

UNIVERSIDADE FEDERAL DE MINAS GERAIS - UFMG
ESCOLA DE ENGENHARIA
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA
PPGEE

PLANEJAMENTO DA EXPANSÃO DOS SISTEMAS DE
DISTRIBUIÇÃO - METODOLOGIA
PARA A CONSIDERAÇÃO DE
PEQUENAS CENTRAIS HIDRELÉTRICAS

ALUNO: Brunno Viana dos Santos Sant'Anna

ORIENTADORA: Maria Helena Murta Vale

Belo Horizonte, Agosto de 2009

Brunno Viana dos Santos Sant'Anna

**“PLANEJAMENTO DA EXPANSÃO DOS SISTEMAS DE
DISTRIBUIÇÃO - METODOLOGIA PARA A CONSIDERAÇÃO DE
PEQUENAS CENTRAIS HIDRELÉTRICAS”**

Dissertação de Mestrado submetida à banca examinadora designada pelo Colegiado do Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica da Universidade Federal de Minas Gerais, como parte dos requisitos necessários à obtenção do grau de Mestre em Engenharia Elétrica

**Área de Concentração: Engenharia de Potência
Linha de Pesquisa: Sistemas de Energia Elétrica**

**Orientadora: Prof^a Maria Helena Murta Vale
Universidade Federal de Minas Gerais**

**Belo Horizonte
Universidade Federal de Minas Gerais – UFMG
2009**

DEDICATÓRIA

Dedico esta dissertação aos meus pais Alexandre e Dayse, às minhas irmãs Clarisse e Haydée, ao meu irmão Alexandre, e à minha esposa Leila.

"Mestre não é quem sempre ensina, mas quem de repente aprende."

João Guimarães Rosa

AGRADECIMENTOS

Agradeço a Deus pela família e amigos que tenho, o que me ajudou a trilhar este caminho.

Aos meus pais e irmãos pela compreensão nos momentos que estive distante.

À minha esposa Leila pelo amor e companheirismo.

A CEMIG, que possibilitou a realização deste trabalho de Mestrado.

À professora Maria Helena Murta por sua dedicação, orientação, profissionalismo e incentivo.

Aos colegas e funcionários do CPDEE pela convivência e cooperação durante todo o curso.

A todos os amigos da CEMIG, que me incentivaram e apoiaram, especialmente José Ricardo Mendes e Osvaldo Costa Ramos, cujos ensinamentos foram fundamentais para a conclusão deste trabalho.

Aos participantes da banca, Doutores Cleber Esteves e Fabrício pelas valiosas contribuições.

RESUMO

O grande número de Pequenas Centrais Hidrelétricas já instaladas no Brasil, o crescente número de futuras instalações deste porte e a necessidade de otimização dos recursos elétricos disponíveis tornam necessária a busca pela concepção de novos procedimentos ajustados a este novo cenário.

Nesta dissertação é proposta uma metodologia inovadora que viabiliza a consideração das Pequenas Centrais Hidrelétricas nos estudos realizados na etapa de Planejamento da Expansão dos Sistemas de Distribuição.

A partir desta metodologia foi implementado um procedimento que determina o percentual da geração de cada usina que poderá ser considerado nos casos de fluxo de potência utilizados nas simulações desenvolvidas no planejamento. A aplicação deste procedimento possibilitará a postergação de investimentos, contribuindo assim para a modicidade tarifária.

ABSTRACT

The large number of small hydroelectric power plants in operation in Brazil, the growing number of future plants and the necessity of electrical available resources optimization demand the development of new procedures adjusted to this new scenario.

In this direction, this thesis proposes an innovative methodology dedicated to the Expansion Planning of Distribution Systems. It allows the consideration of small hydroelectric plants in planning studies.

Based on this methodology a special procedure was developed. It calculates the amount of generation that can be considered in power flow simulations, for each small hydroelectric plant. The application of this procedure will make possible the investment postponement, contributing to obtain affordable tariffs.

ÍNDICE

1	INTRODUÇÃO	1
2	GERAÇÃO DISTRIBUÍDA - ASPECTOS BÁSICOS	5
2.1.	CONSIDERAÇÕES INICIAIS	5
2.2.	FONTES DE GERAÇÃO DISTRIBUÍDA	9
2.2.1.	CENTRAIS TÉRMICAS - BIOMASSA	9
2.2.2.	ENERGIA EÓLICA	12
2.2.3.	ENERGIA SOLAR	15
2.2.4.	ENERGIA DAS MARÉS E CORRENTES MARINHAS	18
2.2.5.	PEQUENAS CENTRAIS HIDRELÉTRICAS	19
2.2.5.1.	DEFINIÇÃO	19
2.2.5.2.	CLASSIFICAÇÃO	20
2.2.5.3.	CARACTERÍSTICAS GERAIS DE OPERAÇÃO E POTENCIAL DE GERAÇÃO	21
2.3.	CONSIDERAÇÕES FINAIS	22
3	PLANEJAMENTO DA EXPANSÃO CONSIDERANDO ASPECTOS DE GERAÇÃO DISTRIBUÍDA	23
3.1.	O SISTEMA INTERLIGADO NACIONAL	23
3.2.	A ESTRUTURA DO SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO	25
3.3.	PLANEJAMENTO DA EXPANSÃO NO CONTEXTO DAS ATIVIDADES DO SEP	27
3.4.	CONSIDERAÇÃO DAS PCH NO PROCESSO DE PLANEJAMENTO DOS SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO DE ALTA TENSÃO	29

3.5. CONSIDERAÇÕES FINAIS	34
4 CONSIDERAÇÃO DAS USINAS HIDRELÉTRICAS DE PEQUENO PORTE NO PLANEJAMENTO DA EXPANSÃO - PROPOSTA DE PROCEDIMENTO	35
4.1. CONSIDERAÇÕES INICIAIS	35
4.2. NÚMERO DE MÁQUINAS E A GERAÇÃO DA PCH	36
4.3. PREMISSAS DO PROCEDIMENTO PROPOSTO	37
4.3.1. DISPONIBILIDADE HÍDRICA (DH).....	37
4.3.2. DISPONIBILIDADE DAS MÁQUINAS.....	41
4.3.2.1. CONSIDERAÇÕES INICIAIS	41
4.3.2.2. DISPONIBILIDADE E TAXA DE FALHAS	42
4.3.2.3. DISPONIBILIDADE MECÂNICA MÍNIMA (DISP MÍNIMA)	45
4.4. PASSOS DO PROCEDIMENTO PROPOSTO	46
4.5. O PROCEDIMENTO PROPOSTO NO PROCESSO DE PLANEJAMENTO	49
4.6. CONSIDERAÇÕES FINAIS	51
5 APLICAÇÃO DO PROCEDIMENTO PROPOSTO	53
5.1. DESCRIÇÃO DO SISTEMA ELÉTRICO - CASO EXEMPLO	53
5.2. CÁLCULO DAS DISPONIBILIDADES MECÂNICAS E HÍDRICAS	56
5.2.1. CÁLCULOS PARA A PCH 1.....	57
5.2.2. CÁLCULOS PARA A PCH 2.....	58
5.2.3. CÁLCULOS PARA A PCH 3.....	61
5.3. RESULTADOS DAS SIMULAÇÕES DE FLUXO DE POTÊNCIA.....	61
5.3.1. CASO BASE SEM CONSIDERAR A PCH 2.....	62
5.3.2. ALTERNATIVA - CONSIDERAÇÃO DA PCH 2.....	63

5.4. ANÁLISE DOS RESULTADOS E CONSIDERAÇÕES FINAIS.....	65
6 CONCLUSÕES E PROPOSTAS DE CONTINUIDADE.....	67
REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS	69
ANEXO A.....	73
CENTRAIS TÉRMICAS – BIOMASSA	73

1

INTRODUÇÃO

O adequado funcionamento do Sistema Elétrico de Potência (SEP) e a garantia do atendimento de todo o mercado de energia envolvem o desenvolvimento de várias atividades que, muitas vezes, se iniciam vários anos antes mesmo da implantação das instalações que o compõem. Dentre essas atividades, destaca-se o Planejamento da Expansão que envolve toda a metodologia para o desenvolvimento da estrutura do setor elétrico, incluindo Geração, Transmissão e Distribuição de energia. O planejamento deve garantir os recursos necessários para o atendimento ao mercado.

O planejamento do Sistema de Transmissão é realizado de forma integrada à expansão da Geração. Já o Sistema de Distribuição, que atualmente vem recebendo a conexão de vários empreendedores de geração, não possui a integração com estes agentes. Nesta dissertação, enfoque é dado ao Planejamento da Expansão do Sistema de Distribuição.

Os planejadores têm como desafio implementar o sistema futuro de forma a atender aos requisitos técnicos impostos pelo órgão regulador, observando várias restrições, tais como os limites de ordem econômica, ambiental, social, dentre outros. A cada ano, os desafios impostos tanto pelo regulador, quanto pela própria sociedade, vêm crescendo. Cada investimento realizado implica reflexos na tarifa paga pelos consumidores das concessionárias. A grande importância das questões ambientais tem exigido maior eficiência por parte dos planejadores.

Neste cenário, percebe-se que, apesar das atividades de expansão já serem executadas tradicionalmente no setor elétrico, estas constituem tarefa não trivial, requerendo contínua avaliação e atualização de seus procedimentos, de forma a atender à evolução dos sistemas elétricos.

Este trabalho de mestrado visa contribuir nesta direção, investigando o impacto das Pequenas Centrais Hidrelétricas (PCH) na concepção dos planos de expansão.

Que a presença das PCH no sistema elétrico interfere no comportamento deste, isto já se espera. Entretanto, a questão que se apresenta, normalmente, diz respeito a como quantificar este impacto. Até a pergunta que, em princípio, parece simples, muitas vezes não encontra resposta imediata: qual parcela da geração das PCH pode ser considerada nos estudos?

Apesar da sua relevância, atualmente ainda se verifica uma carência de trabalhos que se dediquem ao estudo específico da inclusão da geração de energia pelas PCH nos estudos de planejamento. Dentro do conceito de racionalização dos recursos energéticos e melhor utilização da infra-estrutura do setor elétrico, a otimização das instalações já existentes, dentre elas as PCH, se torna essencial.

Partindo deste conceito, pode-se identificar o **objetivo principal** desta dissertação: *quantificar a utilização das PCH no âmbito do planejamento, determinando o percentual da potência de cada usina que poderá ser considerado nos casos de fluxo de potência, utilizados nas simulações desenvolvidas pelos planejadores do Sistema de Distribuição*. Como **objetivo específico**, tem-se a proposta de um procedimento a ser adotado na prática pelas empresas.

Várias são as **motivações** para a realização deste trabalho. Dentre elas, destacam-se:

- O elevado montante de PCH já implantado no Brasil e o elevado potencial estimado, que está entre os maiores do mundo. Neste cenário o estado de Minas Gerais se destaca por apresentar o maior potencial do país;
- A possibilidade de postergação de obras dos Sistemas de Distribuição, impactando o plano de obras das concessionárias;
- A consideração das PCH na operação dos sistemas elétricos implica avanço nas condições operativas, uma vez que ocasiona melhoria nos níveis de tensão, trazendo uma condição mais satisfatória de atendimento aos consumidores de energia;
- Uma vez que a consideração das PCH pode proporcionar investimentos otimizados, reflexo se dará na modicidade tarifária, trazendo benefícios para toda a sociedade, incluindo consumidores e empresas.

Para cumprir seus objetivos, o trabalho está estruturado em 5 capítulos e um anexo, além deste *Capítulo 1* introdutório.

No *Capítulo 2* é tratada a chamada *Geração Distribuída* e são discutidas diversas fontes de energia que possuem potencial de implantação no Brasil, sendo dada ênfase às PCH.

O *Capítulo 3* reúne os principais conceitos e definições relacionados ao planejamento da expansão e à estrutura do setor elétrico brasileiro. Este capítulo visa contextualizar o tema do trabalho, na medida em que aborda as etapas de planejamento sob a visão da importância de se incluir a geração das PCH nos seus procedimentos.

No *Capítulo 4* é proposta uma metodologia para a consideração das PCH nos estudos de Fluxo de Potência, de maneira que o planejador, por meio de informações bem organizadas, possa decidir pela consideração ou não da PCH no sistema.

O *Capítulo 5* apresenta a aplicação da metodologia proposta, mostrando sua importância por meio dos resultados práticos obtidos.

As conclusões e continuidades do trabalho são apresentadas no *Capítulo 6*, que é seguido pelas *Referências Bibliográficas* utilizadas no desenvolvimento do mesmo. O texto inclui o *Anexo A* que contém informações complementares sobre geração por meio de biomassa.

Antes de fechar este capítulo introdutório, é interessante tecer alguns comentários com relação à revisão bibliográfica realizada durante a elaboração desta dissertação, embora, como já citado, exista carência de literatura pertinente ao tema específico aqui abordado. Apesar dos documentos estudados não serem voltados diretamente aos procedimentos de expansão, vale citar algumas referências que contribuíram para o desenvolvimento desta pesquisa, por abordarem aspectos relevantes sobre Geração Distribuída.

A questão da importância sobre o *funcionamento ilhado* de Geração Distribuída é abordada em alguns artigos. Em [GAUTHIER 07] é apresentada a experiência da Hidro-Québec na melhoria da confiabilidade dos Sistemas de Distribuição através da operação ilhada de Geração Distribuída quando da manutenção da fonte de alimentação principal. Pode também ser citado o trabalho [Knorr 02], onde é apresentado um caso exemplo de formação de ilha via Geração Distribuída na Hidropan, Rio Grande do Sul. Nesta mesma linha, tem-se a referência [Spier 03], que

analisa o comportamento dinâmico da Geração Distribuída conectada aos Sistemas de Distribuição além de avaliar as questões relativas aos níveis de curto-circuito.

Quanto aos *aspectos construtivos* das PCH, estes são abordadas em [Neto 03]. Levantam-se as questões sobre o dimensionamento de reservatórios, energia gerada e arranjos. Entretanto, os impactos que as escolhas resultam no Sistema de Distribuição não são mencionados. Um ponto de grande interesse não abordado, que pode ser citado como exemplo, é a quantidade de máquinas a serem implementadas na PCH. Esta decisão poderá impactar de maneira direta a consideração ou não da usina no planejamento da expansão dos Sistemas de Distribuição, conforme mostrado nesta dissertação.

A questão da estabilidade dos sistemas de potência com a inserção de Geração Distribuída é analisada em [Knazkins 04]. O trabalho aborda questões relativas a transitórios eletromecânicos, estabilidade de tensão e estabilidade de frequência em sistemas com grande inserção de Geração Distribuída, além de trabalhar a modelagem dos sistemas de controle. A preocupação com a *qualidade de energia e os impactos da Geração Distribuída* no sistema elétrico são temas também abordados em [Ribeiro 05]. São levantados problemas tais como o efeito *flicker*, causado por fontes eólicas, geradores fotovoltaicos e geradores de indução, problema comum em cargas como fornos a arco, mas pouco difundido quando se trata de geração de energia.

Uma questão sempre presente em seminários e congressos da área diz respeito aos aspectos de *complementaridade das fontes* de Geração Distribuída. Em [Rocha 99] é tratada esta correlação entre as fontes eólicas e hídricas, visando possibilitar larga utilização dos recursos disponíveis, principalmente no Brasil.

Na realidade, a revisão bibliográfica mostrou que o tema Geração Distribuída tem sido bastante difundido na literatura técnica, havendo contribuições em várias áreas de pesquisa. A carência verificada em publicações relacionadas à inclusão das PCH no contexto da expansão Sistema de Distribuição pode ser justificada pelo fato de que, até pouco tempo atrás, a função primordial desses sistemas era a de suprir as cargas a eles conectadas. Contudo, faz-se clara a necessidade de mudanças de paradigmas, uma vez que a conexão de fontes de geração aos Sistemas de Distribuição é uma realidade, enfatizando, assim, a importância da **contribuição** da dissertação.

