and very stream related services.–

4) Enhanced power system management capability;
5) Stream related services;
6) Renovated technology (civil, mechanical and electrical) that has made hydropower substantially cheaper;
7) Inexpensive power source not subject either to inflationary or political pressures;

8) Low maintenance cost, and last but not least,

9) The standpoint of longevity in view of the substantial investment required.

Positively, opponents and proponents of hydro projects play one of the most important roles for:

i) Enhancement of the hydroelectric power industry and more efficient means of operating hydro equipment;

ii) Pressure for non-energy uses of hydro resources and facilities, and

iii) Formulation of a future national legislation based principally on social and environmental guidelines for planning, impact mitigation programs, approvals and relicensing of hydro sites and reservoir related services.

It all demonstrates that while a few negative aspects have to be effectively dealt with, it is essential not to lose sight of the beneficial ecological issues and the great social and economical goods that are expected to result from hydro development.

2) OVERVIEW OF THE BRAZILIAN ELECTRICAL SECTOR

A Look at the Current Situation
Paying Attention to Ecological and Socioeconomic Issues

Especially since the oil crisis in the early seventies, had the importance of developing hydro energy been recognized and, in parallel with it, the technology for hydroelectricity has definitely moved toward higher head; non-conventional techniques, designs and equipment; modern standards of availability and reliability; less maintenance and ever larger capacity without great or none concern about social and environmental implications, markedly in Brazil.

Until recently, the very major infrastructure of the Brazilian electrical sector under public ownership, as well as the responsibility for feasibility studies, development, construction, commissioning and operation of hydro power projects resided on governments and parastatals with the aid of officials and multinational lending agencies. However, as is well known, the long era of public financing

for the electrical sector based on government institutional capacity is coming or has already come to an end. The electricity sector in Brazil is in transition away from that traditional structure, –based around public sector monopolies or a given government exclusive responsibility (*concession*) for the activity–, to one in which private financing and the forces of competition will play a much greater role. A new period has begun in which, initiative and entrepreneurship will certainly take a definitive role in construction, operation and sustainability of hydro facilities in Brazil.

In addition to all of this, an increasingly awareness of the public and electrical sector related boards; the progression of technology; political pressures; legal issues and financial and economic constraints have already begun to demand the electrical sector to be readdressed on its fundamentals, purposes and support either from the public, political leaders or financial agencies. –Otherwise, a pre-feasibility study can be significantly influenced or even a hydropower project final proposal prevented from being developed–.

The present scenery of energy needs in Brazil imposes competitive, quick, efficient and least-cost solutions, all of them amid an ever-stringent framework hat constrains further other alternatives. In recognition of these trends, long-term planned conventional hydropower projects should remain on the track for development for later years. Prior to feasibility reports of additional large dam projects still at large, current hydropower works of plants under construction must be brought to completion to get pertinent facilities commissioned, and the development of a new large-sized hydropower scheme should only be considered if ruled as "social and environmentally approved" and "effectively executable priority".

On the other hand, since most high-head hydro resources and large-scale capacity sites have already been developed, –particularly in the State of São Paulo–, most frequently to serve the only purpose of energy production, emphasis should also be placed on the economical development of *low head* hydropower, with a rational and more effective use of the reservoir.

Moreover, some present pillars of the Brazilian electrical power system, represented by *i*) the trends to enforce strategic measures for energy conservation; *ii*) the implantation of large natural gas power plants, and *iii*) the refurbishment/upgrading of existing hydroelectric projects, –at the end or near ending a service lifetime–, also serve to head the interest of investment into the hydroelectricity industry for *low head* power plants.

In addition to the *i*) privatization, *ii*) reform of the electric energy business and *iii*) market deregulation, –three programs still under way to shift the electrical sector from public to private control–, an array of institutional, environmental, social and economic issues tend to alter the tradition of the hydropower enterprise on what concerns the project conception and economical viability of its related schemes and facilities.

3) PROPOSAL

Such conditioning fulfils a framework of multiple criteria with increasingly influence. Hence, the proposal herein does not see at first major-sized left *conventional* projects. In principle, such capital-intensive schemes, –an additional tremendous constraint–, tend to implicate more prominent environmental interferences, which are likely to make either their approval or future relicensing a kind of difficult. Absolutely, ecological issues will be paramount. Therefore, projects that require large dams may meet further resistance from the public and related institutions due also to other elements, such as the relocation of affected communities and interstate river disputes.

Brazil is a key country, where hydro provides about 90 percent of the total electrical installed capacity (about 63.0 GW) and heavily dependent on hydro facilities for base power. With a significant percentage of its total resources still to be exploited and with a steadily rising demand for energy and power facilities, Brazil is a special niche for private investment in a hydro business with

thousands of megawatts either on duty, temporarily out of service or still at large. And developers have a variety of promising options, –either technical, dimensional or locational–, to choose from when selecting a project.

3.1) An Investment and Development Framework
SMALL HYDRO POWER (SHP) / Sites

As a matter of fact, this multiplicity of estimates, facts and factors may indicate to private developers that they may be more successful in looking at projects with medium or *small-sized* dimensions. Numerous and significant opportunities for additional energy supplies arise from vastly spread small hydro sites which can deliver other water related benefits of great socioeconomic importance too. Besides, the modest part small hydro power plants used to play in the local power systems became of some significance since late 1998 and is about to be upgraded since the redefinition of small hydro is under discussion by government officials currently.

To date, Brazil has about 1500.0 MW of installed *small* hydropower, but the bulk of *small* hydro resources still remain to be exploited with an estimated developable potential of perhaps twelve[1] times that amount.

It is a possibility that in between the framework above estimated and private investors sight, the construction of new power plants and the promising area of rehabilitation/uprating of aging hydro plants under a *multipurpose orientated development* and a full range of power services within the cascade development, would: *i*) fulfill an alternative of development of hydro resources that lies on several investors with different interests and products, almost always interrelated, rather than the former and usual model, no matter electricity is given priority amongst the reservoir services; *ii*) give hydropower an innovative and economically feasible implementation pattern and *ii*) appropriate solutions to developers, due also to the *modularity* and *reversibility* of the investment, particularly on Small Hydro

[1]Estimated Brazilian Small Hydro Remaining Potential (SHP Plant**Total installed capacity**= 30.0 MW): 18000.0 MW, The Evolution of Small Hydropower Plants in Brazil, Nascimento, J. G. *et al*, **ANEEL** (Brazilian National Electricity Regulatory Agency), Brasilia/DF.

at this very moment. This alternative of development of hydro resources lies on several investors with different interests and products, almost always interrelated, rather than the former and usual model, no matter electricity is given priority amongst the reservoir services.

Small Hydro and Low Head hydro are not synonymous. Low Head is a term associated with the technology for generating hydropower from sites with a "referential" value of 20.0 meters. Small Hydro is a concept that has been redefined to be 30.0 MW for purposes of development related with special handling for approval, licensing, loans, incentives and other promotional programs by ANEEL.

The enclosed reference to low head and Small Hydro sites does not convert them into a unique goal of this proposal. However, they have been targeted herewith due to their great economic potential, availability, social applications and principally, plenty of opportunity. Also, because they would meet private investors responsibilities before the sector on one side and would fit their perspective of immediate business and financial results in the hydropower industry on the other.

3.2) Multiple Use of the Reservoir

With all previous considerations taken together and aiming at this type of interaction between dams and power and non-power uses of a water resource while focusing on the protection of people and property downstream of projects from flooding, led to think of the *multiple use of the reservoir* taking into account the following factors:

1. The ever current electric utility which has to provide service with an acceptably small risk of failure while attempting to minimize the costs of supplying electricity. The cost of failing to provide adequate capacity to meet demand are so high that utilities may be reluctant to integrate the output from *multipurpose small hydro resources* with the rest of the electricity supply system because they must be able to serve loads with an acceptably low probability of failure. In this case, knowing in advance by an *on-time* basis monitoring how long and how much of

the reservoir volume can be made available would be valuable to the electric utility and other participants as well.

With a particular degree of accuracy on *i*) Planning studies and *ii*) forecasts and basin monitoring, the utility would not need to provide back-up resources and could thus achieve savings by avoiding excess generation somewhere else.

Still more significant with respect to forecasts, is that the role that their accuracy plays is the effective reduction of Planning mistakes and operation risks.

2. Based on flooding scenarios; data from piezometers within dams; meteorological monitoring stations; reliable data acquisition and transmission networks; and a predictive software to estimate the time and inflows of water into the reservoir, the dynamic exploiture of a *rational part* of the "empty", "holding" or control volume in the reservoir, –intended to relief hypothetical floods (the wave front only)–, can then be used as an additional tool to get to the fullest its economic potential and to pursue the hydro business while enhancing the whole project's financeability and operating effectiveness.

   In this way, the exploitation of the reservoir and efficient use of its resources may go beyond these two applications and other water related purposes such as industrial and residential supply; irrigation; navigation; very own stream regulation; downstream dilution of pollutants; fishing and recreation may also take place and in principle, are likely to boost water related conflicts by drawing into the scene an eventual large number of actors at the same time.

3. Other than the inherent interests and disputes of *i*) utilities operating on the same river and *ii*) multiple users of the same reservoir, head variation and storage capacities determined by seasonal distinctions and water related services may also conflict somewhat periodically with energy production. Either way, available mathematical methods of conflict resolution apply to find common ground on users negotiations of distinct demands.

   In addition, *i*) river planning; *ii*) feasibility studies to recommend a course of action following the operational philosophy and *iii*) economical appraisal, –including

financial compensations for eventual communities resettlement, condemned land and other properties–, must account not only the multiple application of the reservoir but also the optimization of the cascade and basin it belongs so as to get water resources fully and rationally.

3.3) Turbine-Generator Set

All of the approach reported above led to the presentation of this work, which *also* stands a technical proposal for a *non*-standardized alternative of synchronous hydropower generation under variable head/speed:

It is accomplished by a variable-speed variant of the double-regulated *Tubular*–S turbine and a cycloconverter adjustable-speed generator, *i.e.*, a double three-phase excited machine whose rotor is controlled with respect to frequency, amplitude and phase sequence by supplementary means.

The turbine, a *non*-regulated unit at all, –except for a bi-stable (open/closed) electromechanical angular positioner of the guide vanes in the wicket gate–, is roughly a "horizontal version" of the conventional *Kaplan* type of vertical axis and runs with no loss of performance due to head variation within its operational limits/parallelogram in its respective "hill diagram".

With a more developed environmentally friendly design than the *Kaplan* itself and by water flow and speed related variations, this variant of the standard *Tubular*–S turbine is still better for fish passage survival and conservation of species. Another proposed ecological benefit with this installation is the elimination of oil and grease lubrication frequently used in the past. If the seals fail due to wear or aging, the grease or oil can enter the water. Yet, a fish ladder can be integrated in the landscape and a passageway arranged underneath the turbine penstock to ensure that aquatic life can pass in both directions.

Simply put, in place of a traditional hydropower generation set equipped with a firm-speed salient-pole synchronous generator, excited by a conventional *dc* current source and driven by a *single* or *double*-regulated turbine, the

the present hydro power generation alternative is composed of a variable-speed turbine-generator set capable of continuous operation along a velocity range which corresponds to manometric pressures determined by head/flow allowed variation. Even under other angular velocities than synchronous, determined by head variation and its corresponding turbine inflow, the generator is held able to perform within network nominal voltage and frequency.

The design and cost of frequency converter controlled power generators has been made feasible and follows being developed by the continuous advancements in *i*) digital technology and *ii*) power semiconductor devices. The first has yielded good results in the production of microprocessors, which have steadily increased in performance. At the same time, the requirements and features of semiconductors have allowed manufacturers to develop and perfect softwares for converter/inverter applications while prices of power and control electronics progressively decrease.

4) TO DATE

On the other hand, as part of its overall economic liberalization, Brazilian officials have adopted measures to attract private investors to enter into the power sector. However, the implementation of those incentives has been slow yet significant progress is being made.

Particularly, in the area of Small Hydro, Instruction Nr 136 of the former DNAEE has been replaced by Resolution Nr 394 of 04 December'98, the latest pertinent action factored in by the National Electricity Regulatory Agency (ANEEL) to accomplish Law Nr 9628 of 27 May'98 of the Federal Government. In addition to other regulatory changes and incentives already issued, –both financial and operational–, this move is expected to give further impetus to Small Hydro Power development, since the old limit of 10.0 MW of total installed capacity has then been raised to 30.0 MW, having the pond mirror, in principle, a maximum area of 3.0 square kilometers related to the 100-year flood. Other

areas such as tariff formulation and simplification of procedures are still being fine-tuned within all this reform by the government.

5) ADDITIONAL SUPPORT (Extra Steps)

The restructuring under way of the electric sector can put additional pressures on the economics of Small Hydro resources by *i*) providing other incentives, –financial, operational and reclassification–, in an effort to attract private entrepreneurship to set up new projects and/or renovate/expand existing facilities; and *ii*) committing authorities and related entities to policies and strategies that support small hydro's values. As part of a governmental wide-ranging program to encourage this development of environmentally and economically *sustainable power*, efforts should also be directed at:

1) Defining and coordinating a Planning Program of long term for the sector;

2) Conducting a selective assessment of the nation's small-scale hydro resources;

3) Updating and refining estimates of their existing, incremental and undeveloped power potential, even such data are based largely on theoretical potentials calculated for the river basins and do not result of site specific investigations;

4) Simplifying procedures and clearances required from developers/investors;

5) Moving forward both the needed new projects and the modification or renovation/uprating of existing small-scale facilities with physical potential to increase hydropower output.

–Many of these installations may have more chance of acceptance than undeveloped sites because of eventual more adverse environmental effects–.

In conclusion, considerations should be addressed on the present discussion about the support for the upper limit that bounds Small Hydro Power Plants currently. At the very least, instead of 30.0 MW of *total installed capacity*, this number could be attached as an *average* MW parameter to *firm energy*, which is related to the volume of the reservoir, with no need of modification of the pond mirror maximum surface.

PALAVRAS-CHAVES

- ✓indústria de hidreletricidade
- ✓iniciativa privada
- ✓meio-ambiente
- ✓pequena central hidrelétrica (PCH)
- ✓baixa queda
- ✓uso múltiplo do reservatório
- ✓altura de queda variável
- ✓turbina hidráulica de rotação variável e rendimento constante
- ✓hidrogerador de velocidade ajustável
- ✓cicloconversor

RESUMO — Hidreletricidade em Novos Tempos

Propõe-se neste trabalho que se altere o empreendimento usual de hidrogeração de energia elétrica. Em outras palavras, se reformula e pragmatiza sua viabilização econômica e concepção técnica tradicionais, de modo a atrair o investidor privado para um setor elétrico reestruturado e uma indústria de hidreletricidade moderna, que vai partilhar o aproveitamento múltiplo, pleno e racional dos recursos hídricos. Em paralelo, justifica-se a priorização de desenvolvimento do nicho de Pequenas Centrais Hidrelétricas (PCHs).

A quase-extinção de aproveitamentos hídricos de alta queda; a competitividade econômico-ambiental e propriedades do gás natural na produção de grandes blocos energéticos; restrições financeiras, institucionais e, especialmente, ambientais; necessidades sociais; o plano de desregulamentação do setor elétrico e as atribuições de recuperação e expansão do mesmo à iniciativa privada pelo Governo, –através de reformas e programa de privatização correntes–, induzem a necessidade de reavaliação dos propósitos, viabilização, projeto, dimensão e operação de um Aproveitamento Hídrico.

Com base na apreciação desse arranjo diverso, e tendo em conta a necessidade de interação entre o reservatório e seus propósitos na produção de energia e em atividades não energéticas, este trabalho enfatiza a implementação da *construção* e *revitalização* de Aproveitamentos Hídricos de baixa altura de queda e de PCHs (30.0 $MW_{\textbf{Pot inst total}}$); o *uso múltiplo* do reservatório; a *exploração dinâmica e racional* do *volume vazio* ou *volume de espera* nele previsto para amortecimento da frente da onda de cheia, sem perder de vista a proteção de comunidades e propriedades à jusante; e uma alternativa despadronizada de hidrogeração síncrona, que em lugar do conjunto turbina-gerador convencional, sob velocidade fixa, apresenta um esquema de custo reduzido relativamente a similares tradicionais, composto por um gerador de velocidade ajustável sujeito a rotação mecânica variável, e por uma variante sem qualquer regulação da turbina tipo *Tubular*–S, a qual, apesar de eventual alteração da relação altura de queda/vazão, atua com rendimento constante entre os limites de seu paralelogramo operacional no seu colinário.

Capítulo 1 — INTRODUÇÃO

1) AVALIAÇÃO PARCIAL DO SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO

Um Endereço com Itinerário Múltiplo

O cenário energético nacional demanda soluções a curto prazo no presente, em meio a uma situação que restringe algumas delas sobremaneira.

Ainda em andamento, o programa governamental de reorganização do setor elétrico brasileiro convoca a iniciativa privada a investir em oportunidades de negócio, –quer de expansão, quer de recuperação do mesmo–, que deverão decorrer com um molde novo dessa reforma.

Por outro lado, essa reestruturação coíbe a participação estatal devido à redefinição dos propósitos e participação do Governo no setor elétrico. Afinal, o Estado não tem mais condições, instituição específica, ou sequer razões de pioneirismo como no passado, para arcar sozinho ou como sócio majoritário com os custos de recuperação e/ou expansão do nicho de sistemas de potência, dentre outros no setor.

Consequentemente, este trabalho resulta da consideração de uma série de condicionantes atuais, com influência crescente na indústria de hidreletricidade como um todo [1]. Condicionantes financeiras, restrições institucionais e, sobretudo, preservação ecológica e mitigação de impactos ambientais, impõem a necessidade de flexibilização dessa atividade econômica. Destacadamente, o advento das questões sócio-ambientais, devido à crescente conscientização popular, à fiscalização de entidades afins e a exigências de entidades nacionais e internacionais de financiamento, vem exigindo que esse segmento se adapte a novos tempos. E isso implica em modificar seus princípios e métodos de trabalho, sem deixar de ter em conta:

1. Sua modernização generalizada e a plenitude de seus benefícios sócio-econômicos.

2. Seu produto de fonte renovável, gratuita, isenta de inflação e pressões do estrangeiro; reconhecida como bem econômico e, como tal, dotado de valor econômico; sem emissão de partículas e poluentes; de custo, riscos e implicações ambientais muito menores que similares térmicos.
3. A longevidade operacional e manutenção barata de suas instalações e equipamentos perante o investimento substancial que requerem.

Nos últimos anos, exigências legais quanto à aprovação dos impactos ambientais, remanejamentos beneficiados e/ou fixação de comunidades, além de compensações econômicas das terras e outros bens afetados pela implantação do maior lago de um Aproveitamento Hídrico, vêm sendo aplicadas de forma cada vez mais rígida, afetando a dimensão, qualificação e, implicitamente, o financiamento desse tipo de empreendimento. A começar pelo relatório ou estudo de pré-viabilidade, podem influir a seguir no custo e no cronograma dos estudos, do projeto e suas etapas, e até da própria obra, em especial, quando de grande porte.

Esse processo específico de flexibilização teve início há algum tempo, com o destaque e inclusão de áreas de meio-ambiente e desenvolvimento social nas atividades dos setores tradicionais de engenharia, planejamento e operação das empresas públicas de geração. Propostas e estudos para construção de usinas hidrelétricas sempre foram concentrados nessas áreas de trabalho, ditas mais representativas da linha de ação dessas empresas. Recorde-se que, até recentemente a infraestrutura do setor hidrelétrico público, assim como a responsabilidade por estudos de viabilidade, desenvolvimento, construção, comissionamento, manutenção e operação de usinas, cabia a estatais e governos, com o suporte de empréstimos garantidos pelo Tesouro.

Dessas geradoras, uma ou outra se ocupava ocasionalmente com uma abordagem integrada da questão sócio-ambiental. Estimativas da população a ser remanejada com o alagamento de uma área, bem como o custo, usos e implicações do empreendimento e minimização das múltiplas conseqüências provocadas pela

obra, não constavam nem do inventário nem de estudos de viabilidade. Tampouco, eram partes a maximização de benefícios sócio-econômicos e desenvolvimento de infraestrutura local.

Os diversos efeitos de um remanejamento não eram objeto de estudo ou pesquisa. Projetos de reassentamento e eventual proposta de exploração econômica dos recursos hídricos do reservatório, –adicional ao serviço de geração–, eram elaborados autonomamente pela concessionária, cabendo aos afetados aceitar a decisão setorial ou recorrer à lei. O rumo dessas mudanças foi apontado com detalhes no Plano Diretor de Meio-Ambiente do Setor Elétrico Brasileiro, publicado pela Eletrobras em 1990. De seus itens, os seguintes são de relevância para este trabalho:

1. As variáveis e encargos sócio-ambientais se firmam como elementos decisórios na seleção, priorização e aprovação dos empreendimentos;
2. Na área de planejamento, é imprescindível que os estudos de *inventário* e *viabilidade*, no que concerne o remanejamento, reassentamento, infraestrutura viária e proteção ambiental sejam elaborados e acompanhados conjuntamente por equipes de engenharia, meio-ambiente e assistência social, tendo o prévio respaldo das comunidades, entidades representativas e dos próprios municípios a serem afetados pelo(s) empreendimento(s);
3. A participação de agências governamentais e não governamentais em propostas e estudos de pré-viabilidade resultantes de interesses de investidor(es) privado(s) e/ou empresa(s) pública(s) para exploração dos serviços d'água num aproveitamento hídrico, deve ocorrer desde o início do inventário do empreendimento.

Incentivadas pelo mérito sempre crescente da hidrogeração, tanto a demanda energética, quanto a evolução tecnológica na exploração do potencial elétrico de um aproveitamento hídrico e na conversão e transmissão de energia elétrica, fizeram com que barragens, reservatórios de dedicação exclusiva e usinas alcançassem

tamanhas dimensões, viabilizadas em geral, pelo conceito de economia de escala estabelecido para essas grandes obras no Brasil.

Entretanto, a implementação da indústria de hidreletricidade não deve mais contemplar projetos hídricos *convencionais*, isto é, sem multiplicidade de propósitos e benefícios. Em particular, se referentes aos aproveitamentos de maior porte que ainda restam. Tais empreendimentos implicam em obras com interferências ambientais mais acentuadas, e tendem a ter aprovação dificultada. Além disso, são passíveis de divergências mais profundas quanto a outros aspectos, tais como: *i*) realocamento de comunidades afetadas e *ii*) disputas interestaduais quanto ao uso do curso d'água. Adicionalmente, constata-se ainda:

1. A quase-extinção dos aproveitamentos hídricos de grande porte e/ou alta queda, efetivamente exeqüíveis no território nacional, em especial no Estado de São Paulo;
2. A tendência de implantação de termelétricas de grande porte a gás natural, –uma opção econômico-ambiental efetivamente competitiva *enquanto* isenta de revide político e reordenamento econômico internacional–;
3. A tendência mundial de revitalização ou reabilitação de hidrogeradores e turbinas, com parâmetros acima dos valores de placa original, a chamada repotenciação. E, em instância mais complexa, a remotorização ou expansão da hidrelétrica.

Longe de ser apenas um casuísmo, a preservação ecológica e ambiental tende a se transformar num tema político ainda de muito maior importância e influência que no presente. Em paralelo, pressionado pelo mercado e finanças, o atual cenário energético brasileiro, a reboque do novo modelo econômico vigente, demanda soluções exeqüíveis e que custem menos. Além disso, o trato do desenvolvimento hidrelétrico na atualidade, tem que considerar a integração dos serviços d'água e as inovações do projeto moderno da usina no Aproveitamento Hídrico, que leva em conta a necessidade de compatibilidade ambiental de obras e equipamentos.

2) PROPOSTA

Premissa deste trabalho, a prática de uso-múltiplo do reservatório, ao repartir os custos e atenuar os impactos provocados pela área computada para o lago sob a maior cheia hipotética, tenta um atalho para a viabilização mais rápida de projetos e obras de implantação e/ou reabilitação de centrais hidrelétricas.

2.1) Prioridades

Dessa forma, são priorizados nesta proposta os serviços de *i*) geração, –de alto custo, se exclusivo do reservatório–, e *ii*) *controle de cheias*, um serviço passivo, de destaque crescente na temática sócio-ambiental, a justificar a altura adicional da barragem, e, por conseguinte, o espelho e implicações da cota do maior lago a se formar e a ensejar indenizações reais pelas terras e bens que pode afetar.

Além desses dois usos, o volume d'água disponível no reservatório pode se prestar também para o exercício conjunto de outros serviços ou benefícios sócio-econômicos, tais como suprimento industrial e residencial, irrigação, navegação, saneamento, regulação do curso d'água, diluição de poluentes à jusante, pesca e recreação.

Em paralelo, dado o cenário corrente e preconizado para o setor elétrico nacional, o uso compartilhado do reservatório expandido, ao repartir custos, benefícios e responsabilidades, constitui ferramenta que aumenta a *probabilidade* de execução de barragens e projetos auto sustentáveis de implantação e/ou revitalização/repotenciação de sítios inativos ou sub-explorados na produção de energia e outras atividades, quer atreladas a aproveitamentos hídricos de porte médio; ou, destacadamente, de pequeno porte, por razões sócio-ambientais e aspectos financeiros de nova ordem, umas e outros de importância fundamental no corrente.

2.2) Aspectos Operacionais

Ao mesmo tempo, a evolução do projeto e equipamentos de usinas hidrelétricas e de planejamento e operação de sistemas elétricos de potência,

incentiva a renovação da atividade de produção hidroenergética. Afinal, por que não dotar esses aproveitamentos hídricos com uma proposta de ativação moderna, diante das condições de trabalho apresentadas. Novos métodos de produção e tecnologias (meio-ambiente, civil, concreto, eletrônica de potência, eletro e hidromecânica) contribuem para tornar o negócio de hidreletricidade ainda mais barato no caso, além de muito melhor aceito pela sociedade e favorecido por entidades de financiamento.

Por um lado, uma das partes da proposta deste trabalho, –a de utilização múltipla e dinâmica do volume adicional, vazio, previsto no reservatório para alívio da cheia e nele habilitado a pleno por cota máxima admissível no mesmo–, é fundamentada de forma ágil e confiável em cenários, controles e softwares para computação de enchentes, detetores piezométricos locais e sistemas de monitoramento de estações metereologicas remotas.

Por outro, o aproveitamento hídrico tem que ser compartilhado mediante normas pré-estabelecidas com base num método que além de integrá-lo no planejamento e operação otimizada do sistema, solucione *i*) os interesses e disputas de geradoras ou eixos operando no mesmo rio e, no caso, *ii*) as demandas dos empresários dos serviços do reservatório. Uns e outros, interrelacionados ao longo de uma cascata, onde a variação da altura de queda e reserva d'água nas represas podem conflitar periodicamente a produção de energia com outras atividades do aproveitamento múltiplo e dedicação da barragem ao curso d'água.

A avaliação positiva dos ganhos energéticos com a exploração adicional e racional de parte do volume de controle de cheias de um Aproveitamento Hídrico Múltiplo ao longo de sua vida útil deve reforçar o propósito de utilizar dinamicamente o *gap* entre a cota do nível d'água máximo normal e as cotas referentes ao volume variável, menor que o volume vazio ou de espera, admitido criteriosamente no reservatório.

2.3) Conjunto Turbina-Gerador

Neste caso, o conjunto turbina-gerador é constituído de uma turbina do tipo *Tubular*–S e um gerador assíncrono sincronizável, uma máquina de rotor bobinado, duplamente alimentada em corrente alternada. Com base no escorregamento elétrico, seu campo rotórico tem velocidade (freqüência) *ajustável*, recomposta através de um cicloconversor, um conversor *ca/ca* direto que serve como excitatriz trifásica. Mesmo sob condição operacional que não a ótima, representada pela rotação à velocidade síncrona do conjunto turbina-gerador e estabelecida pela altura de queda de projeto, a unidade, numa faixa de quedas exequíveis, é capaz de produzir blocos energéticos à freqüência e tensão nominais do sistema elétrico da qual é parte.

A tecnologia digital e a evolução da eletrônica de potência e tecnologia de controle têm definido a evolução técnica e redução paulatina e significante do custo de conversores de freqüência.

A turbina, uma variante do tipo *Tubular*–S ou *Kaplan*–S sem qualquer ajuste operacional, quer de seus elementos *diretrizes* ou *motrizes*, deve ter mancal de guia lubrificado com água, o que implica num benefício ecológico pela eliminação de sistemas de lubrificação à base de óleo e graxa. A grosso modo, é uma versão "horizontalizada" do tipo *Kaplan* tradicional, de eixo vertical e dupla regulação.

Com base nos recursos do protótipo da turbina duplamente regulada, tem as pás do distribuidor e pás do rotor fixadas pelo fabricante, de acordo com sua aplicação otimizada técnica e economicamente para os parâmetros máximos da barragem.

Arranjada dessa forma, a essa variante da turbina *Tubular*–S e, portanto, ao eixo do grupo, são impostas diferentes rotações funcionais dentro de determinada faixa operacional livre de problemas, de acordo com a coluna d'água ou pressão manométrica relacionada pela altura de queda vigente periodicamente.

Desse modo, apesar de eventual alteração da altura de queda e vazão, atua com rendimento constante entre os limites do paralelogramo operacional no seu colinário, determinados pelo início de cavitação, formação de vórtices e turbulência do fluxo hidráulico.

2.4) PCHs

A abordagem da faixa de baixas alturas de queda e Pequenas Centrais Hidrelétricas não as tornam objeto exclusivo da proposta deste trabalho.

A relação dos fatores e estimativas até aqui indica à iniciativa privada o investimento em usinas de médio e de pequeno porte. De pronto, no nicho das PCHs, numa provável indústria híbrida de hidreletricidade, dado a flexibilidade de suas aplicações, quer como usina de base ou ponta, economicamente reforçada por um lado com a reconfiguração do modelo empresarial do setor. Por outro, com o reservatório de múltiplos propósitos e utilização dinâmica do *volume vazio* ou *de espera* nele alocado para amortecimento da frente de onda da cheia calculada.

Dessa maneira, em meio a essa concepção, as PCHs podem contribuir para a retomada da expansão e reabilitação de aproveitamentos hídricos, independentemente de prioridade sazonal de algum dos serviços dos mesmos. O investimento técnico-econômico em aproveitamentos hídricos de pequeno porte e a não concentração de esforços no desenvolvimento de outros potencialmente maiores, tem as seguintes razões adicionais:

1. Os fatos e incertezas relacionados até aqui alteram o cenário das análises de planejamento da expansão da geração, tradicionalmente estruturado em *i*) hidrelétricas de grande porte (sem critérios sócio-ambientais extensos) e *ii*) facilidades de financiamento por instituições internacionais no passado.

   Por conseguinte, modificam os horizontes e tendências do próprio mercado, bem como suas alternativas e readequações de suprimento, fazendo repensar a idéia de que a magnitude do mercado e seu crescimento nos moldes em que

sempre foram estimados, amortizam qualquer empreendimento de grande porte em prazo inferior ao intervalo ótimo de expansão do sistema.

—Se, por um lado, as PCHs constituem um alicerce menor nos estudos de planejamento da expansão de sistemas elétricos, por outro, poderiam por exemplo, aliviar parte do deficit corrente no suprimento de ponta no Estado de São Paulo—

—Quando se planeja o desenvolvimento da geração com incertezas, o resultado não é mais um plano com uma seqüência harmônica de projetos. Deve ser uma estratégia de expansão com uma seleção de obras exeqüíveis num prazo rígido—.

2. Estão disponíveis em número muito maior que similares de médio e grande portes, e, usualmente, são de baixa queda. Portanto, têm enorme diversidade geográfica com relação a cargas e sistemas elétricos, cada vez mais freqüentes e vizinhos.

—É significativo o potencial hídrico de pequeno porte remanescente[1] no país, com diversas opções técnicas e dimensionais, além de inúmeros sítios existentes, com atividades extintas, suspensas ou sub utilizadas, a ensejar propostas de exploração sócio-econômica. Hipoteticamente, sob avaliação sócio-ambiental, a revitalização de alguns desses aproveitamentos, formadores de núcleos e cargas existentes, tem maior chance de aceitação, se comparada com a alternativa de implantação—.

3. PCHs têm integração à subestações locais ou rede periférica, através de "bays" e linhas de transmissão curtas, possivelmente na própria tensão de geração, com faixa de passagem, custo e interferência ambiental muito menores do que os usuais.

4. Os reservatórios das PCHs podem desempenhar a regulação dos cursos d'água que as tipificam como pequenas, e dos quais fazem parte.

—Não tem sentido a hipótese espúria de que, ambientalmente, é desvantajosa a substituição de uma represa de grande porte por um número equivalente de

---

[1]A estimativa do potencial hídrico remanescente de pequeno porte (**Ptotal inst PCH**= 30.0 MW) no Brasil é de 18000.0 MW, número doze vezes superior à capacidade total instalada do parque gerador hidrelétrico de *pequeno porte* nacional no presente.
"O Desenvolvimento das Pequenas Centrais de Pequeno Porte no Brasil", Nascimento, J. G. *et al*, ANEEL (Agência Nacional de Energia Elétrica), Brasília/DF

pequenas para os mesmos fins. Em princípio, um esquema múltiplo com pequenos reservatórios, não oferece a mesma capacidade de regulação. No entanto, quantos deles seriam submersos na área alagada por um reservatório de grande porte com vistas ao(s) mesmo(s) objetivo(s) no mesmo rio?

A menos de uma análise por meio de modelo(s) apropriado(s) de simulação operacional de reservatórios e cascatas ao longo de um curso d'água, formulando-se método e base de dados coerentes para equivalências entre esses aproveitamentos, não se pode tirar conclusões precipitadas quanto à eficácia dos usos, regularização e controle de cheias que um e outro esquema podem proporcionar. Além de inventários distintos, e independentemente do fato de uns e outros poderem integrar uma mesma bacia e acidente geográfico, esses "eixos" hidráulicos fazem parte de rios com tributários, vazões, leitos e calados diferentes entre si—

5. O efeito dos fatores de *economia de escala*, ao premiar os empreendimentos de grande porte, distorce indevidamente o mérito dos investimentos e benefícios relacionados pela chamada *economia de escopo* da PCH e do aproveitamento hídrico de pequeno porte e uso múltiplo.

—Uma forma de avaliação do índice de mérito dos aproveitamentos hídricos qualificados como pequenos, que levasse em conta a relação custo/benefício em termos absolutos, seria tecnicamente mais autêntica. Na verdade, ao invés de submetidos ao conceito de economia de escala conhecido das grandes hidrelétricas nacionais, esses aproveitamentos deveriam ser comparados com projetos semelhantes quanto a porte, localização, integração, serviços e benefícios—.

2.4.1) Atualização e Valoração

Hidrogeração de Pequeno Porte e Baixa Queda não são sinônimos. Baixa queda é termo associado à tecnologia de exploração energética de aproveitamentos hídricos com altura líquida de queda "referencial" de 20.0 metros.

O conceito de Pequena Central Hidrelétrica foi redefinido através da Resolução nº 394 de 04 Dezembro'98, da Agência Nacional de Energia

Elétrica (ANEEL), atendendo determinação da Lei nº 9648 de 27 Maio'98. Esse reenquadramento tem como propósito, incrementar a viabilização de estudos e propostas de desenvolvimento e/ou reabilitação de aproveitamentos hídricos de pequeno porte, assim como aprovação e licenciamento, além de benefícios a comunidade(s) e meio-ambiente afetados pelos mesmos.

A Resolução nº 394 substitui a Portaria nº 136 de 06 Outubro'87, do ex-DNAEE, que estabeleceu PCH como usina com capacidade instalada total igual ou menor que 10.0 MW. Pela Resolução nº 394, PCH tem potência instalada total até 30.0 MW, e espelho máximo de 3.0 km^2 para o lago do reservatório. Fundamentada em correlações, essa área alagada é relacionada ao nível d'água da cheia com recorrência de 100 anos.

2.4.2) Suporte Adicional

As propostas e justificativas apresentadas para o desenvolvimento dessas usinas e sítios pertinentes, induzem a conclusão quanto à probabilidade maior que têm de desencadear uma das alternativas do processo de desenvolvimento energético, ora atribuído à iniciativa privada pelo Governo.

Além de oportunos na etapa corrente, e por implicarem menos riscos, dados a *modularidade* e *reversibilidade* que tipificam a modalidade desse investimento, PCHs e Aproveitamentos Hídricos de Pequeno Porte atendem por um lado, o enfoque e perspectivas de negócios e de ganhos a curto prazo de empresários privados. Por outro, permitem comprovação mais fácil de compromissos e garantias contratuais dos mesmos.

Iniciativas governamentais para estimular a iniciativa privada a investir na área de geração de energia, –hidreletricidade em particular–, têm esbarrado na hesitação da mesma diante do processo de desregulamentação e do modelo de privatização praticados pelo Governo.

Como parte do programa de liberalização econômica e esforços consecutivos do Governo para atrair o investidor privado a esse setor, o

estabelecimento de uma matriz energética calcada em planejamento por ele definido e coordenado, além de isenções fiscais e incentivos financeiros adicionais, deveriam ser considerados para empurrar esse nicho da indústria de hidreletricidade.