2

GERAÇÃO DISTRIBUÍDA - ASPECTOS BÁSICOS

Este capítulo apresenta as principais características de diferentes fontes alternativas de energia, visando identificar a Geração Distribuída no contexto da geração de energia elétrica nacional. Ênfase é dada às Pequenas Centrais Hidrelétricas.

2.1. CONSIDERAÇÕES INICIAIS

As novas necessidades ambientais, econômicas, inovações tecnológicas e principalmente os incentivos dados pela legislação alteraram a visão dos empreendedores, fazendo com que fossem focados novos investimentos em empreendimentos de Geração Distribuída e fontes alternativas de energia.

A tabela 2.1 apresenta informações, disponibilizadas no Banco de Informações de Geração da ANEEL (Agência Nacional de Energia Elétrica), referentes aos empreendimentos em operação. Os tipos considerados correspondem a: Central de Geração Hidrelétrica (CGH), Central de Geração Eolielétrica (EOL), Pequena Central Hidrelétrica (PCH), Central Geradora Solar Fotovoltaica (SOL), Usina Hidrelétrica (UHE), Usina Termelétrica (UTE), Usina Termonuclear (UTN).

Tabela 2.1 – Matriz Energética [ANEEL 09]

Empreendimentos em Operação			
Tipo	Quantidade	Potência Outorgada (kW)	% Potência
CGH	279	156.306	0,15
EOL	33	414.480	0,4
PCH	338	2.653.358	2,53
SOL	2	5.020	0
UHE	159	74.700.627	72,6
UTE	1.237	25.911.330	22,37
UTN	2	2.007.000	1,94
Total	2.050	105.848.121	100

Como pode ser observado, a geração proveniente de PCH representa menos de 3% da potência instalada total, sendo que as Usinas Hidrelétricas de grande porte respondem por 72,6% da potência instalada do país. No entanto, isto vem mudando. Como pode ser observado pela tabela 2.2, os empreendimentos oriundos de PCH representam em torno de 8% dos novos empreendimentos.

Tabela 2.2 – Empreendimentos em Construção [ANEEL 09]

Empreendimentos em Construção			
Tipo	Quantidade	Potência Outorgada (kW)	% Potência
CGH	1	848	0,01
EOL	7	339.500	2,64
PCH	63	1.048.645	8,17
UHE	23	7.781.400	60,62
UTE	34	3.666.723	28,56
Total	128	12.837.116	100

Mesmo que ainda pequena, pode ser percebida a mudança gradativa da matriz energética brasileira, onde se tem buscado outras fontes em complementaridade às de geração hidráulica de grande porte.

O termo Geração Distribuída tem recebido diferentes definições na busca de caracterizá-la. Em termos internacionais, como exemplos, podem ser citadas as do CIGRÉ¹ e do IEEE²:

- Segundo o CIGRE, a Geração Distribuída é a geração que não é planejada de modo centralizado, nem despachada de forma centralizada, não havendo, portanto, um órgão que comande as ações das unidades de geração descentralizada [Haddad 06].
- De acordo com IEEE, a geração descentralizada é uma central de geração pequena o suficiente para estar conectada à rede de distribuição e próxima do consumidor [Haddad 06].

A legislação brasileira classifica a Geração Distribuída em seu Decreto 5.163/2004 – Art. 14 [ANEEL 04] da seguinte forma:

“Considera-se Geração Distribuída a produção de energia elétrica proveniente de empreendimentos de agentes concessionários, permissionários ou autorizados, incluindo aqueles tratados pelo art. 8o da Lei no 9.074, de 1995 [ANEEL 95], conectados diretamente no sistema elétrico de distribuição do comprador, exceto aquela proveniente de empreendimento:

I - hidrelétrico com capacidade instalada superior a 30MW; e

II - termelétrico, inclusive de cogeração, com eficiência energética inferior a setenta e cinco por cento, conforme regulação da ANEEL, a ser estabelecida até dezembro de 2004.

Parágrafo único. “Os empreendimentos termelétricos que utilizem biomassa ou resíduos de processo como combustível não estarão limitados ao percentual de eficiência energética prevista no inciso II do caput.”

No que diz respeito ao aparecimento das chamadas Pequenas Centrais Hidrelétricas, este se deveu à necessidade do fornecimento de energia elétrica para serviços de iluminação e novas indústrias que começavam a surgir destacando-se, principalmente, as têxteis e as de mineração e beneficiamento de produtos agrícolas.

¹ CIGRE – *International Council on Large Electric Systems*

² IEEE - *Institute of Electrical and Electronics Engineers*

Devido à baixa confiabilidade das primeiras PCH, prevaleciam as fontes oriundas de energia térmica, sendo instaladas por empresas e prefeituras.

A primeira usina hidrelétrica instalada para o atendimento de iluminação pública no Brasil foi a de Marmelos – Zero, que entrou em operação em 1889, no município de Juiz de Fora, Minas Gerais. Apesar de, na época, a mesma ser considerada como de grande porte, possuía apenas duas turbinas instaladas com potência de 250 kW.

A partir de 1940 previa-se forte escassez de energia elétrica, obrigando o estado a intervir fortemente no setor. Em 1945 foi criada a primeira empresa de eletricidade do governo federal, a Companhia Hidrelétrica do São Francisco (CHESF). Naquela época o foco eram as grandes usinas. Desde então as PCH foram deixadas de lado, sendo retomadas mais recentemente.

No contexto da Geração Distribuída, a retomada de desenvolvimento passa pela evolução da legislação do setor elétrico brasileiro, onde as principais regras pertinentes podem ser assim resumidas:

Lei 9.074, de 20 de julho de 1995 – instituiu a figura do produtor independente de energia, também garante o livre acesso aos Sistemas de Transmissão e Distribuição.

Decreto nº 2.003, de 10 de dezembro de 1996 – regulamentou a produção de energia elétrica por autoprodutor e produtor independente de energia.

Lei nº 9.427, de 21 de dezembro de 1996 – instituiu a ANEEL.

Resolução ANEEL nº 281, de 01 de outubro de 1999 - estabeleceu as condições gerais de contratação de acesso, compreendendo o uso e conexão aos Sistemas de Transmissão e Distribuição de energia elétrica.

Resolução ANEEL nº 371, de 29 de dezembro de 1999 – regulamentou a contratação e comercialização de reserva de capacidade por autoprodutor ou produtor independente, para atendimento à unidade consumidora diretamente conectada às suas instalações de geração.

Lei nº 10.438, de 26 de Abril de 2002 – criou o PROINFA (Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica) e a CDE (Conta de Desenvolvimento Energético) e trata da universalização do atendimento.

Resolução ANEEL nº 652, de 09 de Dezembro de 2003 - estabeleceu os critérios para o enquadramento de aproveitamento hidrelétrico na condição de Pequena Central Hidrelétrica.

Lei nº 10.847, de 15 de março de 2004 – autorizou a criação da EPE (Empresa de Pesquisa Energética) e dá outras providências.

Resolução ANEEL nº 312, de 06 de maio de 2008 - alterou a Resolução Normativa ANEEL nº 068 de 08 de Junho de 2004, que estabelece os procedimentos para a implementação de reforços nas demais instalações de transmissão, não integrantes da rede básica incluindo os procedimentos para a expansão das instalações de transmissão de âmbito próprio, das concessionárias ou permissionárias de distribuição de energia elétrica.

Resolução ANEEL nº 343, de 9 de Dezembro de 2008 - estabeleceu procedimentos para registro, elaboração, aceite, análise, seleção e aprovação de projeto básico e para autorização de aproveitamento de potencial de energia hidráulica com características de Pequena Central Hidrelétrica.

2.2. FONTES DE GERAÇÃO DISTRIBUÍDA

Nos itens que se seguem, são apresentados alguns aspectos relacionados à geração de energia a partir de fontes alternativas (biomassa, eólica, solar e outras), bem como das PCH.

2.2.1. CENTRAIS TÉRMICAS - BIOMASSA

Dentre as fontes de Geração Distribuída no Brasil destaca-se a cogeração de energia utilizando a biomassa. A biomassa é aproveitada energeticamente através do uso do etanol, bagaço de cana, carvão vegetal e lenha, dentre outros. No Brasil a utilização do bagaço da cana de açúcar, que é o resíduo sólido proveniente da moagem da cana de açúcar, é a que tem se mostrado com a maior utilização.

As indústrias do setor sucroenergético utilizam vapor no seu processo industrial e, simultaneamente, na produção de eletricidade, que normalmente supre seu consumo interno. O restante normalmente é exportado para o sistema elétrico.

O processo utilizado nessas indústrias nunca fora eficiente, pois o potencial gerado se mostrava muito superior à necessidade interna da planta. A partir do momento em que a energia se tornou uma *comodite* valorizada no mercado, as usinas de açúcar e álcool passaram a investir maciçamente na eficiência de suas indústrias, possibilitando assim a exportação de montantes cada vez maiores de energia para o sistema elétrico.

A geração biomassa é considerada fonte de energia limpa, renovável e de regime complementar à hidráulica. A produção de energia através do bagaço de cana vai normalmente de abril a novembro. Neste período as chuvas são escassas e tal geração, se bem alocada, poderá trazer benefícios ao sistema elétrico.

O apelo para a geração de energia através da biomassa reflete a preocupação com o meio ambiente, visto que a grande quantidade de resíduos resultantes das culturas agrícolas, a necessidade de um descarte adequado, preferencialmente com aproveitamento econômico, trás benefícios ecológicos. Há vários meios para a produção de energia elétrica através da biomassa. Independente do processo realizado, há a transformação da biomassa em força motriz e a posterior transformação desta energia mecânica em energia elétrica.

O Brasil é um país que reúne inúmeras vantagens comparativas que o tornam capaz de atuar como líder no mercado mundial de produtos agrícolas e agroindustriais em particular aqueles dedicados à energia. Existem imensas áreas disponíveis para a agricultura com impactos ambientais ainda relativamente baixos, a possibilidade de múltiplos cultivos ao longo de um único ano, a intensa radiação solar recebida, além da diversidade de clima e a existência de desenvolvimento científico e tecnológico agrícola, associado a uma agroindústria sólida e produtiva. Tudo isto favorece as fontes oriundas de biomassa.

A biomassa para fins energéticos em geral, e também particularmente como fonte para geração de energia elétrica, está entre as fontes renováveis com maiores possibilidades em termos de natureza, origem, tecnologia de conversão e produtos energéticos. A cana-de-açúcar é a segunda cultura, em termos de valor de produção, atrás apenas da soja [EPE 08], e vem ganhando novos investimentos nos últimos anos, com o objetivo de suprir a demanda por álcool no mercado interno, devido à criação dos carros bicompostíveis, e atender às crescentes exportações. Sua produção vem crescendo a taxas elevadas, como pode ser verificado na tabela 2.3.

Tabela 2.3- Produção de Cana no Brasil [EPE 08]

Série histórica Cana de Açúcar - 10 ³ t/ ano						
	1990	1995	2000	2003	2004	2005
Brasil	262.679	303.699	326.121	396.012	415.206	431.386
Norte	784	725	844	875	956	1.077
Nordeste	71.689	60.659	60.259	63.742	65.499	56.600
Sudeste	162.444	201.052	214.391	262.197	276.593	304.890
Sul	13.630	21.687	24.220	33.285	34.272	30.013
Centro-Oeste	14.132	19.577	26.407	35.914	37.886	38.806
Taxa Crescimento(%)		15,62	15,62	15,62	15,62	15,62

O mapa da figura 2.1 apresenta os dez maiores produtores de cana de açúcar do país. Destes, sete pertencem ao estado de São Paulo, com 62% da produção.

Apesar das condições favoráveis no Brasil para a geração de energia elétrica através da biomassa, apenas 3,6% da potência instalada total do país, ou seja, cerca de 3.500MW são de termelétricas a biomassa, com participação majoritária das instalações na indústria sucroalcooleira (2.440MW), seguida pela indústria de papel e celulose (782MW). Contudo, a evolução tecnológica vem reduzindo os custos de investimento, aumentando a eficiência e, conseqüentemente, a competitividade e o potencial de aproveitamento energético da biomassa. Vale notar que a legislação brasileira vem sendo alterada com o objetivo de facilitar a conexão de acessantes ao Sistema de Distribuição. Informações adicionais sobre a conversão da biomassa em energia são apresentadas no anexo A.

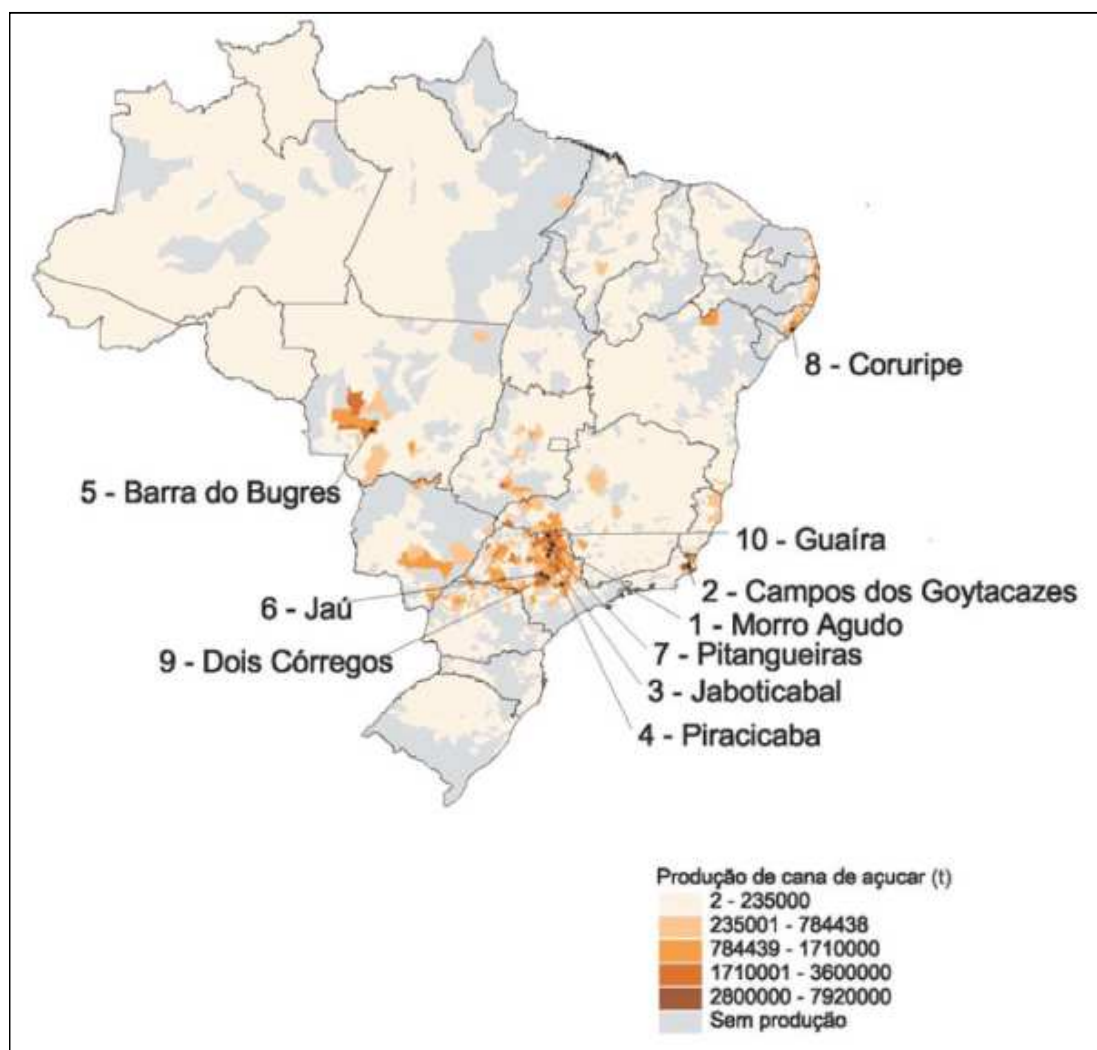


Figura 2.1 – Maiores Produtores de Cana [EPE 08]

2.2.2. ENERGIA EÓLICA

O Brasil, devido a sua imensa extensão territorial, apresenta várias regiões com características que favorecem o aproveitamento eólico para a geração de energia elétrica. Para não desperdiçar tal recurso natural e renovável, é fundamental o conhecimento do comportamento do vento. A geração de energia elétrica a partir dos ventos ocorre pelo contato deste com as pás da turbina, dando origem a forças de sustentação e de arrasto, que transferem energia ao rotor do aerogerador. A quantidade de energia gerada é função da densidade do ar, da área coberta pela rotação das pás e da velocidade do vento.