Por outro lado, a exemplo do trabalho procedido por algumas agências estaduais de energia elétrica, cabe à ANEEL, executar seletivamente, o levantamento e refinamento urgentes dos dados nacionais referentes ao potencial de aproveitamentos hídricos de pequeno porte por desenvolver, –já inventariados ou não–; e de hidrelétricas e eixos hidráulicos existentes, –ativos ou não–, todos com o firme propósito de se determinar a viabilização técnico-econômica do Aproveitamento Hídrico nos termos propostos para sua implantação ou revitalização.

Além disso, discussão adicional poderia considerar a alteração do limite que define PCH. Ao invés de 30.0 MW de *potência instalada total*, esse parâmetro deveria se referir a 30.0 $MW_{médios}$ de [2]*energia firme*, atrelada ao volume do reservatório, sem necessidade de modificação dos demais parâmetros referentes ao mesmo.

A exemplo de países europeus e asiáticos de larga experiência em aproveitamentos hídricos de pequeno porte, e diante do estado da arte referente a equipamentos, softwares, controle e operação de usinas hidrelétricas e sistemas elétricos de potência, esse limite deveria ser ampliado ou renomeado de forma mais condizente com a *i*) modernidade dos critérios de projetos; *ii*) o porte dos inventários hidráulicos mais freqüentes e efetivamente exequíveis, e *iii*) a necessidade de desenvolvimento em meio ao cenário de inúmeras restrições e exigências no presente, e, decididamente, no futuro também.

---

[2]energia firme: valor médio da geração de uma ou mais usinas hidrelétricas durante o período crítico do sistema. Relativamente, carga crítica é a energia firme do sistema, e representa o maior bloco energético que um sistema de referência pode ter atendido com risco de déficit pré-fixado (5.0 %, parâmetro referencial adotado pelo setor elétrico brasileiro).
Associado à carga crítica, tem-se o período crítico. O período crítico, historicamente definido, encerra o maior intervalo conhecido de vazões em que o sistema, submetido à sua carga crítica, parte da condição "totalmente cheio" (volume a 100% do armazenamento total) e chega à condição "totalmente vazio" (volume a 0.0% do volume útil total).

Capítulo 2 — AVALIAÇÃO HIDROENERGÉTICA

Procedimentos e Decisões de Planejamento da Expansão de Sistemas Elétricos de Potência

1) REMUNERAÇÃO DO SETOR

A tarifação da energia elétrica com base nos custos marginais de expansão de geração e operação expressa a necessidade dos preços refletirem o custo decorrente de atendimento ao consumo adicional [2]. Visa remunerar o investimento dos empresários e, simultâneamente, incentivar a expansão ótima do setor elétrico, destacando ao investidor que a usina hidrelétrica mais competitiva, desde que aprovada, é aquela que apresenta o próximo menor [1]custo de geração, interferências ambientais mínimas e benefícios sociais, dentre todas as alternativas equivalentes de expansão do sistema elétrico. Dessa forma, a expansão da oferta de energia elétrica concentra-se naqueles patamares da curva de operação das usinas cuja remuneração do investimento é maior. Por outro lado, o consumo é dirigido para as horas e fontes que o tornam menos oneroso. Esse sistema de remuneração da oferta de energia elétrica tem por metas:

- ✓a equalização entre tarifas e custos;
- ✓melhor utilização das usinas, subestações e linhas de transmissão existentes, otimizando a direção e o montante dos novos investimentos.

Paralelo às condicionantes financeiras, sociais e ambientais já apresentadas, o investimento em produção de hidreletricidade de pequeno porte, aqui viabilizada em meio ao uso múltiplo do aproveitamento hídrico, tem incentivo econômico

[1]Vide nota de rodapé na página 37

preponderante, além de outros em voga. Até pouco tempo atrás, a estrutura tarifária de energia elétrica valorizava sobretudo o suprimento de [2]potência, desmerecendo a remuneração do suprimento de [3]energia. Com a transferência da remuneração básica (principal) da condição "ponta" para "energia", o perfil do retorno dos investimentos no setor se tornou mais flexível. Assim, além da alternativa de investimento em novas obras, tornaram-se atrativas a reabilitação e a remotorização de usinas hidrelétricas, especialmente, quando operáveis com fator de capacidade variável (usinas híbridas) ou situações em que o ganho de flexibilidade leva a ganhos energéticos para o sistema.

No Brasil, a principal fonte primária de produção de energia elétrica é a água. Hoje, de forma muito mais racional para um parque de geração típico como o brasileiro, dotado com esse combustível abundante, renovável e gratuito, os [4]custos marginais de geração na atualidade, beneficiam a produção de energia elétrica, –em especial, a indústria de hidreletricidade–, dada a equiparação das modalidades de suprimento energético: "ponta" e "fora de ponta". E, portanto, reforçam a estimativa neste trabalho quanto a alta probabilidade das PCHs poderem estimular o investimento da iniciativa privada no setor.

Além disso, destacam-se os sinais sucessivos que vêm sendo dados pelo poder concedente ao setor elétrico, incentivando sobremaneira o investimento e desenvolvimento de PCHs, em especial, através da permissão de repasse da maior parte dos custos com a expansão e implantação desse tipo de usina, através do valor normativo praticado.

---

[2]Suprimento de potência, demanda ou ponta deve ser interpretado como o fornecimento energético máximo da usina ao longo de um período horosazonal diário de máxima demanda do sistema. Adicionalmente, cabe o seguinte conceito:
Ponta Garantida: potência disponível num ou mais aproveitamentos hídricos, com garantia mínima de 95% do tempo, considerado todo o histórico de vazões afluentes.

[3]Suprimento de energia deve ser interpretado como fornecimento energético em função da curva de carga do sistema. Adicionalmente, cabe o seguinte conceito:
Energia Firme: valor médio da geração de um ou mais aproveitamentos hídricos, durante o período crítico do sistema. A carga crítica é a energia firme de todo um sistema de referência e corresponde ao bloco energético que o mesmo pode atender com risco de déficit pré-fixado de 5%.

[4]Os custos marginais de expansão da geração são utilizados no dimensionamento de usinas, tendo por base o critério probabilístico utilizado no planejamento de sistemas elétricos.

1.1) Tarefa de Planejamento

Além dos propósitos de estabilidade e eletricidade de alta qualidade, o planejamento associado de geração e operação de sistemas elétricos tem estabelecidas as seguintes premissas:

1) economia

2) confiabilidade

A meta de confiabilidade ou risco, implica em capacidade instalada, reserva girante. Se excessiva, viola o princípio de minimização de custos. Se deficiente, infringe as obrigações da concessionária. Dessa forma, o quesito economia se relaciona de forma contenciosa com os custos constantemente atualizados dos programas de obras de geração e transmissão propostas. Já o item confiabilidade, para proporcionar o atendimento adequado da carga ou a integração de blocos energéticos a redes periféricas, mesmo em condições adversas, sobrecarrega o primeiro.

A combinação de usinas de base e de ponta determinam à concessionária o despacho de carga calcado num índice de mérito que diminui o fator de capacidade das usinas de preço mais elevado. Usinas de ponta tendem a ter custos de capital mais altos, enquanto as de base tendem a ter custos fixos menores e operacionais maiores. A solução ótima ou de custo mínimo implica na composição de umas e outras, embora, sem perder de vista os compromissos de atendimento nem tampouco, o critério de confiabilidade.

O objetivo primordial dos setores de planejamento é o atendimento da demanda num certo período, utilizando a alternativa técnica de menor custo para resolução do problema de expansão do sistema no período estudado. Ou seja, aquela opção que tenha a relação mínima entre os custos atualizados dos investimentos durante a construção e a geração de energia ao longo da vida útil de uma determinada usina. Pelo menos dois critérios de planejamento são norteados por esse fundamento: determinístico e probabilístico.

As condições de contorno do caso presente sugerem que restrições de cunho ambiental, político e financeiro, associadas a incentivos econômicos, tendem a impor a necessidade de seletividade quanto ao tipo, dimensão e alocação orçamentária da central energética analisada com base nos complexos cenários representados nos modelos usuais de planejamento energético.

Portanto, a seleção de uma hidrelétrica em meio aos planos de expansão do parque gerador brasileiro, deve resultar da avaliação de seus aspectos técnicos, custos, implicações sócio-ambientais, isenções e benefícios fiscais. Ou seja, implantação e reabilitação devem proporcionar o maior benefício possível, tendo como base um cenário que configure a época em que a usina será integrada ao sistema elétrico.

1.1.1) Critério Determinístico

A decisão técnica quanto a opção por um plano de investimento requer apenas que a simulação do parque de geração e de arranjos operacionais *atenda* sem déficit o mercado de energia elétrica projetado, denominado carga crítica. A referência dessa projeção ao chamado [5]período crítico na modelagem do estudo de planejamento, permite a seleção de uma das alternativas de expansão desde que, comprovadamente, não implique em racionamento e seja a de menor custo atualizado no horizonte do plano em análise. A carga máxima estimada num certo horizonte é submetida à disponibilidade hidráulica referida pelo período crítico sem possibilidade de deficit de atendimento, determinando-se então, a energia firme ($MW_{médios}$) dos aproveitamentos hídricos e sua compatibilização com a condição de *risco zero*.

Esse critério, embora limitado, não deixa de ser plausível em termos de engenharia. Nessa condição, o superdimensionamento final do plano acaba oferecendo segurança contra os eventos mais desfavoráveis, resultantes das contingências operacionais simuladas no estudo. Em geral, os resultados obtidos não levam ao plano de expansão mais adequado para o sistema. A razão básica disso é que uma decisão de

---

[5]período crítico: sequência das afluências mais secas, historicamente reconhecida no intervalo Mai'51–Nov'56 para o sistema interligado Sul/Sudeste

investimento na atualidade só será ótima se a previsão que a envolve vier a se concretizar. A decisão de construção de uma hidrelétrica de grande porte hoje, pode ser ideal desde que:

1. viabilizada em termos financeiros, econômicos e, destacadamente, ambientais, tanto no presente quanto no futuro
2. a obra seja concluída no prazo
3. o crescimento da demanda ocupe o bloco energético disponibilizado

1.1.2) Critério Probabilístico

A introdução de critérios probabilísticos nos estudos de planejamento de sistemas elétricos, ao admitir taxas de falha no atendimento à ponta, risco de déficit de energia e geração de séries sintéticas de vazões afluentes mensais, aperfeiçoou a metodologia dos modelos analíticos de planejamento. Além disso, refinou os mecanismos de tomada de decisão.

Entretanto, um lote enorme e inerente de incertezas técnicas, econômicas e operacionais constrange a tomada de decisão quanto a partes ou o todo de um determinado plano de obras, particularmente, no que diz respeito a *i*) aprovações e cumprimento de prazos de execução; *ii*) alocação otimizada dos blocos energéticos; *iii*) desempenho. E, além disso, via de regra, compele ao erro tanto mais quanto maior a dimensão e a abrangência do plano de obras de expansão da geração.

1.2) Fatos e Incertezas

Além do cenário político-econômico a tipificar historicamente este país, o parque gerador nacional, preponderantemente hidrelétrico, dotado de plantas de grande porte e permeado por intercâmbios regionais de grandes blocos energéticos a longa distância, tem induzido o planejamento da expansão dos sistemas elétricos de potência a tratativas com base em horizontes de longo termo, conseqüência *i*) dos prazos demandados pelos levantamentos de campo; *ii*) dos estudos de viabilidade;

iii) das licenças e programas institucionais; *iv*) das alocações financeiras e *v*) do projeto e obra em suas diferentes etapas e alterações, particularmente de origem tecnológica.

Em meio a um contexto de incertezas, que se acentuam quando se planeja a expansão de sistemas elétricos de potência de *longo prazo*, a proposta de um plano de obras no molde tradicional tende a ser inadequada, ainda que aderente ao conjunto de cenários considerados. A melhor alternativa de expansão deve ser aquela que se ajusta ao cenário vigente ao longo do período enfocado. E sua estratégia de aplicação deve ser estabelecida como uma seqüência de obras, passível de reavaliação a qualquer tempo, de tal forma que a decisão por uma das obras elencadas, resulte de estudo de seletividade das mesmas e de um critério de otimização dinâmica do cenário de planejamento.

De acordo com *Gorenstin* [**3**], para solucionar o problema de planejamento sob incertezas, diversas técnicas têm sido propostas na literatura: equivalente determinístico, análise de sensibilidade, otimização estocástica.

Daher [**4**], por outro lado, explorou a técnica de mínimo/máximo arrependimento em seu trabalho sobre planejamento da expansão da geração com incertezas.

Além dessas, a proposta no âmbito do [5]GCPS [**5**] de *i*) aplicação da estrutura tarifária com base em custos marginais às tarifas de fornecimento e de suprimento entre empresas e *ii*) de legislação para a normatização da compra de excedentes de energia elétrica de autoprodutores pelas concessionárias do setor, evidenciou a *técnica de custo evitado*.

Ao examinar a oportunidade, a conveniência e a economicidade de execução de um projeto de geração, nada mais justo do que aplicar o conceito de *custo evitado*, comparando o índice de mérito (implicações técnicas, sociais,

---

[5]GCPS/Eletrobras-Grupo Coordenador de Planejamento de Sistemas Elétricos. O GCPS foi extinto ao final de '99. Daí em diante, o planejamento da expansão dos sistemas elétricos cabe ao CCPE-Comitê Coordenador do Planejamento da Expansão de Sistemas Elétricos, ligado à Secretaria de Energia do Ministério de Minas e Energia.

ambientais e econômicas) com essa referência e não com o custo marginal de expansão da geração.

Segundo o mesmo boletim do GCPS, benefícios advindos de custos evitados são proeminentes no caso em que Aproveitamentos Hídricos de Pequeno Porte são agregados ao sistema elétrico em número significativo e via interligações em níveis de tensão mais baixo do que os usuais.

Não é objetivo neste trabalho abordar a modelagem de planejamento da expansão de sistemas elétricos de potência. Tampouco, o dimensionamento de usinas hidrelétricas. Isso resulta de arranjos políticos, interesses econômicos e intrincados planos de operação hidráulica, energética e eletromecânica a nível individual e conjunto dos aproveitamentos hídricos, bem como de suas redes e bacias de interligação, todos simulados por complexos modelos computacionais.

Por outro lado, salienta-se abaixo fatos e incertezas que reforçam a proposta deste trabalho e que devem ser tratados nesses modelos matemáticos de planejamento pelos setores competentes nas tomadas de decisões pertinentes ao investimento e endereços da expansão da geração. Sobretudo, quando se trata de usinas hidrelétricas de grande porte e termoelétricas a óleo ou gás natural, não consideradas neste trabalho. São eles:

- ✓Escassez de aproveitamentos de grande porte, de média e alta quedas, efetivamente possíveis de execução ao longo do território nacional. Ou, quando não a quase total extinção dos mesmos, como no Estado de São Paulo.

- ✓O exercício crescente de proteção ambiental com apoio mundial tamanho a ponto de embaraçar empréstimos financeiros, condicionar a revisão de um projeto ou até determinar o embargo do mesmo.

- ✓Os impactos ambientais proporcionalmente causados por uma barragem ou por resíduos industriais de processos de geração termoelétrica são enfaticamente delimitados por entidades de meio-ambiente e outros órgãos representativos afins.

✓Tendência coerente de implantação de termoelétricas de grande porte a gás natural, particularmente no Estado de São Paulo.

✓Demanda futura.

✓Iniciativas privadas de auto-produção energética residual (hidráulica e térmica).

✓Improvável repetição das composições e/ou avais financeiros tradicionalmente criados para implementação dos planos de obras definidos pelo planejamento.

✓A costumeira dificuldade de aferição do cenário político-econômico nacional a qualquer têrmo: curto, médio ou longo prazo.

✓A descoberta do filão de reabilitação e modernização de hidrelétricas existentes no parque gerador, face a exigências operacionais, mercadológicas e econômicas, com custosas despesas de manutenção e indisponibilidade por paradas prolongadas de unidades em épocas não programadas. A recapacitação de uma hidrelétrica pela geradora obedece a um critério tal que, independentemente de sua [6]vida útil, –extinta ou prestes a se extinguir-, a repotenciação compulsória de seu(s) hidrogerador(es) é implícita no procedimento de revitalização de suas instalaçõs e previamente atrelada à modernização e reotimização operacional da turbina e circuito hidráulico–.

1.2.1) Repotenciação de Hidrogeradores

O termo *reabilitação* tem espectro enorme. Neste caso, especificamente, reabilitar significa revitalizar, modernizar, recondicionar, recuperar, sem implicar necessariamente no *upgrade* (repotenciação) do hidrogerador. Por exemplo, a inspeção do enrolamento estatórico, de classe de temperatura B, não implica obrigatoriamente na substituição do mesmo, uma vez aferida a capacidade de sua isolação original para nova condição superior de serviço [6, 7].

---

[6]tempo de vida útil da usina hidrelétrica define parâmetro normalmente aplicado pelo setor elétrico brasileiro em análises econômicas de planejamento, operação e manutenção. É da ordem de 50 anos, embora a usina possa funcionar por período bem maior.

Vasta tecnologia e práticas modernas de engenharia possibilitam ganhos substanciais de potência em hidrogeradores antigos. Além de materiais elétricos e mecânicos modernos, esses avanços incluem ferramentas computacionais que se valem da aplicação de elementos finitos, conhecimento de circuitos magnéticos, metalurgia, refrigeração, eletrônica de potência e sistemas de excitação estática.

Dentre esses recursos, destacam-se o recondutoramento e reisolamento de barras e bobinas estatóricas e bobinas polares em nova classe térmica [7](F), à base de materiais duroplásticos, delgados e de alta condutibilidade térmica. Essa inovação substitui os isolantes antigos, classe B de temperatura, à base de asfalto, mica e/ou amianto, conforme o item do hidrogerador a ser inaproveitado. A extensão do gradiente de temperatura operacional das máquinas assim refeitas, admite aumentos de rendimento e potência que podem ser superiores a 3% e 16%, respectivamente (***CESP/ENGECORPS***, [8]). Na verdade, o ganho de potência específico do hidrogerador pode alcançar valor bem mais elevado mediante recondicionamento (*retrofit*) de múltiplas intervenções e grandes modificações. Esses aumentos são estimados em relação a materiais isolantes classe térmica B, suposta original de unidades fabricadas até o final dos anos setenta, a demandar reisolamento com classe F quando da necessidade de reparo ou troca de parte(s) e componentes.

Na prática, esses ganhos de potência podem variar, aproximadamente, entre 15 e 50% do dado de placa original. Esse valor mínimo referencial pode resultar apenas da substituição do enrolamento estatórico, com emprego incondicional de material isolado com classe F de temperatura. Imposto por manutenção programada, um procedimento como esse, proporciona *per si* um aumento significativo do espaço no interior das ranhuras com a diminuição da espessura do material de isolação e aumento da densidade linear de corrente, função direta do ganho de potência nesse patamar, apenas através dessa intervenção. Já a estimativa do valor máximo apontado acima, leva em conta profunda reforma do hidrogerador, executada sob projeto múltiplo de engenharia.

---

[7] B(60°), F(155°): classes de isolação térmica

Embora, possa decorrer a reboque da prática de manutenção e recuperação para estender a vida útil da unidade, a abrangência da repotenciação de um hidrogerador deve ter posição técnico-comercial e avaliação financeira da usina definidas de antemão, tendo em conta seu recondicionamento inerente, sua reaplicação proveitosa no mercado de energia elétrica, a disponibilidade hidráulica adicional e/ou recomposição operacional do reservatório, e a readequação da motricidade do conjunto, o que pode implicar até na troca da turbina. ***Ramos*** [9] aponta resultados energéticos considerados significativos com a repotenciação da UHE Jupiá da CESP no rio Paraná. O ganho se deve aos aumentos da capacidade instalada (16%) e de rendimento (2.5%) das máquinas recondicionadas.

1.2.2) Reabilitação ou Revitalização de Hidrelétricas

Usinas ativas ou desativadas devem passar por uma revisão geral. Igualmente, o sítio onde se encontram. Alguns projetos de mais idade, extremamente conservadores e influenciados por práticas dos setores de operação, têm apontado hoje o sub-dimensionamento da potência instalada no aproveitamento hidrelétrico. Além disso, têm baixa rentabilidade econômica e pouca flexibilidade nas composições de planejamento e operação dos sistemas.

A repotenciação ou eventual remotorização de aproveitamentos hídricos, acompanhadas da modernização do complexo, constitui correntemente, um polo muito apreciado de expansão do sistema gerador. Adicionalmente, o eventual concurso de um novo maquinário, concebido para operação sob velocidade ajustável nos estudos de viabilidade desses projetos de recuperação e modernização, poderia impulsioná-los de forma definitiva.

Um processo de inúmeras vantagens institucionais e operacionais perante a demanda e o controle dos sistemas de potência pode ser detonado pelo uso múltiplo desses reservatórios com o objetivo de viabilização sócio-econômica do empreendimento e de cumprimento dos requisitos regimentares, que de forma ainda

mais disciplinada seguirão norteando projetos e usos ou serviços de um aproveitamento hídrico.

Reabilitação implica também na modernização técnica e tecnológica do aproveitamento hídrico como um todo, abrangendo até mesmo a revisão do(s) seu(s) propósito(s) hidráulico(s). Essa atualização aponta na direção de sistemas de digitalização e transmissão de dados, de monitoramento e controle individuais do Complexo, bem como de integração do mesmo a um centro remoto de supervisão geral. As seguintes vantagens sustentam essa tendência:

✓Custo (marginal de expansão) da reforma multidisciplinar em cada um desses sítios.

✓Comparado com o prazo de construção de obras equivalentes, o retorno financeiro é mais rápido, incluindo a possibilidade de substituição de eventual importação de eletricidade pelo concurso de blocos adicionais de energia firme e secundária [9].

✓Ausência de custos de desapropriação e de reestudo de impacto ao meio-ambiente, a menos de interferências nas margens derivadas de eventual elevação do nível operacional do reservatório com fins de controle de cheias/geração.

✓Tendência corrente de condicionamentos sócio-econômicos: utilização múltipla do reservatório e repartição dos custos de investimento entre os parceiros.

1.3) Relação Custo / Benefício

1.3.1) PCH

O barramento de um curso d'água com diferentes objetivos quanto a exploração dos recursos hídricos, implica em custos significativos da obra na medida de cada um dos eventuais serviços hidráulicos. O cenário descrito no Capítulo 1 deste trabalho, no qual se caracterizou benefícios e aspectos sociais, políticos, econômicos, ambientais e técnico-operacionais de aproveitamentos múltiplos de pequeno porte, sugere a necessidade de reinterpretação e reavaliação dos fatores de economia de escala típicos das obras do setor no Brasil e enfatiza a necessidade de:

✓maximização do(s) produto(s) do multiuso do aproveitamento hídrico

✓composição orçamentária da obra

✓otimização do retorno dos investimentos

A compensação econômica da atividade em meio ao aproveitamento múltiplo do recurso hídrico ao longo da sua vida útil, é arbitrada pela rentabilidade de sua produção energética, representada por:

1. remuneração
2. objetivos de suprimento: demanda, energia
3. motorização
4. fator de capacidade

De maneira geral, as despesas são decrescentes com o aumento da capacidade do empreendimento. De tal forma, que seu custo total pode ser expresso por uma fórmula exponencial do tipo:

$C(X) = a+bX+cX^{\beta}$ (***CESP*** [**10**]), onde:

$C(X) \Rightarrow$ custo total da obra ou sistema de capacidade X

a, b, c $\Rightarrow$ constantes de proporcionalidade linear que refletem custos fixos

$\beta \Rightarrow$ fator de economia de escala, $\beta < 1.0$

$X < X_{\mathbf{lim}} \Rightarrow$ limite de capacidade a partir do qual, por questões físicas, a expansão é inviável

Não obstante o fator de economia de escala ser um dos principais parâmetros de decisão no que tange o dimensionamento de um empreendimento, parte do seu peso recai sobre a [8]priorização da obra que deve atender da melhor forma a nova parcela de mercado. Além disso, a desconsideração de ociosidades

[8]A prioridade resulta da competição econômica dos empreendimentos entre si, expressa pela comparação dos custos de geração das UHEs já avaliadas em seus inúmeros quesitos.
O Custo de Geração ou Custo de Operação de uma UHE é determinado pela somatória dos custos de **O&M** e de implantação, levando em conta o benefício energético (energia firme).

típicas do setor, tais como demanda reprimida e/ou atrasos nos cronogramas de obras de grande porte, acarreta indevidamente a avaliação privilegiada desse tipo de empreendimento.

Os fatos e incertezas reportados alteram o cenário das análises de planejamento de expansão da geração tradicionalmente estruturado nesses sítios hídricos de grande porte. E modificam por conseguinte, o do próprio mercado e suas alternativas e readequações de suprimento, induzindo à reavaliação da idéia de que o porte do mercado e seu crescimento nos moldes em que sempre foram estimados, absorve e amortiza qualquer desses empreendimentos em um prazo inferior ao período ótimo de expansão da capacidade do sistema.

O efeito dos fatores de economia de escala tem premiado habitualmente os empreendimentos de grande porte e distorcido o volume e os caracteres dos investimentos quando se trata do desenvolvimento de pequenas centrais hidrelétricas.

Além disso, o critério utilizado pelo setor para atribuição de índices de mérito, favorece a minimização dos custos unitários. Como tal, o de *geração, interpretado como conjunto, associa indevidamente os equipamentos elétricos, mecânicos e hidromecânicos. As obras de grande porte, de participação quase exclusiva nos planos de expansão dos sistemas do [9]GCPS/Eletrobras, ainda são classificadas como normais segundo o mesmo critério, não havendo distinção de empreendimentos menores. Para se ter uma idéia, de acordo com antigo relatório mencionado abaixo, a capacidade média das UHEs previstas no último decênio, e que define o índice de mérito de referência no caso, é de [10]210.0 MW [**10**].

No caso do Aproveitamento Hídrico Múltiplo Mogi-Guaçú, com 7.0 MW de capacidade instalada total e fator de economia de escala igual a 0.8, tem-se uma relação de custos índice de referência na [10]ordem de 2:1, ou seja: de acordo com o relatório citado no rodapé, o A. M. Mogi-Guaçú se mostra atrativo em seus custos

---

*A unidade que traduz simultâneamente as grandezas Custo de Geração e Índice de Mérito referentes à usina hidrelétrica é dada por [US$/MW**h**].

[9]Programa Decenal de Geração 1994/2003-Sistema Interligado Sul/Sudeste/Centro-Oeste.

[10]CESP/Engecorps: Relatório "Avaliação Econômica do Aproveitamento Múltiplo Mogi-Guaçú", 26Abr'91.

unitários até duas vezes o valor de referência vigente no [11]quinquênio [10] para usinas de grande porte.

O A. H. M. Mogi-Guaçú foi viabilizado sob a premissa de controle de cheias, porém, não teve aventado o aproveitamento do respectivo volume "vazio" ou "de espera" para fins de aumento da capacidade geradora.

Portanto, propõe-se que a avaliação de objetivos e a viabilização técnica, social e econômica de implantação de uma PCH seja procedida através de uma análise benefício/custo de carácter absoluto; ou no mínimo, através de comparação com outros empreendimentos de porte similar.

1.3.2) Controle de Cheias

A parte das obras pertinente ao amortecimento da frente da onda da cheia é proporcional ao volume incremental de barragem adicionada para esse serviço. De modo simplificado, é dada pelo incremento $Max\Delta h_{cc}$ ($Max\Delta h_{cc} \Rightarrow$ cota NA_{cc}, menor que $NA_{\textbf{Maximum maximorum}}$, referente à dissipação do transiente ou frente da onda de cheia, interpretado como controle da cheia) à altura da barragem. Além da própria barragem, devem ser acrescentadas ao custo do empreendimento:

- ✓as despesas de desapropriações na área interceptada pelo lago do reservatório na contingência de cheia a jusante. A atualização do valor das mesmas no período de recorrência da cheia deve ser levada em conta nesse cálculo [2]. Neste caso, grandes e pequenos aproveitamentos múltiplos são onerados.
- ✓os juros durante a construção.

O benefício do controle de cheias realizado por intermédio da barragem e do reservatório, deve ser interpretado como tentativa de eliminação dos prejuízos com

---

[11]quinquênio: de acordo com o modelo de Rachford-Berthouex, utilizado em análises de mercado energético pela maioria das concessionárias de energia elétrica, para o caso de um período com crescimento de demanda próximo do linear, obtém-se períodos de expansão otimizados entre 4 e 10 anos com as seguintes condições:
1. taxa de juros: 10% a.a.
2. fator de economia de escala 0.8 e 0.6, respectivamente

terras e propriedades que serão afetadas pela enchente estimada a jusante da barragem e pelo alcance da maior cota d'água a ser admitida no reservatório.

1.3.3) Violação do Volume de Espera

A exemplo de qualquer outro empreendimento, no caso também é determinante a minimização da relação custo/benefício, ou seja, os parâmetros obtidos para o eixo hidráulico devem proporcionar a maior diferença entre o montante dos benefícios contemplados no projeto e o custo do investimento. O ganho de energia está associado à cota do reservatório do aproveitamento hídrico múltiplo, cujo custo inclui a construção da barragem, benfeitorias, desapropriações e indenizações pertinentes. Portanto, o volume máximo do reservatório deve ser determinado através de uma análise de custo/benefício incremental.

No exemplo presente, em que se aventa bens hidráulicos com alocações variáveis dos volumes no reservatório e diferentes avaliações sócio-econômicas, viabiliza-se os múltipos dividendos de uma produção não convencional de energia elétrica.

No entanto, contrariando um dos princípios desta proposta, admite-se hipoteticamente que uma valoração extrema dos demais serviços hidráulicos em relação a geração, suficiente para inviabilizar a mesma em meio à utilização múltipla do Aproveitamento Hídrico, ensejaria a aplicação da prática não convencional de produção de energia elétrica em parques de geração eólica e usinas reversíveis, por exemplo.

2) ASPECTOS OPERACIONAIS DE UM APROVEITAMENTO HÍDRICO

2.1) Altura de Queda Variável

Se os recursos hídricos inventariados num sítio forem concentrados na produção de energia elétrica, os estudos pertinentes a tal projeto deverão descortinar

entre outros parâmetros: nível d'água máximo normal, máxima depleção e volumes máximo e mínimo operacionais do reservatório, fator de capacidade, energia firme, altura de queda e capacidade instalada. Caso particular, todos voltados exclusivamente à geracão de hidreletricidade.

Conhecidas a *curva de permanência* e a *curva-chave* do curso d'água em relação à seção do rio ou eixo hidráulico escolhido, fica estabelecido o [12]nível d'água normal máximo (NA_{NMax}) do reservatório de modo a um encobrimento plausível das margens. Ou seja, de mínima interferência com o meio, e a compensar bens, comunidades e culturas.

No entanto, a concepção devida na exploração dos recursos hídricos de uma bacia ou sub-bacia propõe transcender o propósito solitário de geração. Moderna, esta proposta é norteada por diretrizes sociais, econômicas e de ordem ambiental, pois, dispõe a possibilidade de mitigação variável de impactos. A disponibilidade e alocações do volume útil do reservatório de um aproveitamento hídrico devem então, ser determinadas por uma metodologia de avaliação que retrate diferentes composições e esquemas operacionais dos serviços hidráulicos.

Em paralelo, constitui aspecto fundamental para o dimensionamento e implantação de um reservatório de uso múltiplo, a identificação das características locais do sítio, da sub-bacia e da própria região do aproveitamento múltiplo a ser implantado. Ou seja, as aplicações tanto do reservatório quanto do curso d'água em diferentes horizontes de planejamento. O objetivo é identificar variações de desempenho do aproveitamento hídrico múltiplo devido a seus parâmetros, alterados pelas afluências ao reservatório e por combinações distintas dos usos da água.

Uma vez definidos os usos e a(s) prioridade(s) dentre eles, bem como estipuladas as porções d'água que lhes caibam temporariamente em relação ao volume disponível no reservatório, pode-se dizer que:

---

[12]$NA_{NMax\ montante}$: denominação dada à cota operacional do reservatório, caso não seja prevista a utilização dinâmica do volume vazio correspondente ao controle de cheias

✓A hidrogeração local de energia elétrica no caso é possível dentro de certas condições, sob diferentes fatores de capacidade.

✓É impossível um arranjo capaz de otimizar simultânea e proporcionalmente os serviços relacionados com a água num reservatório multiuso, premiada sempre a geração ou outra prioridade qualquer.

A solução dos conflitos decorrentes do equacionamento desses serviços requer necessariamente a adoção de soluções de compromisso entre eles.

Salvaguardada a importância de cada um deles no tempo, pode-se dizer que, sazonalmente, vai se tirar água de uns para dar a outros. Inclusive, da atividade industrial de geração no caso desta proposta, cujo equipamento motriz tem vazões de turbinamento estabelecidas naturalmente pelas colunas d'água correspondentes às pressões das diferentes alturas de queda vigentes.

2.2) Concepção Operacional do Reservatório

Por concepção, o reservatório de um aproveitamento múltiplo com controle de cheias, tem seu volume máximo operacional (V_{oMax}) limitado pela faixa adicional alocada com o objetivo de amortecimento da frente de ondas de cheias. Sua respectiva cota deve cumprir o número consensado com a(s) entidade(s) de meio-ambiente e outras entidades afins para esse propósito. A partir dela, ao se estabelecer o espelho d'água, são estipuladas as indenizaçãoes, reparos e compensaçãoes pelo(s) empresários da(s) àqueles afetados pela(s) atividade(s) do aproveitamento.

Saidel [11] distingue objetivos e potencialidades de utilização do aproveitamento hidrelétrico de um reservatório sujeito à variação da altura de queda, relacionando-os com seu regime: acumulação ou fio d'água. Tanto nos reservatórios de acumulação quanto a fio d'água, de uso múltiplo ou singular, o $NA_{montante}$ está à mercê de vazões defluentes e afluentes, quer previamente controladas ao longo da cascata de eixos, quer estabelecidas *in loco* no reservatório por chuva, evaporação, tributários e serviços hidráulicos de demanda sazonalmente variável.

A alteração do regime hidrológico pode alterar substancialmente as potencialidades aferidas para um e outro tipo de reservatório, na medida em que seu(s) serviço(s) deva(m) ser cumprido(s) e objetivos multidisciplinares atendidos enquanto se tem a variação do $NA_{montante}$ e, por conseguinte, da altura de queda para fins de geração.

Conseqüentemente, a tecnologia de produção de blocos energéticos à frequência da rede, a partir de velocidades rotóricas diferentes da referencial de hidrogeração síncrona, constitui-se num potencial fantástico de aplicação às variantes de trabalho presentes e futuras na área.

No caso presente, o esquema operacional não caracteriza necessariamente um reservatório de regime específico. Pelo contrário, uma de suas vantagens é a flexibilidade que acrescenta à usina.

Embora, a(s) turbina(s), do tipo *Tubular*–S ou *Kaplan*–S, –proposta(s) sem qualquer ajuste hidromecânico no Capítulo 3 deste trabalho–, sugira(m) um regime operacional típico a fio d'água, e, portanto, sujeito às afluências, usos do reservatório e compromissos hidráulicos a jusante da barragem, tem-se igualmente, a alternativa de regulação (regime de "acumulação") do mesmo, através do *fator de serviço* da usina. Em outras palavras, não se presta exclusivamente no caso, à produção de energia de ponta. Portanto, o reservatório assume um arranjo operacional que pode combinar [13]fio d'água e [14]acumulação, visto que:

- ✓O reservatório armazena de acordo com a conjugação do nível d'água operacional máximo (NA_{oMax}) e das afluências e defluências, que induzem a trajetória de utilização do volume de espera com fins energéticos ao longo do tempo.
- ✓As vazões defluentes, atreladas aos compromissos a jusante, inclusive a escada de peixes, são determinadas pela vazão total turbinada periodicamente e controladas

---

[13]reservatório a fio d'água: regime operacional de um reservatório hidráulico tal que toda vazão afluente, excedente ao NA_{NMax} determinado pela cota do fio d'agua, é expurgada como vazão vertida. Em princípio, o reservatório não é utilizado com fins de armazenamento de energia.

[14]reservatório de acumulação: o volume disponível no reservatório pelo armazenamento é utilizado para fins energéticos.

pelo sistema de comportas de vertimento, que estipulam o patamar de utilização e de alocação do volume vazio no reservatório, cumprindo o *serviço de controle de cheias*.

Uma vez previsto entre os usos possíveis do reservatório, a utilização do volume de espera pode justificar a elevação do NA_{NMax} do reservatório para a cota NA_{cc} (cota do volume de controle de cheias). A superposição de um volume vazio à cota operacional máxima *normal* do reservatório permite a expansão da capacidade hidrogeradora e eventualmente dos demais serviços hidráulicos previstos. A alteração sazonal (operacional) dos parâmetros relacionados com a barragem pode ser atribuída a uma das seguintes viabilizações de aproveitamento do reservatório de uso múltiplo:

- ✓A variação da altura líquida de queda é causada pelas alocações distintas da água em função da época e da importância do atendimento de um ou outro serviço. Os demais, inclusive o serviço de geração, podem ser penalizados.
- ✓Como no caso presente, o aproveitamento hídrico contempla uma série de usos do reservatório, inclusive o *serviço de controle de cheias*.
- ✓Embora, de cunho iminentemente social, esse é o serviço prioritário e difusor do empreendimento.
- ✓Tendo como referência o NA_{NMax} do reservatório, a variação positiva ou incremento da altura líquida de queda é devida à utilização dinâmica do volume vazio adicionado ao reservatório. Inversamente, a hidrogeração é viável até uma determinada cota *operacional* apontada por $h_0 < NA_{NMax}$, abaixo da qual corresponde uma altura de queda líquida inexequível operacionalmente.