Os dados relativos ao comportamento do vento, que auxiliam na determinação do potencial eólico da região, referem-se à intensidade da velocidade e à direção do vento. Para obter esses dados, é necessário também analisar os fatores que influenciam o regime dos ventos na localidade do empreendimento. Dentre eles, pode-se citar o relevo, a rugosidade do solo e outros obstáculos distribuídos ao longo da região. Para a determinação de um potencial eólico são necessários dados preferencialmente por vários anos. Atualmente, a disponibilidade de estações anemométricas no país é insuficiente para cobrir todo o território nacional.

De acordo com a referência Atlas do Potencial Eólico Brasileiro [CEPEL 08], o perfil geral de circulação atmosférica encontra variações significativas por diferenças em propriedades de superfícies, tais como geometria e altitude de terreno, vegetação e distribuição de superfícies de terra e água. Esses fatores atuantes nas escalas menores podem resultar em condições de vento locais que se afastam significativamente do perfil geral da larga escala da circulação atmosférica.

Apresenta-se na figura 2.2 o potencial de geração eólica do Brasil correspondente às regiões brasileiras.

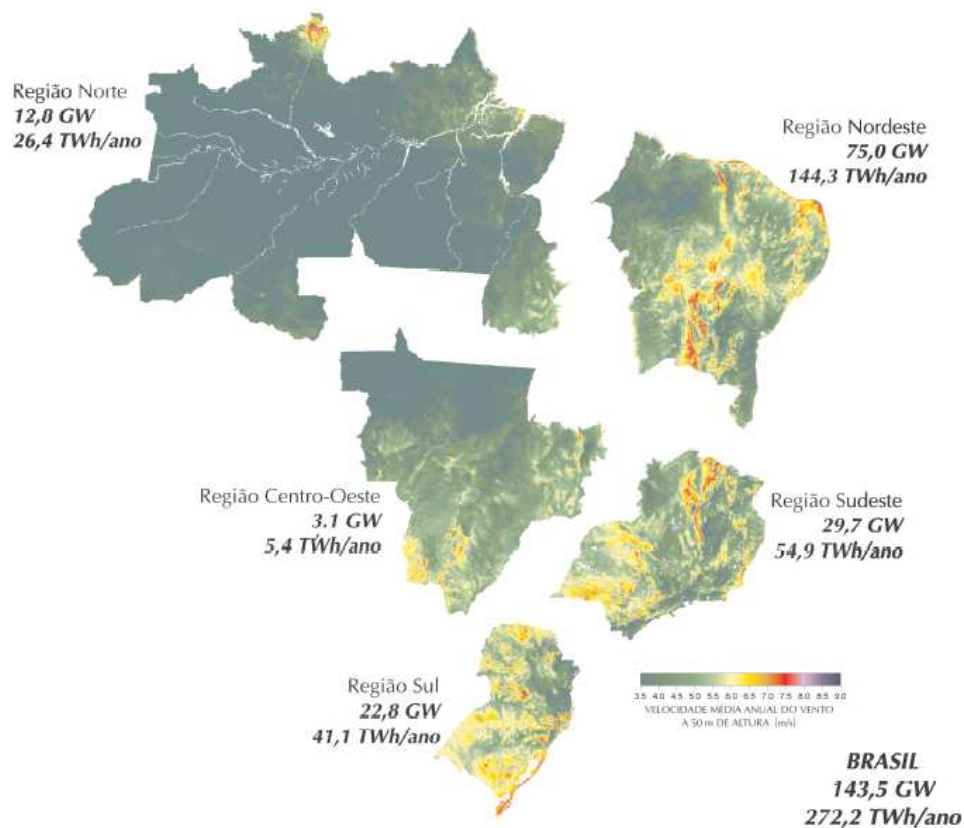


Figura 2.2 – Potencial Eólico Brasileiro [CEPEL 08]

Região Norte

A região Norte apresenta médias anuais de vento a 50m de altura inferiores a 3,5m/s. Em algumas poucas áreas há possibilidade de implantação de geração eólica, destacando-se a faixa que inicia-se no Atlântico, a leste da foz do Rio Amazonas, estendendo-se para oeste sobre a porção norte da Bacia Amazônica, que apresenta ventos médios anuais de 8m/s a 10m/s na camada entre 1.000m e 2.000m acima da superfície. Essa faixa de altas velocidades tem pouco significado para os ventos de superfície na Bacia Amazônica, porém torna-se uma fonte de energia eólica para as áreas mais elevadas que ocorrem no extremo norte da Bacia Amazônica. É ela que muito provavelmente constitui o principal fator para a existência de uma área isolada de altas velocidades médias anuais de vento na região da Serra Pacaraima, em Roraima, ao longo da fronteira Brasil-Venezuela. Naquela área, esse escoamento de altitude alcança os níveis da superfície dos terrenos mais elevados, grande parte dos quais cobertos pela baixa rugosidade de savanas, onde em alguns locais também ocorrem canalizações orográficas. Entretanto, excetuando-se essa área isolada e única na região, os ventos nessa grande área da Bacia Amazônica são bastante fracos devido à alta rugosidade (atrito de superfície).

Região Nordeste

Nessa região, os ventos são controlados primariamente pelos alísios (ventos que ocorrem durante todo o ano nas regiões tropicais, sendo muito comuns na América Central). Estes são o resultado da ascensão de massas de ar que convergem de zonas de alta pressão (anticiclônicas), nos trópicos, para zonas de baixa pressão (cyclônicas), no Equador, formando um ciclo. São ventos úmidos, provocando chuvas nos locais onde convergem. Por essa razão, a zona equatorial é a região das calmarias equatoriais chuvosas e de brisas terrestres e marinhas. Essa combinação das brisas diurnas com os alísios de leste resulta em ventos médios anuais entre 6m/s a 9m/s, que abrange os litorais do Maranhão, Piauí, Ceará e Rio Grande do Norte. As maiores velocidades médias anuais de vento ao longo dessa região estão ao norte do Cabo de São Roque, abrangendo os litorais do Rio Grande do Norte e Ceará, onde a circulação de brisas marinhas é especialmente intensa e alinhada com os ventos alísios de leste-sudeste.

Região Sudeste

Na costa do Sudeste a velocidade média anual é próxima de 7,5m/s no Espírito Santo e nordeste do Rio de Janeiro. Ao sul dessa região, na costa do estado do Rio de Janeiro, os ventos passam a ser consideravelmente mais fracos devido ao abrigo das montanhas a norte e a nordeste. Também a região Norte de Minas Gerais apresenta um bom potencial para a exploração da energia eólica

Região Centro-Oeste

A velocidade média anual na região situa-se geralmente entre 4m/s e 6m/s. Destacam-se nessa área algumas regiões mais elevadas a oeste, na fronteira com o Paraguai (no Mato Grosso do Sul), onde as velocidades médias anuais aproximam-se de 7m/s, resultantes principalmente do efeito de compressão vertical do escoamento ao transpor as elevações.

Região Sul

A velocidade média é de 5,5m/s a 6,5m/s sobre grande parte da região. Entretanto, esse escoamento é significativamente influenciado pelo relevo e pela rugosidade do terreno. Os ventos mais intensos estão entre 7m/s e 8m/s e ocorrem nas maiores elevações montanhosas do continente, bem como em planaltos de baixa rugosidade, como os Campos de Palmas. Outra área com velocidades superiores a 7m/s encontra-se ao longo do litoral sul, onde os ventos predominantes leste-nordeste são acentuados pela persistente ação diurna das brisas marinhas.

Até o final de 2009 o Governo Federal pretende realizar o primeiro leilão de energia eólica do país. No cadastramento realizado pela EPE, 441 projetos, que juntos somam capacidade instalada de 13.341MW, devem participar do certame.

Apesar de toda perspectiva positiva, dificilmente todo este potencial será implementado. Ainda não há no Brasil estrutura no tocante a fabricantes de equipamentos, grande parte destes são importados o que eleva o custo total de implantação. Destaca-se também que o custo da energia é superior ao das demais fontes produzidas.

2.2.3. ENERGIA SOLAR

A energia solar irradiada na superfície da Terra é suficiente para atender 10.000 vezes o consumo de energia do mundo. Somente a luz do sol é capaz de produzir uma média de 1.700 kWh de energia elétrica por ano para cada metro quadrado de área [ANEEL-a 08].

A disponibilidade de radiação solar depende da latitude do local. Isso se deve ao movimento da Terra em torno do Sol, que descreve um plano inclinado de aproximadamente 23,5° com relação ao plano do Equador. Esta inclinação provoca a variação da elevação do Sol no horizonte em relação à mesma hora, ao longo dos dias, determinando as estações do ano.

Por causa desta inclinação da Terra, a duração do dia varia de região para região, dependendo da estação do ano. As variações mais intensas de duração solar do dia entre as estações ocorrem nos pólos e nos períodos de solstícios³. Por outro lado, entre os trópicos e durante os equinócios⁴ as variações são bem menores.

A maior parte do território brasileiro está localizada relativamente próxima da linha do Equador, de forma que não se observam grandes variações na duração solar do dia. Contudo, a maioria da população brasileira e das atividades socioeconômicas do País se concentra em regiões mais distantes do Equador. Em Porto Alegre, capital brasileira mais meridional, a duração solar do dia varia de 10 horas e 13 minutos a 13 horas e 47 minutos, aproximadamente, entre 21 de junho e 22 de dezembro,

³ Em astronomia, **solstício** é o momento em que o Sol, durante seu movimento aparente na esfera celeste, atinge a maior declinação em latitude, medida a partir da linha do equador.

⁴ A palavra **equinócio** vem do Latim, *aequus* (igual) e *nox* (noite), e significa "noites iguais", ocasião em que o dia e a noite duram o mesmo tempo.

respectivamente [ANEEL-a 08]. No Brasil, ainda é muito preliminar o avanço desta tecnologia, mas existem algumas iniciativas no sentido do levantamento de dados de radiação solar. Dentre elas pode-se destacar a referência Atlas Solarimétrico do Brasil citado em [ANEEL-a 08]. Os resultados do Atlas mostram que a radiação solar no país varia de 8 a 22 MJ/m², sendo que as menores variações ocorrem nos meses de maio a julho, quando a radiação varia de 8 a 18 MJ/m². A figura 2.3 apresenta a distribuição da insolação no território brasileiro.

A radiação solar depende também das condições climáticas e atmosféricas. Somente parte da radiação solar atinge a superfície terrestre, devido à reflexão e absorção dos raios solares pela atmosfera. O Atlas Solarimétrico do Brasil em [ANEEL-a 08] apresenta uma estimativa da radiação solar incidente no país, resultante da interpolação e extrapolação de dados obtidos em estações solarimétricas distribuídas em vários pontos do território nacional. Devido, porém, ao número relativamente reduzido de estações experimentais e às variações climáticas locais e regionais, o Atlas faz estimativas da radiação solar a partir de imagens de satélites. Os maiores índices de radiação são observados na região Nordeste, com destaque para o Vale do São Francisco.

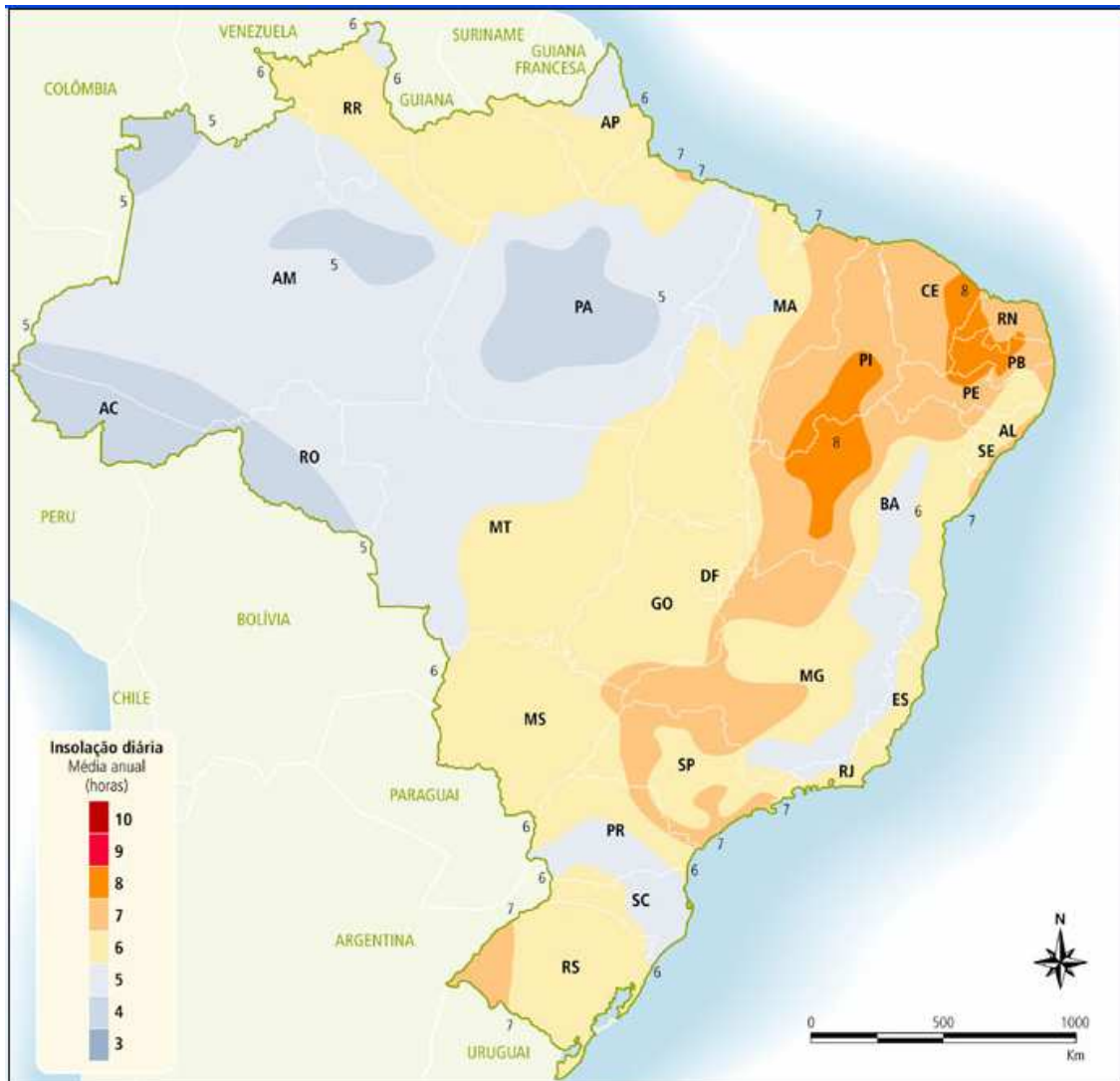


Figura 2.3 – Insolação no Território Brasileiro [ANEEL-a 08]

Para a geração de energia elétrica, a tecnologia que tem se mostrado mais promissora é a utilização de células fotovoltaicas. Utilizam-se placas de silício que quando a luz do sol atinge o semicondutor, o campo elétrico entre a junção das duas camadas inicia um fluxo de energia, gerando corrente contínua. Quanto maior a intensidade de luz, maior o fluxo de eletricidade.