2.3) Utilização Dinâmica do Volume de Espera

Levantamento da Comissão de Barragens e Reservatórios de Uso Múltiplo do Comitê Brasileiro de Grandes Barragens confirma que o uso predominante dos reservatórios locais é o de produção de energia elétrica, em especial nas regiões Sul,

Sudeste e Norte, onde 63%, 69% e 83% das barragens, respectivamente, destinam-se à geração. As restantes em cada um desses casos, servem igualmente a um outro uso exclusivo.

A observação de medidas e tendências já demonstradas por inúmeros órgãos afins deixa claro que as barragens existentes ou futuras devem se prestar também a outros serviços de grande expressão sócio-econômica, além de hidrogeração.

Na análise que se segue, em função da justificativa da elevação da altura da barragem frente ao controle de cheias, destaca-se a geração de energia pelo seguinte:

✓seu aproveitamento mais eficaz, dado a disponibilidade adicional do reservatório

✓sua participação mais efetiva no retorno econômico do investimento

Com o afim de geração, o presente trabalho preconiza a utilização metodológica desse "gap" hipotético à disposição de uma contingência randômica. O objetivo é a exploração dinâmica desse volume reservado ao amortecimento de um transitório hidráulico hipotético, normalmente estimado para períodos de recorrência de 10, 100, 1000 e 10000 (decamilenar) anos.

A conjugação dos usos hidráulicos, sobretudo geração, com o serviço de controle de cheias é complexa, independentemente dos compromissos da usina com um sistema elétrico de potência ou determinado barramento de carga, fraco ou isolado. São interêsses conflitantes na medida em que a capacidade da hidrelétrica e a alocação da onda de cheia disputam respectivas cotas máximas no reservatório.

O volume de espera é um volume vazio, uma camada fictícia, definida, adicional à cota máxima normal do reservatório. Em princípio, é reservado exclusivamente para amortecimento da frente da onda ou transitório da cheia. Trata-se, portanto, de um artifício de controle eventual, com o objetivo de proteção de bens, comunidades, ecologia e meio-ambiente, destacadamente a jusante da barragem (eixo hidráulico).

A partir daí, aponta-se aqui o conceito do chamado *volume meta* (V_{meta}): constitui lâmina d'água a ser racionalmente superposta pela *Operação* à cota NA_{NMax} do reservatório, à qual se atribui V_{NMax}, volume máximo normal, *um* volume operacional. O volume V_{meta} pode lhe ser adicionado periódica e criteriosamente para fins de expansão da(s) atividade(s) hidráulica(s) no reservatório, enquanto a *seletividade* do mesmo não obrigar ao controle de cheias, demandando a completa desocupação do volume de espera (V_{cc}). Em outras palavras, o volume V_{meta}, de grandeza variável, preenche parcialmente o volume de controle ou de cheia ou de espera alocado no reservatório. Adicionados, V_{NMax} e $V_{metaMax}$ estabelecem o *volume operacional máximo* (V_{oMax}) do mesmo.

O volume V_{oMax} ocorre na cota NA_{oMax}, a qual, relacionada com as perdas no circuito hidráulico e as condições hidráulicas de jusante, determinará a altura de queda líquida máxima ou de projeto (h_{proj}), item principal da especificação da turbina hidráulica a ser aplicada no Capítulo 3 deste trabalho. Segundo a filosofia deste trabalho, a cota NA_{oMax} (V_{oMax}) *deve* fundamentar h_{proj}.

✓$V_{oMax} = V_{NMax} + V_{metaMax}$

✓$V_{metaMax} = \delta V_{cc}$, $\delta \in |\mathbf{R}/0 \leq \delta \leq 1$, (se $\delta=1$, $V_{metaMax} = V_{cc}$)

✓$NA_{oMax} = NA_{NMax} + \Delta h_{cc}$

✓$NA_{V_{meta}} = \delta NA_{V_{cc}}$, $\delta \in |\mathbf{R}/0 \leq \delta \leq 1$

3) GANHOS ENERGÉTICOS (Energia e Demanda)

3.1) Formulação Básica de um Problema Multicritério ou Multiobjetivo (PMO)

A operação de reservatórios de uso múltiplo caracteriza um problema multicritério ou multiobjetivo (PMO). Em geral, não é possível encontrar uma solução ótima para o problema multiobjetivo. Deve-se, então, procurar obter soluções eficientes para o problema, a ser tratado com técnicas de otimização multicritério [**12, 13**]. O conflito de interesses tende a inviabilizar possíveis soluções

favoráveis a todos os objetivos, simultaneamente. Daí, o propósito de otimalidade cede lugar ao de eficiência.

Castro [13] utiliza a metodologia baseada no método ε-restrito [14] e no princípio de otimização da programação dinâmica, que para resolver e refinar sucessivamente esse *problema multiobjetivo* específico, *impõe* um objetivo de referência. As soluções eficientes desse *problema multiobjetivo* são obtidas através da graduação e adequação dos outros serviços ou problemas ditos restritos, que terão sido estabelecidos a partir de concenso entre os todos os empresários quanto ao uso prioritário e as demandas d'água dos demais propósitos do reservatório, fundamentados em patamares normativos e mercantis.

De forma genérica, ***Santos*** [12], através da aplicação de métodos interativos e refinamento dos resultados de negociações sucessivas, impede que os decisores imponham suas conveniências e faz com que a cada enlace do processo de interação, uma nova *função-objetivo* seja convertida sem interferência em restrição com patamar mínimo de execução pelo menos.

Aqui, a formulação de um problema multiobjetivo para determinação de uma política de operação otimizada de um aproveitamento hídrico múltiplo, implica na priorização ou maximização de um dos usos, objetivos ou propósitos do reservatório por um lado; e, restrição ou minimização relativa dos demais, por outro. No caso presente, a geração de energia elétrica, prioridade do Aproveitamento Hídrico Múltiplo referencial, constitui um serviço cuja otimização oscila de acordo com:

1. alocações sazonais da água pelos outros serviços
2. a capacidade volumétrica do reservatório, variável de acordo com níveis de controle de cheia local, relacionados pela vazão afluente total e previsões metereológicas

Em paralelo, constitui aspecto fundamental para o dimensionamento e implantação de um reservatório de uso múltiplo, a identificação das características locais do sítio e vocação sócio-econômica e ambiental da sub-bacia e da própria região desse aproveitamento hídrico, que prioriza a geração de energia elétrica. Ou seja, as

aplicações tanto do reservatório quanto da cascata ao longo do curso d'água em diferentes horizontes de planejamento.

Pelo método ε-restrito, o problema de multiuso do reservatório é convertido num problema individual, escalar, através da evidência dada a um de seus serviços. No caso, especificamente, a abordagem da proposta do trabalho *prioriza* a geração. Os demais propósitos ou usos do reservatório, que constituem outras funções-objetivo, são transformadas em restrições. Em outras palavras, a aplicação do método ε-restrito transforma o *problema multiobjetivo* em um outro, *monoobjetivo*, $\rho(\varepsilon)$, que pode até ser *infactível* ante eventuais características e arranjos de funcionamento e interesses dos empresários que inviabilizem a utilização múltipla, conjunta e simultânea do reservatório. Assim, $\rho(\varepsilon)$é tal que:

$$\rho(\varepsilon)\begin{cases} Max\, f_k(x) = Max\, f_g = h_a\, \eta \sum_{t}^{t+\Delta t} q_m(t)\, h_{\textbf{liq queda}}(t) \quad [MWh] \\ x \in X \\ f_j(x) \le \varepsilon_j \;, j = 1, 2, \ldots\ldots \xi, \ldots\ldots \text{onde:} \end{cases}$$

✓f_k (x) (função referencial genérica) = f_g → *função-referência* do problema

f_g (função de geração de energia)

✓f_j (x) → *função-objetivo* do problema

✓ε_j → restrição a ser atendida pela função-objetivo f_j (k)

✓ (X) → conjunto de soluções factíveis

✓h_a → altura [m] da coluna d'água correspondente à pressão atmosférica

✓$h_{\textbf{min}} \le h_{\textbf{queda liq}} \le h_{\textbf{proj}}$

✓$h_{\textbf{queda liq}} = h_{\textbf{queda bruta}}$– perdas no circuito hidráulico

$h_{\textbf{queda liq}} = f\,(q_a, q_d, h_s)$, onde:

q_a→ vazão afluente

q_d→ vazão defluente = $q_m + q_v$

q_m→ vazão turbinada

$q_v \rightarrow$ vazão vertida

$h_s \rightarrow$ calagem, afogamento ou altura de sucção da turbina

No caso presente, propõe-se que:

O conjunto eficiente das soluções de compromissos aceitáveis pelos empresário(s) dos demais usos do reservatório, tenha como universo o volume operacional correspondente à cota NA_{NMax}.

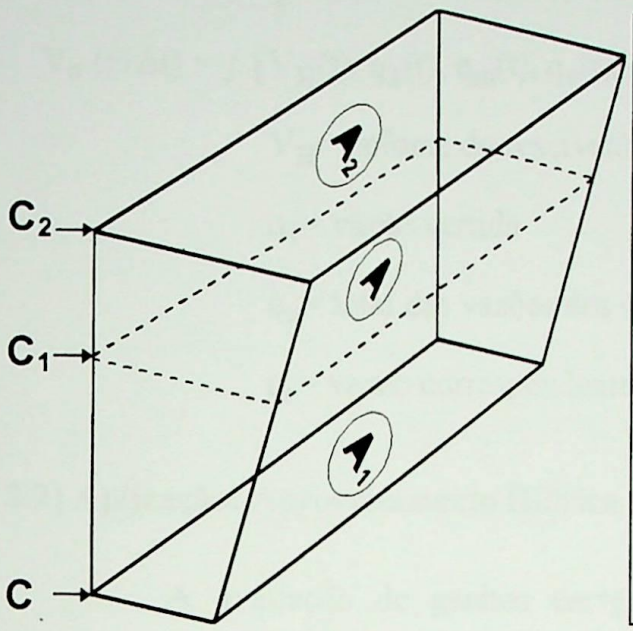
Em princípio, *a expansão do reservatório nesses termos premia somente a produção de energia elétrica na forma de utilização exclusiva do volume de cheia através de uma trajetória operacional otimizada.*

Obtém-se assim, o máximo dividendo energético proporcionado pelas alturas de queda assim determinadas. Em contrapartida, reduções da altura de queda de máxima geração, a chamada altura de queda de projeto, abaixo de um nível denominado como nível d'água operacional máximo (NA_{oMax}), penalizam a produção energética enquanto, circunstancialmente, se mantém as alocações hidráulicas dos outros serviços do reservatório. Tal condição operacional, se associada a premissas comerciais, pode servir como item de um critério para solução de conflitos pelos usos da água.

Uma vez definidas as premiações e restrições aos usos, a avaliação energética do volume disponível no reservatório se dá através de aproximações feitas pelo método do prisma, que estabelece relações entre cotas, áreas e volumes de diferentes níveis d'água do reservatório representado por um tronco de prisma com seção trapezoidal. Nessas condições, o cálculo da área e volume entre cotas consecutivas, adota uma variação linear da área e, consequentemente, uma variação quadrática do volume [13].

Deste modo, estágios ou lâminas superpostas do reservatório, representadas por curvas do tipo Cota **x** Area **x** Volume, podem ser avaliadas energeticamente até um

nível correspondente ao NA_{oMax}, que deve ser impreterivelmente firmado pelo analista.



✓conhecidos:

{ C, C_1, C_2 }
{ A_1, A_2 }
{ V_1, V_2 },

✓tem-se que:

$$V = V_1 + \frac{(C-C_1)^2 (A_2 - A_1)}{2(C_2 - C_1)} + A_1(C - C_1)$$

$$A = \frac{C - C_1}{(C_2 - C_1)}(A_2 - A_1) + A_1$$

Figura 2.1 – Método do PRISMA (Cota **x** Área **x** Volume)

As cotas operacionais e seus volumes correspondentes são estabelecidos em conformidade com o trinômio afluências sazonais **x** controle de cheias **x** defluências.

As vazões afluentes induzem a determinação do perfil de exploração dos volumes operacionais, definindo a dinâmica funcional do reservatório. Dessa maneira, a restrição de utilização do volume operacional do reservatório pode ser tratada como uma *função de penalização* representada por ϕ (V_{cc}), tal que:

ϕ (V_{cc}) = α ($V_{oMax} - V_{meta}$)$^{\alpha}$, onde:

$$\phi(V_{cc}) \begin{cases} 0,\ V_{cc} = 0,\ V_{meta} = 0;\ V_0(t) = V_{NMax} \\ \neq 0,\ V_0(t) \leq V_{oMax};\ \text{Max}V_{meta} \Rightarrow V_{cc},\ V_0(t) = V_{oMax} \\ \alpha(V_{cc})^{\alpha},\ \text{se } V_{meta} > 0 \end{cases}$$

✓ $0 \leq \alpha \leq 1$ é um expoente que traduz a penalização definida pelo analista de acordo com seu conhecimento e ferramentas para aferição da dinâmica de enchimento do reservatório que inclui o serviço de controle de cheias. Expressa, portanto, a utilização sensata do volume de espera e

embute o grau avaliado para o risco de operações com o proveito do mesmo.

✓ $V_o(t)$, volume operacional do reservatório, é dado por:

$V_o\ (t+\Delta t) = f\ [V_R(t), q_a(t), q_m(t), q_v(t), q_u(t), q_e(t)]$, onde:

V_R= volume do reservatório

q_v= vazão vertida

q_u= total das vazões dos usos do reservatório

q_e= vazão correspondente à evaporação do espelho do reservatório

3.2) Aplicação: Aproveitamento Hídrico Múltiplo MOGI-GUAÇÚ

A avaliação de ganhos energéticos através dessa metodologia visa os seguintes aspectos:

1. **Demonstrar o ganho energético obtido com a extensão do meio hidráulico ou expansão do reservatório ao se preencher criteriosamente o volume de espera.**
2. Exploração dinâmica do reservatório tendo como referências cotas intrínsecas do volume de controle de cheias.

   Essa metodologia é expressa através de um perfil de utilização ou trajetória operacional, que dentre outros pontos, aponta o resultado obtido com *penalização zero* que embute o risco pelo uso pleno do volume V_{cc}. Nesse caso, o volume $V_{meta}=V_{cc}$, terá sido utilizado sem restrições, por operação na cota $NA_{oMax}=NA_{NMax}+Max\Delta h_{cc}$. Os valores médios de energia assim obtidos, estão tabulados adiante na Figura 2.2 e reportam as operações com a(s) turbina(s) do tipo *Tubular*–S, de velocidade fixa, duplamente reguladas, lá instalada(s).
3. À parte, tendo como referência os patamares de geração resultantes da expansão do reservatório, pode-se comparar o valor máximo de produção de "energia" e de "ponta" obtidos com o método ε-restrito para uma turbina *Kaplan* convencional

implícita na progrmação dinâmica empregada por ***Castro*** **[13]**, e a $Turbina_{proj}$, tipo *Tubular*–S, de rotação variável quando $h_{queda} < h_{proj}$.

A simulação da trajetória operacional da utilização do reservatório com volume de espera do **A. M. Mogi-Guaçú** aponta $h_{quedaMax}$=14.07 m, cota composta de 11.57m (NA_{NMax}) + 2.5m (Δh_{cc}).

Nesse caso, relativamente, o ganho energético máximo obtido com a turbina tipo *Kaplan* tradicional, de dupla regulação, corresponde ao limite inferior do ganho possível com a $Turbina_{proj}$, sem recursos de regulação, que aplicada num eixo hidráulico com h_{proj}= 20.0m, produz 4134 KW (cap. 3) sob $h_{quedamin}$= 14.0 m.

A produção da $Turbina_{proj}$ é crescente na medida da elevação de h_{queda}, limitada pela altura de queda de projeto.

Portanto, de acordo com a metodologia da simulação empregada, e tendo em conta as diâmetros e aplicações distintos de uma e outra turbina, pode-se dizer que a motricidade da turbina *Tubular*–S, empregada neste trabalho sem regulações, é maior que a da *Kaplan* duplamente regulada, instalada no Aproveitamento Hídrico Múltiplo Mogi-Guaçú.

A referência para comparação é 14.07m, altura de queda máxima apontada na simulação operacional do reservatório do A. H. M. Mogi-Guaçú no período Jan '65–Jan '95, com base no risco operacional embutido no estabelecimento do parâmetro NA_{oMax} pelo analista.

3.3) Localização, Finalidades e Características do A. H. M. Mogi-Guaçú

O Aproveitamento Hídrico Múltiplo Mogi-Guaçú, de pequeno porte, está localizado no rio Mogi-Guaçú, na bacia do rio Grande. A região desse complexo hidrográfico é bastante acidentada, com gradientes topográficos elevados.

Além disso, típica hidrologia de alta intensidade se soma a essa topografia para determinar rápido enchimento contingencial do reservatório.

O projeto do A. H. M. Mogi-Guaçú tem duas finalidades principais: controle de cheias e produção de energia. A obra foi justificada pela priorização do controle de cheias a jusante do eixo hidráulico (barragem), particularmente na cidade de Mogi-Guaçú e seus arredores mais sujeitos a inundação. Além disso, relativamente ao A. H. M. Mogi-Guaçú:

1. Projeto e operação originais não prevêm qualquer utilização do volume de espera.

2. Não conta com sistema de supervisão e aquisição de dados hidrológicos (fluviométricos, pluviométricos e metereológicos).

3. Não conta com monitoramento remoto ou sistema de aquisição de dados para adequação do reservatório a um sistema para exploração dinâmica de energia do seu volume de espera.

–Hipoteticamente, de modo à execução do plano de uso dinâmico de parte variável do volume vazio, destinado ao amortecimento do transitório de cheias, esquemas operacionais, sistemas de transmissão e aquisição de alta confiabilidade de dados metereológicos e fluviais remotos e locais, bem como regras de acionamento de alarmes e comportas para deplecionamento do reservatório, terão sido simulados e avaliados pela geradora para dimensionar os parâmetros de controle do volume de espera com base na onda da cheia prevista em diferentes períodos de recorrência.–

4. Parâmetros do Reservatório/Barragem do A. H. M. Mogi-Guaçú [**15**]:

$NA_{\mathbf{MaxN}montante}$= **598.0** m $\Rightarrow$ $NA_{\mathbf{oNMax}}$ (nível d'água operacional **Normal** máximo)
$\Delta h_{\mathbf{cc}}$ = 2.5 m
$NA_{\mathbf{cc}}$ = **600.5** m
$NA_{\mathbf{MaxMaximorum}}$= 601.0 m
$NA_{\mathbf{MaxN}jusante}$= 587.4 m
$NA_{\mathbf{minN}jusante}$= 586.7 m
$h_{\mathbf{quedabrutaMax}}$= 11.8 m
$h_{\mathbf{quedalíquida}}$= 11.57 m
Energia Firme = 4.3 $MW_{\mathbf{médios}}$

Sem conhecimento de taxa de risco pela exploração adicional do volume de espera, a *demonstração* dessa metodologia se faz sem restrições de ordem operacional que devem estar atreladas à rápida dinâmica do reservatório do A. H. M. Mogi-Guaçú.

✓ Portanto, assume-se NA_{oMax}=NA_{cc}= 600.5 m; Δh_{Vmeta}=MaxΔh_{Vmeta}= 2.5 m.

Consequentemente, o volume de espera capaz de fazer com que o reservatório atinja a cota NA_{cc}= 600.5m será utilizado em sua plenitude devido ao *risco zero* aqui assumido à revelia com o propósito de máxima avaliação energética do reservatório acrescido do preenchimento do *gap* reservado ao volume de espera. Entende-se que o afogamento da turbina haja se conservado apropriadamente.

Além dessas, tem-se as seguintes considerações:

1. A maior taxa de deplecionamento do reservatório, correspondente a vazões afluentes com caracter de cheia, tem como limite a vazão defluente máxima. A todo tempo, as simulações de exploração do volume de espera com fins energéticos levam em conta a potência total instalada de 7.0 MW no sítio, sem remotorização, embora avaliações já feitas para o eixo, fundamentem essa possibilidade.
2. O reservatório tratado é dinâmico na medida em que seu nível é mercê das afluências e informes metereológicos. Em meio a esse condicionamento, acumula até o limite operacional admissível. O mesmo raciocínio pode ser aplicado a reservatórios sem serviço de controle de cheias, quer a fio d'água, ou de acumulação.
3. Não ocorre capacidade ociosa do reservatório de acordo com a proposta de motorização deste trabalho, uma vez que a especificação da $Turbina_{proj}$ prevê sua condição operacional máxima ou ótima para h_{queda}=h_{proj}=$f(NA_{oMax})$.
4. São utilizados valores de afluências médias mensais (vide anexo na página 58). O histórico de vazões refererentes ao eixo tem registro apenas no intervalo Jan'65–Jan'95, que exclui o *período crítico* do sistema sudeste. Por isso, ao invés de *firme*, a produção energética ficaria melhor denominada como energia *média*, expressa em $MW_{médios}$. Os resultados da aplicação do método estão tabulados a seguir:

3.4) Avaliação Energética do Aproveitamento Hídrico Múltiplo Mogi-Guaçú

Valor MÉDIO / α	Taxa MENSAL de VIOLAÇÃO do Volume de Espera	V [hm^3]	h_{queda} [m]	Q_m [m^3/s]	Q_v [m^3/s]	PONTA [MW]	ENERGIA [MW médios]
ZERO	**100 %**	18.61	12.69	49.87	21.21	**6.46**	**5.35**
0.1	87 %	17.58	12.31	50.76	20.34	6.45	5.34
0.2	68 %	16.95	12.20	50.88	20.25	6.43	5.31
0.45	4.5 %	12.58	11.3	51.44	19.73	**6.33**	**4.93**
1.0	**0 (zero) %**	–	–	–	–	–	–

Figura 2.2 (Tabela 1): Avaliação Energética do *A. H. M. de Pequeno Porte Mogi-Guaçú*, **com utilização racional plena, parcial e nula** do volume vazio previsto no reservatório para controle de cheias. Todo ou parte do volume vazio constitui V_{meta}.

O gradiente da taxa mensal de violação do volume de espera na Figura 2.2 acima, estabelecido rapidamente, despreza a verificação para penalizações adicionais. Os resultados obtidos com base na proposta e metodologia de exploração reportadas, permitem as seguintes avaliações:

3.4.1) Ganho de Energia Firme (*Média*)

GEF= $\Delta EF * 8760 * 21.03 * 10^3$ US$ / MWh, $\Delta EF = (5.37-4.93)$

GEF = $0.42 * 184222.8 * 10^3$ US$ / MWh **GEF** = 77373.57 US$

3.4.2) Ganho de Potência Disponível

GPD = $\Delta PD * 12 * 1.621 * 10^3$ US$ / MW, $\Delta PD = (6.46-6.33)$

GPD = $0.13 * 19.452 * 10^3$ US$ / MW **GPD** = 2528.76 US$

3.4.3) Valor Presente do Ganho Energético Total (GEF+GPD), obtido SOMENTE com a exploração variável do volume de cheias no período N de 50 anos

FRC = $\mathbf{i}\,(\mathbf{i}+1)^{N}/(\mathbf{i}+1)^{N}-1$, onde **i**= 10% a.a.

$\mathbf{FRC}_{50anos,\ 10\%\ a.a.} = 0.10086$

GET = $(GEF + GPD) * (FRC)^{-1}$ **GET** = 792210.3 US$

4) ANEXOS

Na Figura 2.3, tendo como referência as vazões afluentes mensais apontadas na Figura 2.6 para um período de 30 anos, e levando em conta seus compromissos, pode-se observar o ganho auferido no Aproveitamento Hídrico Múltiplo de Pequeno Porte Mogi-Guaçú com a exploração do volume de espera alocado em seu reservatório e determinante da altura final da barragem.

Sob tais indicadores, com utilização parcial bem baixa, a energia *firme* ou *média* da hidrelétrica resulta em 4.93 MW, aproximadamente. Com o uso ou exploração periódica do volume meta pleno (Δh_{cc}= 2.5 m; α=0), a geração alcança 5.35 MW e tem-se ganho efetivo de 0.42 MW somente com a exploração *variável* do volume de controle de cheias na PCH de 7.0 MW de potência total instalada.

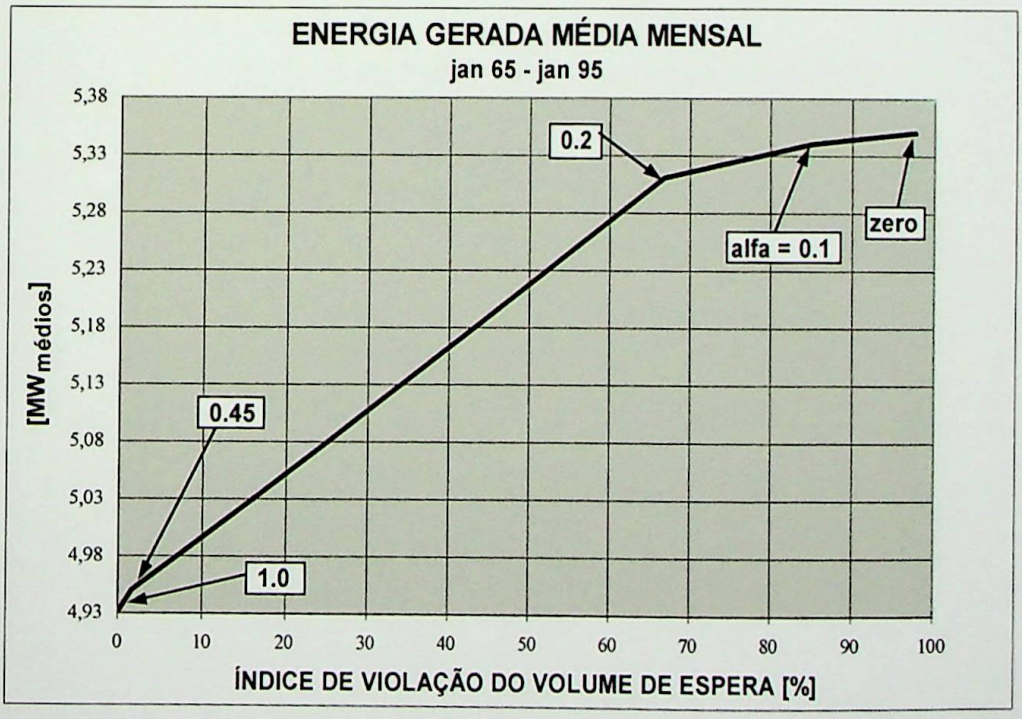


Figura 2.3 – Energia Gerada *MÉDIA* mensal

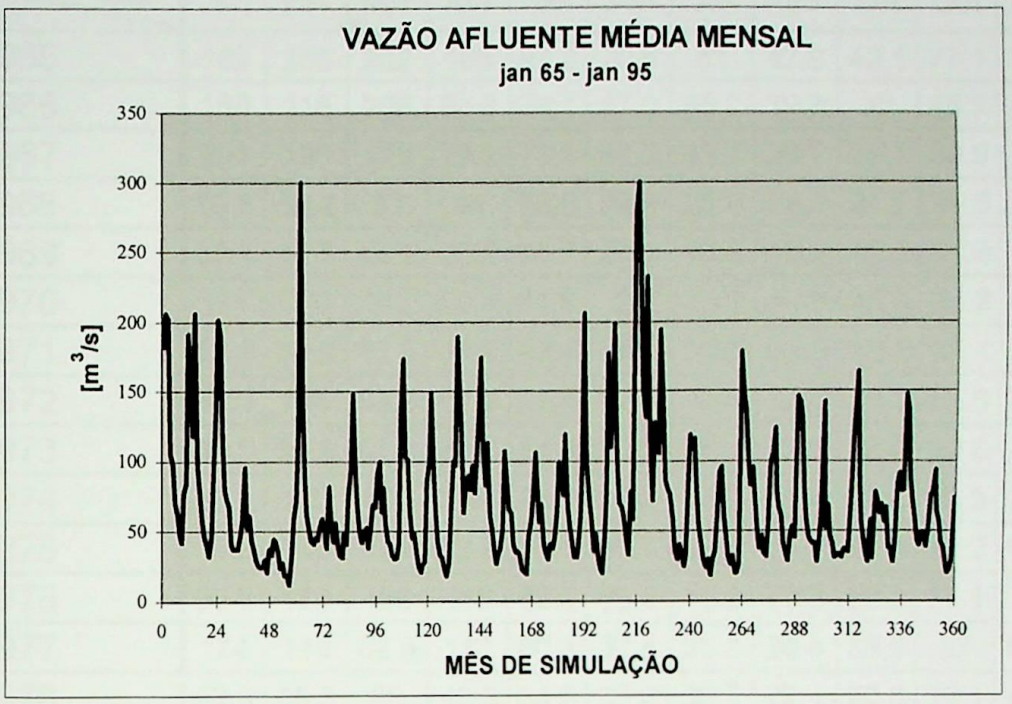


Figura 2.4 – Vazão Afluente Média Mensal

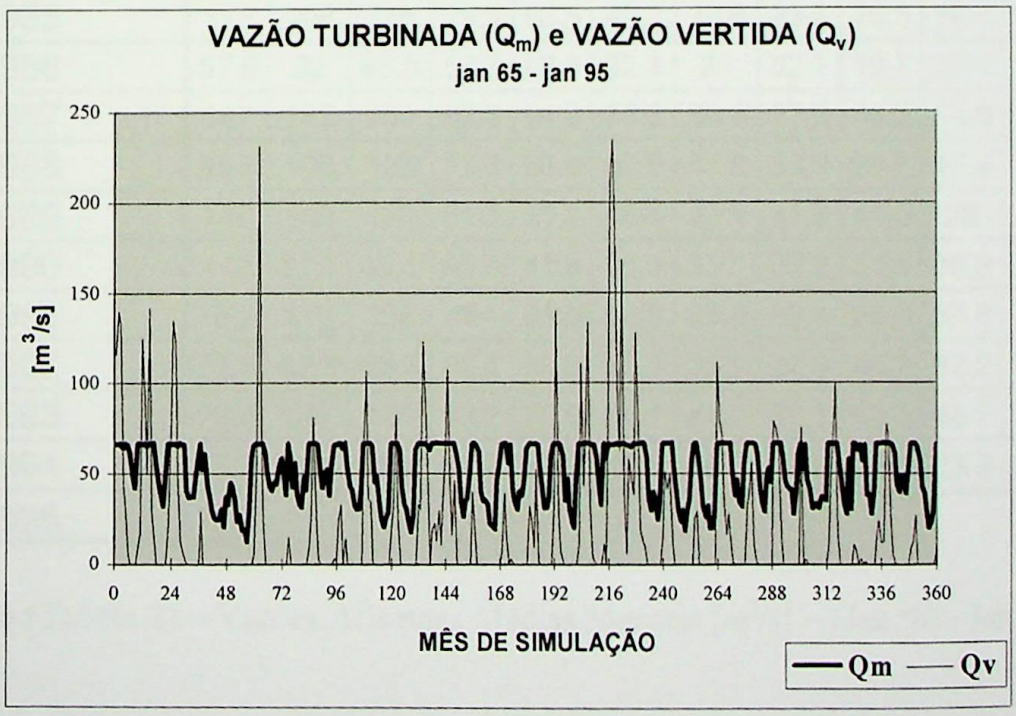


Figura 2.5 – Vazão Turbinada (Q_m) x Vazão Vertida (Q_v)

Aproveitamento Múltiplo MOGI-GUAÇU

[15]Vazões Afluentes Médias MENSAIS [m³/s] – (Jan '65–Jan '95)

ANO \ MÊS	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez
1965	182	206	202	105	97.2	70.6	62	47.9	42.1	77.1	84.7	191
1966	158	118	206	95.8	79.1	57.0	46.2	39.8	32	45.7	88.8	138
1967	201	190	113	79.2	73.3	67.5	41.2	36.7	37.1	36.9	47.5	58.9
1968	95.8	52.2	61	44	36.5	29.4	25.4	24.1	24.7	29.8	20.7	37
1969	33.1	44.7	42.7	35.8	23.7	27.1	18.6	18.9	12.7	31.9	58.9	72.2
1970	121	300	142	90.8	61.8	51	43.1	40.6	45.4	44.2	53.6	58.8
1971	52.3	38.2	81.5	58.6	42.4	55.7	39.2	32.5	31.2	48.4	41.2	76.3
1972	94.3	148	93.2	67.9	51.4	42.1	50.6	52.2	38.1	53.8	68.6	67.5
1973	90.6	99.6	63.9	80.8	54.9	42.3	41	32.2	30	30.8	41.7	132
1974	173	103	101	64.9	45.2	48.4	34.5	25.4	20.4	26.3	28.9	86.1
1975	98.8	149	92.7	62.5	43.1	32.7	30.8	22.6	17.4	27.2	63.5	100
1976	96.8	189	156	118	63.3	85.2	89.3	79.3	96.3	77.1	103	129
1977	174	119	82.9	113	60.3	52.5	35.3	26.4	35.5	37	51.3	107
1978	83.9	65.3	62	40.3	34.6	35.2	32.7	22.1	20.8	19.1	46.3	56.2
1979	73.4	106	81.5	56	68.8	40.2	34.4	29.8	40.3	37.7	44.6	64.4
1980	98.5	91.0	75.3	119	66.9	53.2	40.6	31.1	31.4	36.8	60.1	99.1
1981	206	97.7	73.4	59.4	35.5	47	30.4	23.3	19.9	46.5	77.8	177
1982	110	142	198	100	69.5	66.9	58.7	42.4	33	78.2	58.4	169
1983	278	300	251	153	131	232	106	71.6	127	109	105	194
1984	143	85.9	79.1	75.8	58.9	36.3	29.6	23.7	29.5	18.4	29.8	35.6
1985	118	108	116	79.3	53.5	40.2	29.6	23.7	29.5	18.4	29.8	35.6
1986	57.8	92	95.8	59.7	46.6	32.3	26	32.1	19.7	20.1	26.7	178
1987	147	137	101	82.9	94.9	75.5	50.6	37.9	46.5	34.0	31.8	55.2
1988	98.7	106	123	77.8	66.8	60.9	41.8	33.9	28.8	47.4	53.1	45.5
1989	146	142	130	81.3	60.1	46.4	43.1	41.3	41.0	28	40.0	60.5
1990	142	52.3	68.1	46.9	41.6	30.9	33.1	33.2	31.1	36.9	36.6	35.3
1991	76.2	116	139	164	83.5	54.9	45.9	33.4	28.0	57.9	30.5	77.8
1992	72.5	62.8	68.7	57.1	66.8	38.3	38.2	27.9	40.2	82.2	91.0	78.5
1993	79.4	147	136	89.2	70.6	61.1	44.0	39.7	48.7	48.7	39.0	49.7
1994	75.8	78.0	93.6	64.7	57.0	42.6	38.8	28.3	20.0	23.3	29.4	73.9
1995	79.8											

Figura 2.6 (Tabela 2) – Vazões Afluentes Médias Mensais [m³/s] – (Jan '65–Jan '95)

[15]CESP/**TOHI** - Setor de Programação da Operação Hidráulica, 1995

5) APÊNDICE

MODELO DE OPERAÇÃO HIDRENERGÉTICA DE RISCO

5.1) Fundamentos

A concepção de um Aproveitamento Hídrico de uso múltiplo requer de forma incondicional o conhecimento apurado da(s) bacia(s) em que se insere.

A proposta de exploração com fins energéticos do volume vazio alocado no reservatório para controle de cheias, numa cota acima do NA_{NMax} tradicionalmente imposto pelos setores de operação, implica na necessidade de monitoramento, controle, transmissão e aquisição de dados hidráulicos (hidrológicos e metereológicos) de forma ágil e confiável.

O estado da arte e o acesso à tecnologia de digitalização, estimulam esta iniciativa e induzem a reformulação de aproveitamentos hídricos com projetos atualizados e abrangentes de uso múltiplo.

5.2) Vazões Afluentes Médias Mensais

Vazões Afluentes Horárias

Dependendo da hidrologia típica, topografia, hidrografia, topologia (divisão de quedas ao longo de uma cascata), usos e aplicações de uma determinada bacia e suas interligações, pode-se estipular um regime operacional calcado no tempo de enchimento de cada reservatório.

Alguns deles, em geral associados a aproveitamentos hídricos de pequeno porte e bacias muito acidentadas, o fazem extremamente rápido, em questão de horas. Neste caso, o emprego usual de vazões médias mensais mascara perigosamente a dinâmica de enchimento.

Vazões afluentes médias em determinado(s) dia(s) velam completamente um ciclo diário que pode ter assinalado níveis de alerta, normal e contingencial num intervalo de poucas horas. De modo a um critério de penalização racional ou até mesmo de impedimento quanto a violação do volume de espera nesses reservatórios, deve-se aquisitar e utilizar vazões horárias afluentes ao eixo, medidas local e remotamente com os seguintes objetivos:

1. definição da trajetória operacional ótima de exploração do volume de cheia com a finalidade de geração

2. deplecionamento programado ou contingencial do reservatório

Num determinado sítio de regime hidráulico sujeito a transitórios de grande magnitude e velocidade pela bacia em que se encontra, o emprego de reservatórios a montante no pré-controle de cheias, é a medida mais imediata de temporização de seu enchimento e de controle da própria cascata.

O caso geral dos reservatórios multiutilizados impõe a necessidade de supervisão e regras operacionais afinadas para cumprimento do trinômio: geração **x** controle de cheias **x** vazão de restrição a jusante.

É ideal o monitoramento em tempo real das vazões e velocidades da água em postos estratégicos de medição nos tributários das bacias principais e secundárias; e de dados metereológicos a partir de estações de radar.

A aquisição remota dessas informações através de sistemas apropriados de comunicação e/ou transmissão de dados, deve constituir a base de um sistema de supervisão operacional de aproveitamentos hídricos múltiplos nos quais se explore o volume de espera alocado no reservatório para controle de cheias.

Com base no nível de confiabilidade proporcionado por esse esquema, pode-se implementar a metodologia já conhecida de programação de produção de energia elétrica, que usualmente cumpre um critério horosazonal de avaliação prévia das usinas do parque gerador.

Trata-se de suporte operacional indispensável no caso de operação de reservatórios com controle de cheias. E, por conseguinte, para o modelamento das bacias envolvidas.

A correspondência entre o histórico de vazões e a *dinâmica* que se preconiza para operar esse tipo de reservatório, deve fundamentar análises para determinação de estados operacionais (normal, alarme, deplecionamento de emergência) de acordo com o grau admitido na violação do volume de espera.

Dessa forma, a disponibilidade e restrições de geração em aproveitamentos hídricos de uso múltiplo com relação aos requisitos do sistema elétrico podem ser aferidas previamente. Do mesmo modo, a rede de bacias que compõem determinado complexo pode ser supervisionada.

A indexação das vazões afluentes a seus respectivos *tempos de transporte* entre reservatórios constitui um argumento que se pode introduzir no modelo de avaliação operacional dos mesmos bem como das próprias bacias, estimulando criteriosamente o *risco de violação dinâmica do volume de espera* reservado ao controle de cheias. De tal modo que de acordo com a figura 2.7 a seguir, formula-se equação de balanceamento dos fluxos ingressos e vazões d'água utilizadas e vertidas no reservatório:

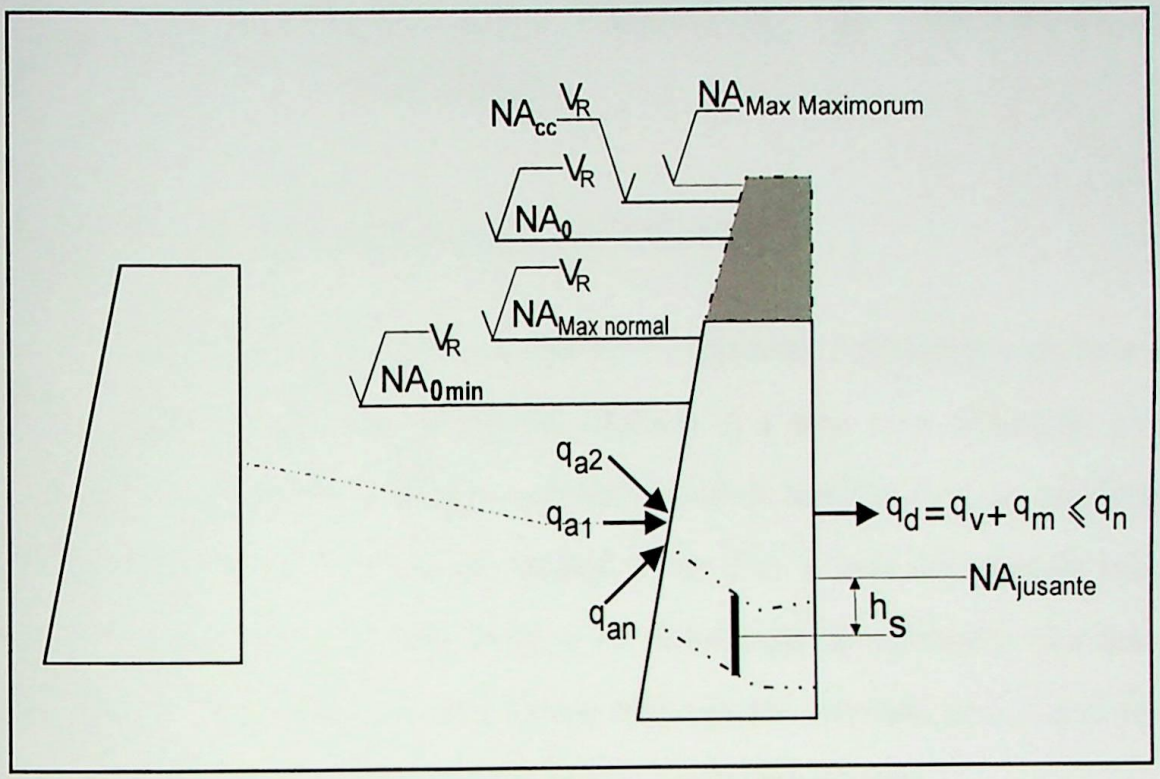


Figura 2.7 – Corte de barragem, detalhando-se o paramento da mesma e a concorrência de vazões alfluentes, das quais q_{a1} é atribuída exclusivamente à descarga de obstáculo à montante no curso d'água. Além dessas, são apontados parâmetros e considerações tratados ao longo do capítulo 2, particularmente aquelas relacionadas com a altura adicional da barragem e a utilização dinâmica e racional do volume vazio referente ao controle de cheias, previsto no reservatório. Observe-se ainda a composição da vazão defluente q_d, teoricamente igual ou menor que valor nominal estabelecido a priori.

$$V_R(t+\Delta t) = V_R(t) + \sum_{t}^{t+\Delta t}[q_a - (q_m + q_v + q_u + q_e)](t)$$

Capítulo 3 — TURBINA HIDRÁULICA DE BAIXA QUEDA, ROTAÇÃO VARIÁVEL E RENDIMENTO CONSTANTE

1) REPRESENTAÇÃO DA TURBINA HIDRÁULICA

Uma turbina hidráulica de aplicação tradicional, é projetada e ajustada pelo fabricante para operar com a máxima eficência η a uma certa altura de projeto denominada h_{proj}. Nessa condição, sob uma vazão de turbinamento ou engolimento chamada Q_m, deve oferecer uma potência **P** no eixo a uma determinada rotação fixa n_s, imposta pelo principal requisito de motorização do alternador *síncrono* de pólos salientes, de excitação convencional com corrente contínua, com o qual forma conjunto de hidrogeração típico da grande maioria das hidrelétricas.

A turbina hidráulica, positivamente, não é um equipamento específico de giro singular. No entanto, a premissa de velocidade síncrona da máquina elétrica, à qual está rigidamente acoplada através do seu eixo, é imposta pelo número **p** de polos girantes do gerador e pela frequência **f** do sistema elétrico industrial ou de potência, no qual o conjunto turbina-gerador se integra e que, por conseguinte, obriga ao giro invariável da turbina clássica, dotada com ajustamento geométrico contínuo numa determinada faixa de um ou dos seus dois elementos móveis.

O princípio de velocidade angular constante, determinada pela hidrogeração convencional de energia elétrica, quer em regime permanente ou transitório, é amparada nos limites de atuação de um regulador de velocidade a atuar no(s) elemento(s) de regulação da turbina. Associado à inércia do grupo turbina-gerador, é fundamental na qualidade da eletricidade do bloco energético da fonte, na estabilidade localizada da mesma, e, de forma abrangente, do sistema elétrico de potência. A expressão dessa rotação é dada por:

$$n, n_s = 120\ f / p$$

1.1) Algumas Variantes Não Convencionais de Produção de Energia Elétrica

Algumas modalidades de conversão de energia, no entanto, não são calcadas nesse princípio. Constitui um caso típico, a geração eólica de energia elétrica, que tem no vento uma fonte renovável como a água, e, igualmente, eterna, gratuita e não poluente, embora, intermitente. Está sujeita e pode atender a *múltiplas variações de velocidade rotórica* numa determinada faixa em curtos intervalos de tempo.

Por outro lado, o custo por unidade de energia eólica diminuiu acentuadamente ao longo desta década. Tipos diversos de conversores de freqüências e geradores podem ser empregados, dependendo do arranjo da barra de geração, carregamento e disponibilidade motriz (permanência do vento), a qual ainda tem previsão difícil e incerta, comprometendo o despacho de carga pertinente [16].

Do mesmo modo, usinas reversíveis, –de importância crescente em meio à uma nova ordem institucional e ambiental que vai se firmando–, caracterizam-se por sua flexibilidade operacional, dado a ambigüidade do tipo de grupo(s) que utiliza(m): ora bomba de recalque (usina de acumulação), ora gerador (usina de transferência).

Numa ou noutra função, o controle operacional da unidade motobomba–gerador está atrelado ao sistema elétrico de potência, e de acordo com suas restrições ou demandas, compõe de forma flexível, sua capacidade de bombeamento d'água (consumo e torque proporcionais à rotação, $P_{b}[MW] \cong n^3[rpm]$; $\tau_{m} \cong n^2$) ou de geração de energia (recomposição eletrônica de frequência), através da variação do giro de seu eixo.

Noutro propósito, além da geração de energia, unidades reversíveis de grande porte (400.0 MW [17]), e outras menores, são dedicadas ao reforço periódico da inércia de determinados sistemas elétricos de potência, através de suas partes girantes, e, por conseguinte, à confiabilidade do sistema e ao refinamento da qualidade da eletricidade (perfil e estabilidade da tensão e freqüência) exigida pelos consumidores.

Além dessas, outras formas tais como geração assíncrona, isolada, de barramento finito e de carregamento exclusivo, admite pequenas variações de rotação e, particularmente, não carece de ajuste da freqüência.

Sob a mesma premissa, propõe-se neste trabalho uma alternativa adicional de *produção de blocos energéticos de pequeno porte e de módulos distintos* por conta de variações da velocidade rotórica da turbina hidráulica sem recursos de regulação que se quer aplicar.

Como as demais modalidades citadas acima, caracteriza-se por rotação mecânica *variável* do grupo turbina-gerador quando descumpridos os parâmetros ótimos de projeto da turbina, e, a exemplo da geração eólica, tem freqüência elétrica *ajustável*, através de recomposição da rotação do campo rotórico.

1.2) Turbina Hidráulica sem Recurso(s) de Regulação

Ao contrário da regra rígida para hidrogeração convencional de energia elétrica, unidades sem recurso(s) de regulação contínua, *–de rotação mecânica efetivamente variável–*, com pás do rotor e palhetas do distribuidor fixadas definitivamente pelo fabricante em suas posições operacionais ótimas ou máximas, têm velocidade angular modificada pela alteração de:

- ✓ suas dimensões e capacidade inercial (eventualmente sujeita a necessidade de incremento, dado a representatividade da usina perante o sistema elétrico)
- ✓ altura de queda e, por conseguinte, a altura de sucção, calagem ou afogamento
- ✓ pressão da coluna d'água a que o fluxo é submetido
- ✓ vazão
- ✓ geometria do circuito hidráulico
- ✓ módulo do carregamento elétrico imposto

1.3) Condicionamento Operacional da Turbina Hidráulica

O funcionamento de uma turbina hidráulica pode ser instabilizado por simples redução ou [1]rejeição brusca de carga, bem como por quedas superiores ou inferiores a referencial de projeto. Sob condições operacionais distintas das nominais, tais como carga parcial ou picos de carga na condição de queda operacional mínima, o compromisso entre os "parâmetros síncronos" da turbina e os do conjunto de velocidade *fixa* que forma com o gerador, pode ser desfeito ao longo da perseguição da rotação fixa n_S, iniciada pela ação de seu regulador de velocidade e sucessivos ajustes decorrentes.

A partir daí, perde-se energia na água dispensada, e a queda da eficiência dessa turbina tende a estimular o surgimento de contingências (transientes hidráulicos).

Nessa situação, a unidade de rotação variável tem rendimento superior a de rotação fixa [18]. ***Ingram*** et al [18] aponta que essas contingências ou oscilações são expressas por turbulências e pelo aparecimento de fluxos secundários no tubo de sucção, que associados à variação da calagem da turbina pela variação da altura de queda, induzem a cavitação nas pás do seu rotor.

1.4) Comparação entre Custos de Variantes de uma Turbina tipo *Tubular*–S

✓Versão 1: **PDF–PRF** (pás do distribuidor **FIXAS** – pás do cubo do rotor **FIXAS**)

Versão 2: PD**M**–PR**F** (pás do distribuidor **móveis** – pás do cubo do rotor **fixas**)

Versão 3: PD**F**–PR**M** (pás do distribuidor **fixas** – pás do cubo do rotor **móveis**)

Versão 4: PD**M**–PR**M** (pás do distribuidor **móveis** – pás do cubo do rotor **móveis**)

---

[1]Dentre as perturbações externas que podem atingir o gerador, somente rejeição de carga, –naturalmente brusca–, e curto-circuito, –ainda assim nos terminais da máquina–, implicam no disparo efetivo do disjuntor da(s) unidade(s). A menos de rejeição por esse tipo de falta, a(s)unidade(s) passa(m) de associada(s) a um barramento infinito para uma condição temporária de isolamento, graças à atuação do regulador automático de tensão, que impede a atuação do releamento de sobretensão no disjuntor do transformador da excitatriz.

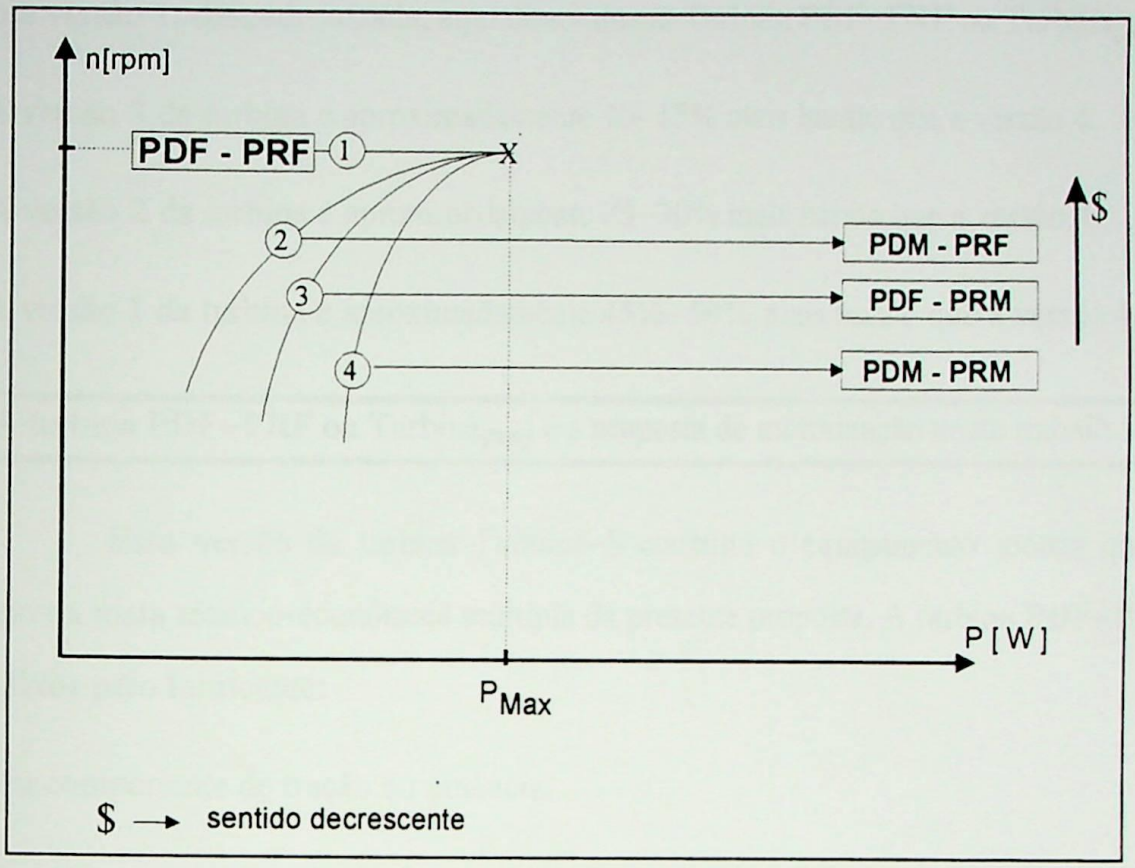


Figura 3.1 – Comparação entre custos de variantes da turbina tipo *Tubular*–S

Na Figura 3.1 compara-se as cotações orientativas de versões da turbina tipo *Tubular*–S, tendo como referência o par (n_s, P_{Max}) otimizado pelo fabricante da turbina com base nos parâmetros máximos especificados para o Aproveitamento Hídrico.

A ordem numérica decrescente indica a variação de custo entre as alternativas de fornecimento do mesmo tipo de turbina. Tais variantes devem ser interpretadas pela ausência ou previsão de recursos de regulação dos elementos ou partes passíveis de ajuste em cada uma delas.

As variantes 2, 3 e 4 são padronizadas e normalmente produzidas. Tendo como referência a variante 4, a mais cara, aqui chamada PDM–PRM, observa-se em relação à mesma, as seguintes reduções dos [2]preços orientativos fornecidos pelo fabricante para as outras versões da turbina tipo *Tubular*–S, de

[2]ALSTOM

igual diâmetro **d** ($\phi_{\text{roda periférica das pás do rotor}}$= **1.8 m**). Destaca-se a comparação com a versão **1**, despadronizada, aqui denominada Turbina **PDF–PRF** ou $\text{Turbina}_{\text{proj}}$:

a) A versão 3 da turbina é aproximadamente 10–15% mais barato que a versão 4.

b) A versão 2 da turbina é aproximadamente 25–30% mais barato que a versão 4.

c) A versão **1** da turbina é aproximadamente **45%–50%** mais barato que a versão 4.

A turbina **PDF–PRF** ou $\text{Turbina}_{\text{proj}}$ é a proposta de motorização neste trabalho

Essa versão da turbina *Tubular*–S constitui o equipamento motriz que é objeto da meta técnico-econômica múltipla da presente proposta. A turbina **PDF–PRF** tem fixos pelo fabricante:

1. Seu componente de tração ou potência.

2. Seu componente de admissão e direcionamento do fluxo d'água, embora, a exemplo da turbina *Kaplan*, conte com um pré-distribuidor e seja necessariamente servoassistido quanto ao posicionamento "aberto" ou "fechado" das pás diretrizes de seu distribuidor, através de um sistema óleo-hidráulico acionado por [3]posicionador angular bi-estável.

✓O custo adicional desse posicionador angular impede maior redução de preço da $\text{Turbina}_{\text{proj}}$.

[3]Posicionador Angular: elemento de fixação do ângulo de ataque das pás diretrizes do distribuidor na posição "fechado" (parada) ou "aberto" na posição geométrica correspondente ao ponto operacional ótimo do protótipo da turbina, de ajuste definido pelo fabricante com base na modelagem dos parâmetros máximos do Aproveitamento Hídrico e em relações custo/benefício referentes a avaliação de rendimentos maiores para a mesma turbina.

✓É importante acentuar a diferença entre ***regulação contínua*** e ***controle de estado*** do distribuidor da versão **PDF–PRF** da turbina *Tubular*–S, atrelada ao novo molde operacional aqui proposto. Com o posicionador angular na posição "partida" e sob os parâmetros máximos da barragem, a $\text{Turbina}_{\text{proj}}$ gira à velocidade síncrona e gera P_{Max}, do mesmo modo que a versão duplamente regulada da turbina o faz nas mesmas condições operacionais.

2) FAMÍLIA DE CURVAS DE "COLINA" (COLINÁRIO)

✓**Velocidade Específica**

✓**Velocidade Unitária**

A Figura 3.2 na página seguinte é uma ampliação orientativa da parte central de uma família de curvas de "colinas" de uma turbina hidráulica do tipo *Tubular*–S ou *Kaplan*–S, derivada da turbina tipo *Kaplan*, convencional, de eixo vertical e elementos diretores ajustáveis.

Essa derivação, de tecnologia concebida por ALSTOM MiniHydro (Saint Uze/França), pode ser interpretada a grosso modo como a "horizontalização" da *Kaplan* tradicional.

A turbina tipo *Tubular*–S é equipada com rotores do tipo Kaplan de 4 ou 5 pás e apresentam um alto grau de acabamento, robustez e confiabilidade.

Na Figura 3.2 destaca-se o núcleo ou "coração" (⊗→ponto operacional *ideal*) da família de curvas topográficas, parcialmente representadas.

De pronto, a interpretação dessa figura intui na direção de uma turbina cujo rendimento pertença à curva ou lugar geométrico que contém o *ponto operacional ideal* ou "coração" de seu respectivo colinário. No entanto, razões econômicas acabam por refinar o desempenho da turbina na vizinhança desse ponto. Daí, sua execução com dimensões e ajustes otimizados para a altura de queda de projeto, sendo que seu diâmetro é, determinantemente, o parâmetro que mais conta.

Como mostra a Figura 3.2, desvios em relação aos parâmetros operacionais otimizados no protótipo de determinada série de turbinas, haverão de penalizar o seu rendimento, uma vez esgotado o exercício do(s) seu(s) ajuste(s), tanto pelas próprias limitações mecânicas do(s) seu(s) elemento(s) móveis quanto pela lógica de controle do regulador de velocidade. Em particular, quando de alterações da altura de queda, que podem resultar de inúmeras situações. Pior ainda, na ocorrência das contingências citadas na nota de rodapé anterior.

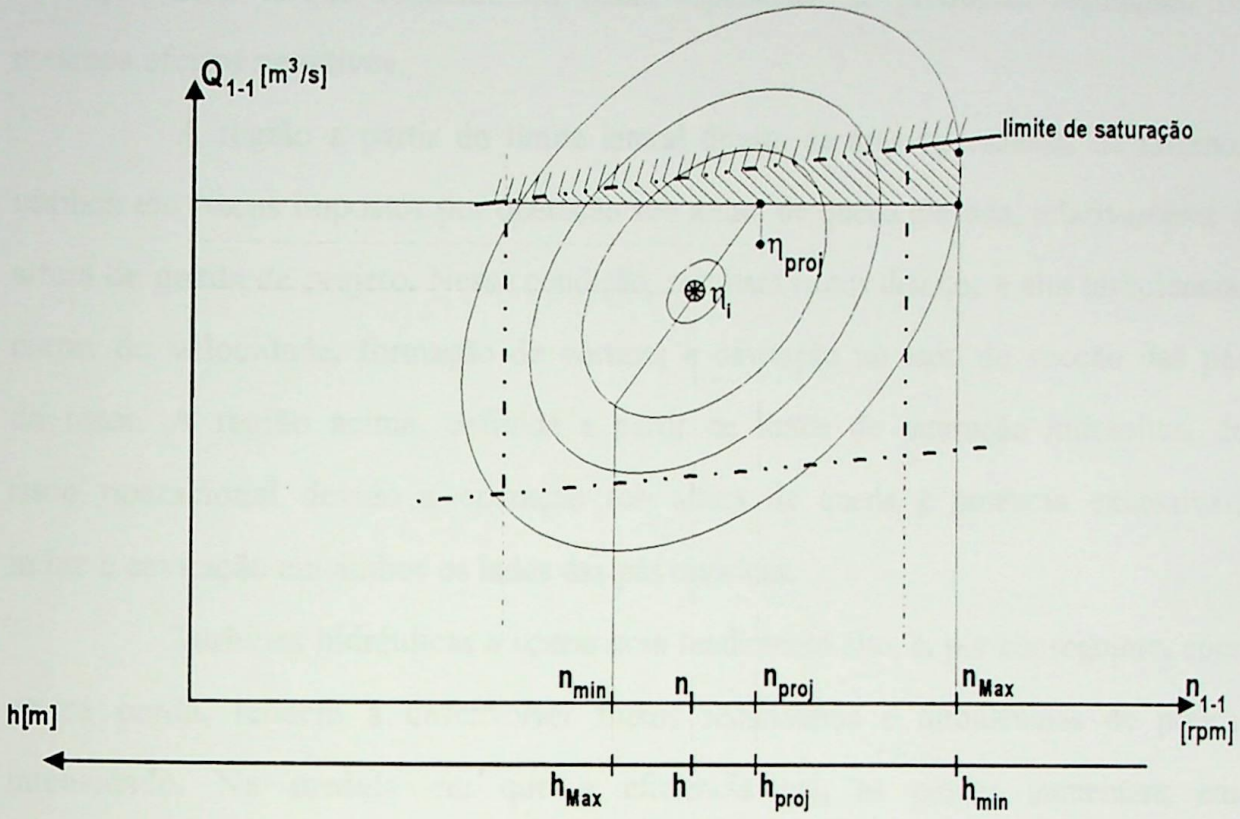


Figura 3.2 – Parte central de um Colinário ou Diagrama de Curvas de Colina de uma série de turbinas, destacando-se o "coração", os pares (n, Q) $= f(h_{queda})$ e o paralelogramo operacional definido pelos limites de saturação laterais, inferior e superior apurados no modelo (de rotação fixa) da turbina.

A porção central do diagrama de colinas, delimitada por linhas pontilhadas na Figura 3.2, caracteriza uma região de pontos pertencentes a curvas de eficiência ruim, boa, ótima e *ideal* da região efetivamente exeqüível ou paralelogramo operacional da turbina. É encabeçada pelo núcleo que define o "coração" do colinário.

Na medida em que o ponto de operação se afasta dessa referência da condição de melhor eficiência, os níveis de turbulência, fluxos secundários e cavitação tendem a aumentar, inviabilizando a função do equipamento. A região externa a partir do limite lateral esquerdo da área operacional da turbina, implica em riscos impostos por operação a baixa altura de queda, relativamente à altura de queda de projeto. Tem como conseqüências, turbulência, formação de vórtices,

cavitação e alteração da velocidade rotórica ajustada. A região abaixo, indica operação com torque reduzido ou baixa capacidade de produção, resultando os mesmos efeitos negativos.

A região a partir do limite lateral direito da área operacional da turbina, implica em riscos impostos por operação sob altura de queda elevada, relativamente à altura de queda de projeto. Nessa condição, resultam riscos devidos a alta turbulência, cortes de velocidade, formação de vórtices e cavitação no lado de sucção das pás do rotor. A região acima, definida a partir de limite de saturação hidráulica, de risco operacional devido a operação sob altura de queda e potência excessivas, induz a cavitação em ambos os lados das pás rotóricas.

Turbinas hidráulicas a operar com rendimento alto, e, por conseguinte, com pouca perda, tendem a desenvolver fluxos secundários e turbulências de pouca intensidade. Na medida em que a eficiência cai, as perdas aumentam em correspondência e o grau dessas ocorrências cresce proporcionalmente às mesmas, as quais consolidam a energia dissipada na tentativa do sistema para recompor essas distorções.

2.1) Velocidade Específica

Um diagrama da família de curvas de "colina", exclusivo de uma série de turbinas semelhantes, e portanto, de mesma *velocidade específica* N_S, resulta do levantamento feito em laboratório para um modelo reduzido, equivalente às unidades de um lote de turbinas de mesmo tipo, independentemente da versão e condições de aplicação que possam ter enquanto conservadas a geometria e dimensões estruturais, além dos ajustes geométricos de operação do protótipo original.

A série derivada do modelo de uma série ou tipo de turbinas possui velocidade específica N_S ***exclusiva***, que as caracteriza e distingue quanto a rotação, vazão e altura de queda para aplicação num determinado eixo hidráulico [**19, 20, 21**]. Tem-se a seguinte expressão para definir velocidade específica (N_S [rpm]):

$N_s = n\,P^{1/2} / h^{5/4}$ onde:

n= n_s [rpm]

h= h_{proj} [m]

P= potência máxima da turbina [W]

✓Baixos valores de N_s tipificam turbinas hidráulicas aplicadas em grandes alturas de queda, caracterizadas por velocidades rotóricas elevadas.

Em contrapartida, valores altos de N_s tipificam unidades aplicadas em aproveitamentos hídricos de baixa altura de queda, caracterizadas por velocidades rotóricas baixas, que tendem a lhes impingir inércia relativamente baixa, e daí, em função do porte do grupo, a *eventual necessidade de adição de massa girante* ao conjunto turbina-gerador.

Por exemplo:

✓A turbina hidráulica do tipo *Tubular/Tubular*–S, a exemplo da *Kaplan*, tem N_s entre 300 e 1000 [**19**].

✓Turbinas hidráulicas do tipo *Francis* podem ter valores de N_s classificadas como lenta, normal e rápida, dado o espectro largo de aplicações que podem comportar relativamente à altura de queda de referência de uma barragem.

✓Turbinas *Kaplan* são encontradas em aproveitamentos hídricos com alturas de queda muito superiores ao máximo da faixa de aplicação para a qual se prestam especificamente.

2.2) Velocidade Unitária

Macintyre [19] afirma que uma mesma turbina possui um modelo ou turbina unitária para cada modalidade de funcionamento que admite, desde que seu grau de admissão varie em relação ao seu ponto funcional ótimo. Ainda de acordo com ***Macintyre***, um conjunto de turbinas geometricamente semelhantes constitui o que se chama *série de turbinas*. O conjunto de turbinas assim formado, se caracteriza

pela forma comum e pelas grandezas reproduzíveis de sua *turbina unidade* ou *turbina unitária* nos demais exemplares da mesma *série de turbinas*.

No caso presente, portanto, o modelo da série da turbina, através do protótipo de cada uma de suas versões, tem alterados os seus graus de admissão através de ajustes de seu(s) elemento(s) de regulação.

De acordo com ***Raabe*** [**20**], a *velocidade unitária* n_{1-1}, apontada na figura 3.2, é a velocidade do protótipo apurada no *modelo* reduzido, que vai servir a série de turbinas que lhe são semelhantes (clones), seja quanto a composição e recursos operacionais, seja no que diz respeito à velocidade de escoamento do fluxo hidráulico, geometria(s), formas geométricas e revoluções do eixo.

Esse protótipo, denominado T_{1-1} (Turbina Unidade), é definido como uma turbina de 1.0 m de diâmetro, com vazão Q_{1-1} de turbinamento sob h_{queda}=1.0m. Com relação à porção do colinário exposta na Figura 3.2, tem-se:

- Q_{1-1} [m^3/s] ⇒ vazão unitária do modelo de uma série de turbinas
- n_{1-1} [rpm] ⇒ velocidade unitária do modelo de uma série de turbinas

✓ O par $(n, Q)_{1-1}$ assim formado, vale para um e único ponto operacional.

- Q [m^3/s] ⇒ vazão do protótipo da turbina
- d [m] ⇒ diâmetro da roda externa tangente às extremidades das pás do rotor do protótipo da turbina, definido pelo fabricante
- P [W] ⇒ potência da turbina

Com relação às máquinas de fluxo hidráulico, ***Raabe*** [**20**] afirma que as LEIS DE SIMILARIDADE *entre um modelo em escala reduzida e o protótipo de uma série de turbinas* são indispensáveis para a previsão funcional do equipamento real. Turbinas semelhantes têm as mesmas propriedades e estas se reproduzem para outros pontos operacionais da faixa ou região operacional livre de cavitação e/ou saturação. A premissa básica dessa correspondência é a similaridade geométrica das passagens de fluxo.

Não menos importante é a mesma exigência quanto à geometria do circuito hidráulico, das palhetas do distribuidor e pás dos elementos diretores da turbina. De forma radical, essa similaridade deve ter assegurada a aplicação no protótipo, do mesmo material constituinte das partes móveis do modelo.

Conforme a recomendação 193 no capítulo VI da **IEC** (International Electrotechnical Commission) publicada em 1965, a similaridade entre o protótipo **p**, de diâmetro **d**, e o modelo **m** de uma série de turbinas, admite as seguintes associações entre vazões turbinadas e velocidades rotóricas, relacionadas pela altura de queda:

- $n_p = n_m \sqrt{h}_{\mathbf{queda}} / d$ **(1)**

$n_m = n_{1-1} = \mathbf{n}\, d / \sqrt{h}_{\mathbf{queda}}$, ... $n_m \approx 1/\sqrt{h}$

- $Q_p = Q_m d^2 \sqrt{h}_{\mathbf{queda}}$ **(2)**

$Q_m = Q_{1-1} = \mathbf{Q}/d^2 \sqrt{h}_{\mathbf{queda}}$, ... $Q_m \approx 1/\sqrt{h}$

2.3) Relações entre Turbinas clonadas de um mesmo protótipo

Parâmetros operacionais ótimos ou de especificação ($Turbina_{\mathbf{proj}}$):

$h_0, n_0, Q_0, \eta_0, P_0$

$h_0 = h_{\mathbf{proj}} : \geq h_{\mathbf{a}}$

$n_0 = n_{\mathbf{s}} \geq n_{\mathbf{a}}$

} onde **0** e **a** definem os seguintes estados de operação:

✓ **0** ≡ projeto

✓ **a** ≡ $estado_{\mathbf{atual}}$ ou $estado_{\mathbf{vigente}}$

Se alterado o *estado funcional* do reservatório, de tal modo que a condição de operação ótima se perde, implicando periodicamente em:

✓ $h_0 \Rightarrow h_a$,..... $h_0 > h_a$, $\lim h_a = h_{\text{queda operacional min}}$

✓ $n_0 \Rightarrow n_a$,..... $n_0 > n_a$

Tem-se o seguinte com a mudança de estado ($0 \Rightarrow a$):

$$\boxed{Q_a = Q_0 (h_a/h_0)^{0.5}} \quad (3)$$

$$\boxed{n_a = n_0 (h_a/h_0)^{0.5}} \quad (4)$$

$$\boxed{P_a = P_0 (h_a/h_0)^{1.5} (\eta_a/\eta_0)}$$,.onde $(\eta_{a,0}) = f(h_{a,0}, n_{a,0}, Q_{a,0})$

2.3.1) Em Grandezas Unitárias

(de (1), (2), (3) e (4)):

$$Q_{1-1(a)} = Q_a/d^2 h_a^{0.5}$$

$$Q_0 (h_a/h_0)^{0.5}/d^2 h_a^{0.5}$$

$$Q_0/d^2 h_0^{0.5}$$

$$\boxed{Q_{1-1(a)} = Q_{1-1(0)}} \quad (5)$$

$$n_{1-1(a)} = n_a \, d \, h_a^{0.5}$$

$$n_0 (h_a/h_0)^{0.5} \, d \, h_a^{0.5}$$

$$n_0 \, d/h_0^{0.5}$$

$$\boxed{n_{1-1(a)} = n_{1-1(0)}} \quad (6)$$

De (5) e (6) acima, pode-se afirmar que a turbina estaria trabalhando ao longo da faixa exeqüível de alturas de queda com os mesmos *valores unitários* $n_{1-1(a,\,0)}$ e $Q_{1-1(a,\,0)}$, independentemente do valor de $h_{\text{quedaoperacional}}$. Portanto:

2.3.1.1) $\eta_a = \eta_0$ (para unidades *clonadas* do protótipo de uma série de turbinas)

$$\boxed{\eta = \text{CONSTANTE}} \quad (7)$$

2.3.1.2) $P_a = P_0 (h_a/h_0)^{1.5} (\eta_a/\eta_0)$

$$\boxed{P_a = P_0 (h_a/h_0)^{1.5}} \quad (8)$$

No caso presente, para cada altura de queda à qual corresponde igualmente um par nxQ dentro do paralelogramo operacional estabelecido no colinário pelos limites ou início da ocorrência de cavitação e saturação da turbina, mantém-se o rendimento η_{Max} ou η_A aferido pela curva de colina que intercepta um ponto operacional A_i, desde que, igualmente:

✓Não haja qualquer alteração de ordem geométrica (formas e ajustes operacionais), dimensional e material tanto da turbina quanto do circuito hidráulico.

•No caso, **permanecem rigorosamente iguais.** A semelhança entre partes e componentes é total, isto é, a unidade Turbina_{proj} aplicada nesta proposta não tem alterações dessas ordens. Conseqüentemente, o valor de rendimento *no caso presente* não se modifica.

Pode-se afirmar que $\eta_{A1, A2, A3, ...Ai} = \eta_A$

Este resultado não se aplica a unidades com dimensões diferentes do protótipo

✓A unidade geradora seja adaptada à condição funcional (P[watts]) no caso presente), periodicamente disponível na turbina pela altura de queda vigente na barragem.

✓Os valores referentes a cada ponto operacional da turbina sejam obtidos a partir de conversões das expressões regidas por $\sqrt{h}$.