A taxa média de crescimento do mercado mundial de energia fotovoltaica na década de 90 foi 20% e, entre 2000 e 2001, superou os 40%, atingindo a marca de 300MW de produção de módulos fotovoltaicos por ano. Tal crescimento pode ser atribuído a programas de incentivo à expansão das energias renováveis que visam reduzir a emissão de gases de efeito estufa. No Brasil, o principal programa de incentivo é o Programa de Desenvolvimento Energético de Estados e Município

(PRODEEM). Tal projeto, de cunho social, tem como objetivo a difusão da utilização das fontes alternativas de energia para as comunidades situadas fora das redes de distribuição.

Apesar dos benefícios da geração fotovoltaica, existem impactos ambientais importantes associados a este tipo de aproveitamento. Na tecnologia de conversão fotovoltaica há impactos ambientais importantes em duas fases: na fase da produção dos módulos, que é uma tecnologia intensiva em energia, e no fim da vida útil, após 30 anos de geração, no momento do descomissionamento da planta, quando parte é reciclada e o restante disposto em algum aterro sanitário.

2.2.4. ENERGIA DAS MARÉS E CORRENTES MARINHAS

Em termos mundiais, o *World Energy Council* [WEC 08] estima em cerca de 26.000 TWh o potencial de produção de energia das marés e correntes oceânicas. Porém, como tecnicamente viável, esse potencial reduz-se a 800 TWh [Brooks 04]. Para a geração de energia elétrica, entre os aspectos importantes considerados como vantagens sobre outras fontes renováveis estão a previsibilidade e a constância desses recursos naturais.

A maré é o movimento vertical do nível superficial do mar, causado principalmente pela interação gravitacional entre a Terra, a Lua e o Sol. O posicionamento relativo desses astros determina alterações cíclicas na amplitude das marés (diferença de altura entre marés alta e baixa consecutivas). Na América do Sul, os maiores potenciais energéticos se encontram ao sul da Argentina, na região das Ilhas Malvinas, e na região ao norte do Brasil

Além das marés, o aproveitamento das correntes, tanto de maré quanto oceânicas, é caracterizado pelo uso de pequenas unidades geradoras, entre 300 kW e 5MW, agrupadas em “fazendas” geradoras ao estilo das “fazendas” eólicas. As tecnologias em desenvolvimento podem ser divididas em dois grupos: (i) as turbinas, de eixo vertical ou horizontal semelhantes às eólicas, que movimentam geradores em movimentos circulares; (ii) os hidrofólios, que movimentam braços hidráulicos.

Diferentemente das turbinas eólicas, como a velocidade das correntes é praticamente constante, as turbinas marinhas sempre mantêm a geração máxima quando a velocidade do fluxo supera a velocidade nominal de projeto.

As regiões de Porto Alegre e Rio Grande do Sul detêm as ondas de maior intensidade energética do país; a frequência das ondas com potencial igual ou acima de 10 kW/m supera 79% do tempo.

2.2.5. PEQUENAS CENTRAIS HIDRELÉTRICAS

2.2.5.1. DEFINIÇÃO

A legislação atual define como PCH as usinas hidrelétricas com as seguintes características:

- *Potência superior a 1.000kW e igual ou inferior a 30.000kW;*
- *Área de reservatório inferior a 3km².*

O aproveitamento hidrelétrico que não atender à condição relativa à área do reservatório (desde que esta não seja superior a 13km²), respeitados os limites de potência, será considerado com características de PCH, caso se verifique pelo menos uma das seguintes condições:

I - atendimento à inequação (2.1)

$$A \leq \frac{14,3 \times P}{Hb} \quad (2.1)$$

Sendo:

P: potência elétrica instalada em (MW);

A: área do reservatório em (km²);

Hb: queda bruta em (m), definida pela diferença entre os níveis d'água máximo normal de montante e normal de jusante.

II - reservatório cujo dimensionamento, comprovadamente, foi baseado em outros objetivos que não o de geração de energia elétrica.

Outras características gerais que merecem ser citadas sobre as PCH são:

- Apresentam baixo custo de operação e manutenção;
- Tempo de construção menor do que usinas de grande porte;
- Menores impactos ambientais;
- Normalmente não possuem flexibilidade operativa, devido aos pequenos reservatórios.

2.2.5.2. CLASSIFICAÇÃO

Quanto à capacidade de regularização do reservatório, as PCH podem ser assim classificadas:

- a Fio d'Água;
- de Acumulação, com Regularização Diária do Reservatório;
- de Acumulação, com Regularização Mensal do Reservatório.

Por não possuírem grandes reservatórios, normalmente as PCH não possuem flexibilidade operativa, sua capacidade de geração está ligada à disponibilidade constante de água.

As usinas a fio d'água têm capacidade de armazenamento muito pequena, normalmente utilizam apenas a vazão do rio. Quando estas possuem reservatório, o mesmo é suficiente apenas para algumas horas do dia. Sendo assim, normalmente, utiliza-se esta água para geração no horário de pico.

As usinas de acumulação possuem capacidade em seus reservatórios para acumular água na época de cheias para posterior utilização em períodos secos. Desta forma dispõe de maior capacidade de geração do que as usinas a fio d'água. Deve-se destacar que as PCH normalmente possuem reservatórios com regularização diária.

As usinas hidrelétricas de pequeno porte também são classificadas quanto à potência instalada e quanto à queda de projeto. A tabela 2.4 mostra como é feita a classificação em micro, mini e pequenas centrais.

Tabela 2.4- Classificação das PCH quanto à Potência e à Queda de Projeto

CLASSIFICAÇÃO DAS CENTRAIS	POTÊNCIA - P (kW)	QUEDA DE PROJETO - H_d (m)		
		BAIXA	MÉDIA	ALTA
MICRO	$P < 100$	$H_d < 15$	$15 < H_d < 50$	$H_d > 50$
MINI	$100 < P < 1.000$	$H_d < 20$	$20 < H_d < 100$	$H_d > 100$
PEQUENAS	$1.000 < P < 30.000$	$H_d < 25$	$25 < H_d < 130$	$H_d > 130$

Como já citado, a legislação brasileira caracteriza como PCH as usinas com potência instalada entre 1.000 kW e 30.000 kW, sendo esta a classificação a ser utilizada neste trabalho. Deve-se ressaltar, porém, que esta caracterização encontra-se em fase de mudança; a previsão é de que haja elevação na potência máxima de 30.000kW para 50.000kW.

2.2.5.3. CARACTERÍSTICAS GERAIS DE OPERAÇÃO E POTENCIAL DE GERAÇÃO

Por dependerem da vazão dos rios e da capacidade de reservatórios há, com relação à operação das usinas hidráulicas, certo grau de incerteza. Quando se trata das PCH estas incertezas são ainda maiores, visto que, normalmente, estas não possuem reservatórios e também poucas máquinas são instaladas. A situação se complica quando a vazão do rio e o reservatório são utilizados para outras finalidades como, por exemplo, navegação e captação de água para consumo.

Diante desta situação, podem ser sugeridas algumas formas de se melhorar as contribuições das PCH ao sistema elétrico, tais como:

- Ampliar a capacidade instalada das usinas com a instalação de mais máquinas; isto permite que mesmo uma pequena vazão seja turbinável gerando assim energia.
- Aumentar a capacidade de armazenamento dos reservatórios (dentro dos limites estabelecidos pela legislação).

Quanto ao potencial de geração futura de PCH no Brasil, na realidade, atualmente este não é conhecido com exatidão. Tradicionalmente, os estudos de inventários realizados se preocupavam somente com o levantamento de bacias hidrológicas com grandes potenciais de geração hidrelétrica, não incluindo os estudos de bacias menores.

Informações contidas no banco de dados de geração da Eletrobrás (Centrais Elétricas Brasileiras S.A.) [SIPOT 05] indicam um potencial de 15.010MW por meio de 1610 aproveitamentos. Entretanto, acredita-se que este potencial seja bem maior. A figura 2.4 indica o potencial estimado para as PCH por estado brasileiro. Percebe-se que o estado de Minas Gerais apresenta o maior potencial.

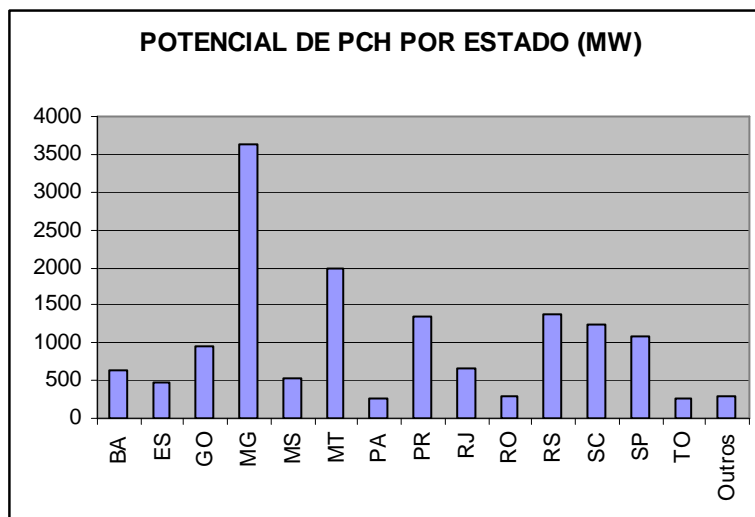


Figura 2.4 – Potencial Estimado de Geração Oriunda de PCH

2.3. CONSIDERAÇÕES FINAIS

O desenvolvimento tecnológico, o alto custo dos combustíveis fósseis, a evolução tecnológica, a necessidade de fontes de energia mais limpas, a crescente demanda por energia e principalmente os incentivos econômicos dados às fontes alternativas são os grandes propulsores da implantação de fontes de geração chamadas de distribuída.

Tal situação impõe a revisão dos procedimentos tradicionalmente adotados no planejamento da expansão dos sistemas elétricos, pois estes nem sempre foram concebidos para tratar das especificidades deste tipo de geração.

Dentre as fontes comentadas, a energia produzida pelas marés e correntes marinhas não é utilizada em caráter comercial, já a energia fotovoltaica tem sido aplicada em locais isolados, onde a energia convencional é de difícil implantação e o custo elevado. A geração de energia através da biomassa, principalmente de cana de açúcar, e as PCH se apresentam como as mais promissoras no Brasil.

Destaca-se a grande quantidade de PCH já instaladas no país, grande motivação para realização deste trabalho de mestrado, que se suporta na possibilidade real de consideração dessas usinas no planejamento, resultando grande ganho para todo o setor elétrico.

3

PLANEJAMENTO DA EXPANSÃO CONSIDERANDO ASPECTOS DE GERAÇÃO DISTRIBUÍDA

Este capítulo reúne conceitos e definições relacionados ao sistema brasileiro, incluindo a estrutura do setor elétrico e as atividades a ele relacionadas. Seu objetivo é contextualizar o planejamento da expansão dentre essas atividades sob a ótica da inclusão da geração das PCH nos seus procedimentos.

3.1. O SISTEMA INTERLIGADO NACIONAL

O Sistema Interligado Nacional (SIN) caracteriza-se pelo sistema de produção e transmissão de energia elétrica do Brasil, sendo este hidrotérmico, e de grande porte, com forte predominância de usinas hidrelétricas e com múltiplos proprietários. O SIN é formado pelas empresas das regiões Sul, Sudeste, Centro-Oeste, Nordeste e parte da região Norte. Apenas 3,4% da capacidade de produção de eletricidade do país encontram-se fora do SIN, em pequenos sistemas isolados localizados principalmente na região amazônica [ONS 09].

A figura 3.1 ilustra o sistema interligado. As linhas de transmissão possuem a importante tarefa não só de interligar eletricamente as regiões, como também hidrologicamente. As linhas de transmissão são como vasos comunicantes que interligam as bacias hídricas do SIN, conforme apresentado na figura 3.2. Diante das características deste sistema, percebe-se a grande complexidade para a sua expansão e operação, pois o mercado de energia necessita de um atendimento criterioso, onde se prioriza a qualidade, a economia e a confiabilidade do sistema.

Toda a cadeia que envolve o sistema elétrico nacional é extremamente complexa. O SIN é formado pela Rede Básica e o Sistema de Distribuição é representado normalmente pelas linhas e subestações com tensão abaixo de 230kV.

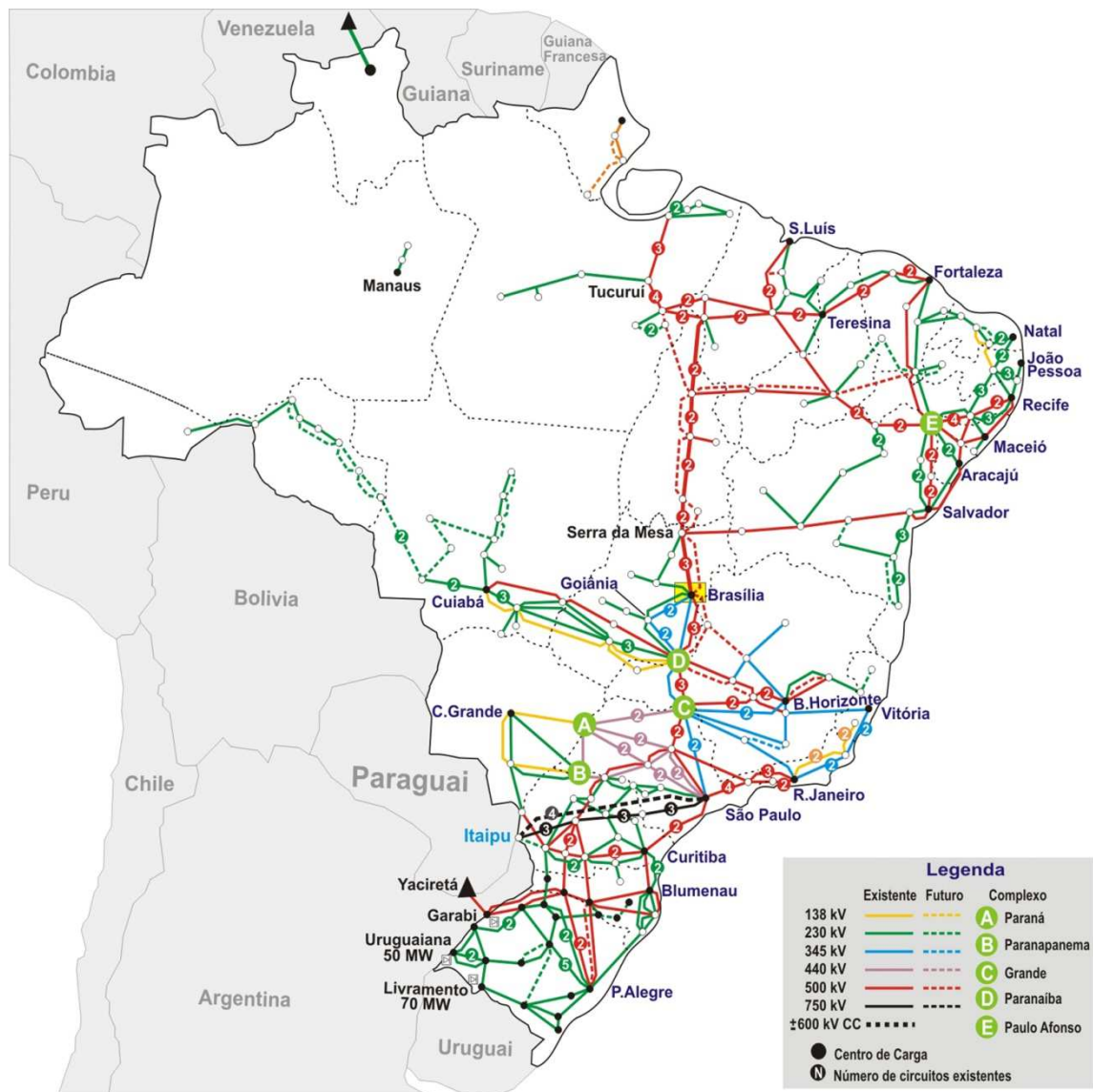


Figura 3.1 - Sistema Interligado Nacional [ONS 09]