3) PONTO A $(n, Q)_{1-1}$ DE OPERAÇÃO ÓTIMA DA $Turbina_{proj}$

✓ $h_{quedaA} = 20.0$ m $\Rightarrow h_{proj}$

✓ $\alpha = 80\ \% \Rightarrow$ posicionamento angular das pás do rotor

✓ $\gamma = 93\ \% \Rightarrow$ posicionamento angular das palhetas no aro do distribuidor

✓ $n_{1-1}\ (h_{proj}, \alpha, \gamma) = \mathbf{181.12}$ rpm $\Rightarrow n_{20} = n_{Max} = n_s = \mathbf{450.0}$ rpm

✓ $Q_{1-1}\ (h_{proj}, \alpha, \gamma) = \mathbf{2.761}\ m^3/s \Rightarrow Q_{20} = Q_{Max} = \mathbf{40.0}\ m^3/s$

✓ $\eta_{ótimo} = \mathbf{89.8}\ \%$

4) POTÊNCIA MÁXIMA PRODUZIDA PELA $Turbina_{proj}$

$$\boxed{P_{Max} = \eta\ h_g\ h_{proj}\ Q}$$

$$P_{Max}\ (Turbina_{proj}) = 0.898 \times 9.81 \times 20 \times 40 \cong 7050\ kW$$

✓ A fórmula $P = \eta\ h_a\ h_{queda}\ Q$, deveria levar em conta a relação entre a densidade (ρ) da água no local de instalação da turbina e a da água do local de aferição do modelo que vem a servir ao protótipo da turbina fornecida. De tal forma que:

$$\boxed{P = (\rho)\ \eta\ h_a\ h_{queda}\ Q}$$

A fórmula empírica desenvolvida por N. N. ***Kovalev*** (***Doña*** [21] e ***Gaorong*** [22]) é plenamente utilizada para o cálculo do diâmetro **d** [m] do rotor da turbina hidráulica:

$$\boxed{d = \sqrt{P / 9{,}81\ \eta\ Q_{1\text{-}1}\ h^{3/2}}}\ ,\ \text{onde}\ Q_{1\text{-}1} = Q_{1\text{-}1}(h_{queda})$$

$$d = 1.8\ m$$

$$h = h_{queda}$$

Da equação acima, vem:

$$\eta = P(h_{queda}) / 9.81 \times d^2 \times Q_{1-1}(h_{proj}) \times h_{queda}^{1.5}$$

Gaorong [22] afirma que o diâmetro e altura de queda maiores para o protótipo, acabam por lhe atribuir **rendimento pouco mais elevado na turbina real.** No caso de turbinas **de fluxo axial, de baixa pressão** [18, 21], como no caso presente, pode-se registrar o seguinte incremento:

$$\Delta\eta = 1.0 - 0.3\,(1-\eta_m) - 0.7\,(1.0-\eta_m)\,(d_m / d)^{1/5}\,(h_m / h)^{1/20}$$

5) PONTO DE OPERAÇÃO ÓTIMO DA TURBINA HIDRÁULICA

A primeira interpretação de ponto operacional ideal da turbina hidráulica, em meio aos limites operacionais do protótipo estudado, intui na direção de uma unidade cujo rendimento deva ocupar o "coração" do seu diagrama de "colinas".

No entanto, avaliações de custo do equipamento conjugadas com sua aplicação, invariavelmente decretam o refinamento de seu desempenho na vizinhança desse ponto. Daí, o projeto da turbina com dimensões e ajustes otimizados para h_{proj} e Q_{Max}, sendo o seu diâmetro o que mais conta.

A queda h_{proj} associa uma vazão **Q** e uma velocidade rotórica ótima n_s, depositárias de uma potência P_{Max} sob rendimento $\eta_{ótimo}$, obtido em meio às particularidades técnico-econômicas de projeto da turbina.

Conjugar o rendimento *ideal* da turbina com os parâmetros decorrentes do maior desnível da barragem pode não ser a solução ótima para o equipamento. A curva topográfica correspondente ao "coração" de uma família de curvas de "colina" é o lugar geométrico dos pontos nxQ de maior rendimento entre os limites operacionais da turbina. No entanto:

✓**Não representa necessariamente o ponto operacional ideal da mesma.**

✓**Muito menos, o econômico.**

5.1) Desempenho e Eficiência da Turbina Hidráulica

A altura de queda de projeto da turbina (h_{proj}) resulta da diferença entre o NA_{NMax} de montante e o NA_{Nmin} de jusante da barragem menos as perdas estimadas ao longo do circuito hidráulico que aloja a turbina e suas partes. É expressa a partir da *curva de permanência de queda*, cujo espectro ao longo de pelo menos 95% de seu tempo tem uma frequência maior, correspondente àquela que se constitui na *queda operacional ótima* (h_{proj} da turbina). Destacam-se os seguintes parâmetros:

✓$NA_{jusante}$ advém do levantamento da *curva-chave* referente ao mesmo eixo, obtido através de relações entre vazões defluentes (somas de vazões turbinadas e vertidas, limitadas pela vazão de restrição a jusante) e o nível d'água de montante ao qual corresponde um determinado volume.

Basicamente, a *curva-chave* consiste das relações entre as leituras dos níveis d'água e suas respectivas vazões num posto fluviometrico.

- A *curva-chave* está embutida no cálculo da *curva de permanência de queda.*

✓$NA_{montante}$ corresponde à coluna d'água igualmente frequente em 95% do tempo da *curva de permanência* do curso d'água referente ao eixo hidráulico, e define o $NA_{Maxnormal}$ do reservatório denominado convencional.

✓$h_{ref,\ nom}$, altura de queda referencial ou nominal do eixo hidráulico.

- É tal que a turbina com o seu distribuidor todo aberto, sem prejuízos de seu desempenho, deve fornecer a potência nominal do gerador. Para quedas abaixo da nominal, a turbina limita a potência máxima. Acima, o gerador exerce essa limitação.

O desempenho e eficiência da turbina são alcançados com os parâmetros máximos correlatos com essa altura. A queda h_{proj} induz a aferição do afogamento h_s da turbina, fator de influência determinante na operação da mesma.

Tem-se que:

✓ σ (*fator de cavitação* ou *coeficiente de Thoma*)

$\sigma = (p_a - p_v)/(\rho g h) - h_s/h) \Rightarrow \sigma = (p_a - p_v - h_s)/h$, onde:

✓ p_a (pressão atmosférica) $\equiv p_b$ (pressão barométrica) $\equiv h_b$

✓ p_v (pressão de vapor d'água à temperatura de escoamento)
$p_v \equiv h_{va} = f$(temperatura, altitude)

✓ ρ = densidade ou massa específica da água local

✓ $g \equiv h_g = 9.81$

✓ $h = h_{\mathbf{quedalíquida}}$

✓ $h_s \Rightarrow$ cota diferencial entre o $NA_{\mathbf{jusantemin}}$ e a linha de centro do cubo do rotor da turbina, denominada afogamento, calagem ou altura de sucção da turbina

$\boxed{\sigma = (p_a - p_v - \lambda h_s)/\lambda h}$, onde p_a, p_v [Pa] $\Rightarrow$ [mca]
h_s, h $\Rightarrow$ [mca]
$\lambda = \rho g \Rightarrow$ peso específico d'água

$\boxed{\sigma = (p_a - p_v - h_s)/h}$ [mca]

5.2) Velocidade Intermitente x Velocidade Otimizada de Rotação da $\mathbf{Turbina_{proj}}$

A filosofia de aplicação da modalidade de geração proposta, bem como a operação e cotação do conversor de freqüências, determinam velocidades angulares $n<n_s$ definidas numa faixa. A conversão limitada de freqüências operacionais subsíncronas pelo cicloconversor ou conversor direto de frequências, determinam sua capacidade e custo, diretamente proporcionais à corrente rotórica.

Rotações supersíncronas não são aventadas, dado o estabelecimento do *valor ótimo* n_s para $h_{\mathbf{quedaMax}} = h_{\mathbf{proj}} = f(\mathrm{Max}\Delta h_{\mathbf{Vmeta}})$ e $Q_{\mathbf{proj}}$. Observe-se que:

✓ Velocidades $n<n_s$ no caso da turbina de velocidade rotórica variável são estabelecidas por pares ($h_{\mathbf{queda}}$x**Q**) *exeqüíveis* e *intermitentes*, isto é, vigentes temporariamente.

✓ O conjunto turbina-gerador de velocidade rotórica variável não tem torque ajustado de modo a manutenção do seu ponto operacional ótimo, determinado por $h_{\mathbf{proj}}$, entre outros parâmetros de otimização/especificação da turbina.

✓Admitiu-se um piso negativo de 30% em relação a h_{proj}, ($h_{quedamin} = 0.7\ h_{proj}$).

A razão é fundamentada nas limitações de ordem operacional da turbina e custos dos equipamentos que compõem o esquema de geração sob velocidade variável que se tem que ajustar. A capacidade desse conjunto é [3]refinada economicamente para um escorregamento frequencial do gerador à volta de até ±15% de sua potência nominal, acima de 3.0 MW [**23**].

5.3) Recomposição da Vazão Turbinada

A vazão turbinada Q_m da $Turbina_{proj}$ é recomposta (reduzida) por ação da aceleração da gravidade implícita na coluna d'água correspondente a cada uma das alturas de queda ao longo da faixa operacional *exeqüível*, cumprindo-se as seguintes expectativas no caso:

✓Manutenção do rendimento otimizado para a turbina *Tubular*–S de rotação variável com base no protótipo de rotação fixa.

✓Flexibilidade operacional ante diferentes arranjos dos parâmetros do eixo hidráulico.

5.4) Deplecionamento Crítico de um Reservatório de Uso Múltiplo

Por causa da relação *vazão afluente* **x** *vazão defluente* estabelecida pelos serviços hidráulicos em regime normal, a vazão (Q_m+Q_v) deve ser igual à *vazão de restrição* mínima a jusante (Q_{rmin}). Todavia, na condição crítica, correspondente a $h_{quedamin}$, deve-se ter a *vazão vertida* Q_v nula, com provável prejuízo dos serviços.

O deplecionamento máximo do reservatório de determinada usina tem como base o ganho de energia firme obtido com diferentes níveis de deplecionamento, tendo em conta a simulação de todo o sistema no qual a usina se insere e influencia.

---

[3]Correspondência técnica com Engº Otto **Warneke**
SIEMENS-KWU/FRT-Power Generation, POBox 3220, D91050Erlangen/Alemanha

6) APLICAÇÃO DA TURBINA TIPO *Tubular*–S SEM RECURSOS DE REGULAÇÃO ou Turbina$_{proj}$

A figura 3.3 adiante é uma reprodução didática de uma família de curvas de "colina" de uma série de turbinas tipo *Tubular*–S, de fabricação ALSTOM. Conseqüentemente, a topografia das "colinas" não é precisa e seu propósito aqui é meramente instrutivo. Mediante requisitos deste trabalho e dados do eixo hidráulico referencial para a avaliação que nele se faz, esse fabricante propôs a versão com distribuidor móvel dessa série de turbinas, especificada com *diâmetro econômico* de 1.8 m de modo à máxima potência com eficiência otimizada sob a *i)* vazão Q e *ii)* altura de queda de projeto informadas. A partir dessa versão, e tendo por base o diagrama topográfico ou "colinário" pertinente, desenvolveu-se a seguir a concepção e avaliação da Turbina$_{proj}$, um protótipo *sem qualquer regulação* da mesma série de turbinas que a proposta, observados os seguintes aspectos fundamentais:

✓Por razão de concepção operacional e especificação, mantém-se nesse protótipo os ajustes das pás do rotor e das palhetas diretrizes da turbina PD**M**–PR**F** proposta.

Essa versão conserva os ajustes definidos pelo fabricante no modelo da série de turbinas da qual a Turbina$_{proj}$ é componente. Tem-se em conta que o modelo da série, duplamente regulado, tem ajustados os seus elementos móveis de modo à igual otimização operacional do protótipo da Turbina$_{proj}$.

✓Submetida a reduções da altura de queda referencial da barragem, a versão **PDF–PRF** da turbina ou Turbina$_{proj}$ atendeu os requisitos de sua aplicação e expectativa quanto ao seu desempenho.

✓A tendência da turbina tipo *Tubular*–S a ter *coeficiente de cavitação* σ mais elevado que a *Kaplan*, a obriga à submergência ou afundamento mesmo para uma baixa altura de queda relativamente à sua faixa de alturas de queda.

✓Com altura de sucção pouco maior devido ao coeficiente de cavitação característico do perfil do rotor; passagens hidráulicas mais retilíneas e maiores velocidades de escoamento; menos sujeita a problemas hidromecânicos, a turbina tipo *Tubular*–S, de eixo horizontal, é mais propensa a cavitar que sua "matriz", uma turbina *Kaplan* equivalente. Isso se deve à sua baixa calagem ou afogamento, compatível com a sua faixa de velocidades, associada às formas do rotor e pás do tipo *Kaplan* que nela se mantêm, embora, com aumento do cubo, o que tende a provocar perda de eficiência. Tivera a turbina tipo *Tubular*–S rotações típicas ainda mais elevadas, sua altura de sucção teria que ser necessariamente maior, implicando em rendimentos menores. Por outro lado, a geometria mais uniforme do fluxo hidráulico e as velocidades de fluxo atreladas à vazão de turbinamento pela altura de queda vigente (variável), oferecem uma operação mais harmoniosa, flexível, ambientalmente amiga, ao oxigenar melhor a água no canal de fuga, e favorecer a tendência de passagem de peixes, que se movem com o fluxo através da turbina. Aumenta assim, a probabilidade de sobrevivência das espécies.

Tal conclusão se baseia na opinião atual [**24**] dos fabricantes de turbinas hidráulicas, que, de maneira geral, aponta o tipo *Kaplan* como o mais favorável à passagem e sobrevivência de peixes, tendo em conta as típicas alturas de queda e tomada d'água, velocidades de rotação, dupla regulação (n_S), tamanho, geometrias de partes e componentes, circuito hidráulico com menos obstáculos até as pás do rotor, e rendimento mais estável, expresso por curva de eficiência quase plana se comparada com a de uma *Francis*, a qual o mesmo estudo aponta como inferior à *Kaplan* no que diz respeito a esse propósito, atribuindo o fato à sua regulação simples. Portanto, com base no número tradicional de pás e geometria como função de N_S, pode-se dizer que turbinas com velocidade específica alta impõem risco menor à passagem e preservação das espécies de peixes.

- ✓A exemplo da *Kaplan*, o limite superior da faixa de alturas de quedas para a qual é apropriada, é em torno de 20.0 m, número de referência.
- ✓Apesar de sua altura de queda de projeto, a velocidade ótima n_s da $Turbina_{proj}$ é alta em meio à faixa de baixa queda, caracterizada por rotações mais baixas.
- ✓A montagem da *Tubular*–S, sem a caixa semi-espiral em concreto de sua "matriz" e afundamento muito menor do tubo de sucção, requer obras civis e escavação muito menores (20% ou mais) que as da *Kaplan* com seu eixo vertical.
- ✓Ainda que com tubo de sucção mais curto e menos sujeito a perdas hidráulicas, a turbina do tipo *Tubular*–S não é mais eficiente devido aos seguintes fatores:
  1. A ausência da caixa semi-espiral faz com que os ângulos de incidência do fluxo sejam menos favoráveis em sua admissão no pré-distribuidor, transversal ao fluxo.
  2. Presença do eixo no interior do fluxo.

Os resultados apurados para as diferentes versões da turbina *Tubular*–S com base nas condições operacionais ótimas de projeto (relacionadas por h_{proj}), permitiram concluir que:

1. A menos de eventual efeito de cavitação, o rendimento ótimo da $Turbina_{proj}$ é constante ao longo de um intervalo possível de variação da altura de queda. Nas versões reguladas, não é. Apresenta-se comparação no item 8 na página 88.
2. Verifica-se a capacidade de qualquer das variantes da turbina é penalizada para:

   $h_{proj}\ (n_s) \geq h_{queda}\ (n) \geq h_{quedamin}$, $\quad (20.0\ m \geq h_{queda} \geq 14.0\ m)$
3. Em princípio, as versões simples e duplamente regulada da turbina *Tubular*–S, são incompatíveis tanto técnica quanto economicamente com a proposta deste trabalho.

De modo a destacar a versão **PRF–PDF**, ou seja, a $Turbina_{proj}$, seu comportamento é comparado na Figura 3.3, na página seguinte, com os das outras versões da turbina, tendo em conta as alturas de queda referenciais apresentadas na tabela a seguir:

h_{queda}
$h_{quedaA} \Rightarrow 20.0\ (h_{proj})$
$h_{quedaB} \equiv h_{quedaA_1} \Rightarrow 18.0m$
$h_{quedaC} \equiv h_{quedaA_2} \Rightarrow 16.0m$
$h_{quedaD} \equiv h_{quedaA_3} \Rightarrow 14.0m$

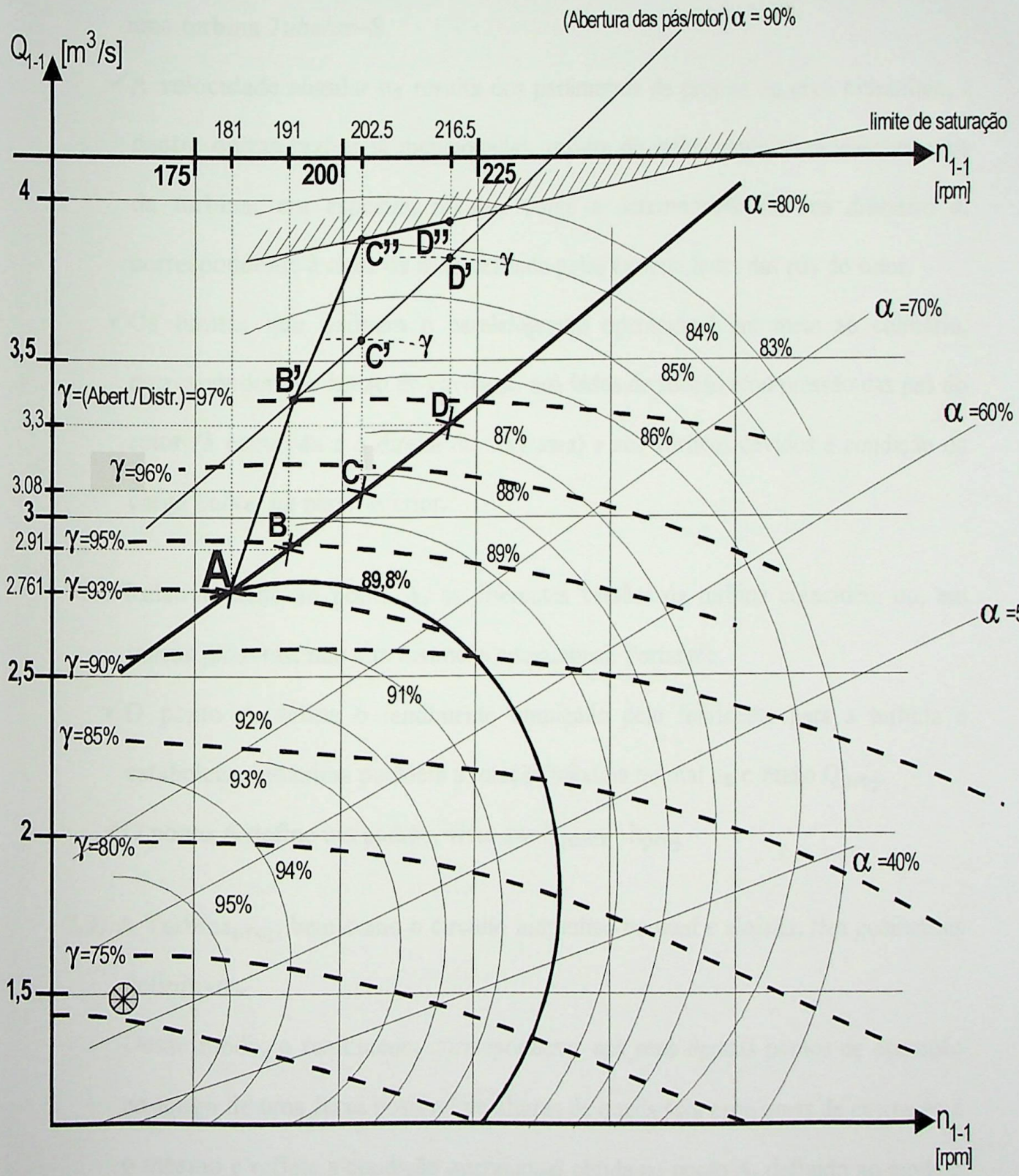


Figura 3.3 – Curvas de Colina, Diagrama Topográfico ou Colinário de uma Série de Turbinas tipo *Tubular*–S

7) ANÁLISE DO COLINÁRIO

7.1) A Figura 3.3 é um diagrama tridimensional onde se destacam as curvas de nível ou "colinas" exclusivas de uma série de turbinas hidráulicas semelhantes, representativas do equipamento objeto deste projeto e de outras variantes de uma turbina *Tubular*–S.

✓A velocidade angular n_s resulta dos parâmetros de projeto do eixo hidráulico, e dentre outras razões já mencionadas, resulta do refinamento técnico-econômico da turbina, em especial, no que tange a determinação de seu diâmetro **d**, correspondente à cinta da roda definida pelas extremidades das pás do rotor.

✓Os limites que definem o paralelogramo operacional em meio ao colinário, correspondem ao início de cavitação nos lados de sucção e/ou pressão das pás do rotor (à esquerda e à direita do diagrama) e aos vórtices devidos à condição de carga baixa, na parte inferior.

7.2) Relativamente ao ponto **A**, as diferentes versões da turbina coincidem ou, em outras palavras, não têm distinção operacional. Portanto:

✓O ponto **A** define o rendimento otimizado pelo fabricante para a turbina e estabelece a máxima potência à rotação máxima normal n_s e vazão Q_{proj}.

✓O ponto **A** define um padrão, visto que $h_{queda} = h_{proj}$

7.3) A $Turbina_{proj}$, bem como o circuito hidráulico no qual é alojada, têm geometrias definitivas.

Desse modo, o rendimento correspondente aos seus demais pontos de operação ao longo de uma faixa possível de alturas de queda sem problemas de cavitação é o mesmo e reflete a condição operacional obtida no ponto **A**, definido no modelo

do protótipo da $Turbina_{proj}$ como **ponto de operação ótima** do equipamento. Essa faixa de alturas de queda é tal que:

$h_{omin} \leq h_{queda} \leq h_{proj}$

✓ A fixação de pás e palhetas diretrizes da turbina resulta num desempenho ou comportamento funcional invariável, que se reproduz na medida das combinações possíveis dos pares h_{queda} x Q e da manutenção da sua calagem h_s.

7.4) Os pontos **B, C** e **D** indicam situações operacionais impostas à turbina PDM–PRF, continuamente reajustada na posição das pás de seu distribuidor, de modo à tentativa de manutenção de sua rotação à velocidade angular n_s.

Os pontos **B, C** e **D** resultam da interseção entre os lugares geométricos (ângulos ou aberturas porcentuais) referentes somente ao ajuste do distribuidor e das pás fixas do rotor.

7.5) Na Figura 3.7/Tabela 4 adiante, referente à versão duplamente regulada da turbina (pontos **B', C', D'**), tem-se também os resultados da simulação de pontos de operação adicionais *quase*-saturados: **C"** e **D"**.

Com a finalidade de demonstração, este par de pontos operacionais resulta do deslocamento induzido dos pontos **C'** e **D'** para a vizinhança da linha que define o lugar geométrico dos limites funcionais saturados da turbina.

Por intermédio dessa plotagem, apontou-se vazões, potências e rendimentos a eles correspondentes, tendo sido ainda mais evidenciada a ação de ambas as regulações do equipamento e o efeito de *quase*-saturação expresso na potência mecânica. Em outras palavras, o rendimento cai, a atividade tende a se tornar turbulenta e prejudicial, e apesar dos recursos de regulação, a penalização da potência, até então imposta pela variação de altura de queda somente às outras versões da turbina, passa a ocorrer também neste caso.

7.6) A plotagem dos lugares geométricos das posições angulares ou ajustes porcentuais das partes reguláveis do modelo do protótipo com dupla regulação, bem como a topografia das "colinas" correspondem a situações levantadas no campo ou em laboratório.

O perímetro estabelecido por esses limites encerra uma porção central delimitada do diagrama, na qual a turbina trafega à vontade entre essas "fronteiras" operacionais, já indicadas na Figura 3.1.

Tais limites correspondem ao início de cavitação nos lados de sucção e/ou pressão das pás do rotor da turbina (à esquerda e à direita do diagrama) e aos vortices devidos à baixa carga (na parte de baixo do diagrama).

7.7) Sob rotação variável, a versão da turbina com regulação simples (ajuste das pás do distribuidor) tem sua potência reduzida.

7.8) A meta de rotação fixa n_s sujeita as versões reguláveis da turbina a coeficientes de rendimento menores na medida em que h_{queda} diminui e **Q** aumenta pela ação do dispositivo de regulagem eletrohidráulica de ajuste contínuo.

8) PARÂMETROS E COMPARAÇÕES OPERACIONAIS DAS VERSÕES DA TURBINA *Tubular*–S FUNDAMENTADAS NA FIGURA 3.3

8.1) Turbina PDF–PRM

No caso presente, em que h_{queda} é variável, esta versão da turbina, também chamada de hélice, com pás do rotor **MÓVEIS** e palhetas do distribuidor **FIXAS**, tem rendimento muito pouco superior e preço mais alto relativamente à versão PDM–PRF.

8.2) Turbina PDM–PRF (rotação **fixa**; $\eta_{variável}$)

✓ $h_{omin} \leq h_{queda} \leq h_{proj}$ [m]

✓ $\mathbf{Q}\ (h_{queda}) \Rightarrow Q_{1-1}(h_{queda}, \alpha_{fixo}, \gamma_{ajustável})$

$$\mathbf{Q} = Q_{1-1}\, d^2\, (h_{queda})^{0.5} \quad [m^3/s]$$

✓ $\mathbf{n}\ (h_{queda}) \Rightarrow n_{1-1}\ (h_{queda}, \alpha_{fixo}, \gamma_{ajustável})$

$$\mathbf{n} = n_{1-1}\ (h_{queda})^{0.5}/d \quad [rpm]$$

h_{queda} [m]	**Q** [m^3/s]	Q_{1-1} [m^3/s]	n_{1-1} [rpm]	n [rpm]
h_{queda}**B**⇒ 18.0	**40.0**	**2.91**	**190.92**	**450.0**
h_{queda}**C**⇒ 16.0	**40.0**	**3.083**	**202.5**	**450.0**
h_{queda}**D**⇒ 14.0	**40.0**	**3.3**	**216.48**	**450.0**

8.3) Turbina PDF–PRF ou Turbina_{proj} ($n_{VARIÁVEL}$; η constante)

✓ $h_{omin} \leq h_{queda} \leq h_{proj}$ [m]

✓ $Q_{1-1}\ (h_{proj}, \alpha_{FIXO}, \gamma_{FIXO})$

$\mathbf{Q}(h_{queda}) = f\ (Q_{1-1}\ (\mathbf{A}))$, ...$Q_{1-1}\ (\mathbf{A}) = \mathbf{2.761}\ m^3/s$

✓ $n_{1-1}\ (h_{proj}, \alpha_{FIXO}, \gamma_{FIXO})$

$\mathbf{n}\ (h_{queda}) = f\ (n_{1-1}\ (\mathbf{A}))$, ...$n_{1-1}\ (\mathbf{A}) = \mathbf{181.12}$ rpm

h_{queda} [m]	**Q** [m^3/s]	Q_{1-1} [m^3/s]	n_{1-1} [rpm]	n [rpm]
$h_{queda}\mathbf{A_1}$⇒ 18.0	**37.95**	**2.761**	**181.12**	**426.9**
$h_{queda}\mathbf{A_2}$⇒ 16.0	**35.77**	**2.761**	**181.12**	**416.7**
$h_{queda}\mathbf{A_3}$⇒ 14.0	**40.0**	**2.761**	**181.12**	**402.5**
$h_{queda}\mathbf{A}_i$⇒	—	—	—	—

8.4) Turbina PDM–PRM (rotação **fixa**; $\eta_{variável}$)

✓ $h_{omin} \leq h_{queda} < h_{proj}$

✓ $Q\ (h_{queda}) \Rightarrow Q_{1-1}\ (h_{queda}, \alpha_{ajustável}, \gamma_{ajustável})$

✓ $n\ (h_{queda}) \Rightarrow n_{1-1}\ (h_{queda}, \alpha_{ajustável}, \gamma_{ajustável})$

h_{queda} [m]	Q [m^3/s]	Q_{1-1}[m^3/s]	n_{1-1} [rpm]	n [rpm]
$h_{queda}B' \Rightarrow$ 18.0	**45.63**	**3.32**	**190.92**	**450.0**
$h_{queda}C' \Rightarrow$ 16.0	**45.88**	**3.54**	**202.5**	**450.0**
$h_{queda}D' \Rightarrow$ 14.0	**46.18**	**3.81**	**216.48**	**450.0**

8.5) Desempenho da Turbina PDF–PRF ou $Turbina_{proj}$

h_{queda}[m]	$PONTO_{op}$	$n_{variável}$ [rpm]	Q [m^3/s]	Q_{1-1}[m^3/s]	n_{1-1} [rpm]	η [%]	P_{mec} [MW]
20.0(h_{proj})	**A**	**450.0**	**40.0**	**2.761**	**181.12**	**89.8**	**7050**
18.0	A_1	**426.9**	**38.12**	**2.761**	**181.12**	**89.8**	**6045**
16.0	A_2	**402.5**	**35.82**	**2.761**	**181.12**	**89.8**	**5050**
14.0	A_3	**376.5**	**33.52**	**2.761**	**181.12**	**89.8**	**4135**

Figura 3.4: Tabela 1 (**Velocidade Rotórica VARIÁVEL**)
Pontos Operacionais de uma Turbina tipo *Tubular*–S (*Kaplan*) sem qualquer Regulação (Palhetas do distribuidor e Pás do Rotor ⇒ FIXAS)
η = **constante** ⇒ Ponto Operacional **A** ≡ A_1 ≡ A_2 ≡ A_3 ≡ A_i

8.6) Tabelas e Gráficos de Comparação Operacional

h_{queda} [m]	n [rpm] / $PONTO_{operacional}$		Q_{1-1} [m^3/s]		n_{1-1} [rpm]	
	n_{fixa} (n_s)	$n_{variável}$ (n_v)	n_s	n_v	n_s	n_v
20.0(h_{proj})	**450.0** ⇒ **A**	**450.0** ⇒ **A**	**2.761**	**2.761**	**181.12**	**181.12**
18,0	450.0 ⇒ **B**	**426.9** ⇒ A_1	2.91	**2.761**	190.92	**181.12**
16.0	450.0 ⇒ **C**	**402.5** ⇒ A_2	3.09	**2.761**	202.5	**181.12**
14.0	450.0 ⇒ **D**	**376.5** ⇒ A_3	3.3	**2.761**	216.48	**181.12**

Figura 3.5: Tabela 2 (Comparação entre variantes da mesma turbina *Tubular*–S)
Pontos Operacionais da versão da Turbina tipo *Tubular*–S com regulação **SIMPLES** (Palhetas do distribuidor ⇒ MÓVEIS) e a versão sem qualquer regulação (Pás do distribuidor e Pás do Rotor ⇒ FIXAS)
✓ Relações entre rotações (n) e vazões (Q_{1-1}) e velocidades unitárias (n_{1-1})

h_{queda}[m]	$\eta_{turbina}$ [%] / PONTO$_{operacional}$		P_{mec} [KW]		ΔP_{mec} [%]
	rotação **fixa** (n_s)	rotação **variável** (n_v)	n_s	n_v	$P(n_v)/P(n_s)$
20.0 (h_{proj})	**89.8 ⇒ A**	**89.8 ⇒ A**	**7050**	**7050**	**—**
18.0	**89.3⇒ B**	**89.8 ⇒ A_1**	**6293**	**6045**	**–3.95**
16.0	**88.2 ⇒ C**	**89.8 ⇒ A_2**	**5537**	**5050**	**–8.8**
14.0	**86.6 ⇒ D**	**89.8 ⇒ A_3**	**4735**	**4135**	**–12.7**

Figura 3.6: Tabela 3 (Comparação entre variantes da turbina *Tubular*–S)
Pontos Operacionais da versão da Turbina tipo *Tubular*–S com regulação **SIMPLES** (Palhetas do distribuidor ⇒ MÓVEIS) e da variante sem regulação contínua (Palhetas do Distribuidor e Pás do Rotor ⇒ FIXAS)
✓ Relações entre rendimentos (η) e produção [W]

h_{queda}[m]	**PONTO**	n_{fixa} [rpm]	Q_{1-1} [m^3/s]	Q [m^3/s]	η [%]	P_{mec} [MW]
20.0(h_{proj})	A	450.0	**2.761**	**40.0**	89.8	7050
18,0	B'	450.0	**3.32**	**45.64**	85.6	6940
16.0	C'	**450.0**	**3.53**	**45.72**	85.2	6115
	C''		**3.83**	**49.63**	**83.9**	**6536**
14.0	D'	**450.0**	**3.78**	**45.82**	84.2	5264
	D''		**3.90**	**47.28**	**83.4**	**5415**

Figura 3.7: Tabela 4 (Velocidade Rotórica **FIXA**)
Pontos Operacionais de uma Turbina tipo *Tubular*–S com **DUPLA** regulação, destacando-se os pontos **C"** e **D"** demonstrativos de operação.
✓ Palhetas do distribuidor e Pás do Rotor ⇒ MÓVEIS

h_{queda}[m]	$\eta_{turbina}$ [%] / PONTO$_{operacional}$		P_{mec} [KW]		ΔP_{mec} [%]
	rotação **fixa** (n_s)	rotação **variável** (n_v)	n_s	n_v	$P(n_v)/P(n_s)$
20.0 (h_{proj})	**89.8 ⇒ A**	**89.8 ⇒ A**	**7050**	**7050**	**—**
18.0	**86.1 ⇒ B'**	**89.8 ⇒ A_1**	**6940**	**6045**	**–12.9**
16.0	**85.4 ⇒ C'**	**89.8 ⇒ A_2**	**6115**	**5050**	**–17.4**
14.0	**84.2 ⇒ D'**	**89.8 ⇒ A_3**	**5302**	**4135**	**–22.0**

Figura 3.8: Tabela 5 (Comparação entre variantes da turbina *Tubular*–S)
Pontos Operacionais da versão da Turbina tipo *Tubular*–S com regulação **DUPLA** (Pás do distribuidor e do Rotor ⇒ MÓVEIS) e da variante sem regulação contínua (Palhetas do Distribuidor e Pás do Rotor ⇒ FIXAS)
✓ Relações entre rendimentos (η) e entre ativos [W]

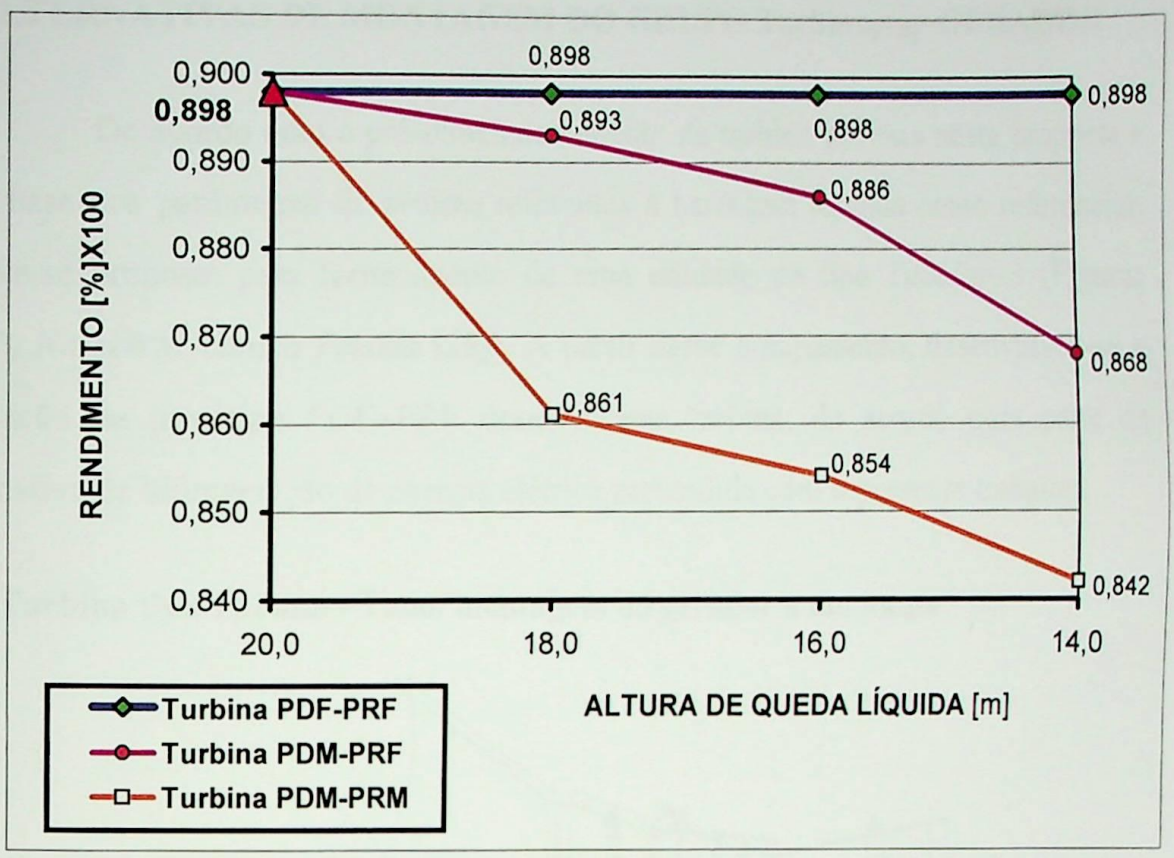


Figura 3.9: Relações h_{queda} x η de variantes da turbina hidráulica *Tubular*–S

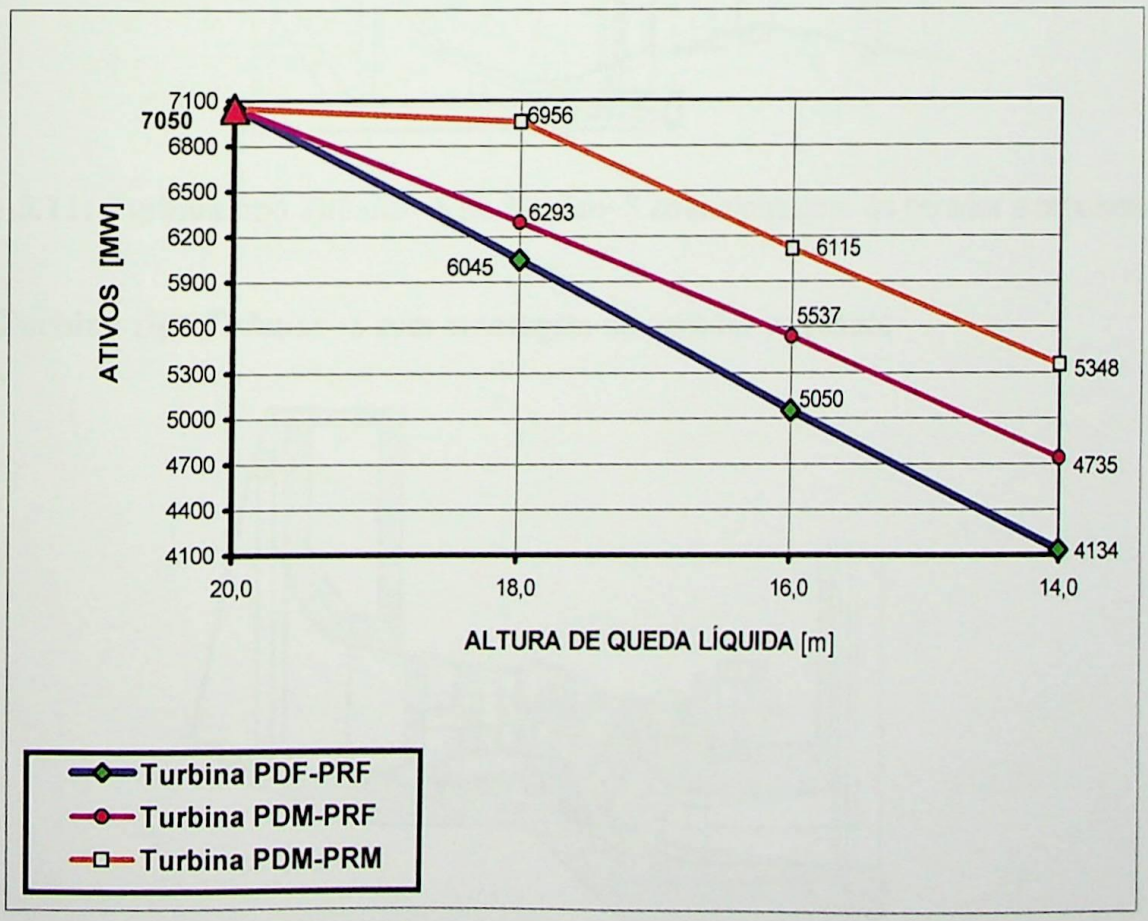


Figura 3.10: Relações h_{queda} x ativos de variantes da turbina hidráulica *Tubular*–S

9) ALTERNATIVAS DE MONTAGEM DO GRUPO $Turbina_{proj}$–GERADOR

De acordo com o pré-dimensionamento da turbina prevista nesta proposta e com base nos parâmetros de projeto referentes à barragem tomada como referencial, obteve-se proposta para fornecimento de uma unidade do tipo *Tubular*–S (Figuras 4 e 5, *Nasseh/Mecânica Pesada* [**25**]). A partir desse equipamento, desenvolveu-se a aplicação do protótipo PD**F**–PR**F** dessa mesma turbina, de acordo com parte da alternativa de hidrogeração de energia elétrica pretendida com o presente trabalho.

9.1) Turbina tipo *Tubular*–S com montagem do gerador a montante

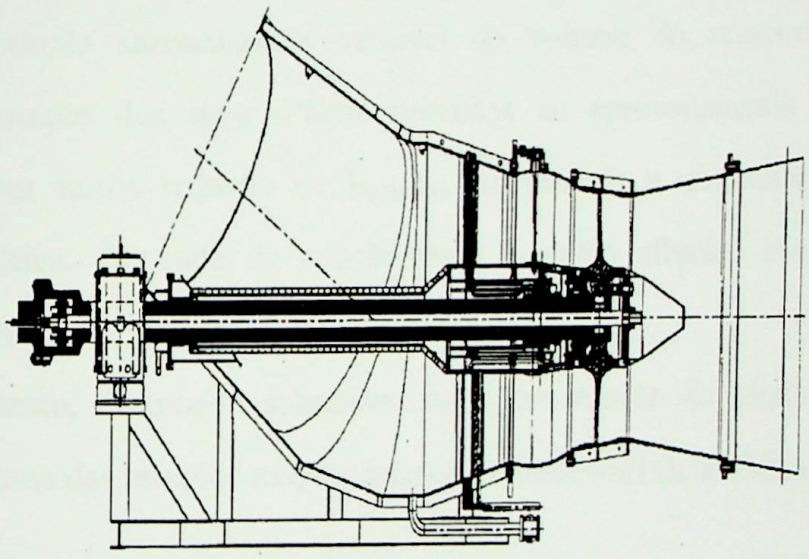


Figura 3.11: Turbina tipo *Tubular*–S ou *Kaplan*–S com montagem do gerador a montante

9.2) Turbina tipo *Tubular*–S com montagem do gerador a jusante

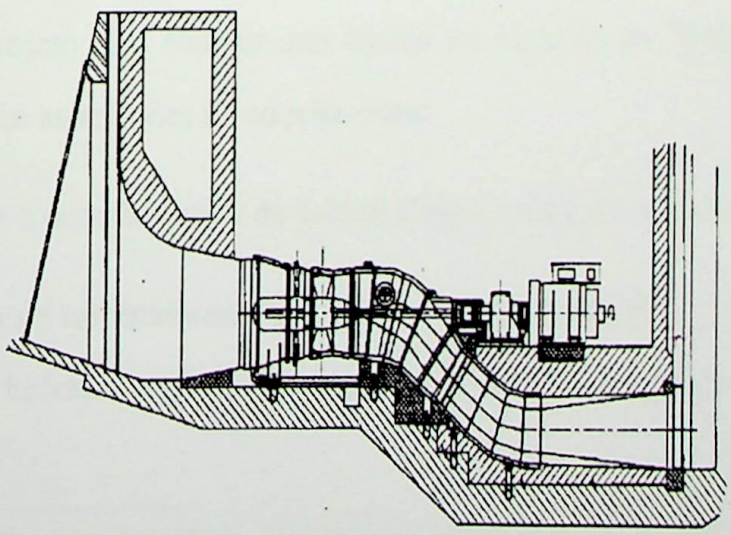


Figura 3.12: Turbina tipo *Tubular*–S ou *Kaplan*–S com montagem do gerador a jusante

10) COMENTÁRIOS

10.1) Os termos operacionais e econômicos preconizados para a proposta de motorização deste trabalho, dispensam recurso(s) de regulação da turbina.

10.2) Nos casos de variação da velocidade rotórica, cabe observar as relações ou pares **nxQ** referentes a alguns pontos tomados da faixa de quedas admitida para a turbina. O limite superior de 20.0 m inclui a máxima *cota de preenchimento do volume vazio ou de espera*, para efeito de especificação da turbina.

10.3) A alocação sazonalmente variável do volume do reservatório, devido a combinação dos usos d'água previstos no aproveitamento múltiplo, pode implicar numa redução de h_{queda}, acarretando a diminuição da produção energética. Depende da relação entre a vazão afluente e a concepção do reservatório.

Entretanto, destaca-se sobremaneira, a manutenção do rendimento (η) para cada uma das relações **nxQ** no intervalo operacional da $Turbina_{proj}$.

10.4) O valor do rendimento obtido para a $Turbina_{proj}$ poderia ser ligeiramente melhor se a rotação correspondente a $\mathbf{Q} = f(h_{proj})$ fosse inferior a n_s.

10.5) O comportamento funcional demonstrado pelo equipamento motriz aplicado neste projeto tem fundamento básico na equação de [6]Bernoulli ao atribuir à gravidade as relações na adução entre:

- ✓ h_{queda} e a pressão (**mca**) da coluna d'água a ela correspondente;
- ✓ A vazão de turbinamento Q_m (Q) e a velocidade do fluxo (interdependentes no circuito hidráulico enquanto se tiver inalterado o diâmetro do rotor da turbina).

---

[6]BERNOULLI, Daniel (1700-1782): sua equação, fundamental na interpretação da dinâmica dos fluidos, foi inicialmente apresentada na sua *Hydrodinamica* em 1738, *Resnick* R., *Halliday* D., FISICA-parte I, Ao Livro Técnico, Rio de Janeiro, 1971

10.6) Devido ao valor de 20.0 m utilizado como h_{proj}, a turbina *Tubular*–S tem velocidade angular relativamente alta em meio aos números que mais tipificam a sua aplicação. A exemplo da turbina do tipo *Kaplan*, é apropriada à faixa de baixas alturas de queda, com limite superior sugerido como 20.0 m.

10.7) Com relação ao binômio **diâmetro x rendimento** da turbina, pode-se dizer que:

$$\text{Se } \eta \uparrow \text{ com } \mathbf{P} \text{ fixa} \Rightarrow \mathbf{Q} \downarrow, \mathbf{d} \uparrow, \$ \uparrow\uparrow$$

10.8) Não obstante a proposta de motorização apresentada neste capítulo, ocorre uma versão mais flexível da Turbina_{proj}, relacionada com a necessidade de recomposição operacional ante transitórios de curta duração, como alívio de carga em *sistemas isolados ou extremamente fracos*.

Essa alternativa consiste num posicionador angular de multifixação determinística ou ajuste discretizado das pás do distribuidor da turbina, por meio de um regulador de velocidade de função descontínua, com a finalidade de ajustar-lhe a vazão correspondente a determinada altura de queda menor do que a anterior, readequando assim, sua potência.

Versão ainda mais elaborada da Turbina_{proj} nesse caso, consistiria na alimentação através do controle desse posicionador angular com dados aquisitados de limnígrafos instalados no reservatório para monitoramento da altura de queda.

Entretanto, condizente com a proposta deste trabalho, é imprescindível a instalação externa à Casa de Força, de bancos resistores para dissipação de excedentes periódicos de produção que haverão de ocorrer. Além disso, é igualmente indispensável a participação da comporta de jusante nos processos de partida e de parada normal e de emergência da unidade.

Capítulo 4 – HIDROGERADOR DE VELOCIDADE AJUSTÁVEL

Noções básicas

1) ROTAÇÃO FIXA x VELOCIDADE (frequência) AJUSTÁVEL

A grande maioria das fontes de geração hidrelétrica está equipada com alternadores síncronos de polos *salientes*, tendo que funcionar sob velocidade fixa, imposta reciprocamente pelo seu número de polos girantes e pela frequência das redes às quais são integradas. Se essa condição por um lado reforça princípios eletromecânicos e hidráulicos voltados à geração clássica de eletricidade com rotação constante, por outro cria dificuldades no que se refere ao desempenho operacional do conjunto turbina-gerador sujeito a variações de sua velocidade síncrona ou ótima.

A imposição dessa constância estimulou o desenvolvimento primoroso de reguladores de velocidade da turbina e de outros dispositivos indispensáveis à sua supervisão e controle. Da mesma forma, promoveu o gerador síncrono através da rapidez e precisão de seus elementos de excitação e proteção elétrica de grande confiabilidade. Nos últimos anos, entretanto, o dogma da velocidade fixa tem sido reavaliado visto que a relação custo/eficácia dos recursos das regulações do conjunto, em particular da turbina, não têm como satisfazer determinadas condições operacionais extremas que podem se formar na barragem e/ou por contingências do sistema. São situações que afetam a premissa de geração síncrona, por acarretarem inevitavelmente, a descontinuação de suas funções.

Por conseguinte, têm se sucedido iniciativas de controle eletroeletrônico na formulação de sistemas de geração síncrona capazes de assimilar alterações operativas por conta de diferentes velocidades mecânicas do rotor da turbina. A meta de rotação síncrona em processos distintos de conversão eletromecânica de energia tem incentivado o desenvolvimento de inúmeros projetos envolvendo a aplicação de conversores eletrônicos de frequências.

***Gish* et al** [26] publicaram um trabalho pioneiro em 1981, que serve de referência a boa parte da literatura sobre o assunto. Nele propuseram a utilização conjunta de uma máquina de indução de rotor trifásico e um cicloconversor a tiristores SCR com o objetivo de hidrogeração sob rotação variável, a qual atribuíam a alterações de queda ou carregamento elétrico. À época já chamaram a atenção para a economia e flexibilidade desse arranjo na solução da hidrogeração com turbinas reguláveis em aproveitamentos hídricos de parâmetros operacionais variáveis. Relacionando-o com o gerador síncrono convencional, verificaram além da facilidade de sincronização, a rápida recomposição da *capabilidade reativa* da máquina ante solicitações do sistema e no atendimento isolado de cargas sem alteração da freqüência do sinal de saída parametrizado.

Hutarew [27] relata a experiência com uma PCH de 980.0 KW comissionada em 1991 na Alemanha com a tecnologia de velocidade ajustável. É equipada com duas turbinas do tipo *Tubular*–S duplamente reguladas, com 1.90 m de diâmetro e engolimento de 12.0 m^3/s cada. Como no caso acima, a vazão e o rendimento da turbina, sujeita à variação da altura de queda, são compensados pela ação do sistema regulador de velocidade.

Afora seu propósito industrial, a instalação tem servido como laboratório de operações com e sem assistência do conversor de freqüências, e, além disso, se presta a comparações entre o desempenho do modelo e da própria turbina, simulada como outras versões "horizontalizadas" do protótipo *Kaplan* que lhes dá origem.

No caso, o sistema de conversão do sinal de frequência variável se constitui de um conjunto retificador/inversor a tiristores. Nessa ordem e com sua operação intermediada por um *elo de corrente contínua*, produz um sinal secundário de tensão com amplitude e frequência constantes.

Hutarew enfatiza as vantagens técnico-econômicas do sistema conversor aplicado, destacando a superação de sistemas de multiplicação de velocidade ou de

Hutarew enfatiza as vantagens técnico-econômicas do sistema conversor aplicado, destacando a superação de sistemas de multiplicação de velocidade ou de dupla regulação da turbina, a qual, evidentemente, não garante a máxima produção energética em condições operacionais adversas no eixo.

Portanto, isso sugere que a menos de limitações técnicas e econômicas, *as vantagens da resolução da freqüência proporcionada por técnicas de velocidade ajustável não prescindem necessariamente do ajuste da rotação da turbina através de seus elemento(s) de regulação eletrohidráulica.* Ao menos, não antes de analisar os seguintes aspectos do aproveitamento hidrelétrico:

✓capacidade

✓seu *benefício* (participação) em relação ao sistema e à própria cascata da qual faz parte, o que pode exigir respostas inerciais e/ou períodos sazonais de grandes alterações do nível de seu reservatório

✓avaliação energética em meio às circunstâncias operacionais que balizam a viabilização de sua implantação

Warneke [**23**] expõe a conversão eletromecânica de energia obtida a partir de uma *fonte eólica* com capacidade instalada total de 3.0 MW. É naturalmente sujeita à variação da intensidade do vento (cap. 3). Do mesmo modo, a instalação conta com geradores de dupla alimentação com velocidade ajustável por meio de cicloconversor aplicado ao rotor de cada uma das unidades, permitindo uma operação flexível o suficiente para interações sazonais de potência ativa com a rede que as integra.

–Ao contrário, apesar do método preciso e ferramentas modernas para previsão de ventos, entende-se que a intermitência típica dessa fonte motriz, além da inércia da massa rotativa do conjunto, não pode assegurar respostas de módulo ativo à unidade–.

qualidade e confiabilidade da eletricidade servida (frequência e amplitude estáveis da tensão nominal), além de preço competitivo.

Empresas públicas e particulares de energia elétrica japonesas buscam o aumento de eficiência com custos menores e maximização do retorno financeiro. O problema é multidisciplinar e tem ainda as seguintes implicações:

✓leis de preservação ambiental, cada vez mais restritoras

✓movimento de desregulamentação e privatização do setor elétrico

✓recomendação oficial quanto a redução da importação de combustíveis fósseis

Uma das saídas para o problema tem sido a construção de centrais hidrelétricas reversíveis de médio e grande portes, nas quais a aplicação de geradores síncronos de velocidade ajustável é sucesso tanto na operação mais eficiente do aproveitamento, quanto pela flexibilização que emprestam à estabilidade de um sistema de potência que tem que depender menos do suporte cíclico de usinas térmicas.

Além de outros na Espanha, Alemanha e Estados Unidos, geradores síncronos de velocidade ajustável com capacidades de 25.0, 82.0 e 400.0 MW têm operação comercial normal no Japão desde 1987, 1991 e 1993, respectivamente.

O princípio funcional dessas máquinas é idêntico ao do hidrogerador aqui proposto, embora, nesses casos, além do controle da excitatriz, o esquema lógico atue simultaneamente, também no distribuidor das turbinas, reguláveis em todas essas aplicações.

Na outra ponta da solução, investem na reabilitação e/ou remotorização e modernização de algumas hidrelétricas utilizando o molde tecnológico da velocidade ajustável. O custo destas alternativas depende das instalações originais da usina e do sítio onde se encontram, dadas as implicações de ordem civil, principalmente (***Byers*** [29]).

1.1) Considerações de Ordem Eletromecânica

O conceito de *máquina duplamente alimentada*, *de dupla alimentação* ou *de rotor bobinado* resulta da aplicação ao seu estator do sinal trifásico à frequência da rede na qual está integrada como gerador; e de um outro, de menor frequência, suprido por um conversor estático ao campo do rotor, de modo à *resolução contínua da velocidade síncrona*. Dessa forma, quando integrada ao sistema de potência de frequência fixa, a máquina se comporta exatamente como um gerador síncrono.

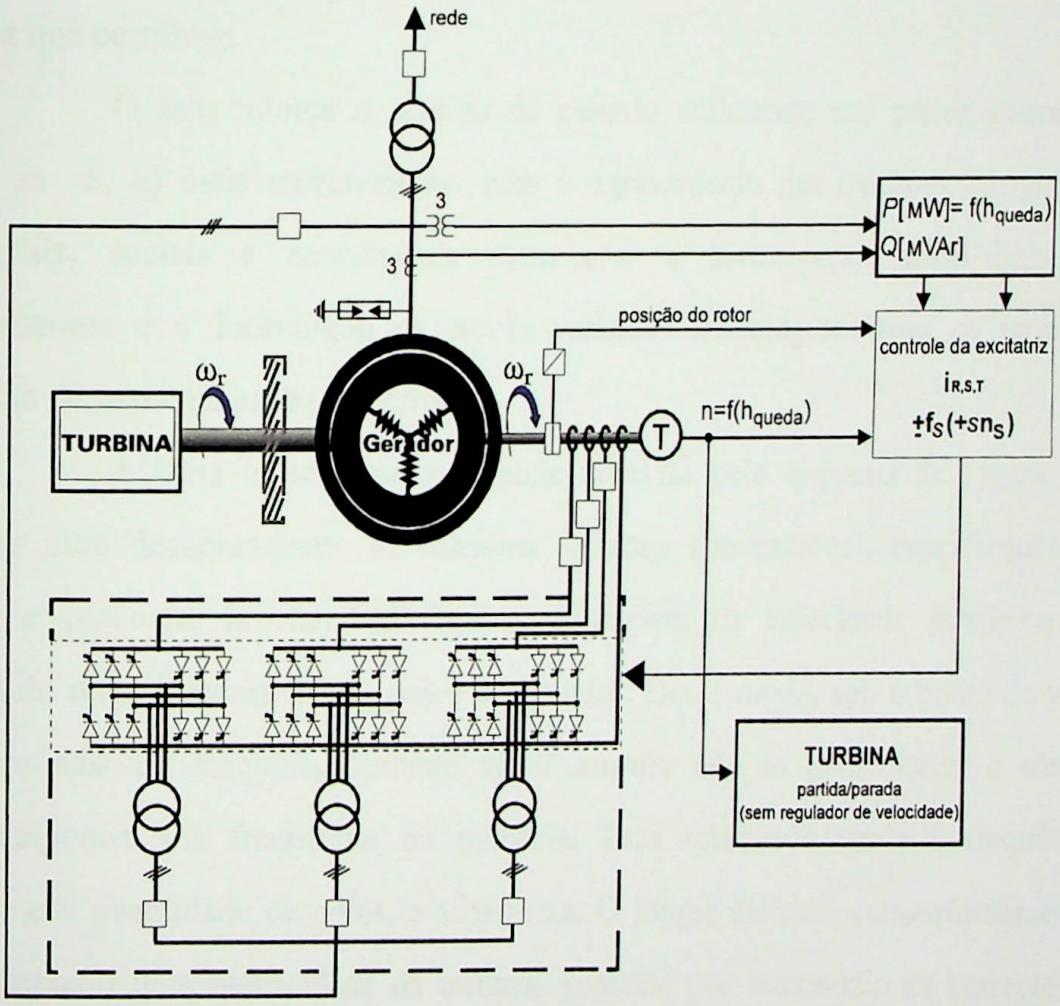


Figura 4.1: Concepção Eletromecânica do Conjunto Turbina-Gerador
(Diagrama Esquemático Simplificado)

Considerações sobre *i*) a excitação tradicional do gerador síncrono, quer estática ou indireta tipo brushless de diodos rotativos e dinâmica assimétrica; *ii*) os esquemas existentes de conversão de frequência, e *iii*) os dispositivos

dispendiosos de regulação da turbina, conduziram à idéia de uma forma operacional suposta flexível e menos complexa para o conjunto turbina-gerador idealizado neste trabalho. O evento desse pretenso método de controle levou a analisar de forma promissora as possibilidades técnicas e econômicas dos equipamentos similares originais, à disposição no mercado.

Da literatura consultada, muito poucas são as publicações que reportam experiências com grupos do tipo "máquina de rotor trifásico bobinado em **Y** (*wound rotor ou doubly-fed induction machine*)–cicloconversor", aplicados sob rotação variável na produção de diferentes blocos energéticos à frequência nominal da rede elétrica que partilham.

O fato reforça o sentido do cenário enfatizado nas partes anteriores. Como se vê, só mais recentemente, com o agravamento das questões energéticas, ambientais, sociais e econômicas, detonou-se a investigação dessa linha de equipamentos e a formulação de novas variantes tecnológicas para os mesmos, até então de vasta aplicação industrial.

A idéia básica, como se pode observar pelo esquema da Figura 4.1, consiste num desdobramento da máquina síncrona convencional, cuja frequência, torque e potência, previamente fixadas, dependem da velocidade *mecânica* do rotor e do número constante de polos do gerador. Desse modo, sob o ponto de vista dos terminais da máquina, portanto *eletricamente*, não se pode variar o torque nem tampouco sua freqüência ou potência. Essa rotação é atada à frequência da rede e à quantidade de polos, e vice-versa. O torque elétrico, conseqüentemente, é determinado pela motricidade da turbina. Somente por intermédio da corrente de campo da máquina, –única grandeza que pode ser alterada–, é possível controlar o seu reativo. Contudo, não a *potência ativa*, a reboque da condição operativa da unidade motriz *no caso da proposta deste trabalho*, onde a vazão da turbina hidráulica é função unívoca da pressão manométrica estabelecida pela altura de queda vigente periodicamente.

No caso presente, como se pode observar na Figura 4.1, a excitação do induzido trifásico provém de um sistema de retificação de onda completa em operação multi-quadrante. Compõe-se o mesmo de três pontes trifásicas de doze tiristores cada uma, cujos lados ligados à rede são alimentados individualmente por transformadores abaixadores de força de dois enrolamentos. Ao mesmo tempo, esses transformadores do sistema de excitação têm a função de limitar correntes de falhas de comutação ou de curto-circuito. Proporcionam ainda a isolação galvânica das pontes entre si e o sistema.

Do lote de anéis deslizantes em torno do eixo rotórico do conjunto turbina-gerador mostrado na Figura 4.1, três constituem o coletor associado ao propósito de excitacão trifásica do campo rotórico pelo cicloconversor, que determina a freqüência, amplitude e ângulo de fase das correntes de excitação. Outro serve à transdução ou sensoreamento da posição eletrica do rotor, que junto com a monitoração contínua de seu posicionamento elétrico subsidiam parcialmente a lógica de controle do conversor; e o último resulta aqui de proposta de releamento de proteção diferencial das correntes residuais na interligação projetada entre o neutro do enrolamento rotórico e o retorno do cicloconversor. Por sua vez, a "*caixa preta*" representa o esquema lógico de aquisição de dados e de controle do conversor de frequências.

Através da atuação de microprocessadores de controle, na qual se destaca o programa computacional de gerenciamento, as pontes conversoras fornecem um sistema de fasores que depende da posição e da freqüência instantâneas do rotor.

De acordo com a condição operacional da turbina hidráulica de rotação variável à qual está acoplado, o gerador terá sua *capabilidade* (P[MW]xQ[MVAr]) e a velocidade angular de seu campo girante ajustadas dentro de uma faixa balizada pelo seu escorregamento elétrico ($\pm s$ [%]) em relação à freqüência do sistema ao qual está acoplado. A parcela diferencial de freqüência, então relacionada pelo

escorregamento da máquina, é igualmente suprida em corrente alternada pelo cicloconversor ao campo magnético rotórico, girante então à velocidade n.

A aplicação dessa máquina como gerador síncrono tem sido estimulada na medida do refinamento operacional obtido ao longo do tempo com a evolução técnica e diminuição dos custos dos *softwares* e, destacadamente, dos componentes de *hardware*. Em paralelo, o desenvolvimento vertiginoso e a variedade de dispositivos eletrônicos de potência, particularmente os semicondutores, bem como de sistemas lógicos de controle digital associados a microprocessadores, oferecem condições cada vez mais propícias para implementação de propostas nessa linha.

1.2) Princípios de Funcionamento da Máquina Síncrona

Os geradores síncronos de velocidade ajustável se baseiam no mesmo conceito dos convencionais de velocidade fixa. Na máquina de corrente alternada convencional, tanto o campo (*fmm*) de excitação, –fixo em relação ao enrolamento *cc* do rotor–, quanto o campo girante do estator, à frequência da rede, contra-exercem mutuamente um torque. Fasorialmente, como gerador, o campo do estator é atrasado em relação ao do rotor, porém, atrelados entre si, giram à velocidade síncrona. Como motor (motobomba), ocorre o inverso.

Numa máquina síncrona tradicional, com um número **p** de de polos, a velocidade da rotação do campo Ψ_s do estator é estipulada somente pela frequência do sistema elétrico, que impõe o regime síncrono. O fluxo do rotor Ψ_r, ao redor do cilindro rotórico e fixo em relação a ele, resulta da excitação do campo com corrente contínua. Pela interdependência operacional de ambos, $(2\pi n)_r=(2\pi f/p)_s$, fica inviabilizado o processo de geração síncrona tradicional se $n \neq n_s$.

Na Figura 4.2, a seguir, tem-se o croqui de uma máquina elétrica de dois polos girantes, seja síncrona ou motor de indução. O *estator* é configurado com um enrolamento de três bobinas separadas entre si por 120° em tôrno da circunferência do entreferro.

Alimentado com corrente trifásica à frequência de 60.0 Hz, produzirá um campo magnético Ψ_s a 3600 [rpm] com base na seqüência girante e no equilíbrio do sistema trifásico que compõe.

Por outro lado, ao se excitar com corrente contínua a única bobina disposta no rotor da máquina girante convencional, obtém-se um campo Ψ_r, fixo em relação a esse induzido. Por enlace, o fluxo Ψ_s do estator, atrelado à rede trifásica de velocidade fixa, ao girar arrasta o campo Ψ_r e, por conseguinte, o próprio rotor da máquina elétrica.

O campo resultante nesse caso revolve no entreferro da máquina à velocidade fixa de 3600.0 [rpm]. Analogamente, o princípio mostra ainda, que se ao invés desse enrolamento único, disposto no rotor e excitado com corrente contínua, instalar-se um arranjo trifásico como aquele do estator, com três bobinas acomodadas a intervalos de 120^o, e alimentá-lo com corrente alternada a 10.0 Hz, p. ex., –estabelecendo-se assim, um esquema elétrico de dupla alimentação em corrente alternada–, obtém-se um campo girante com 600.0 rpm. Neste caso, observa-se a partir do induzido que o campo do estator, a 3600.0 rpm, arrasta o rotor à velocidade de 3000.0 rpm.

Dessa forma, pode-se concluir que, na medida em que se puder alterar a faixa de freqüências do sinal com que o conversor supre de modo complementar o rotor, a velocidade e a característica *torque* x *velocidade* do gerador, podem, *teoricamente*, ser ajustadas (atualizadas, recompostas) conforme a necessidade.

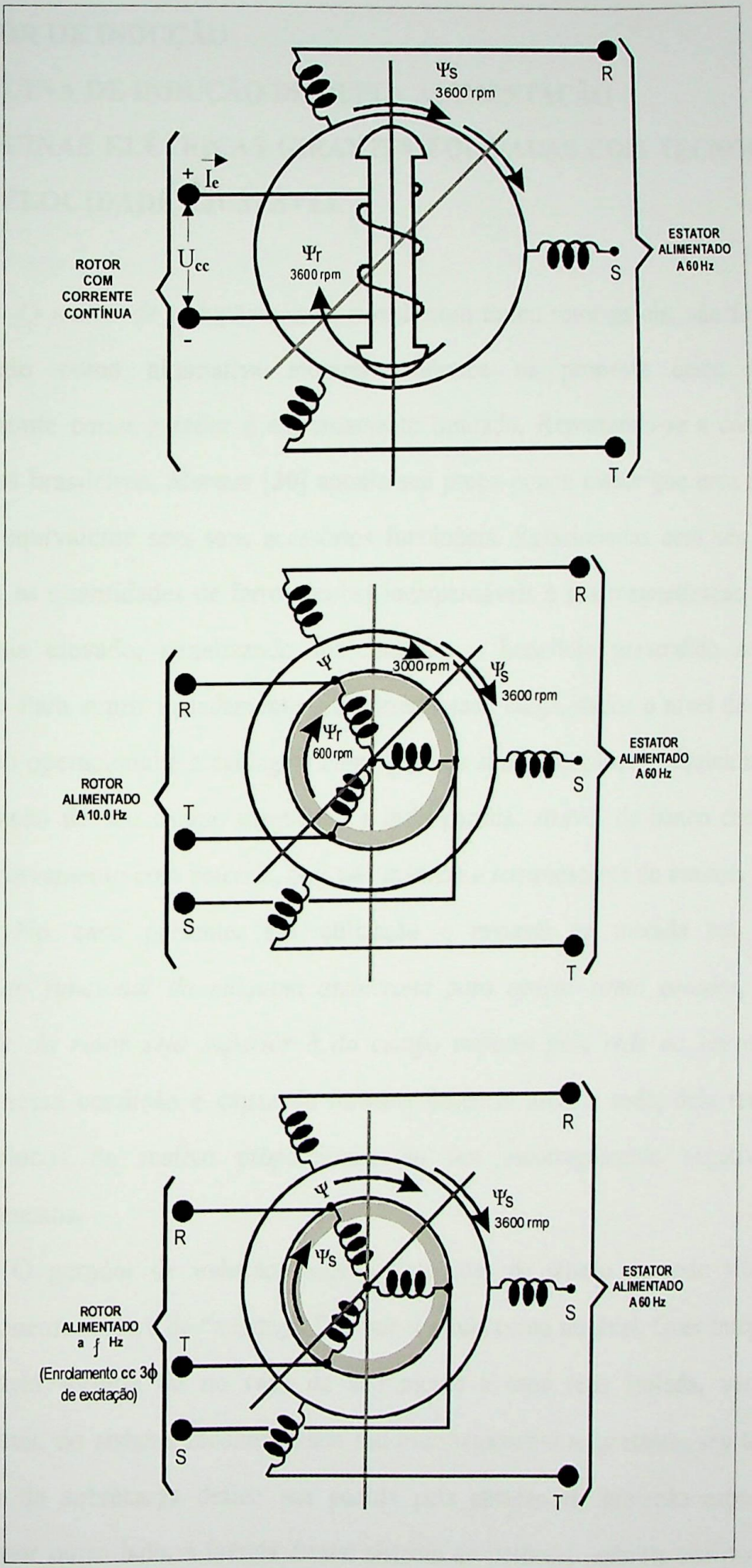


Figura 4.2: Relações entre campos magnéticos girantes no entreferro da máquina

2) MOTOR DE INDUÇÃO

MÁQUINA DE INDUÇÃO DE DUPLA ALIMENTAÇÃO

MÁQUINAS ELÉTRICAS GIRANTES EQUIPADAS COM TECNOLOGIA DE VELOCIDADE AJUSTÁVEL

O *motor de indução* convencional, com típico rotor gaiola, não foi sequer considerado como alternativa técnico-econômica na proposta deste trabalho. Seu horizonte como gerador é extremamente limitado. Reportando-se a consultas a fabricantes brasileiros, ***Moraes*** [30] aponta seu preço pouco maior que uma máquina síncrona equivalente sem seus acessórios funcionais. Relacionadas com seu porte e objetivos, as quantidades de ferro e cobre indispensáveis à sua magnetização dão-lhe preço mais elevado, penalizando sobremaneira o benefício pretendido com sua aplicação. Para suprir isoladamente uma determinada carga, dados o nível de tensão, a condição operacional e a cablagem empregada na sua aplicação, a máquina impõe a recomposição de seu campo magnético a cada partida, através de banco capacitivo ou via escorvamento com baterias, pois não mantém o remanescente do mesmo.

No caso presente, sua utilização é inviável na medida em que é *prérequisito funcional da máquina assíncrona para operar como gerador, que a velocidade do rotor seja superior à do campo imposto pela rede ao seu estator.* Somente nessa condição é capaz de fornecer potência ativa à rede, dela retirando sempre blocos de reativo proporcionais ao seu escorregamento negativo em relação à mesma.

O gerador de indução reage a flutuações de tensão na rede alterando sua componente reativa de "excitação", o que o rotula como instável. Quer integrados a uma barra infinita ou no caso de suprimento a uma rede isolada, variações da frequência do sistema recondicionam seu escorregamento e, portanto, seu torque: o módulo da sobrecarga define sua parada pela atuação de proteção específica; enquanto por outro lado, a inércia de *um* sistema de potência reabilita seu ponto de equilíbrio operacional permanentemente.

A exemplo do motor de indução, a *máquina de rotor bobinado* ou de *dupla alimentação* conserva sua construção robusta. Sua manutenção praticamente se restringe à troca dos anéis de deslizamento no coletor. Em princípio, tem vantagem econômica em relação à máquina síncrona tradicional, devido ao alto custo que têm o sistema de excitação e a construção típicas da convencional, *invariavelmente dotada de polos salientes na sua aplicação como hidrogerador.* Entretanto, no caso presente, a aplicação da máquina de rotor bobinado como gerador de velocidade ajustável implica num conversor de frequências dotado com pontes retificadoras e/ou inversoras associadas individualmente a transformadores de força.

A respeito das características e controle (excitação) do *gerador de velocidade ajustável* ou da frequência variável da sua tensão de saída, pode-se dizer que: ***construtivamente, é o retrato da máquina de indução de rotor com enrolamento trifásico; eletromagneticamente se confunde com a máquina síncrona convencional.***

Stemmler *et al* [31] afirma que a operação de usinas reversíveis onde a relação entre h_{queda} máximo e mínimo é maior que 1.5, só é possível com a resolução proporcionada pelo gerador de polos variáveis (reversíveis) ou com o de velocidade ajustável.

2.1) Controle Operacional da Máquina de Velocidade Ajustável

Além da máquina síncrona de polos reversíveis ou variáveis, duas outras técnicas tornam factível a resolução do torque, freqüência e potência da máquina sincronizada com a rede: aplicação de conversor de freqüências ao estator ou ao rotor.

O projeto da máquina síncrona de polos reversíveis ou variáveis difere de forma radical da máquina síncrona convencional. É usual a utilização de dois estatores independentes, associados individualmente a cada um de dois rotores distintos entre si pelos números diferentes de polos. É dotada de duas velocidades discretas de tal forma que somente com determinadas combinações dos enrolamentos é possível alcançar as velocidades especificadas. Por isso, ***Butler*** [32] prefere chamá-la de

máquina de velocidade incremental, recomendando sua aplicação em reservatórios com dinâmica operacional contínua na ordem de ± 30% em relação à altura de queda de projeto da turbina.