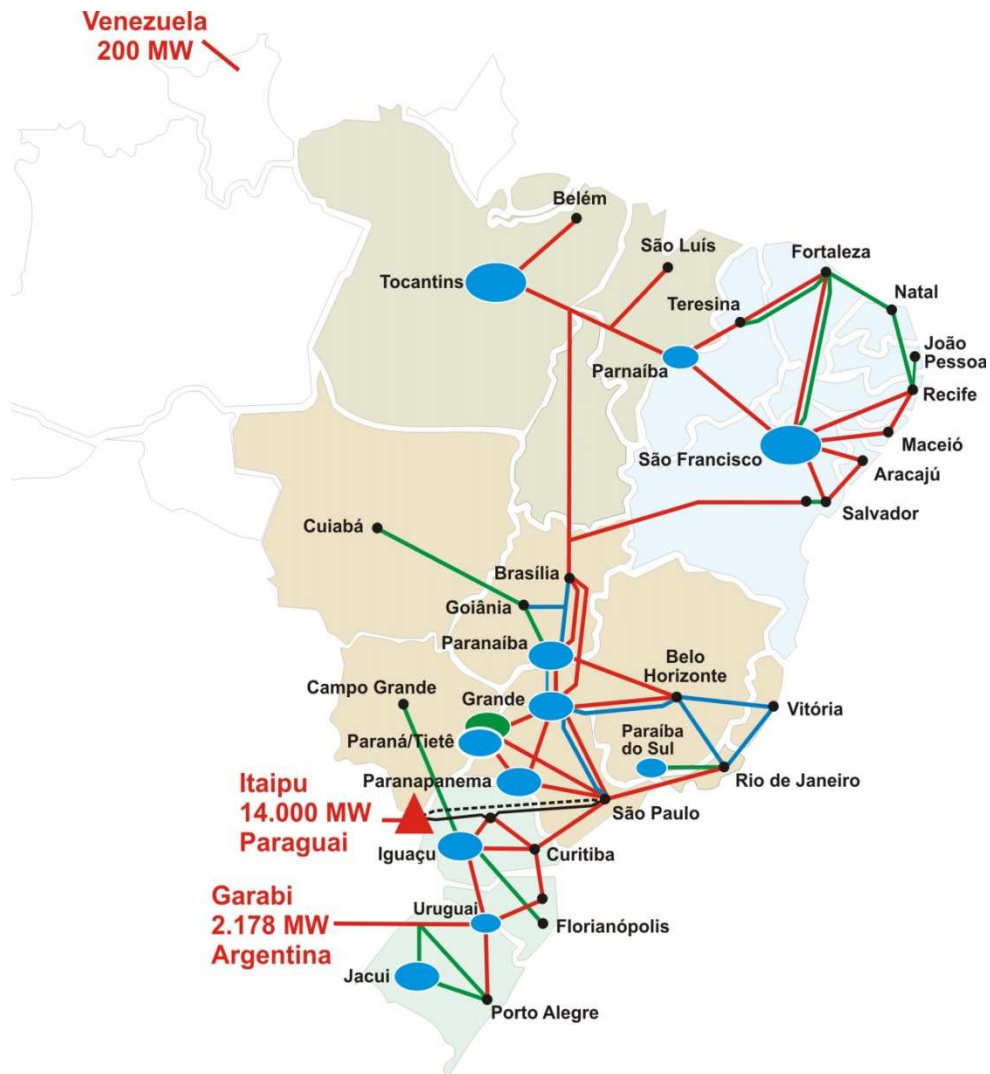


Figura 3.2 - Interligação Bacias hídricas [ONS 09]

3.2. A ESTRUTURA DO SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO

A estrutura do setor elétrico nacional está ilustrada na figura 3.3. As decisões finais cabem ao Presidente da República, e as responsabilidades de cada integrante são indicadas em seguida.

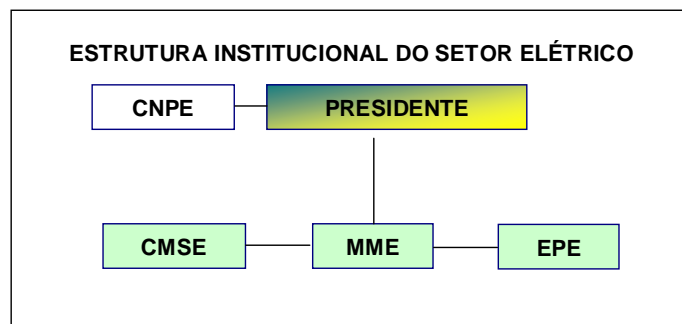


Figura 3.3 – Estrutura do Setor Elétrico

CNPE – Conselho Nacional de Política Energética: homologação da política energética, em articulação com as demais políticas públicas.

CMSE – Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico: monitoramento das condições de atendimento e recomendação de ações preventivas para garantir a segurança do suprimento.

MME – Ministério de Minas e Energia: formulação e implementação de políticas para o setor energético, de acordo com as diretrizes do CNPE.

EPE – Empresa de Pesquisa Energética: execução de estudos para definição da Matriz Energética e planejamento da expansão do setor elétrico (geração e transmissão).

Há também os órgãos Independentes daqueles citados acima:

ONS – Operador Nacional do Sistema, que realiza a coordenação e controle da operação da geração e da transmissão no sistema elétrico interligado. O ONS é uma entidade de direito privado, sem fins lucrativos.

ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica, que é responsável pela regulação e fiscalização, zelando pela qualidade dos serviços prestados, universalização do atendimento e pelo estabelecimento de tarifas para consumidores finais, preservando a viabilidade econômica e financeira dos agentes do setor.

CCEE – Câmara de Comercialização de Energia Elétrica, que viabiliza a comercialização de energia elétrica no Sistema Interligado Nacional nos ambientes de Contratação Regulada e Contratação Livre, além de efetuar a contabilização e a liquidação financeira das operações realizadas no mercado de curto prazo (*spot*).

Vale comentar que, apesar da independência citada, o CMSE pode se sobrepor ao ONS. Por exemplo, em situações onde o operador nacional ordena o despacho de usinas hidrelétricas, o CMSE poderá contrariá-lo ordenando o despacho de usinas térmicas com objetivos muitas vezes políticos e não técnicos.

3.3. PLANEJAMENTO DA EXPANSÃO NO CONTEXTO DAS ATIVIDADES DO SEP

Tradicionalmente, as atividades relacionadas ao SEP são caracterizadas como sendo de Expansão e de Operação. Enquanto a Expansão está relacionada à inclusão de novas instalações no sistema, a Operação é responsável pelo gerenciamento dos recursos já disponíveis.

Tais atividades englobam etapas de estudo (planejamento) e de execução dos planos, para as áreas Elétrica e Energética. Assim, no caso da Expansão identificam-se as tarefas de Planejamento da Expansão e de Implantação de Obras. Na Operação, tem-se o Planejamento da Operação e a Operação em Tempo Real. Neste capítulo, são detalhadas as etapas básicas específicas dos estudos de Planejamento da Expansão, foco desta dissertação.

É no planejamento da expansão que é concebida toda a ideologia estrutural onde os responsáveis pela operação dos sistemas dificilmente poderão alterá-la no futuro. A estruturação de todo o processo envolve os sistemas de Geração, Transmissão, Distribuição AT⁵, Distribuição MT⁵ e a classe de consumo, conforme ilustrado na figura 3.4. O Sistema de Distribuição MT normalmente apresenta níveis de tensão de 13,8kV, já o Sistema de Distribuição AT trabalha usualmente em 34,5kV, 69kV, 88kV e 138kV.

O planejamento da geração e da transmissão se dá de forma centralizada, enquanto o da distribuição de forma descentralizada. Enquanto a Rede Básica é planejada a nível nacional, o planejamento da Distribuição é feito pelo concessionário regional, com a fiscalização do órgão regulador.

O *planejamento da expansão* da Geração é de responsabilidade da União, representada especificamente pelo Ministério das Minas e Energia (MME), que, por meio da EPE, realiza este trabalho. O planejamento da expansão do Sistema de

⁵ AT : Alta Tensão (subtransmissão); MT : Média Tensão.

Transmissão (Rede Básica) é, também, realizado de maneira centralizada sob responsabilidade da EPE.

O *planejamento da operação* da Transmissão é feito pelo ONS e, atualmente, vem sendo acompanhado pelo CMSE. É o ONS que determina o despacho das usinas e realiza a operação de toda a Rede Básica. Já o *planejamento da operação* da Distribuição é realizado pelas concessionárias de Distribuição.

É importante destacar que, dentro de todo este contexto, as PCH são tratadas à parte, não possuem prioridades e critérios para a realização do planejamento de expansão e, no caso de estarem conectadas ao Sistema de Distribuição, nem mesmo o despacho é controlado.

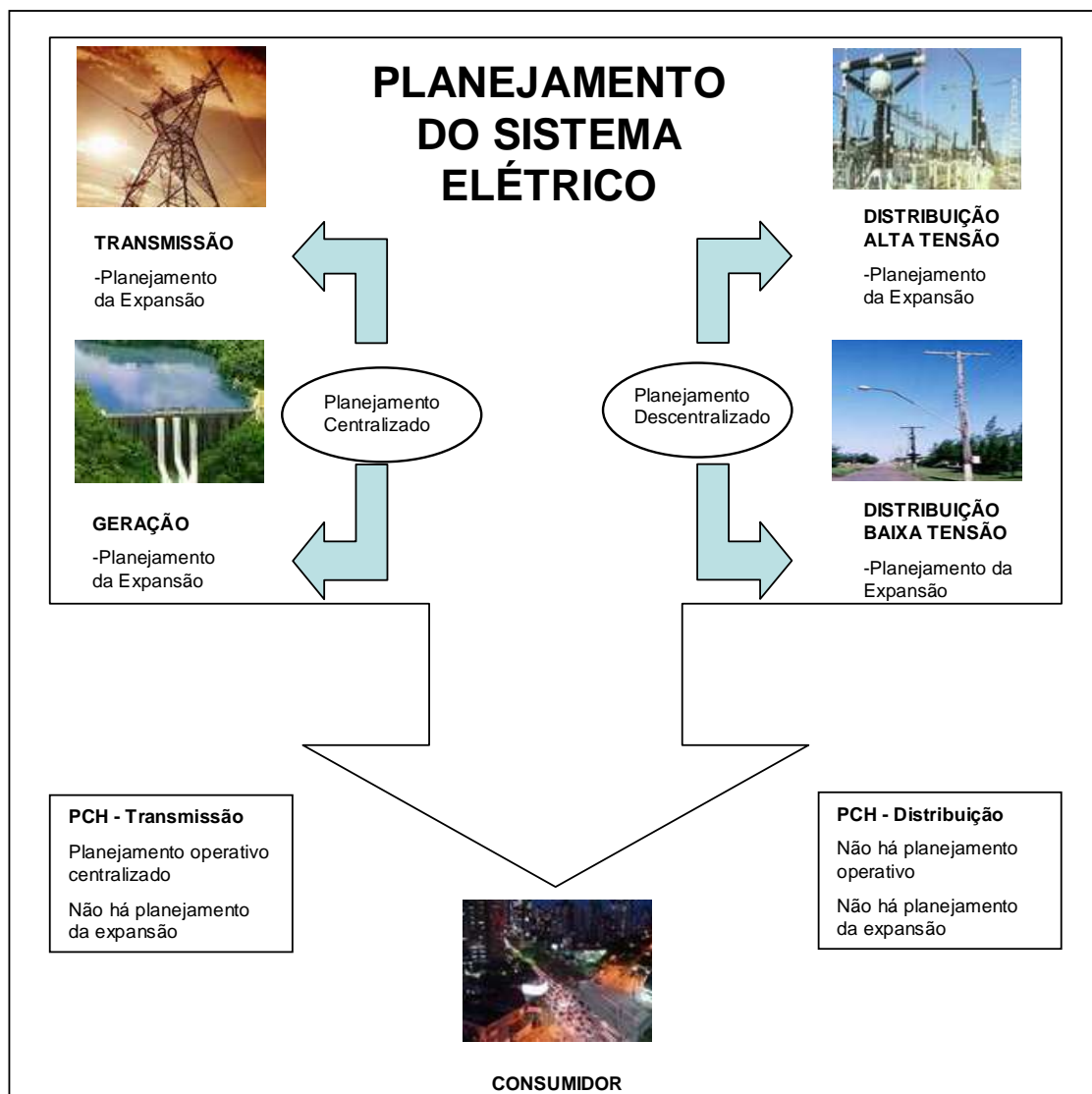


Figura 3.4 – Diagrama Simplificado do Processo de Planejamento

Algumas observações merecem comentário complementar:

- Uma grande diferença entre os planejamentos da distribuição e da transmissão é no que diz respeito ao planejamento da conexão de usinas. Por existir um planejamento centralizado da Rede Básica e dos empreendimentos de geração de grande porte, o Sistema de Transmissão já é planejado para suprir a geração que vier a se conectar. Já os Sistemas de Distribuição não são planejados para este fim, pois não há regulação para isto, e o órgão regulador poderá inclusive punir a Distribuidora caso seu sistema esteja ocioso ou sobre dimensionado, o que não tem viabilizado sua otimização para a conexão futura de usinas ao Sistema de Distribuição.
- No planejamento da expansão da geração, são necessários estudos de inventários, para a implantação de usinas hidrelétricas e, também, a determinação da matriz energética futura. Atualmente, a questão ambiental vem sendo decisiva no processo de exploração dos recursos energéticos e na produção de energia elétrica. As interações ambientais são complexas e impactos locais se propagam em todo o meio ambiente, afetando diversos ecossistemas e são de difícil avaliação e reparação.
- Mais uma vez, ressalta-se que não há integração no planejamento de expansão dos Sistemas de Distribuição com a implantação de geração nas proximidades destes.
- Analisando sob o aspecto econômico, verifica-se que a atividade de planejamento da expansão é estratégica, pois, após a definição de uma obra, há o desembolso financeiro, tipicamente de elevado valor que impacta diretamente na rentabilidade das empresas e no custo das tarifas elétricas.
- Diante disto, o acompanhamento da consideração das PCH no planejamento da expansão dos sistemas elétricos de distribuição de alta tensão deve merecer grande atenção.

3.4. CONSIDERAÇÃO DAS PCH NO PROCESSO DE PLANEJAMENTO DOS SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO DE ALTA TENSÃO

O objetivo deste trabalho é propor uma metodologia a ser utilizada pelos planejadores que seja ajustada aos procedimentos de expansão por eles adotados. Assim, é importante apresentar, de forma mais detalhada, o processo de planejamento da expansão tradicionalmente utilizado nas empresas.

O processo de planejamento é uma etapa complexa que envolve conhecimentos distintos de várias áreas, conforme ilustrado na figura 3.5. Os principais pilares que apóiam o planejamento são a legislação, a engenharia e a economia, conforme tratado a seguir.