No segundo artifício, destaca-se a possibilidade de intervalo extenso de variações da rotação em torno de n_s. Contudo, o conversor de freqüências neste caso, deve ter capacidade pelo menos igual à da máquina, o que leva a sua desconsideração, reforçada pelas suas prováveis dimensões. No último, quer o equipamento *indireto*, dotado de elo intermediário em *cc*, indicado para variações de até 100% da velocidade síncrona [**33**]; ou de *ação direta*, o chamado conversor *ca-ca* ou *cicloconversor*, basta-lhe atribuição de ativo correspondente à máxima potência de escorregamento da máquina, pequena fração de sua capacidade nominal, ainda assim delimitada operacional e economicamente. Além de tudo, no cicloconversor é baixa a tensão a ser induzida no rotor, com corrente trifásica de excitação a pleno.

A máquina síncrona tradicional tem corrente alternada no enrolamento estatórico e contínua no seu rotor *mono*bobinado. Na máquina síncrona de *velocidade ajustável*, duplamente excitada, ambos os campos são alimentados com corrente alternada: uma suprida pela rede à qual o estator da máquina está inserido; a outra, produzida e suprida pelo inversor ao enrolamento de campo. Em princípio, pela concepção, similaridade operacional, controle do sistema de excitação e arranjos eletromagnético e construtivo, pode-se considerá-la como imagem da máquina síncrona convencional. Ao se aplicar ao estator um sinal de potência sob freqüência constante e ao rotor bobinado um outro, secundário, de menor freqüência, o equipamento comporta-se como máquina síncrona. Espacialmente, os polos da máquina, ao invés de um posicionamento eletricamente fixo em torno do rotor, podem se "movimentar" em ambas as direções por meio de uma alteração da seqüência de fases e da freqüência da excitação em *ca* aplicada ao enrolamento trifásico do induzido.

Em outras palavras, o que se observa é que o cilindro rotórico pode se deslocar numa ou noutra direção em relação aos polos, acarretando como na

interpretação anterior, a *subtração* ou *adição* de velocidade pelo cicloconversor ao campo da máquina, sincronizado com o fluxo do estator, à freqüência da rede elétrica. A versatilidade operacional desse tipo de gerador, ora *supersíncrona*, ora *subsíncrona*, se faz através do controle da freqüência, magnitude e deslocamento angular do sistema trifásico de correntes de alimentação do seu rotor.

2.2) Excitatriz Trifásica

Cicloconversor, Conversor Direto de Freqüências ou Conversor *ca-ca*

A excitatriz trifásica constitui fonte regulável de corrente alternada que se compõe a partir da seqüência de sinais de corrente contínua (variação da amplitude, da freqüência e da seqüência de potenciação das bobinas ou fases do enrolamento de excitação).

No início deste trabalho ocorreu a idéia de um sistema de excitação para essa máquina com atuação distinta da sistemática típica do conversor direto *ca-ca*. Pensou-se na alimentação ou excitação trifásica do campo do rotor da máquina elétrica a partir de um *gerador estático de formas de onda em corrente contínua*, que dessa forma e a exemplo do cicloconversor convencional, simularia ondas senoidais de tensão a partir de seções das grandezas de entrada. De tal modo, que o estabelecimento do campo da máquina aconteceria então como função de uma composição de trechos de corrente obtidos com a comutação dos tiristores através do esquema lógico de disparo e fim de condução nas pontes conversoras.

O controle efetivo da largura e da amplitude impostas aos pulsos de saída das mesmas, ajustando-se o período de condução dos tiristores, implicaria na utilização da técnica de PWM, método em que a freqüência de chaveamento é constante, naquilo que se imaginou como um refinamento do complexo esquema de retificação/inversão usual. [1] ***Warneke*** afirma que tal sistema operaria, embora o tenha inviabilizado porque incorre necessariamente na aplicação de GTOs, tiristores auto-comutáveis, de custo ainda mais elevado com relação a outros semicondutores. ***Warneke*** recomenda ainda, a

[1] ***Warneke*** O., SIEMENS/KWU FR2, Erlangen/Alemanha: consulta técnica via correspondência

utilização do cicloconversor a tiristores para conversores de frequência convencionais, destacando o fato de serem *economicamente viáveis*, dados os arranjos de potência que permitem quando associados a geradores de capacidade nominal maior que 3.0 MW e sob variação de velocidade rotórica à volta de 0.15 n_s. Por outro lado, por razão econômica, desaconselha a aplicação de conversores com semicondutores tipo GTO e IGBT controlados com técnica de PWM na regeneração da frequência de geradores de indução com rotor gaiola de capacidade menor que 3.0 MW.

A aplicação de tecnologia de velocidade ajustável a hidrogeradores incorre na necessidade de utilização de conversores estáticos de frequência que impõem a independência entre as fontes de alimentação de qualquer dos esquemas de conversão, quiais sejam: *i*) da rede para o conversor; e *ii*) do conversor para a máquina. Isto explica a necessidade de um transformador de força para cada uma das pontes do sistema trifásico de entrada do conversor.

Warneck **[33]**, ***Trautner e Wick*** **[34]**, ***Dirr*** *et al* **[35]** relatam que apenas dois tipos de conversores estáticos de frequência têm aplicação em escala industrial no controle da velocidade de hidrogeradores:

✓O *conversor com elo intermediário de corrente contínua* associado ao estator da máquina síncrona do tipo brushless, é recomendado no caso de grandes blocos energéticos e variação elevada da rotação da máquina. Este tipo de conversor combina pontes de diodos (conversor não controlado) ou de tiristores (conversor controlado) através de um elo intermediário representado por reatores de corrente contínua. Uma das pontes ou conversores é ligada à rede que norteia seu processo de sincronismo e a comutação dos semicondutores em seus braços. A outra ponte está associada ao lado da carga representado pela máquina síncrona e seus tiristores são controlados pela tensão da própria máquina. Neste tipo de conversor a corrente é retificada, filtrada e em seguida invertida na parte do conversor ligada a rede.

Os reatores servem ao alisamento ou filtragem do sinal retificado, e junto com as reatâncias do lado de corrente alternada, inclusive dos transformadores de força, limitam o efeito de curtos-circuitos e de falhas de comutação até que os dispositivos

específicos de proteção bloqueiem a corrente e disparem os disjuntores do conversor.

Ao contrário do grupo formado pela *máquina de indução de dupla alimentação* associada ao *cicloconversor*, o conjunto acima não fornece potência reativa. Na verdade, se constitui numa carga reativa demandando níveis adequados da mesma no lado da carga. Isso significa que o estado operacional da máquina síncrona nesta aplicação tem que ser sempre super excitado. Dessa forma, sua utilização no caso de suprimento a um sistema isolado se complica no aspecto econômico, dado a necessidade de compensação reativa por meio de bancos capacitores.

O cicloconversor é utilizado como excitatriz de máquinas síncronas convencionais ou assíncronas de velocidade ajustável, sujeitas a variações de velocidade de pequena escala. Tais grupos devem contar com a previsão de coletor e escovas para efeito de excitação. É indicado no caso de baixas velocidades rotóricas e, igualmente, no tratamento de grandes blocos energéticos. Desse modo, compromete parte da componente reativa de sua capabilidade com a própria máquina de indução e na sua auto-alimentação, situações que devem ser avaliadas quando de especificação.

2.2.1) Princípio de Operação do Cicloconversor

O princípio de operação do cicloconversor reside no controle do ponto ao longo de um ciclo em que cada tiristor é ativado a conduzir. No caso presente, cada fase do enrolamento de campo é excitada através de um conversor reversível do tipo "*livre circulação de corrente*", dado a existência de um retorno ligado ao neutro do rotor.

O equipamento, basicamente, executa a construção (arranjo) eletrônica de sinais senoidais de corrente defasados de 120^{o} entre as saídas de suas três pontes reversíveis de conversão (retificação/inversão). Sua função é converter de forma *direta*, sem elos intermediários, numa única etapa, um sinal de entrada em corrente

alternada em um outro também pulsante, porém, "constuído", controlado e de frequência menor.

O tempo de reversão comparado com o período T das senoides compostas é desprezível na faixa de freqüência a que se destina sua aplicação. Daí, a denominação *reversível*, que representa um conversor com uma única conversão energética e onde os fasores das correntes de saída podem assumir diversas posições em relação à tensão com base na sua sistemática operacional, a qual consiste na variação contínua do instante de disparo dos tiristores que constituem suas pontes de conversão.

No diagrama esquemático *proposto* na Figura 4.1, o circuito de potência da excitatriz é constituído de três pontes conversoras comutadas pela linha, cada uma com 12 tiristores polarizados inversamente ou ligados de forma *anti-paralela* seis a seis. Configurados desse modo, combinam pulsos que a cada meio-ciclo, consecutivamente, dão forma senoidal às porções convertidas do sinal de entrada que vão excitar a fase/bobina do rotor associada num determinado instante pelo *software* de controle a um dos braços da ponte então ativa.

De forma básica, o processo funcional do cicloconversor ou "conversor de estágio único" pode ser explicado através da figura de um adaptador *ca/cc*, desses utilizados por exemplo, na alimentação de um aparelho sonoro: se a tensão e a polaridade do sinal de saída em corrente contínua desse pequeno conversor de onda completa fossem *manipuladas* por meio de um *dimmer* e de uma chave comutadora, resultaria um sinal de corrente alternada, de amplitude variável e freqüência menor que a da rede que supre o seu sinal de entrada, então recomposto manualmente.

Encarado desse modo e tendo-se em conta uma referência de tempo, pode-se interpretar e comparar a *atuação do cicloconversor* com a *habilidade manual de chaveamento* num segundo. Analogamente, dadas as suas propriedades e capacidade de converter o sinal trifásico de entrada, a comutação controlada de corrente entre tiristores pela linha em cada ciclo, chamada *natural*, implica assim em freqüência do sinal de saída menor que a do sinal de entrada tratado pelo conversor de freqüências.

O cicloconversor passou a ser alvo de pesquisa quanto a sua combinação com geradores assíncronos por causa da comprovada gama de vantagens operacionais e econômicas que o conjunto assim formado poderia proporcionar na geração síncrona não convencional de energia elétrica. No caso, o maior benefício consiste no reajuste do desempenho do gerador de velocidade ajustável de forma contínua e "à vontade entre limites operacionais", adaptando-se assim à dinâmica operacional do aproveitamento hídrico.

Teixeira [36] informa que a grande vantagem do cicloconversor por funcionar com o fluxo de potência nos dois sentidos, é contraposta em alguns casos por dificuldades operacionais. Por exemplo, se o barramento do sistema elétrico é isolado e a tensão rotórica provir de realimentação de potência estatórica, torna-se praticamente impossível a aplicação de um cicloconversor no caso. Isso se deve à imprecisão daí advinda para definição de ângulos de disparo. Tal acurácia está associada às harmônicas de tensão induzida. Para esse caso, deve-se optar por uma ponte não controlada e um sistema à base de técnica de PWM para efeito de controle da tensão e freqüência.

Na prática, um conversor de frequências não é controlado por alteração direta da tensão *cc* de controle do ângulo de disparo de seus tiristores. De modo geral, como observado em alguns diagramas ([33], [35], [37]), a existência de um dispositivo com base na variação senoidal das correntes de saída, pode produzir a amplitude e a temporização (retardo ou avanço) do sinal de tensão *cc* que determina o disparo do semicondutor.

Como se pode observar na Figura 1, o cicloconversor consiste basicamente de um arranjo de pontes de doze tiristores em cada conversor reversível. Esses dispositivos retificadores têm seu disparo logicamente controlado através da modulação temporizada das tensões de linha e pelos dados aquisitados do próprio sistema de excitação e da rede. A proposta de monitoramento e controle contínuos dessas grandezas, como apresentado na Figura 4.1, tem por base a função GS (Ground Sensor) de proteção de sistemas elétricos.

Pelly **[38]** instrui que através de controle apropriado, é possível variar continuamente a amplitude e frequência do sinal de saída. No entanto, a necessidade de comutação natural de corrente entre tiristores acionados consecutivamente, impõe frequências de saída com banda menor que as de entrada. O processo de conversão, representado pela sequência de operações de chaveamento já exposta, se dá em apenas um estágio *ca-ca*, o que torna esse equipamento vantajoso.

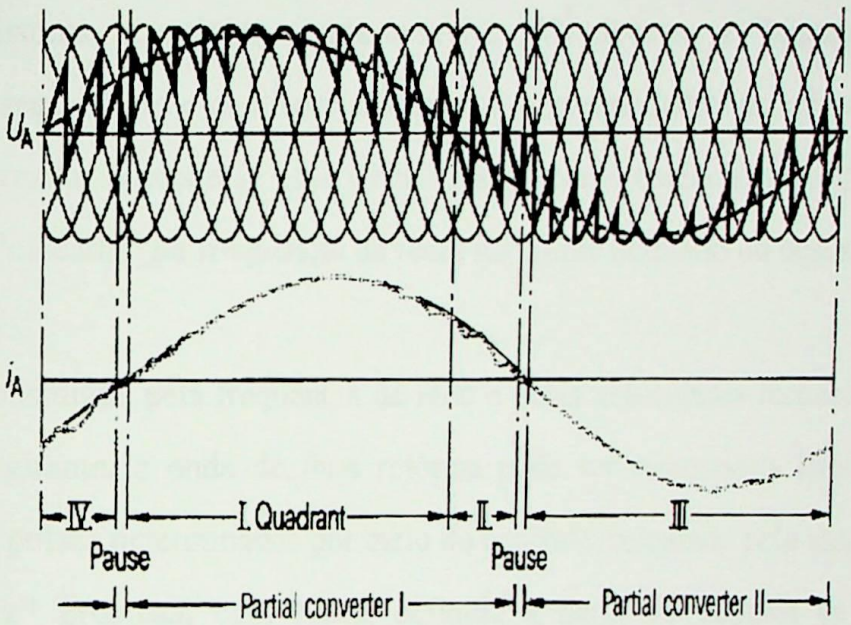


Figura 4.3: Forma senoidal da tensão e corrente de baixo conteúdo harmônico de grupo de conversores reversíveis comutados pela linha, operando como um cicloconversor constituído de pontes dotadas de 12 elementos com dois grupos de tiristores inversamente polarizados ou ligados em anti-paralelo seis a seis

A [3]figura acima mostra a composição dos sinais secundários a partir de seções tomadas de respectivas grandezas de entrada. Dada sua polaridade, cada uma das seções arranjadas em anti-paralelo na ponte converte meio-ciclo da corrente trifásica nos terminais de entrada, enquanto o sinal de tensão assume qualquer polaridade. Essa combinação das polaridades de sinais de corrente e tensão permite a condição operacional do cicloconversor em quatro quadrantes. A tensão e a corrente do cicloconversor podem assumir polaridades distintas entre si num esquema

[3]publicação SIEMENS: The World of Variable-Speed Drives, página 121

4–quadrante, propriedade indispensável, *quando aplicável*, ao controle individual das potências ativa e reativa do hidrogerador de velocidade ajustável. Os pulsos produzidos pelo esquema lógico (representado por caixa preta na Figura 4.1), alcançam seletivamente os elementos de cada uma delas ao mesmo tempo, provocando o disparo coordenado dos tiristores enquanto sincronizados com a fonte trifásica de alimentação.

Os pulsos são interpretados pela fase em que se aplicam à respectiva ponte de tiristores. A senóide obtida com f e $|V|$ deve ter a "largura" (tempo de duração) de seus pulsos e os disparos adiantados ou retardados em relação à fonte de corrente alternada. Entende-se essa sincronização como essencial para que o sistema secundário, "clocado" na frequência da rede, não fique defasado ou desbalanceado em relação a ela.

Subsidiada pela frequência da rede e pelas velocidades mecânica e elétrica da maquina girante, a onda de *fmm* rotórica pode ser recomposta habilmente pela sequência de pulsos determinados por meio do controle executado pelo esquema lógico da "excitatriz" proposta, com forma definida a partir de ângulos de comutação pré-memorizados dos tiristores. Relaciona-se vetorialmente no entreferro da máquina com a componente do campo estatórico girante à velocidade síncrona ou não. Da tendência de alinhamento mútuo desses campos, resulta na máquina um torque eletromagnético e uma resolução girante na medida dos limites tanto do esquema de controle, quanto do próprio equipamento eletromecânico envolvido.

2.3) Circulação de Corrente

Warneke [33], ***Salzmann*** [39], ***Terens*** *et al* [40] descrevem esquemas funcionais idênticos para cicloconversores de procedências distintas (Siemens e Asea Brown Boveri). Todos apontam a aplicação do tipo *sem circulação de corrente*. Nessas publicações se destacam ainda os seguintes pontos comuns:

✓As pontes de tiristores são comutadas naturalmente pela tensão de linha do sistema trifásico que alimenta suas fontes de corrente alternada à frequência industrial.

✓O ponto de junção dos retornos dos seus conversores é isolado. Não havendo conexão entre os pontos neutros do cicloconversor e do rotor, a forma senoidal das tensões ϕ-ϕ da máquina não tem como ser distorcida por efeito de harmonicas de terceira ordem. A forma senoidal do sinal de saída é controlada com a tensão ϕ-ϕ.

Por outro lado, em ambas as aplicações japonesas já mencionadas, o esquema de controle das correntes de campo é feito entre ϕ-N e o quarto fio ou anel é ainda utilizado como no caso presente para monitoramento da corrente de desbalanço que resulta da inversão de polaridade das pontes de tiristores que compõem um cicloconversor do tipo de *livre circulação de corrente* ([41], [42]).

Geralmente, o arranjo dos conversores em antiparalelo nas pontes é operado sem *corrente de circulação* desde que tenham ligação trifásica [43]. Nessa configuração, apenas um conversor em cada uma das pontes é gatilhado, enquanto os pulsos e disparo do outro são bloqueados, impedindo que haja diferença entre os valores médios e instantâneos da tensão$_{cc}$ aplicada aos tiristores.

2.4) Ligação ou Polarização Anti-paralela

De forma lógica, ***Dirr*** [35] instrui que a condição $\sum \mathbf{I} \neq \mathbf{0}$ ocorre no ato da comutação, quando cada conversor tem os pulsos interrompidos pela lógica de controle. Esse intervalo de corrente zero tem aproximadamente 1.5 ms, tempo de duração dessa condição. Uma conexão efetiva do neutro pode drenar a corrente resultante, deslocando a fonte de terra, o que evita induções de tensão no sistema de controle dos conversores e impede a distorção da forma das tensões.

Neste trabalho, o cicloconversor é interpretado como como um *adaptador estático de frequências*. Através de suas pontes tiristorizadas, converte a tensão *ca* secundária de alimentação trifásica das mesmas em pulsos de tensão com largura e amplitude logicamente controlados via microprocessadores que simulam de maneira apropriada a abertura e fechamento de chaves equivalentes aos tiristores. O valor médio da sucessão desses *flashes* convertidos do sinal trifásico de entrada constitui a grandeza senoidal de frequência variável que excita sequencialmente os

terminais das bobinas do campo rotórico. Opera nos quatro quadrantes, combinando diferentes polaridades durante o período T das ondas de corrente, pausado apenas pela transferência de operação entre quadrantes a cada mudança cíclica da direção da corrente de fase do sistema trifasico.

No controle da excitação do gerador síncrono formado a partir da máquina de rotor bobinado, *importa regular correntes e não tensões*. Tiristores cessam sua condução naturalmente, e a comutação consecutiva de corrente entre eles ocorre sempre em pontos do sistema trifásico de tal forma que a sequência instantânea de fases impõe a diferença de potencial entre a tensão do tiristor a ser disparado e aquele gatilhado no instante imediatamente anterior da onda de tensão de outra fase passante.

2.5) Escorregamento (*s*)

Na máquina síncrona, o campo do rotor Ψ_r gira à velocidade n na mesma direção do campo rotacional do estator Ψ_s à velocidade síncrona n_s. O rotor se desloca à velocidade (n_s–n) com sentido contrário ao do campo do estator. Em outras palavras, essa diferença representa o escorregamento ***s*** do rotor e é usualmente expresso como fração de n_s, isto é ([44]):

$$\boxed{s = n_s\text{-}n/n_s} \Rightarrow \boxed{n = n_s\,(1\text{-}s)}$$

No caso presente, a excitação das bobinas do enrolamento do rotor da máquina com uma corrente trifásica resulta num campo magnético com velocidade angular $\omega\Psi_r$, que associada à velocidade mecânica ω_r do rotor permite concluir que:

$$\omega\Psi_s = \omega_r \pm \omega\Psi_r$$

O movimento relativo entre o fluxo e os condutores no corpo do rotor induz no mesmo tensões à frequência *s*f de escorregamento. As correntes do rotor, também à frequência *s*f, bem como as componentes do enlace de fluxo por elas produzidas, giram a velocidade sn_s. A essa velocidade eletromagnética superpõe-se o giro

mecânico do próprio rotor, imposto pela turbina. Espacialmente, a velocidade do campo do rotor no caso da máquina de *enrolamento rotórico trifásico* é dada por:

✓ $n \pm sn_s = n_s\,(1\text{-}s) \pm sn_s = n_s$, onde:

✓ $\pm sn_s$ impõe a resolução de frequência pelo cicloconversor (60 Hz, n_s).

O resultado expressa uma determinada condição operacional do gerador síncrono sujeito a rotação mecânica variável. Nesse(s) caso(s) é sempre *subsíncrona.* O escorregamento da máquina é sempre *positivo.* Recorde-se que: *o conjunto turbina-gerador aqui proposto como meta técnico-econômico não tem como elevar sua rotação, torque e ativo através da vazão turbinada, que a todo tempo é função da altura manométrica estabelecida pela altura de queda útil periodicamente vigente no eixo hidráulico.*

Analogamente, tendo como referência a Figura 4.2, a máquina operando como hidrogerador genérico de frequência ajustável, com rotação mecânica imposta por motricidade variável, pode ter adição ou subtração de frequência por meio da excitação trifásica. Do mesmo modo, a soma da frequência instantânea impressa por essas correntes com a frequência relacionada pelo giro do rotor no mesmo instante, tem que ser igual à frequência da rede.

2.6) Dimensionamento do Cicloconversor

Warneke menciona a produção de um hidrogerador síncrono de 8.0 MW, cujos ajustes de velocidade são feitos por conversor com circuito *cc* intermediário. Os primeiros resultados nesse caso indicaram eficiência maior e preço maior do que se fora um cicloconversor direto *ca-ca*, embora, ressalte que de maneira generalizada, *cada caso é um caso em função das potências envolvidas e da faixa de velocidades a ser ajustadas.*

No caso deste trabalho, o hidrogerador tem especificação econômica com 16 polos (n_s= 450.0 rpm). Embora, o cicloconversor desempenhe numa faixa de velocidades rotóricas ou frequências em torno de $\pm$ 0.5f_{rede} (n_s), a relação

custo/benefício de sua aplicação o justifica para escorregamentos à volta de ± 15%, referência de algumas das publicações relacionadas na BIBLIOGRAFIA, adiante.

Por outro lado, a *concepção econômica* do cicloconversor implica num dimensionamento de sua capacidade para operações em torno da velocidade síncrona. A exemplo do gerador síncrono convencional, sob rotação n_s e $s = 0$, a máquina assíncrona de anéis ou duplamente alimentada demanda o carregamento pleno de sua excitação.

Supondo uma condição de excitação com número de amperes-espiras equivalente, tanto no caso da máquina sob s=0 ($n=n_s$) quanto com $s > 0$ ($n<n_s$), a condição "escorregamento nulo" implica na alimentação das bobinas/fases do enrolamento rotórico com corrente contínua de módulo 1.414 ($\sqrt{2}$) vezes maior que o valor *rms* da corrente alternada que se tem na segunda condição, ou seja com o valor de pico da corrente trifásica por fase.

A sobrecarga representada por essas correntes de sinal contínuo e diferentes magnitudes, implica na verificação do isolamento do cicloconversor e do próprio rotor de modo a operação contínua (por período longo) sob rotação síncrona n_s. Normalmente, têm isolação térmica pelos fabricantes muito acima de patamar operacional 40% mais elevado.

Do contrário, o teto da velocidade rotórica, relacionado pela altura de queda líquida máxima, deve ser o mais próximo possível de n_s, admitindo-se consecutivamente, períodos operacionais intermitentes à essa velocidade. Em paralelo, há que se especificar minuciosamente a tensão de teto (*ceiling*), tendo em conta sua inluência determinante no preço da excitatriz.

Warneke lembra que a capacidade e o custo do cicloconversor não são ditados apenas pelo valor de escorregamento máximo durante a operação normal da unidade. Também é determinante a tensão imposta ao rotor, que é dinâmica e por isso impõe isolamento adequado.

A tabela a seguir estabelece pré-requisitos *básicos* para especificação do cicloconversor relacionado com o conjunto turbina-gerador aplicado neste trabalho:

h_{queda} [m]	n [rpm]	*s* [%]	f [Hz]	Δf [Hz]	$\Delta f / f_{ind}$ [%]
20.0 (h_{proj})	**450.0** (n_S)	—	60.0 (f_{ind})	—	
18.0	**426.9**	**5.13**	**56.92**	**3.08**	**5.13**
16.0	**402.5**	**10.55**	**53.66**	**6.34**	**10.56**
14.0	**376.5**	**16.33**	**50.2**	**9.8**	**16.33**

3) FLUXO DE POTÊNCIA

Quando se diz de sistemas eletromotrizes de velocidade variável, há uma distinção básica em meio aos mesmos e que consiste em perdas ou não devidas ao escorregamento (*s*) da máquina. No caso presente, o arranjo operacional proposto, semelhante ao esquema denominado "cascata subsíncrona" constitui um sistema sem perdas como explicado a seguir ([**36**], [**45**]):

O motor de indução empregado do modo proposto nesta variante de hidrogeração síncrona, toma da rede a mesma potência ativa P (incluindo-se a parcela *s*P devida ao escorregamento da máquina). Em ambos os casos, o escorregamento decorre da diferença entre as velocidades dos campos do estator (ω_S) e do rotor (ω_r).

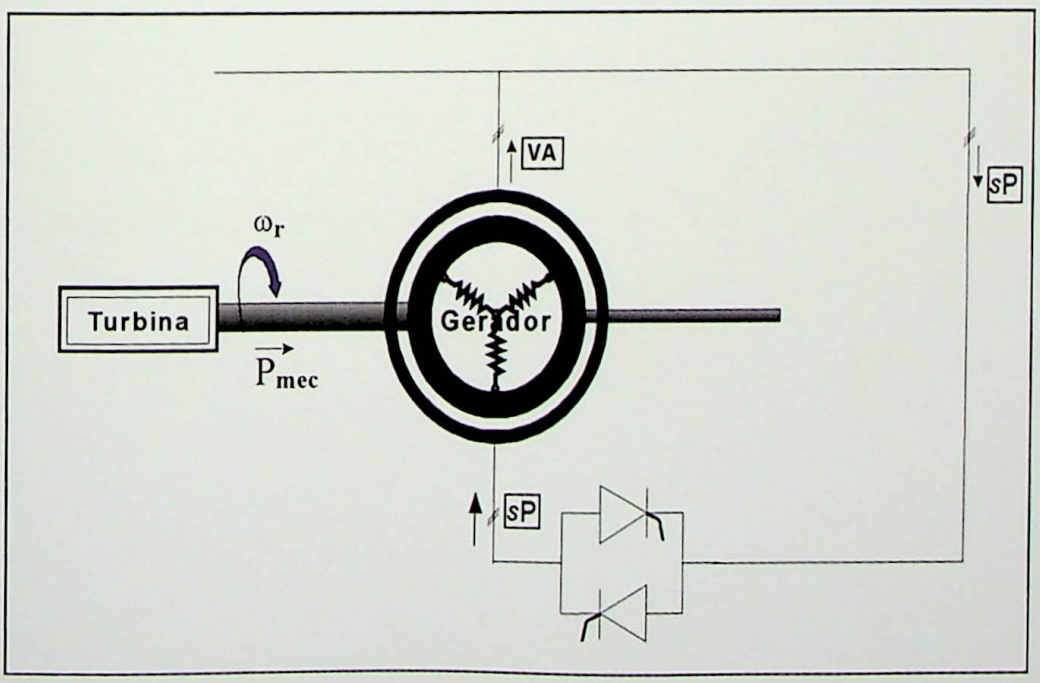


Figura 4.4: Diagrama Simplificado do Fluxo de Potência Específico

O bloco de potência total produzido, a menos das perdas no cobre e ferro do rotor, cruza o entreferro para o estator da seguinte forma: uma parte, proporcional à velocidade rotórica, corresponde à potência mecânica no eixo; a outra, proporcional à diferença entre as velocidades dos campos girantes na máquina, equivale à dissipação na forma de potência de escorregamento.

4) HARMÔNICOS OPERACIONAIS

Como qualquer conversor de frequências, o cicloconversor injeta correntes harmônicas na rede elétrica, porém, sem freqüência fixa e com amplitudes relacionadas pelas baixas potências de escorregamento que transmite de forma isolada ao rotor. Comparadas às daquelas geradas por outros tipos de conversores de freqüências, de maior capacidade ou aplicação apropriada para valores de escorregamento ou variação de velocidade mais elevados (>15%), as harmônicas geradas pelo cicloconversor têm valor *rms* bem menor, embora, assumam ordens mais elevadas, com espectro e interferência eletromagnética dependente da corrente instantânea de excitação [**23**].

5) ANEXOS

A seguir, com a finalidade de documentação gráfica complementar, faz-se uso do *software* denominado [4]*CicloCon*, elaborado para demonstração de formas e espectros de harmônicos de ondas de tensão de ciloconversores dotado com pontes de retificação/inversão configuradas com números distintos de semicondutores (*pulsos*). Por exemplo, com base em avaliação técnico-econômica superficial para 6, 12 e 24 pulsos, o arranjo das pontes do conversor direto *ca-ca* no esquema diagramado na Figura 4.1 dá-lhes 12 semicondutores ligados seis a seis de forma antiparalela de modo à função controlada de cada um dos dois braços das mesmas.

Tendo em conta refinada relação custo-benefício pertinente e eventual saturação, pode-se observar o efeito do aumento do número de pulsos nas ondas resultantes a **5.0 Hz** à cavaleira da modulante com 100% de amplitude nas figuras adiante, bem como nas bandas e amplitudes dos *respectivos* espectros de freqüências.

As figuras referentes a essas harmônicas têm impressa faixa negra delgada que aponta a porcentagem admitida pelo usuário do aplicativo para o valor mínimo a partir do qual elas são consideradas relevantes. A propósito, o baixo degrau de *corte* (**10%**, *default*), a se observar nas Figuras 4.8, 9 e 10 adiante, não obedece a nenhum critério neste trabalho.

Esses sinais de saída do cicloconversor têm modulação com freqüências aqui arbitradas na faixa econômica de utilização dos mesmos em processos de ajustamento da velocidade de máquinas elétricas girantes. Aplicados às bobinas do enrolamento rotórico trifásico, geram correntes de excitação, comparativamente de menor distorção que as de tensão, conforme a Figura 4.3.

---

[4]Programa desenvolvido por Lopes de Brito, G. R. e Ferreira Filho, F. C. (*apud* ***Gyugyi*** L., ***Pelly*** B. R.), em linguagem Visual Basic com a finalidade de simular sinais de tensão de cicloconversores de 6, 12 e 24 pulsos, apresentando além de suas formas de onda a inúmeras frequências, a análise espectral das mesmas. -IEE/DET/EFEI-Escola Federal de Engenharia de Itajubá-

Tais harmônicas têm freqüências fixas e amplitudes relacionadas pela fundamental da freqüência impressa pelo conversor no sinal de excitação para cada fase do campo da máquina.

Como se pode constatar, as *amplitudes* de muitas delas são muito reduzidas na medida em que o número de pulsos é elevado de 6 para 12 ou mais. Não se pode perder de vista a relação entre custos e vantagens daí resultantes.

A representação dessas correntes e seus respectivos harmônicos implica necessariamente em remodelagem apropriada do grupo-gerador de velocidade ajustável e outras zonas e parâmetros considerados nesse programa de computador [**46**].

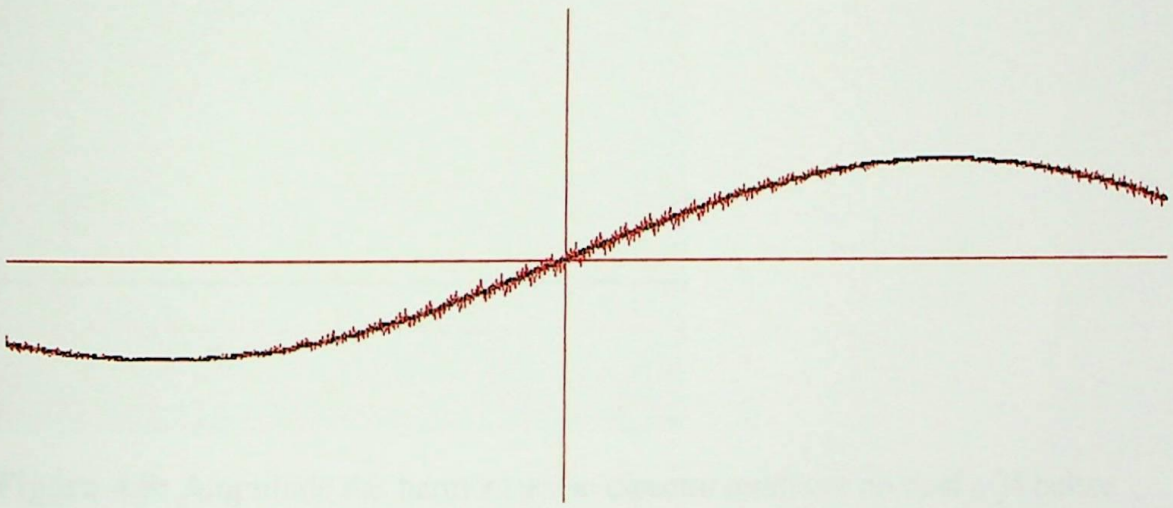


Figura 4.5: Período completo da onda de tensão resultante a 24 pulsos

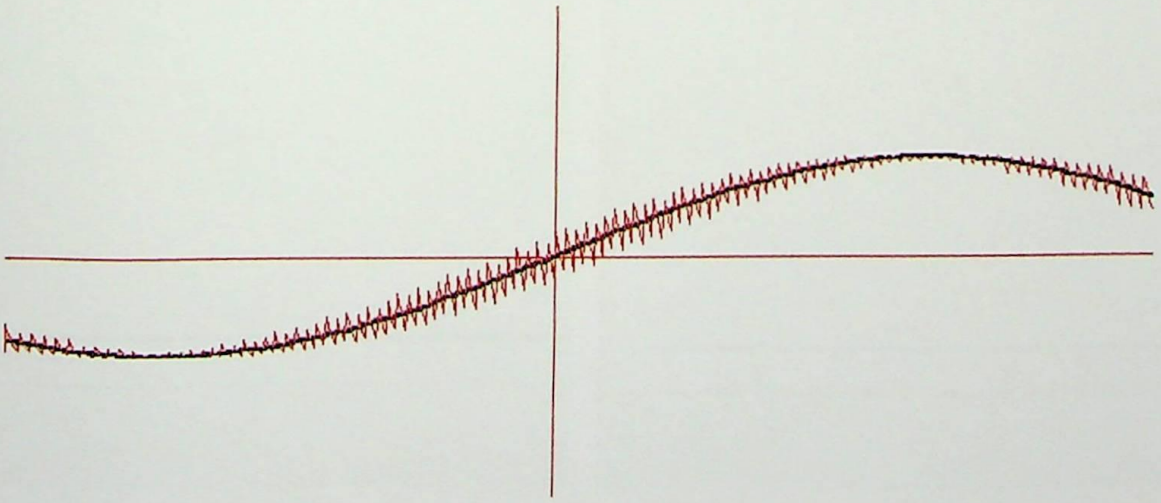


Figura 4.6: Período completo da onda de tensão resultante a 12 pulsos

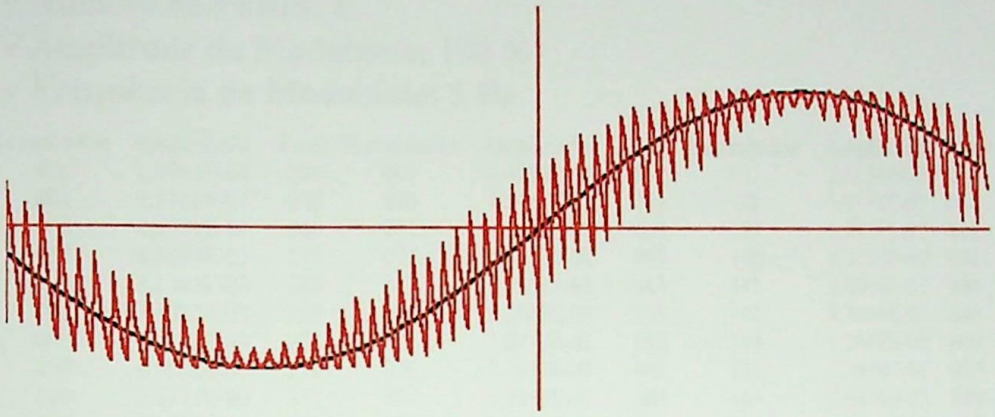


Figura 4.7: Período completo da onda de tensão resultante a 6 pulsos

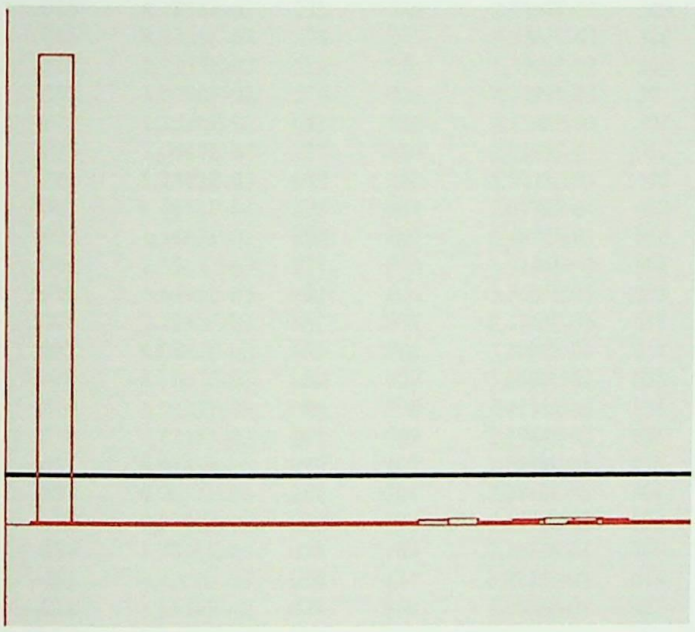


Figura 4.8: Amplitude das harmônicas no espectro resultante no sinal a 24 pulsos



Figura 4.9: Espectro harmônico, 12 pulsos

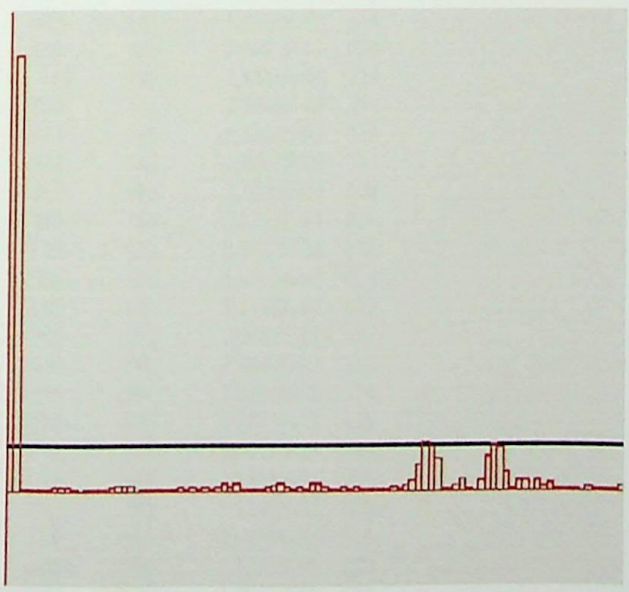


Figura 4.10: Espectro harmônico, 6 pulsos

- ✓**Número de Pulsos: 6**
- ✓**Amplitude da Modulante: 100 %**
- ✓**Frequência da Modulante: 5 Hz**

Harmônica	Amplitude	Fase	Harmônica	Amplitude	Fase	Harmônica	Amplitude	Fase
000	1,0906E-04	000	069	3,4200E-03	066	137	2,4334E-03	042
001	9,5188E-01	090	070	1,8422E-03	065	138	1,0578E-02	041
002	2,2789E-03	089	071	1,3015E-02	065	139	5,0543E-03	041
003	4,6657E-03	271	072	2,4170E-02	065	140	8,7090E-03	041
004	3,1262E-03	089	073	5,0855E-03	064	141	5,6944E-03	040
005	3,4027E-03	272	074	2,2583E-04	295	142	8,7634E-03	040
006	1,3889E-03	272	075	2,0316E-02	064	143	1,3645E-03	040
007	8,7000E-03	272	076	7,3618E-02	063	144	5,3658E-03	039
008	5,6717E-03	273	077	1,0165E-01	063	145	2,6836E-03	039
009	7,4013E-03	273	078	9,2614E-02	063	146	1,6290E-02	039
010	9,7353E-04	087	079	3,8567E-02	062	147	7,7012E-03	038
011	2,2245E-04	274	080	4,0314E-03	062	148	8,7331E-03	038
012	4,7567E-03	086	081	2,1882E-02	298	149	1,9056E-02	038
013	3,9503E-03	275	082	1,9772E-02	299	150	1,0492E-03	323
014	3,7439E-03	085	083	2,3475E-04	061	151	1,3654E-02	037
015	4,1834E-03	275	084	2,1698E-02	300	152	1,6720E-03	037
016	8,7236E-03	276	085	5,2264E-03	300	153	1,9443E-02	036
017	1,1137E-02	084	086	1,5948E-02	300	154	3,4009E-02	036
018	1,0780E-02	276	087	4,8784E-03	301	155	4,8626E-02	036
019	1,1238E-02	083	088	4,1148E-03	301	156	3,2673E-02	035
020	2,6648E-04	277	089	2,8363E-03	059	157	1,0014E-02	035
021	3,7393E-03	083	090	1,9748E-03	302	158	1,6105E-02	326
022	2,4521E-03	278	091	2,0776E-04	058	159	1,7374E-02	326
023	1,2463E-03	082	092	5,4872E-03	302	160	1,6367E-02	326
024	2,5712E-03	278	093	1,7196E-03	303	161	7,1875E-03	327
025	3,4496E-03	081	094	5,1435E-03	303	162	1,5672E-02	327
026	2,1243E-03	081	095	2,1763E-03	057	163	4,7571E-03	327
027	8,0847E-03	081	096	3,1083E-03	304	164	1,7153E-02	328
028	3,1027E-03	080	097	1,0460E-02	056	165	3,6994E-04	032
029	6,0632E-03	080	098	4,4331E-03	304	166	3,8651E-03	032
030	4,4518E-03	281	099	2,7944E-03	055	167	3,3344E-03	329
031	6,6241E-03	079	100	2,5958E-03	055	168	6,8739E-03	031
032	4,7671E-03	281	101	7,8849E-03	306	169	4,3310E-03	329
033	7,0700E-03	078	102	5,4678E-03	054	170	4,1123E-04	330
034	1,7556E-02	078	103	7,3885E-04	306	171	4,8726E-03	330
035	8,4202E-03	078	104	6,8235E-03	053	172	1,4611E-03	030
036	1,6526E-02	077	105	3,0006E-03	053	173	5,1210E-05	331
037	8,5044E-04	077	106	6,2603E-03	053	174	5,4477E-03	029
038	1,7345E-03	077	107	1,1320E-04	307	175	1,4683E-03	028
039	2,7165E-03	284	108	1,5830E-03	052	176	5,3387E-03	028
040	1,1221E-03	076	109	3,0018E-03	308	177	1,0234E-03	332
041	2,660E-03	284	110	4,4554E-03	051	178	1,6298E-03	027
042	1,1485E-02	285	111	4,9146E-03	051	179	8,2207E-03	333
043	1,7534E-02	285	112	1,3734E-02	051	180	1,7735E-02	027
044	6,8087E-03	285	113	2,8454E-03	050	181	1,6865E-02	334
045	2,5170E-03	286	114	1,9742E-02	050	182	2,1061E-02	026
046	7,8057E-03	074	115	1,8973E-02	310	183	2,8218E-04	334
047	3,0072E-03	287	116	6,8792E-03	049	184	2,3988E-04	334
048	1,5875E-02	073	117	6,5849E-03	311	185	5,7361E-03	025
049	1,4607E-02	287	118	9,7478E-03	311	186	4,2063E-03	335
050	6,8021E-03	072	119	6,8172E-03	312	187	1,7120E-03	024
051	1,5762E-03	288	120	2,0707E-02	312	188	6,8173E-04	024
052	3,7672E-03	288	121	1,3824E-02	313	189	8,4293E-03	024
053	8,5504E-03	071	122	7,9468E-03	313	190	6,1185E-03	023
054	2,6106E-03	071	123	6,3896E-03	047	191	8,2195E-03	023
055	7,3986E-03	071	124	6,2776E-03	046	192	2,0447E-03	337
056	2,0571E-03	070	125	9,0362E-03	046	193	4,4889E-03	338
057	4,1987E-03	070	126	1,5828E-03	046	194	1,2160E-02	338
058	1,3551E-03	290	127	2,1838E-03	045	195	1,3821E-03	339
059	4,0882E-03	069	128	5,5537E-03	315	196	8,6017E-03	339
060	3,2853E-03	069	129	6,3760E-03	045	197	3,1388E-02	339
061	8,8421E-03	069	130	8,4937E-03	044	198	1,1349E-02	020
062	1,3388E-03	068	131	2,1572E-02	316	199	4,6459E-02	340
063	1,2911E-02	068	132	5,5176E-02	044	200	2,3339E-02	020
064	2,2037E-02	067	133	4,3106E-02	317	201	4,7974E-03	019
065	5,5136E-02	293	134	3,4339E-02	043	202	1,5483E-02	019
066	1,0265E-01	067	135	5,5331E-03	317	203	8,5208E-03	019
067	9,5874E-02	294	136	5,5611E-04	042	204	7,6952E-03	018

- ✓ **Número de Pulsos: 6**
- ✓ **Amplitude da Modulante: 100 %**
- ✓ **Frequência da Modulante: 5 Hz**

Harmônica	Amplitude	Fase
205	9,4753E-04	342
206	3,2824E-03	018
207	2,2077E-03	017
208	9,1461E-03	017
209	6,2187E-03	017
210	1,0728E-02	016
211	3,2038E-03	016
212	1,0270E-02	015
213	1,8222E-03	345
214	2,8525E-03	015
215	1,2170E-02	014
216	1,9147E-03	346
217	1,6390E-02	014
218	3,7547E-03	013
219	9,0716E-03	013
220	2,5796E-03	013
221	5,7761E-03	012
222	2,1451E-03	012
223	8,9261E-03	012
224	7,7151E-03	011
225	1,2822E-02	011
226	7,1144E-03	011
227	9,8444E-03	010
228	6,0134E-04	010
229	1,1368E-02	009
230	3,0593E-03	351
231	1,8634E-02	009
232	2,4264E-02	008
233	1,9606E-02	008
234	1,8814E-02	008
235	9,4920E-03	353
236	1,6410E-02	353
237	2,0727E-02	353
238	9,6418E-03	354
239	1,0555E-02	354
240	8,3961E-03	354
241	1,2589E-02	355
242	2,4306E-03	355
243	3,3829E-04	355
244	6,7653E-03	004
245	2,9432E-03	356
246	2,0797E-02	004
247	2,6004E-02	357
248	1,9965E-02	003
249	1,0190E-02	358
250	5,1054E-04	358
251	9,0423E-03	002
252	1,1599E-03	001
253	6,2271E-03	001
254	6,0887E-04	001
255	2,4745E-03	000

Capítulo 5 — CONCLUSÕES

1) Este trabalho constitui proposta para desenvolvimento de aproveitamentos hídricos de uso múltiplo, preferencialmente. Em especial, daqueles de baixa queda aos quais caiba a classificação "pequeno porte" em função do potencial elétrico que dispõem e/ou participação de uma central energética, que lhes sendo pertinente, integra ou integrará sistema elétrico de potência. Além da condução e inúmeras regras inerentes à execução desse tipo de empreendimento, sugere-se que tais iniciativas tenham processo de viabilização pautado em propostas transcritas nos itens seguintes, de importância fundamental como demonstrado nas etapas deste trabalho.

   A operação comercial com grupos de velocidade ajustável não é inédita, haja visto os exemplos apontados. Nenhum deles registra a utilização de turbinas hidráulicas desprovidas de ajustamento(s) contínuo(s), caso do presente trabalho, cuja proposta, como exposto, ao lançar mão da tecnologia de velocidade (freqüência) ajustável, não tem a mesma filosofia ou objetivos daqueles.

   Além das iniciativas japonesas citadas (cap. 3), valendo-se de usinas reversíveis dotadas de unidades de velocidade ajustável, a empresa *Iberdrola*, uma geradora espanhola, também o faz da mesma maneira desde março'94. Nessa época, os espanhóis comissionaram um conjunto turbina-gerador (10.0 MW) com essa tecnologia. O novo conjunto resultou da conversão de uma das unidades convencionais de velocidade fixa existentes na Central Hidrelétrica de Compuerto, tendo sido modernizada a turbina regulável. Igualmente, é caso em que o operador fixa o despacho de carga e os ajustes do distribuidor são efetuados automaticamente. O gerador síncrono convencional teve seu rotor substituído por um trifásico bobinado e associado a um cicloconversor (700 V, 1800 A, 0–5.5 Hz). Todas as funções de supervisão do novo grupo constituído, assim como do regulador da turbina, decorrem de complexo software de controle. Desse modo,

tem-se operações à volta de 10% da rotação síncrona (600 rpm), limite economicamente viável para o conversor de freqüências na ocasião. Desenvolvida em conjunto com as empresas ABB e Sulzer Hydro, a experiência desse projeto piloto apresenta resultados técnicos muito satisfatórios. Contudo, é [1]consenso que a rentabilidade comercial de unidades convertidas se faz em prazo maior que a de uma similar original.

2) Relativamente ao conjunto turbina-gerador empregado neste trabalho, sua aplicação atende sobremaneira a expectativa que antecedeu sua análise ao longo do mesmo, sabendo-se de antemão da limitação de sua resposta dinâmica ante determinadas solicitações do sistema elétrico que pode integrar e das penalizações naturalmente impostas à sua capacidade nominal por determinadas condições operacionais vigentes no eixo hidráulico.

Embora, relativamente menor se comparado com a versão duplamente regulada da turbina *Tubular*–S quando do *mínimo* da faixa exeqüível de quedas indicada no trabalho, o desempenho da $\text{Turbina}_{\mathbf{proj}}$ surpreende comparado com as das variantes de velocidade fixa para situações operacionais que não a ótima.

A propósito, a cota mínima do reservatório, a implicar na altura de queda útil, deve ter avaliação minuciosa devido aos problemas que podem decorrer por eventual sedimentação do mesmo.

Na condição ótima, essa unidade produz exatamente como as demais versões reguladas da turbina, consideradas e avaliadas no capítulo 3. E responde muito além, na medida da sua relação *custo/benefício* ao produzir blocos de energia continuamente em meio a uma faixa exequível de alturas de queda, e sem provável prejuízo dos outros serviços do *reservatório de uso múltiplo*.

Importante salientar os comportamentos das versões da turbina *Tubular*–S para alturas de queda [2]líquidas menores que a ótima ou referencial de projeto.

---

[1]Telefax IBERDROLA Ingenieria e Consultoria, Alda. de Urquijo 2-6º, 48018, Bilbao/Espanha, 02Nov'96, Dr. *Balbino Lopez Araguás* (Director de Ingenieria Mecánica)

[2]Ao longo deste trabalho confundiu-se sem dano as expressões *altura de queda* e *altura de queda líquida*, definida no Capítulo 2, pág. 48.

Comparada com as versões reguladas, a versão **PDF-PRF** ou $\text{Turbina}_{\mathbf{proj}}$, preconizada neste trabalho, tem respostas menores que as daquelas, na medida da redução de $h_{\mathbf{queda}}$. Observe-se, porém, que as soluções de compromisso daí decorrentes não lhe são exclusivas. Decrescentes para todas as versões apontadas, no caso da $\text{Turbina}_{\mathbf{proj}}$ os ativos disponibilizados pela mesma têm conservado o *rendimento ótimo* do protótipo da turbina, enquanto as variantes de regulação *simples* ou *dupla* não o mantêm sob tais condições de operação. Apesar da ação de seu(s) regulador(es), aumentando suas respectivas vazões de turbinamento, o rendimento das mesmas não se mantém. Portanto, é patente que além do custo menor, a versão sem ajustes contínuos é sujeita a situações operacionais adversas com menor probabilidade de problemas e panes. E, por conseguinte, tem taxa de indisponibilidade relativamente reduzida no caso, quer por contingência ou por agenda de manutenção programada. Além disso, os benefícios ambientais agregados à sua aplicação (cap. 3) reforçam a viabilização da proposta deste trabalho.

Solução ainda mais econômica, embora restrita a plantas sem compromissos com sistemas malhados, consiste numa alternativa da $\text{Turbina}_{\mathbf{proj}}$ sem posicionador angular; com partida e parada conjugadas com as comportas de montante e jusante, as quais exercem a equalização das respectivas pressões no tubo de sucção.

De todo modo, qualquer das versões da turbina conta necessariamente com a proteção de um sistema de contrapeso no aro do distribuidor.

3) No que diz respeito ao "colinário" (cap. 3/Fig. 3.3) reproduzido nesta dissertação a partir de pontos operacionais conhecidos do protótipo da versão de regulação *simples*, percebe-se que distorções de sua montagem gráfica neste trabalho tendem a favorecer e superestimar o desempenho dessa modalidade da turbina referencial. Mais ainda, o da variante *duplamente* ajustável.

Portanto, dado o caráter didático desse diagrama no caso, condição enfatizada sobremaneira, é de suma importância a participação de fabricante(s) em

investigações mais profundas das versões reguladas do equipamento, destacando-se a necessidade de avaliações metodológicas dos impactos provocados pela variação da altura de queda no comportamento das mesmas. E, além disso, que possa(m) dispor informações técnicas complementares, independentemente da versão da turbina que se quer aplicar, do pré-estabelecimento de intenções comerciais e pedidos formais de cotações.

4) Se o controle de cheias é previsto entre os usos do reservatório, deve se perseguir a possibilidade de exploração do volume vazio a ele reservado. No caso do Aproveitamento Hídrico Múltiplo Mogi-Guaçú, de pequeno porte, especificamente selecionado para os fins deste trabalho, verificou-se ganhos energéticos expressivos através da metodologia aplicada. Não se relacionou a receita daí advinda e as indenizações pelos bens e propriedades sob interferência ambiental ao longo do perímetro do maior lago que se pode formar.

A trajetória da dinâmica do reservatório com utilização do volume de espera V_{cc} ($NA_{\mathbf{Maxnormal}}$+$Max\Delta h_{cc}$) e consequente avaliação energética, tiveram limite imposto por um critério a ser exercido racionalmente para operações de risco como a que se caracteriza com a ocupação da "camada" vazia reservada ao controle de cheias. Aliás, sem o esquema de aquisição de dados hidrológicos (pluviométricos e metereológicos) e de execução das funções de controle na barragem, em moldes como os apresentados neste trabalho, seu cumprimento seria irresponsável.

A utilização do volume de controle da cheia acarreta o aumento das dimensões da barragem, com custo relativamente significativo. Em contrapartida, o alcance de cotas operacionais entre $NA_{\mathbf{Maxnormal}}$ e $MaxNA_{\mathbf{Vmeta}}$ implica num excedente hidráulico que corresponde a uma parcela de energia [3]secundária para o sistema. Por outro lado, ressalte-se que a superposição do volume de espera ao espelho do

[3]Energia Secundária: quando há coincidência entre o período crítico de uma usina e o período crítico do sistema que integra, pode-se definir a energia secundária dessa usina como sendo a diferença entre sua energia média e firme.

lago na cota $NA_{Maxnormal}$ não constitui premissa para viabilização de projeto de hidrogeração com tecnologia de velocidade ajustável como o proposto.

5) O comportamento dinâmico do conjunto turbina-gerador ante perturbações no sistema, particularmente, oscilações de carga de longa duração, foi apontado no trabalho, tendo se destacado sua limitação de remessa de ativo para o sistema, dado a filosofia operacional da turbina. Convém relembrar, no entanto, o porte e propósitos das centrais hidrelétricas enfocadas. Uma análise detalhada, calcada em simulações dinâmicas do sistema, pode remeter esta proposta a aproveitamentos hídricos de porte maior porte que os deste trabalho, associando em princípio, a adição de massa girante (cap. 4/Fig. 4.1) como compensação por alterações da vazão e/ou aplicação de reguladores contínuos de ajuste programado às turbinas, o que lhes permitiria composição mais rígida no sistema elétrico de potência fora da base.

6) A versão **PDF-PRF**, sem qualquer ajustamento contínuo, –uma das metas do trabalho–, tem seu custo indicado via comparações (cap. 3). Seu tipo, capacidade e especificidade para o caso presente, lhe atribuem custo entre 50 e 55% da versão do protótipo da turbina *Tubular*–S, de regulação dupla, com pás diretoras e palhetas diretrizes móveis.

Quanto ao grupo gerador, cotações igualmente orientativas, transmitidas por funcionários de duas fábricas locais, indicam paridade no presente entre o custo de fornecimento de uma máquina de indução, de rotor cilíndrico, com enrolamento trifásico, composta com um cicloconversor de capacidade na ordem de $\pm$ 0.15 P (P=7.0 MW), e o de um hidrogerador síncrono equivalente, com excitação estática em corrente contínua. Relembre-se que a tecnologia digital e a difusão e evolução da eletrônica de potência e de controle têm determinado o desenvolvimento técnico e a redução paulatina e significante do custo de conversores de freqüência.

Com relação à operação do cicloconversor como excitatriz de corrente contínua à rotação síncrona do conjunto turbina-gerador, não se justifica suposição quanto ao custo maior que poderia ter pela necessidade de isolamento em patamar mais elevado, de modo a suportar tais correntes, 41.4% maiores que as alternadas à freqüência de escorregamento que tem que compor para cada uma de inúmeras condições subsíncronas do hidrogerador rigidamente acoplado à turbina. Embora, chame a atenção dados as longas permanências da altura de queda de projeto que deve ter o aproveitamento hídrico *selecionado*, a questão diz respeito a baixas tensões secundárias de alimentação e operação do conversor direto de freqüências ou cicloconversor. E, por outro lado, normalmente, o equipamento tem isolação térmica pelos fabricantes muito acima desse patamar operacional 40% mais elevado.

7) A tamanha e múltipla malha hidrográfica na maior parte do território nacional e a abundância e permanência hidráulicas daí decorrentes, implicam na *gratuidade* da água que gera energia elétrica neste país. Além dos inventários e ocorrência freqüente de aproveitamentos hídricos de baixa queda e pequeno porte, a pluviometria e hidrografia mais típicas do Brasil, –país com enormes e numerosas regiões de grandes bacias e sub-bacias interligadas–, contribuem para fundamentar a proposta deste trabalho em seus termos e endereços prioritários de aplicação. Interpretada no capítulo 1, a composição empresarial múltipla do rearranjo nacional preconizada para o setor de exploração de aproveitamentos hídricos, particularmente o item *iniciativa privada*, não lhes dá números errados. Além disso, a avaliação energética positiva do aproveitamento do volume de espera de um reservatório (cap. 2), também favorece a viabilização da proposta deste trabalho, em toda a sua extensão.

Entretanto, ressalta-se que reservatórios estão sujeitos a variação de seus níveis d'água operacionais em função de sazonalidades e/ou contingências. Estas, bastante caracterizadas pelo serviço de controle de cheias no caso presente.

Assim, durante determinado período, podem os reservatórios se prestar parcialmente a apenas alguns ou a todos os serviços *ativos* que oferecem. Em última instância, *pode ser que se tenha que tirar água de uns para dar a outros*, o que não seria exclusividade do conjunto turbina-gerador proposto neste trabalho.

A solução de conflitos daí decorrentes pelos usos simultâneos da água e do reservatório, superficialmente tratada nas primeiras partes deste trabalho, deve buscar recursos em metodologias disponíveis, de comprovada eficácia.

Conseqüentemente, com base em históricos das hidraulicidades pertinentes e em outros levantamentos, avaliações e práticas, recomenda-se estudo de seletividade do *eixo* no qual se pretende implantação ou reabilitação de hidrelétrica com a concepção proposta neste trabalho.

No caso de instalações existentes, se diante de imprecisão, lacunas ou falta de históricos de vazões, tendo como referência o rendimento das máquinas utilizadas e relatórios de venda de energia, pode-se se utilizar ferramenta(s) capaz(es) de fornecer um lote de regimes operacionais, dentre os quais pode estar a potencialidade ótima do sítio.

8) Tendo em conta a continuidade do moderno mercado brasileiro de energia e modernização da indústria de hidreletricidade, admite-se que a evolução energética, eonômica e ambiental da presente proposta desemboca na combinação de turbinas reguladas e não reguladas, esquemas de geração de velocidade fixa e velocidade ajustável, regimes operacionais híbridos e reservatórios de acumulação e a fio d'água.

9) Muito há a se fazer com relação a ferramentas e métodos para avaliações energéticas, previsões e tratamento de dados metereológicos e, principalmente, para aquisição de dados e controle operacional de conversores e inversores de freqüência, bem como com relação a estudos de planejamento da expansão dos sistemas elétricos sob rígido enfoque sócio-ambiental.

Além das solicitações de investigações técnicas adicionais já apresentadas até aqui, sugere-se o desenvolvimento e refinamento do sistema de gerenciamento do *conjunto* turbina-gerador proposto neste trabalho. Adicionalmente, o presente trabalho deveria ter desdobramento em direção a conjuntos novos ou existentes dotados de turbinas hidráulicas do tipo *Francis*, particularmente apontadas como as mais favoráveis a procedimentos de revitalização e muito provável *upgrade*, dado a enorme evolução e ganhos que se lhes atribuem diferentes fabricantes, particularmente ao longo da década que se encerra.

10) Dentre outras entidades, reconhece-se especialmente o empenho da ANEEL para implementação do nicho de Pequenas Centrais Hidrelétricas por um lado. Por outro, reforça-se as seguintes reivindicações feitas no capítulo 1:

10.1) À ANEEL:

Reconceituação do limite que define PCH no presente e levantamento do potencial hídrico remanescente e atualização do inventariado, ambos de baixa queda e pequeno porte.

10.2) Ao Governo:

Como parte do programa de liberalização econômica e esforços para atrair o investidor privado para a indústria de hidreletricidade, o estabelecimento de uma matriz energética calcada em planejamento por ele orientado e coordenado, além de isenções fiscais e incentivos financeiros adicionais.

11) Reportada ao Capítulo 1 deste trabalho, a alternativa de hidreletricidade segue competitiva e deve predominar por mais algumas décadas com base na elaboração de projetos modernos, flexíveis, de cunho social amplo e que preservem o meio-ambiente e espécies de acordo com requisitos de sustentabilidade atuais e futuros. Desse modo, e imune a pressões políticas e flutuações de preço mundialmente associadas a combustíveis fósseis, a indústria de hidreletricidade deve manter seu papel destacado na expansão do sistema elétrico brasileiro.

BIBLIOGRAFIA

[1] **Marques** P. H.: **Hidreletricidade em Novos Tempos,** Terceiro Congresso Latino-Americano de Produção e Transmissão de Energia Elétrica, Vol. 1, CAPES/UNESP/CIGRÉ, Campos do Jordão / SP, 09-13 Novembro 1997

[2] **Gorenstin** B. G., **daCosta** J. P., **Pereira** M. V. F., **Campodónico** N. M.: **Modelo de Planejamento da Expansão de Sistemas Hidrotérmicos sob Incertezas e Restrições Financeiras** – Revista Eletroevolução/Sistema de Potência, nº 2/1º semestre, ***cigré***-Brasil, páginas 53-60, Março 1995

[3] **Gorenstin** B. G., **daCosta** J. P., **Carvalho** M. A. P., **Campodónico** N. M., **Pereira** M. V. F.: **Modelo de Planejamento com Incertezas,** Relatório Técnico CEPEL nº 107/91

[4] **Daher** M. J.: **Planejamento da Expansão da Geração com Incerteza de Mercado,** dissertação de mestrado apresentada à Faculdade de Engenharia Elétrica da Universidade Estadual de Campinas, Junho 1989

[5] **ELETROBRAS/GCPS, Usinas de Pequeno Porte: Critério Econômico para Análises de Inclusão no Programa Decenal de Geração**–Ano 4, nº 2, Jan/Fev/Mar 1992

[6] **Marques** P. H.: **Análise Preliminar do Potencial de Utilização das Tecnologias de Repotenciação no Parque Gerador da CESP,** Informação Técnica nº 02-97/Depto. de Planejamento Energético e Desenvolvimento de Novos Negócios, CESP, 03 Jan 1997

[7] **Nordrik** E., (Working Group 11.02): **Upgrading of Hydro Generators,** Revista ELECTRA nº 162, October 1995

[8] **CESP/ENGECORPS, Estudos de Motorização Adicional–Usina Hidrelétrica Engº Souza Dias (Jupiá)** – Relatório Final, Dezembro 1993

[9] **Ramos** D. S., **Mazzon** J. G., **Marques** P. H.: **Finding Economically Sound Hydro Upgrade Opportunities,** Revista HRW-Hydro Review Worldwide, Nr. 5, p. 10-16, October '96

[10] **CESP/ENGECORPS: APROVEITAMENTO MÚLTIPLO MOGI-GUAÇU, Avaliação Econômica do Empreendimento,** Novembro 1991

[11] **Saidel** M. A.: **Rotação Ajustável em Usinas Hidrelétricas: Novas Premissas para o Planejamento Energético,** tese de doutorado apresentada ao Departamento de Engenharia Elétrica da Escola Politécnica da Universidade de São Paulo, Agosto 1995

[12] **Santos,** A. H. M.: **6º Módulo/Produção de Energia Elétrica, Cenários '97** Curso de Especialização sobre Novo Ambiente Regulatório, Institucional e Organizacional do Setor Elétrico– Conceituação Básica de Hidroenergia/ EFEI-Escola Federal de Engenharia de Itajubá

[13] **Castro** R.: **Dimensionamento de Usinas Hidrelétricas considerando Objetivos Múltiplos na Utilização da Água,** Dissertação de Mestrado apresentada à Faculdade de Engenharia Elétrica da Universidade Estadual de Campinas, Março 1994

[14] **Chankong** V., **Haimes** Y. Y.: **Multiobjective Decision Making: Theory and Methodology,** North Holland, New York, 1983

[15] **CESP:** Relatório **APROVEITAMENTO MÚLTIPLO do Rio MOGI–GUAÇÚ, Projeto Como Construído,** Vol. 1/2–Texto, Outubro 1991

[16] **SIEMENS: Wind–A Renewable Source of Energy,** SiemensAG, E116/Postfach3240, D-8520Erlangen, West Germany

[17] **Kita** E., **Ohno** Y., **Kuwabara** T., **Bando** A.: **Gaining Flexibility, Value with Adjustable-Speed Hydro,** Revista HRW-Hydro Review Worldwide, Winter 1994

[18] **Ingram** L., **Nickel** E., **Campos Barros** J. G., **Saidel** M. A., **Westphalen** M. L.: **Adjustable Speed Hydroelectric Turbine/Generators,** Revista International Water Power & Dam Construction, pages 40-42, July 1995

[19] **Macintyre** J. A., **Silveira** J. F. de Sousa: **Máquinas Hidráulicas,** 1969

[20] **Raabe** J.: **HydroPower-The Design, Use and Function of Hydromechanical, Hydraulic and Electrical Equipment**-capítulo 9, Düsseldorf, VDI-Verlag, 1985

[21] **Doña** D. D.: **Operação de Turbinas em Velocidades Variáveis** - Departamento de Engenharia Mecânica da Escola Politécnica da Universidade de São Paulo, documento apresentado na CPTA (Comissão para o Planejamento da Transmissão da Amazônia do GCPS da ELETROBRAS) em 30/10/1990

[22] **Gaorong** L.: **Hydraulic Turbines and Auxiliary Equipment, Seminário "Pequenas Centrais Hidrelétricas na CHINA",** Trabalhos Técnicos-31 páginas, FURNAS Centrais Elétricas S.A., Rio de Janeiro, Abril 1995

[23] **Warneke** O.: **Use of a Double-Fed Induction Machine in the Growian Large Wind Energy Converter,** Siemens Power Engineering, Vol. VI/ Nr 1, pages 56-59, January/February 1984

[24] **Fisher** R. K., **Roth** A. D.: **Design Considerations for Enhancing Environmental Compatibility of Hydraulic Turbines,** VOITH Hydro Inc., POBox 712, York/Pa17405, USA

[25] **Nasseh** O./**MEP-Mecânica Pesada: A Utilização de Turbinas KAPLAN tipo "S" em Aproveitamentos de Baixa Queda: O exemplo da UHE NEBLINA II** da Cia. Força e Luz Cataguazes-Leopoldina – 1ª Jornada Técnica Mecânica Pesada/GEC ALSTHOM, 13 páginas, Abril 1995

[26] **Gish** W. B., **Schurz** J. R., **Milano** B., **Schleif** F. R.: **An Adjustable Speed Synchronous Machine for Hydroelectric Applications,** IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, Vol. PAS-100, nº 5, May 1981

[27] **Hutarew** A.: **Converter application for mini hydro generation** – Revista International Water Power & Dam Construction, pages 17-19, May 1991

[28] **Kita** E., **Nishi** M., **Saito** K., **Bando** A.: **A 400 MW Adjustable Speed Pumped-Storage System,** Revista International Water Power & Dam Construction, pages 37-39, November 1991

[29] **Byers** W.: **Making the "Old" Better with New Machines,** Revista HRW-Hydro Review Worldwide/Winter 1994

[30] **Moraes** C. M.: **Emprego de Geradores Assíncronos nas Minicentrais Hidrelétricas,** Departamento Municipal de Eletricidade de Poços de Caldas, Março 1989

[31] **Stemmler** H., **Vögele** H., **Galasso** B.: **Pump-Turbines with Pole-Changing or Variable-Speed Motor-Generators,** ASEA BROWN BOVERI

[32] **Butler** N.: **Reviewing the Advantages of Adjustable-Speed Hydraulic Turbine and Pump-Turbine Units,** HYDRO REVIEW/February 1994, pages 92-95

[33] **Warneke** O.: **Static frequency converters for adjustable-speed sets,** Revista International Water Power & Dam Construction, pages 40-42, June 1995

[34] **Trautner** J., **Wick** A.: **A DC link converter and cycloconverter fed AC motors: the concepts and properties of large variable-speed drives,** SIEMENS AG / Energy and Automation X (1988) Special "Large Electronic Motor AC Variable Speed Drives", pages 16-31

[35] **Dirr** R., **Neuffer** I., **Schlüter** W., **Waldmann** H.: **New Electronic Control Equipment for Doubly-Fed Induction Motors of High Rating,** SIEMENS AG/Measurement and Process Engineering Division, Erlangen/Alemanha

[36] **Teixeira** J. C.: **Desenvolvimento de um Sistema de Excitação para um Gerador Síncrono de Velocidade Ajustável,** Dissertação de mestrado apresentada ao Departamento de Engenharia Elétrica da Escola Politécnica da Universidade de São Paulo, Março 1989

[37] **Well adjusted for pumped storage,** Revista International Water Power & Dam Construction, pages 60-61, August 1994

[38] **Pelly** B. R.: **Thyristor Phase-Controlled Converters and Cycloconverters: Operation, Control and Performance,** Editora John Wiley and Sons

[39] **Salzmann** T.: **Cycloconverters and Automatic Control of Ring Motors Driving Tube Mills,** Siemens Review, volume XLV, Nr 1, January 1978, pages 3-8

[40] **Terens** L., **Bommeli** J., **Peters** K.: **The Cycloconverter-Fed Synchronous Motor,** Brown Boveri Review, volume 69, April/May 1982, pages 122-132

[41] **Hayashi** S., **Haragushi** E., **Sanematsu** T., **Takahashi** N., **Yasaka** Y., **Nagura** O.: **Development of Adjustable Speed Generator,** HITACHI Works/HITACHI Ltd., Ibarani-ken 317, Japan

[42] **Taguchi** T., **Aida** K., **Mukai** K., **Yanigisawa** T., **Kanai** T.: **Variable Speed Pumped Storage System Fed by large-scale Cycloconverter,** The European Conference on Power Electronics and Apparatus, Firenze, pages 237–242, September 3-6, 1991

[43] **SIEMENS S.A.: ABC dos Acionamentos,** Manual de Bolso, 1ª edição 1987

[44] **Fitzgerald** A. E., **Kingsley** C. Jr., **Kusko** A.: **Electric Machinery,** Editora McGraw Hill, Terceira Edição

[45] **Smith** G. A.: **Current-Source Inverter in the Secondary Circuit of a Wound Rotor Induction Motor Provides Sub and Super Synchronous Operation,** IEEE Transactions on Industry Applications, volume IA-17, No. 4, July/August 1981

[46] **Rezek** A. J. J. *et al*: **Soluções Utilizando Eletrônica de Potência para Possibilitar a Geração de Energia Elétrica com Rotação Variável,** Escola Federal de Engenharia de Itajubá/IEE/DET-DON, Itajubá, MG

•**Gyugyi** L., **Pelly** B. R.: **Static Frequency Changers-Theory, Performance and Applications,** Editora John Wiley and Sons

•**Suchanek** V., **Wallstein** D.: **Static Frequency Converters for Variable-Speed Drives,** Brown Boveri Review, volume 67, October 1980, pages 577-583

•**Long** W. F., **Schmitz** N. L.: **Cycloconverter Control of the Doubly Fed Induction Motor,** IEEE Transactions on Industry and General Applications, volume IGA-7, No. 1, January/February 1971

•**Tanaka** H.: **An 82 MW variable speed pumped-storage system,** Revista International Water Power & Dam Construction, pages 25-26, November 1991