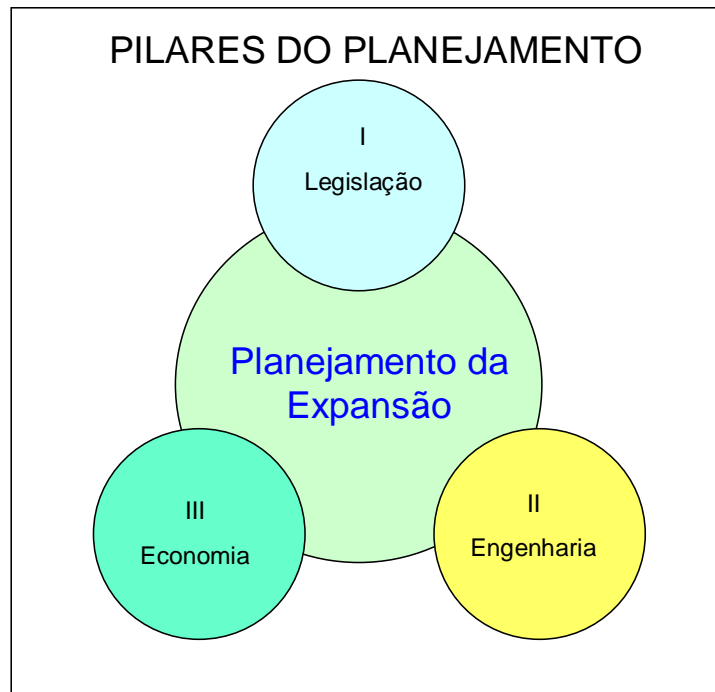


Figura 3.5 – Planejamento da Expansão

Legislação

As regras do setor são estabelecidas por leis, decretos, resoluções e procedimentos que doutrinam todo o processo de planejamento. No Sistema de Distribuição estas regras são detalhadas através do Procedimento de Distribuição [Prodist 08], especificamente em seu módulo 2 (Planejamento da Expansão do Sistema de Distribuição). O acesso das PCH ao Sistema de Distribuição é regido pelo Módulo 3 (Acesso ao Sistema de Distribuição). O Prodist foi regulamentado apenas em 2008 [ANEEL-b 08]. A principal resolução que detalha o acesso de geradores ao Sistema de Distribuição também é de 2008 [ANEEL-c 08].

Percebe-se a dificuldade dos planejadores com relação ao tratamento das injeções de potência no sistema. Apesar da regulação sobre o acesso, não há nenhum procedimento geral sobre as características mínimas de geração que uma PCH deva possuir para se integrar ao Sistema de Distribuição.

Engenharia

No processo de planejamento há vários estudos e conhecimentos importantes que devem ser aplicados. No que diz respeito às PCH, podem ser citados alguns que precisam ser tratados:

- **Características das PCH:** Os planejadores da Expansão de Distribuição normalmente não possuem conhecimento sobre as características de geração, nem mesmo sobre a tecnologia adotada. Tal conhecimento é fundamental, pois detalhes como o número de máquinas e dados sobre a manutenção são importantes para a determinação das características de operação da usina inserida ao Sistema de Distribuição.
- **Confiabilidade:** O planejamento deve prover um sistema confiável para seus usuários que atenda a legislação. Ao considerar PCH como alternativa ao planejamento convencional, os planejadores de distribuição devem garantir que o desempenho do sistema continue adequado e seguro.
- **Simulações de Regime Permanente:** Tradicionalmente, são realizadas análises por meio das ferramentas de Fluxo de Potência e de Curto-circuito.

Nas análises de curto-circuito, as PCH têm sido avaliadas, visto que as mesmas têm importante contribuição nos níveis de curto; a potência de curto-circuito aumenta muito, podendo inclusive superar a limitação dos equipamentos instalados.

Nas análises de fluxo de potência as PCH não têm sido consideradas, devido a incertezas quanto ao montante de geração a ser considerado nas simulações. *É neste contexto que se insere o procedimento proposto nesta dissertação, uma vez que ele indica o montante de cada usina que poderá ser adotado.*

Economia

A postergação de obras, decorrente da possível consideração de PCH no planejamento da expansão, não tem sido avaliada e mensurada, uma vez que atualmente não há uma metodologia segura para esta finalidade.

Descritos os pilares do Planejamento da Expansão, a seguir são descritas as principais etapas que compõem um Estudo de Planejamento, conforme indicado no diagrama da figura 3.6.

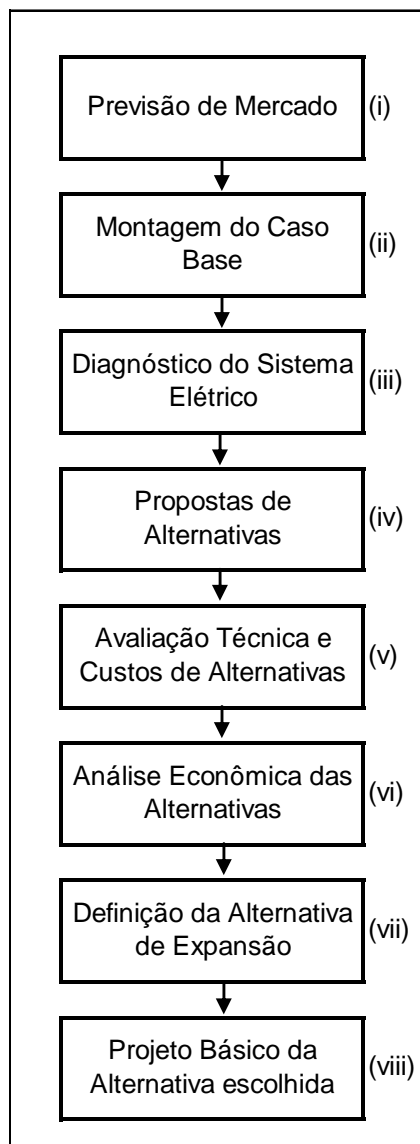


Figura 3.6 – Etapas Básicas de Estudo de Planejamento

(i) Previsão de Mercado: Nesta etapa define-se o mercado futuro, considerando normalmente um período de 10 anos. Com base neste mercado serão planejadas e definidas as novas expansões do sistema elétrico. É uma etapa de grande relevância, pois erros grosseiros prejudicam todo o planejamento.

(ii) Montagem do Caso Base: Esta etapa é composta por uma avaliação criteriosa de todo o sistema elétrico, incluindo conferência das impedâncias de linhas e transformadores, informações sobre a operação de banco de capacitores de acordo com os patamares de carga, implementação do mercado planejado e também o ajuste dos despachos das usinas operadas centralizadamente.

Nesta fase, os estudos de fluxo de potência são de extrema relevância. Todo o processo de planejamento depende de seus resultados. Até o momento, como já citado, as PCH não têm sido consideradas nestes estudos.

Conforme detalhado no próximo capítulo, a aplicação do procedimento proposto nesta dissertação se dará nesta etapa de montagem do caso base, impactando todas as etapas subseqüentes do processo de planejamento.

(iii) Diagnóstico do Sistema Elétrico: Nesta etapa identificam-se as restrições futuras do sistema, normalmente por um período de 10 anos. São avaliados parâmetros que prejudiquem o suprimento de energia para a região estudada, de acordo com critérios estabelecidos pelo órgão regulador ou restrições operacionais, como por exemplo: níveis de tensão, carregamento de linhas e de transformadores, níveis de curto-circuito nas subestações, perdas ôhmicas no sistema, necessidade de energia reativa. Normalmente, são realizados estudos de curto-circuito, fluxo de potência, confiabilidade, transitórios e estabilidade de tensão.

(iv) Propostas de Alternativas: Nesta etapa são analisadas as possíveis alternativas para a expansão do sistema elétrico, sendo definido para cada alternativa o elenco de obras necessárias que possibilite o atendimento do mercado futuro.

(v) Avaliação Técnica e de Custos das Alternativas: Nesta etapa avaliam-se as condições técnicas de cada alternativa conforme realizado no item (iii) e, também, levantam-se os custos de implantação para cada alternativa analisada.

(vi) Análise Econômica das Alternativas: Nesta etapa as alternativas propostas são analisadas economicamente. Na avaliação econômica, são valorados os custos de perdas e os investimentos de cada alternativa. É utilizada a metodologia de fluxo de caixa determinando assim a de mínimo custo global. Para a avaliação econômica todas as alternativas devem possuir desempenho técnico que atenda ao horizonte de planejamento estudado.

(vii) Definição da Alternativa de Expansão: Nesta etapa escolhe-se a alternativa de melhor desempenho. Normalmente, aquela de menor custo global será a alternativa implantada.

(viii) Projeto Básico da Alternativa Escolhida: Determinada a alternativa, o planejador desenvolverá os projetos básicos das instalações a serem implantadas. Basicamente, estes projetos compõem-se de Diagramas Unifilares Básicos de Subestações, Especificações Básicas de Linhas e Estudos de Proteção. Tais projetos básicos serão utilizados para elaboração de um estudo de viabilidade da alternativa escolhida a ser implantada.

3.5. CONSIDERAÇÕES FINAIS

Do exposto neste capítulo, percebe-se que o planejamento da expansão constitui tarefa extremamente complexa, especialmente no que concerne aos Sistemas de Distribuição.

Quanto à consideração das PCH no processo de decisão de planejamento, muito há o que ser investigado, pois os procedimentos tradicionais ainda não incorporaram por completo as especificidades próprias destas usinas.

Nesta dissertação, procurou-se identificar a sua contribuição de forma bem específica, tendo em vista a aplicação prática de seus resultados pelos planejadores: *desenvolver um procedimento que determinasse o montante de geração das PCH a ser considerado nos estudos de Fluxo de Potência, de forma segura e consubstanciada.* Num primeiro momento, pretende-se que este atue na etapa de Montagem do Caso Base, com reflexo em todo o processo de decisão. Posteriormente, sua aplicação poderá ser ampliada para outros tipos de estudos.

No próximo capítulo, onde o procedimento proposto é apresentado de forma detalhada, fica mais clara a sua integração no processo de planejamento da expansão adotado pelas empresas.

4

CONSIDERAÇÃO DAS USINAS DE PEQUENO PORTE NO PLANEJAMENTO DA EXPANSÃO - PROPOSTA DE PROCEDIMENTO

Neste capítulo é proposto um Procedimento inovador para auxiliar as equipes de expansão nos estudos onde a inclusão da geração das PCH se mostra de interesse. Inicialmente, são apresentadas as premissas nas quais se baseia o procedimento. Posteriormente, são definidos seus passos e sua integração ao processo de planejamento tradicional.

4.1. CONSIDERAÇÕES INICIAIS

O procedimento aqui proposto tem como objetivo orientar os planejadores na tomada de decisão sobre qual o montante de geração a ser considerado para as PCH, nos estudos de fluxo de potência realizados na elaboração dos planos.

A estratégia desenvolvida se baseia em dois pontos fundamentais: a disponibilidade hídrica do rio onde se encontra instalada a PCH e a disponibilidade das máquinas da usina. Informações sobre essas questões, no caso das pequenas usinas, não são de fácil obtenção, conforme é relatado neste capítulo. Tal fato exigiu intenso trabalho de investigação junto a diversas áreas relacionadas aos SEP (expansão e operação, nos aspectos elétricos e energéticos).

A pesquisa acerca das disponibilidades (hídrica e das máquinas da PCH), registradas no item relativo às premissas, levou à concepção dos passos do procedimento proposto.

Um aspecto de especial interesse para os estudos da dissertação, diz respeito ao número de máquinas da usina. Muitas vezes, conforme já comentado, as PCH não possuem reservatórios plurianuais a montante, sendo a geração dependente da vazão do rio. Nas análises econômicas destes empreendimentos, os proprietários das usinas têm optado por reduzir ao máximo o número de unidades geradoras, para uma mesma potência instalada. Tal número reduzido impacta sobremaneira a capacidade de geração contínua da usina. Diante da importância deste aspecto, é a ele dedicado item neste capítulo.

Do exposto acima, percebe-se a dificuldade dos planejadores na consideração de usinas de pequeno porte no planejamento da expansão, enfatizando ainda mais a importância de procedimentos que os auxiliem nesta tarefa.

4.2. NÚMERO DE MÁQUINAS E A GERAÇÃO DA PCH

Com relação à conexão das usinas ao Sistema de Distribuição algumas questões se mostram relevantes. De um lado, o Gerador, conectado ao Sistema de Distribuição, não possui a obrigação de oferecer ao consumidor final continuidade no atendimento de suas cargas, mas sim de cumprir seus contratos de venda de energia. Por outro lado, tem-se a concessionária de distribuição com suas atribuições e deveres com seus consumidores dentro de sua área de concessão.

Dentro desta visão, o Gerador tende a implantar o projeto com o menor custo possível de máquinas, pois, desta forma, o valor de sua energia será mais competitivo no mercado. Por exemplo, para uma usina com potência instalada de 15MW podem ser indicadas duas máquinas de 7,5MW ou mesmo uma única máquina englobando a potência total do empreendimento. Para a concessionária de distribuição, talvez o ideal fosse a instalação de 3 máquinas de 5MW ou, até mesmo, de um número maior.

Um número superior de máquinas oferece uma maior confiabilidade do ponto de vista de falhas mecânicas e a garantia de uma geração de energia mínima, uma vez que haverá sempre máquinas disponíveis para geração, possibilitando que, mesmo para pequenas vazões do rio em períodos de estiagem, a usina consiga gerar uma potência mínima constantemente. As turbinas hidráulicas possuem uma faixa operativa que não permite que os geradores trabalhem em potências inferiores a esta faixa operativa. Sendo assim, para baixas vazões, as usinas com menores quantidades de máquinas tendem a não operar por restrições mecânicas. Logo, quanto maior o número de máquinas, maiores são as possibilidades da usinas permanecerem em operação mesmo para vazões reduzidas.

4.3. PREMISSAS DO PROCEDIMENTO PROPOSTO

São duas as premissas nas quais o procedimento se baseia: disponibilidade hídrica e disponibilidade das máquinas.

4.3.1. DISPONIBILIDADE HÍDRICA (DH)

Para garantir que o planejador possa estabelecer com segurança qual a geração mínima a ser considerada nos casos simulados de fluxo de potência da rede, o comportamento de geração da PCH analisada precisa ser conhecido. As investigações acerca dos dados e parâmetros que poderiam ser utilizados pelo procedimento levaram às considerações apresentadas a seguir.

Para as novas PCH, o comportamento da geração é dado pela sua energia assegurada. A energia assegurada do sistema brasileiro é a máxima produção de energia que pode ser mantida quase que continuamente pelas usinas hidrelétricas ao longo dos anos, simulando a ocorrência de cada uma das milhares de possibilidades de seqüências de vazões criadas estatisticamente. É admitido certo risco de não atendimento à carga, em determinado percentual dos anos simulados. Para as simulações permite-se que haja racionamento dentro de um limite considerado aceitável pelo sistema. Atualmente esse risco é de 5%.

A determinação da energia assegurada independe da geração real e está associada às condições, a longo prazo, que cada usina pode fornecer ao sistema, assumindo o risco do não atendimento do mercado, considerando principalmente a variabilidade hidrológica à qual a usina está submetida. Nos cálculos das energias asseguradas, são desconsiderados os períodos em que a usina permanece sem produzir energia por motivo de manutenções programadas e paradas de emergência. A energia assegurada de cada usina hidrelétrica é a fração, a ela alocada, da energia assegurada do sistema.

A energia assegurada representa também o lastro físico para a comercialização de energia para as usinas. Seu cálculo, para as PCH, considera o histórico de vazões dos últimos trinta anos. Pelo fato da energia assegurada não representar a energia real a ser gerada pela usina, tal parâmetro não é adotado pelos planejadores da expansão da distribuição.

Apenas a título de observação, não se deve confundir a energia assegurada com energia firme das usinas. A energia firme de uma usina hidrelétrica corresponde à

máxima produção contínua de energia que pode ser obtida, supondo a ocorrência da seqüência mais seca registrada no histórico de vazões do rio onde ela está instalada.

Uma outra fonte que poderia vir a ajudar os planejadores da expansão com informações sobre o histórico das vazões de bacias e de rios e as possíveis características de geração das PCH são os estudos de inventário das bacias hidrográficas.

O estudo de Inventário engloba a análise dos potenciais hídricos, na qual são estimados os custos e os impactos socioambientais negativos associados à sua utilização. É determinado o conjunto de obras e instalações que corresponda ao desenvolvimento integral do potencial hidroelétrico e economicamente aproveitável da bacia. Nesses estudos é realizada, de forma preliminar, análise ambiental do aproveitamento, subsidiando o processo de licenciamento ambiental dos futuros empreendimentos. Nos estudos nacionais, é identificado um conjunto de aproveitamentos hidroelétricos que passam a ser incluídos no elenco de aproveitamentos inventariados do país e podem ser licitados pela união.

Ressalta-se que os estudos de inventários atuais consideram principalmente as grandes bacias e os aproveitamentos hidroelétricos relevantes. Como normalmente as PCH se encontram em rios menores, muitas vezes os planejadores da geração não conhecem totalmente as características dos mesmos, e seus estudos são realizados com base em correlações de bacias com especificidades semelhantes.

Um outro ponto que merece destaque é o fato dos planejadores da expansão da distribuição não estarem habituados ao tratamento de informações referentes a vazão de rios, cálculos de energia assegurada e estudos de inventário (típicas de planejamento da expansão energética). Desta forma, tais informações não constituem, na prática, fonte direta de dados para suas análises. Para os planejadores da distribuição, é interessante conhecer o montante da capacidade de geração da usina a ser inserido nos casos de simulação via fluxo de potência. Por isso deve-se estabelecer uma metodologia de fácil aplicação que não exija dos planejadores a busca por conhecimentos muito além daqueles presentes no desenvolvimento de suas atividades.

Caminhando nesta direção, verificou-se que, normalmente, as PCH possuem medição de energia que poderia ser informada aos planejadores. A idéia é utilizar os dados de medições integralizadas a cada hora, dentro de um determinado período, para o cálculo da potência máxima a ser considerada para a PCH.

O menor valor de energia da série de medições será aquele utilizado no cálculo da chamada **Potência Máxima Disponível (P_d^{\max})**, definida pela equação 4.1.

$$P_d^{\max} = \frac{\text{Energiamínima}(MWh)}{t(h)} \quad (4.1)$$

onde:

P_d^{\max} : potência máxima disponibilizada pela máquina devido à capacidade hídrica da mesma.

Energiamínima: menor valor de energia gerada pela usina na série histórica de vazões (período de referência mínimo de 5 anos).

t: tempo em horas da medição integralizada.

É importante frisar que a P_d^{\max} se refere ao valor máximo de potência disponibilizado que poderá ser considerado para cada PCH levando-se em conta apenas suas características hídricas. Ainda não estão computados os dados relativos à disponibilidade das máquinas.

O período mínimo de referência para medição de 5 anos é sugerido com base em consultas realizadas a especialistas em expansão da geração. Alguns garantem que este valor está bem dimensionado. Entretanto, outros sugerem que cada situação seja analisada de forma particular, considerando cada PCH individualmente.

Adicionalmente, a legislação atual considera este prazo quando da aplicação de penalidades por indisponibilidade das PCH. Tais penalidades dizem respeito ao Mecanismo de Redução da Energia Assegurada (MRA) [ANEEL-b 07]. A CCEE recebe os dados referentes à geração de energia da usina e os informa à ANEEL; caso a energia gerada seja inferior à energia assegurada, esta poderá ser punida. Para verificar a geração da PCH, a ANEEL considera a média de geração dos últimos 60 meses.

Diante disto, nesta dissertação, o período de 5 anos é indicado como referência. O planejador, tendo em mãos informações sobre as PCH próprias do SEP sob sua análise, poderá verificar mais detalhadamente o comportamento das mesmas.

Ainda com relação à disponibilidade hídrica, o procedimento desenvolvido neste trabalho requer informação sobre a chamada **Permanência Hídrica**. Esta representa, basicamente, o percentual do tempo em que a PCH gerou energia dentro do período analisado.

Nesta dissertação, para seu cálculo, foi adotado o processo normalmente utilizado pelas equipes de planejamento da expansão da geração. Para cada PCH, são executados os seguintes passos:

- Coleta das medições do período;
- Classificação das medições em ordem decrescente de valor;
- Cálculo do percentual de tempo referente ao período analisado;
- Determinação da Permanência Hídrica da PCH.

Este cálculo pode ser explicado por meio de um exemplo. Supondo terem sido realizadas as medições indicadas na tabela 4.1, verifica-se que durante até 85% do tempo a usina em questão apresenta 1,3MWh de geração.

Tabela 4.1 – Permanência Hídrica da Usina

Nº Medição	Medições Individualizadas Ordenadas (MWh)	Tempo (%)
1	8,9	5
2	8,0	10
3	7,7	15
4	7,3	20
5	6,9	25
6	5,0	30
7	3,0	35
8	2,7	40
9	2,6	45
10	2,5	50
11	2,2	55
12	2,1	60
13	1,9	65
14	1,8	70
15	1,7	75
16	1,5	80
17	1,3	85
18	0,0	90
19	0,0	95
20	0,0	100

A permanência normalmente é apresentada através de gráficos, conforme apresentado pela figura 4.1

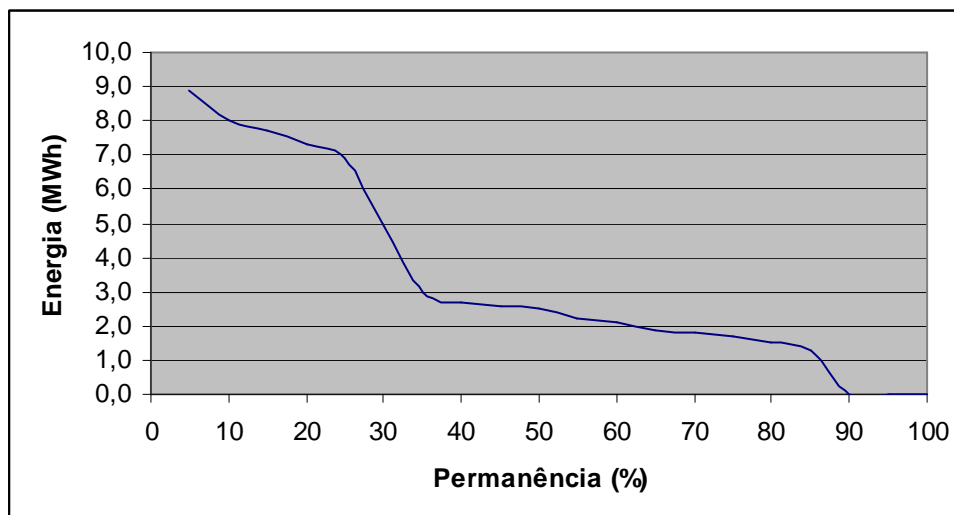


Figura 4.1 - Permanência Hídrica da Usina

4.3.2. DISPONIBILIDADE DAS MÁQUINAS

4.3.2.1. CONSIDERAÇÕES INICIAIS

Durante muitos anos a única atribuição do Sistema de Distribuição foi a de suprir as cargas a ele conectadas. Com as alterações na legislação do setor elétrico e os incentivos dados aos novos acessantes, os Sistemas de Distribuição passaram também a ter a função de escoar a energia das usinas conectadas nos mesmos.

Inicialmente, tem-se a idéia de que a conexão de novas usinas ao Sistema de Distribuição tende a melhorar o seu desempenho e propiciar uma maior disponibilidade de energia à região. Há, contudo, grande receio por parte da concessionária, pois os geradores não despachados centralizadamente não possuem a obrigação legal de manter uma geração contínua. Além do risco hidrológico há também a possibilidade de paradas das máquinas devido a problemas mecânicos, ocasionando a indisponibilidade da usina.

Adicionalmente, vale lembrar que o Sistema de Distribuição não adota o *critério N-1* de planejamento do Sistema de Transmissão, no qual se prevê que o SEP pode perder um elemento (LT, UHE ou SE)⁶, sem passar para uma situação de emergência. O Sistema de Distribuição de AT, por exemplo, possui grande quantidade

⁶ LT: Linha de Transmissão; UHE: Usina Hidrelétrica; SE: Subestação.

de subestações que são atendidas radialmente. Apesar do atendimento radial, o órgão regulador estabelece índices de qualidade para resguardar o bom atendimento dos clientes. Dentre os índices, encontram-se o DEC (Duração Equivalente por Consumidor) e o FEC (Frequência Equivalente por Consumidor) que indicam a duração equivalente dos desligamentos e a frequência com que elas ocorrem [ANEEL 00]. Caso a concessionária não atenda aos critérios de qualidade impostos, poderá ser penalizada.

Percebe-se, desta forma, a grande responsabilidade das concessionárias de Distribuição em manter o seu sistema com alto índice de confiabilidade. Conseqüentemente, é de fundamental importância que se conheça a disponibilidade das máquinas que o compõem. Em especial as PCH, caso estas apresentem elevado índice de indisponibilidade, não haverá possibilidade de considerá-las na elaboração dos planos, como alternativa à expansão local.

Neste contexto, a seguir são tratados índices de acompanhamento do desempenho de máquinas e de usinas, com vistas a relacionar a disponibilidade mecânica ao número de máquinas da PCH a ser considerado nos estudos.

4.3.2.2. DISPONIBILIDADE E TAXA DE FALHAS

Assim como os demais elementos do sistema elétrico, as usinas estão suscetíveis a paradas que incluem manutenções programadas ou paradas forçadas, ocasionadas por falhas em algum dispositivo da usina. Dois índices de desempenho relativos a estes aspectos são: a taxa de falhas e a disponibilidade.

O índice de acompanhamento de desempenho das máquinas, a taxa de falhas, estima a confiabilidade das unidades geradoras. É calculada pela equação (4.2) que expressa a incidência de falhas de uma unidade geradora, no período considerado (8760 horas para o ano padrão e 8784 horas para ano bissexto), dividido pelas horas de serviço da unidade geradora.

$$TF = \sum_{j=1}^n \frac{NF \times 8760}{Hs} \quad (4.2)$$

Onde:

Hs: tempo de serviço das unidades geradoras no período considerado;

NF: número de falhas no ano;

8760 = N^o de horas do ano;

n : número de unidades geradoras da usina.

Na utilização deste índice deve-se ter cuidado para sua avaliação, pois não necessariamente uma alta taxa de falhas em um determinado equipamento indica uma baixa disponibilidade para a unidade geradora. Um exemplo prático são unidades geradoras térmicas que, por necessidade sistêmica, podem operar por pequenos períodos do ano. Nestes casos, o tempo de serviço (H_s) será baixo o que poderá implicar uma taxa de falhas elevada. Por este argumento, tal parâmetro não será considerado na metodologia proposta.

O índice disponibilidade da máquina é calculado dividindo-se o número de horas que uma unidade geradora fica disponível para o sistema dividido pelo número de horas do período considerado. Com base neste parâmetro, a disponibilidade da usina pode ser expressa pela equação (4.3).

$$\text{Disp} = \frac{\sum_{j=1}^n h_{dispj} * Potj}{\sum_{j=1}^n h_{tot} * Potj} \times 100 \quad (4.3)$$

onde:

Disp: disponibilidade percentual do tempo em que a usina esteve disponível para a geração;

h_{dispj} : tempo em horas que a unidade j esteve disponível para geração;

$Potj$: potência nominal da unidade geradora j ;

h_{tot} : total de horas em análise;

n : número de unidades geradoras da usina.

Os índices de qualidade apresentados, disponibilidade e taxa de falhas, estão de acordo com o submódulo 25.8 - "Indicadores de Desempenho de Equipamentos e Linhas de Transmissão e das Funções Transmissão e Geração" dos Procedimentos de Redes [ONS 08].

No contexto desta dissertação, vale ressaltar que tais procedimentos são utilizados para as unidades geradoras despachadas centralizadamente o que não engloba a maior parte das PCH.

As unidades geradoras despachadas centralizadamente são aquelas com potência superior a 30MW ou aquelas conectadas ao Sistema de Transmissão às quais o ONS tem controle do despacho das mesmas.

A tabela 4.2 apresenta o histórico de disponibilidade de algumas PCH que já se encontram conectadas ao sistema elétrico. Percebe-se que, para usinas com apenas uma máquina, a sua disponibilidade é muito afetada devido às paradas que normalmente são longas. Este é o caso da usina 2 que, em 2007, ficou indisponível para reforma de sua máquina.

Tabela 4.2 – Relatório Anual de Manutenção da Geração – Disponibilidade da Usina

Usina	Nº de máquinas	Pot.Inst usina (MW)	Disponibilidade (%)			
			2004	2005	2006	2007
1	2	2,08	88,6	74,3	67,2	94,9
2	1	7,20	99,6	99,5	81,4	0,0
3	2	2,41	88,5	87,9	93,9	73,7
4	4	12,88	96,9	94,5	78,1	88,6
5	5	8,00	84,4	93,8	89,8	81,0
6	5	4,00	79,9	85,5	77,6	69,4
7	4	7,70	44,5	36,8	33,6	19,9
8	3	4,08	86,7	64,5	92,2	92,1
9	3	4,20	93,7	96,8	70,7	32,4
10	3	4,08	69,3	68,8	75,4	46,5
11	2	9,40	92,2	96,1	94,9	67,4
12	2	18,01	63,4	57,9	83,0	94,7
13	3	9,16	93,2	89,0	89,9	94,5
14	2	1,41	97,3	66,4	81,2	95,8
15	3	9,28	57,2	88,4	96,8	91,7
16	2	2,39	47,9	73,7	2,3	0,0
17	3	1,68	89,6	86,6	53,6	78,4
18	3	6,83	78,1	65,6	62,6	52,4
19	1	2,12	0,0	0,0	0,0	0,0
20	3	8,40	77,4	39,5	64,4	76,0
21	2	1,81	20,5	100,0	98,5	98,4

Os estudos sobre o histórico das indisponibilidades de PCH mostrou um dado interessante. A indisponibilidade forçada, ou seja, as paradas que ocorrem devido a falhas não programadas, representam cerca de 85% das paradas nas pequenas centrais hidrelétricas, de acordo com o histórico das usinas. Isto também reforça o risco da consideração de PCH com apenas uma máquina na metodologia.

Ressalta-se que os dados aqui apresentados referem-se a um histórico de usinas já instaladas com idade média de 25 anos. As falhas mais comuns ocorrem em reguladores de velocidade, mancais, sistemas de excitação e geradores, sendo também os que demandam maior tempo para reparo.

A tabela 4.3 apresenta o tempo médio de restabelecimento para cada falha. Pelo tempo médio de reparo das usinas amostradas, verifica-se que, para algumas falhas, este tempo é muito elevado. Isto confirma a dificuldade da consideração de

PCH com apenas uma máquina na metodologia de utilização de PCH nos estudos de fluxo de potência. Caso ocorra uma falha em uma usina com estas características a mesma ficará indisponível por um período de tempo longo.

Tabela 4.3 – Tempo Médio de Reparo

	2004			2005			2006			2007		
	Eventos	Duração(hs)	Média (hs)	Eventos	Duração(hs)	Média (hs)	Eventos	Duração(hs)	Média (hs)	Eventos	Duração(hs)	Média (hs)
Reg. Velocidade	26	478	18	12	238	20	16	2117	132	27	2500	93
Mancal	30	2161	72	11	8717	792	20	508	25	25	12861	514
Gerador	3	3749	1250	8	10449	1306	4	1579	395	21	5830	278
Excitação	9	742	82	3	553	184	10	527	53	16	6077	380

Do exposto, conclui-se que, considerando apenas a disponibilidade das máquinas, usinas que possuem uma única máquina não devem ser consideradas na metodologia a ser apresentada nesta dissertação.

4.3.2.3. DISPONIBILIDADE MECÂNICA MÍNIMA (Disp mínima)

Com base na discussão elaborada nos itens anteriores, é proposta aqui uma metodologia que permite determinar o número de máquinas a serem consideradas em cada usina, tendo em vista os aspectos mecânicos.

A aplicação da metodologia requer a definição da chamada **Disponibilidade Mecânica Mínima (Disp mínima)** calculada a partir da equação (4.4).

$$\text{Disp mínima} = \frac{N^{\circ} \text{ Máquinas}}{\text{Total Máquinas}} \times 100 \quad (4.4)$$

Onde:

Nº Máquinas: número de máquinas para o qual se deseja calcular a disponibilidade mínima da usina;

Total Máquinas: número total de máquinas da usina;

Disp. Mínima: disponibilidade mínima necessária para que a PCH opere com segurança (apenas restrição mecânica).

Com base na DispMínima, são definidas faixas de disponibilidades mecânicas, que indicam o número máximo de máquinas a ser considerado. São consideradas usinas com máquinas de potência iguais, e usinas com uma única máquina são descartadas.

A metodologia consiste no cálculo da **Disp** (equação 4.3) e consulta às faixas de disponibilidade mínima. A tabela 4.4 sintetiza o uso deste processo.

Tabela 4.4 – Disponibilidade Mínima para Consideração das Máquinas

Nº Máquinas	Disponibilidade				
1	Descartar				
	50%-100%	<50%			
2	1 Máquina	Descartar			
	66,67%-100%	33,33%-66,67%	<33,33%		
3	2 máquinas	1 Máquina	Descartar		
	75%-100%	50%-75%	25%-50%	<25%	
4	3 Máquinas	2 Máquinas	1 máquina	Descartar	
	80%-100%	60%-80%	40%-60%	20%-40%	<20%
5	3 Máquinas	3 Máquinas	2 Máquinas	1 Máquina	Descartar

Por exemplo: para uma PCH com 3 máquinas, a disponibilidade mínima que esta deverá ter (calculada pela equação 4.4) é de 66,67%, para que possam ser consideradas 2 de suas máquinas. Isto significa que, caso a PCH apresente disponibilidade superior ao valor calculado, poderão ser consideradas, pelos critérios mecânicos, 2 máquinas.

4.4. PASSOS DO PROCEDIMENTO PROPOSTO

Com base nas premissas apresentadas, o procedimento aqui proposto tem como objetivo determinar a **Disponibilidade de Potência (DP)** da PCH que será implementada nos casos de fluxo de potência. Tal valor, determinado de forma segura, poderá contribuir para a otimização do planejamento da expansão, evitando-se, por exemplo, a implantação de obras que poderiam ser postergadas.

A figura 4.2 apresenta o fluxograma indicando os passos da metodologia proposta para a determinação da **Disponibilidade de Potência**, os quais são descritos a seguir.

Passo (i) – Coletar Dados

Neste passo inicial são coletadas informações relativas à PCH a ser analisada. Tanto os dados referentes às medições de energia, quanto os dados de falhas devem estar disponíveis:

- medição de energia;
- informações sobre as falhas ocorridas na usina;

- informações sobre o despacho da usina (características de operação);
- dados sobre a possibilidade de transferências de carga no sistema em análise.

Tendo-se os dados disponíveis e 100% de permanência hídrica para o período analisado, passa-se para o passo (iii).

Caso não se tenha permanência hídrica para 100% do tempo, deve-se verificar se esta é superior ou igual a 95% do tempo. Caso seja superior, passa-se para a etapa (ii). Caso seja inferior a este valor, a usina deve ser descartada.

Passo (ii) – Verificar condições especiais da Usina

Para permanências entre 95% e 100%, devem ser verificadas as seguintes condições:

- Analisar a possibilidade de transferências de cargas ou suprimento destas através de gerações móveis (grupos geradores) ou mesmo verificar a complementaridade com outras fontes (como, por exemplo, a biomassa), quando da indisponibilidade da PCH. Para a transferência de carga ou suprimento via outras fontes deve-se analisar também a curva de carga local. Caso haja tal possibilidade, pode-se pensar em manter a usina no procedimento.
- Analisar o controle de despacho da PCH, para verificar se este se dá de forma otimizada. Normalmente, os Sistemas de Distribuição apresentam a maior demanda em determinados períodos, principalmente nos horários de ponta. Esta análise é importante, pois permite considerar as usinas que tenham reservatórios de regularização diária nos estudos. Desta forma ao analisar a curva de geração da usina, caso esta tenha capacidade de geração diária no horário de ponta, pode-se desprezar as medições com valor zero (período de acumulação de água) cujo objetivo seja armazenar água para geração no horário de ponta.

Caso a PCH atenda aos requisitos citados, continua-se o processo, indo para o passo (iii). Caso contrário, a usina deve ser descartada.

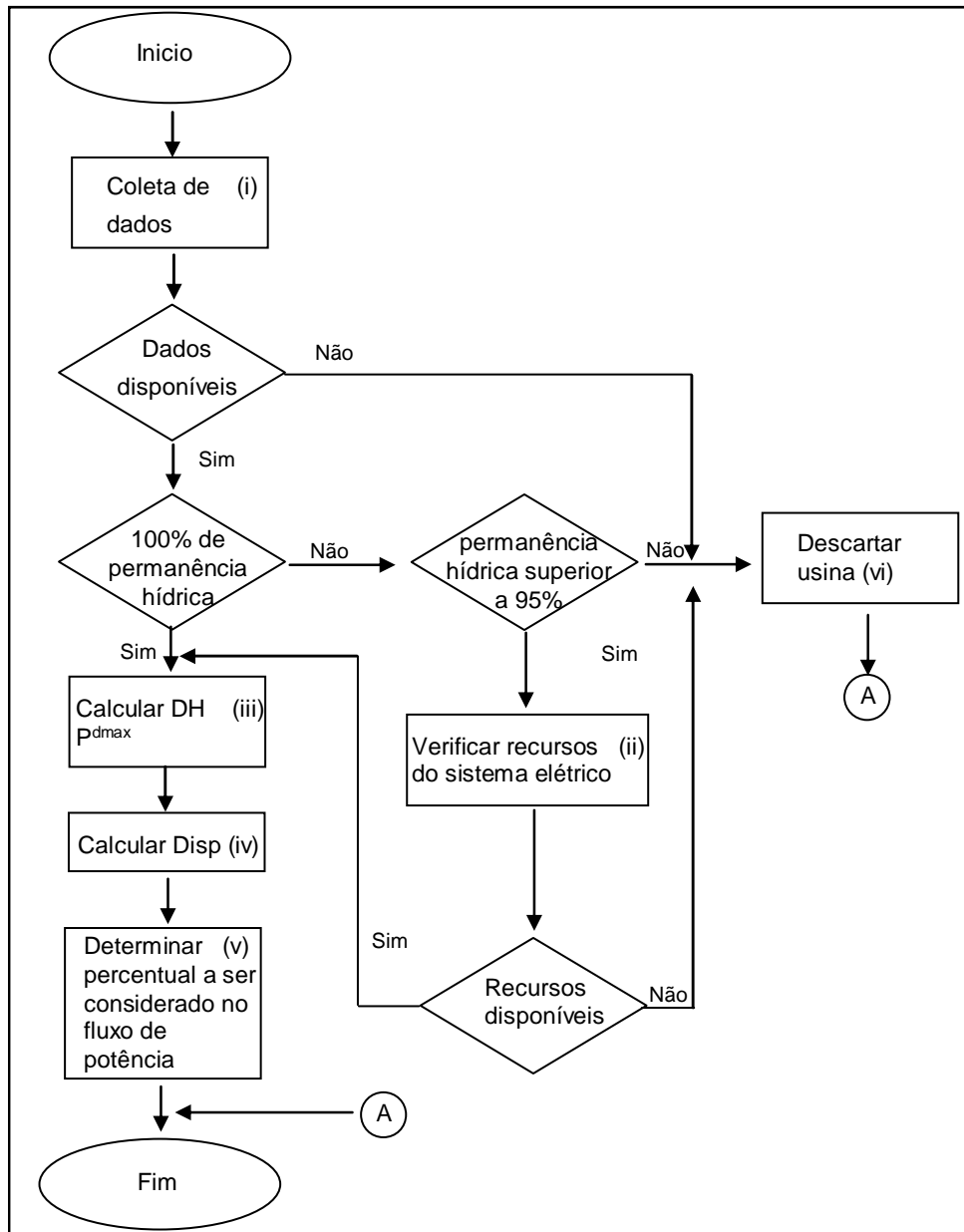


Figura 4.2 – Fluxograma – Metodologia

Passo (iii) – Calcular a Disponibilidade Hídrica (DH)

A DH é representada pela Potência Máxima Disponível (P_d^{\max}) de cada PCH, sendo calculada a partir dos dados de medição, em MWh ou kWh, integralizados em 1 hora. Corresponde ao menor valor encontrado na série de medições de energia e é obtido pela equação 4.1, aqui reescrita:

$$P_d^{\max} = \frac{\text{Energiamínima}(MWh)}{t(h)}$$

Passo (iv) - Determinar a Disponibilidade Mecânica da Usina (Disp)

Conhecendo-se individualmente o tempo de funcionamento de cada máquina durante o ano, calcula-se o valor da **Disp** da usina, de acordo com a equação 4.3, aqui reescrita:

$$\text{Disp} = \frac{\sum_{j=1}^n h_{\text{disp}j} * \text{Pot}j}{\sum_{j=1}^n h_{\text{tot}j} * \text{Pot}j} \times 100$$

Após o cálculo, consultar o valor da **Disp** na tabela 4.4 e determinar o número mínimo de máquinas a ser considerado.

Por exemplo: para uma PCH com 3 máquinas, com **Disp** de 80%, deve-se considerar apenas 2 máquinas disponíveis para geração.

Passo (v) - Determinar o Despacho a ser considerado no caso de Fluxo de Potência

O Despacho de Potência indicado para ser considerado nos casos de fluxo de potência, nos estudos de expansão, será o menor valor entre a **Disp** e a **Pd^{max}**.

4.5. O PROCEDIMENTO PROPOSTO NO PROCESSO DE PLANEJAMENTO

O procedimento se aplica a usinas existentes que possuam um histórico de medições de geração, além de todo um acompanhamento do histórico de manutenção das máquinas. O procedimento se insere no planejamento conforme fluxograma ilustrado na figura 4.3, onde é sugerida a inclusão de uma etapa para a avaliação das PCH.

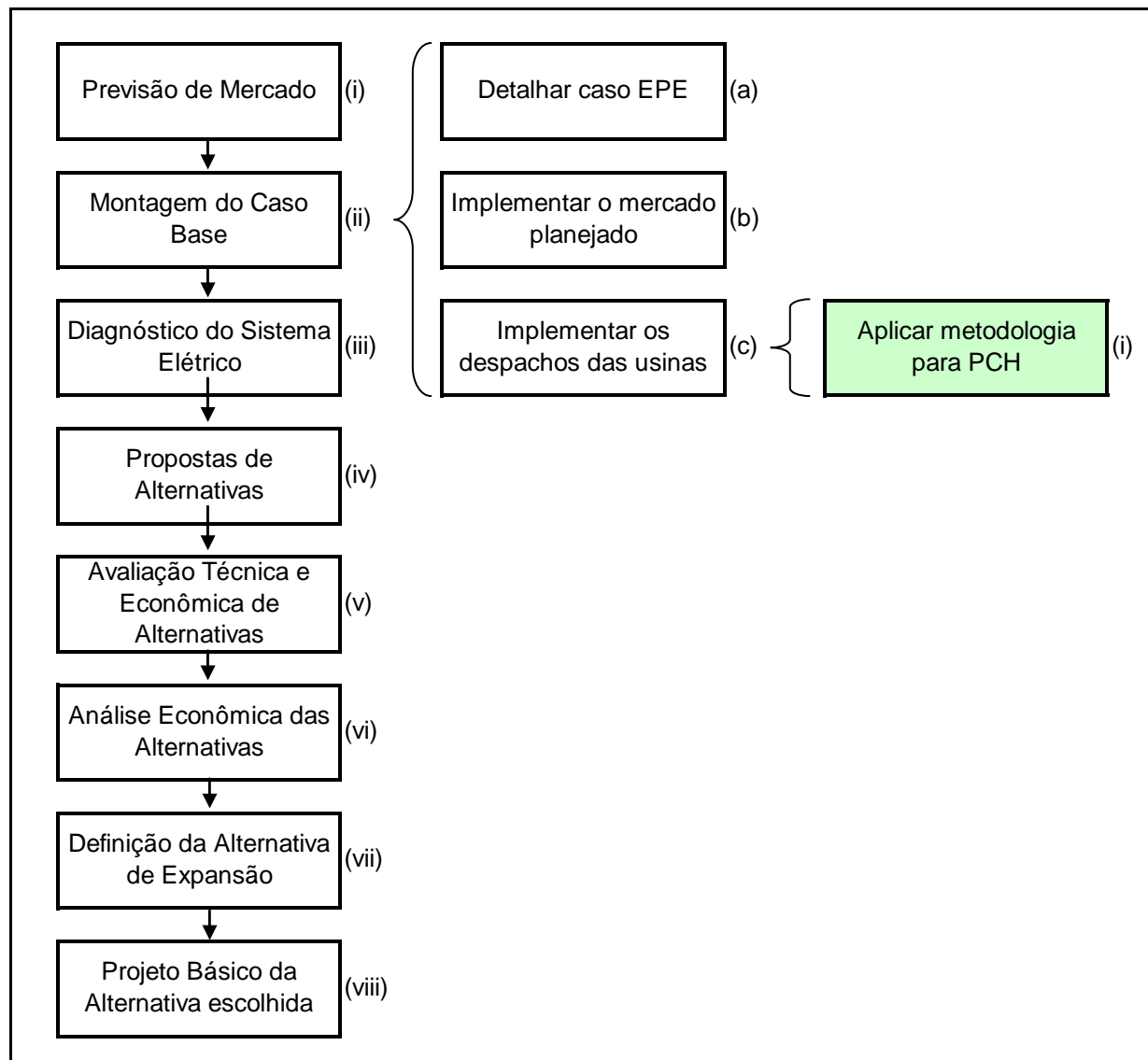


Figura 4.3 - Etapas Básicas de Estudo de Planejamento Considerando PCH

(i) Previsão de Mercado:

Para a aplicação da metodologia proposta não haverá alterações nesta etapa do processo de planejamento.

(ii) Montagem do Caso Base:

Considerando o impacto da introdução das PCH nos estudos de planejamento, a montagem do caso base se torna uma etapa crucial nas análises.

Os planejadores da expansão do Sistema de Distribuição recebem os casos de fluxo de potência da EPE, que é o órgão responsável pelo planejamento do Sistema de

Transmissão. Os casos da EPE não possuem o detalhamento do Sistema de Distribuição. Sendo assim, são os planejadores que detalham todo o Sistema de Distribuição até a barra de Média Tensão dos transformadores das subestações, normalmente 13,8kV. Esta etapa constitui o passo (a) indicado na figura 4.3.

A partir das informações de mercado, no passo (b), são implementadas as cargas e feita a alocação dos bancos de capacitores.

No passo (c), são implementados os despachos das usinas. Os despachos das usinas de grande porte já são determinados pela EPE e, na maior parte das vezes, já estão inseridos nos casos. Entretanto, atualmente os despachos das PCH não são apresentados, pois estas normalmente não são despachadas de forma centralizada. Logo, é neste passo que deve-se aplicar a metodologia proposta na dissertação (procedimento indicado na figura 4.2).

As demais etapas do estudo de planejamento, passos (iii) a (viii), não são alteradas com a inclusão do procedimento proposto, no que diz respeito à sua estrutura. Contudo, o impacto da consideração das PCH na montagem do caso base se reflete em todo o processo de planejamento.

4.6. CONSIDERAÇÕES FINAIS

A metodologia proposta neste capítulo apresenta-se inovadora principalmente com relação à concepção e implementação de três idéias: a definição da Potência Máxima Disponível na PCH, com base nas medições de energia; a definição da Disponibilidade Mecânica Mínima, que relaciona disponibilidade da usina com o número de máquinas; a elaboração de um Procedimento que indica o percentual da geração da usina a ser considerado nos estudos de fluxo de potência.

Os estudos realizados levaram a um maior conhecimento sobre as PCH. Um aspecto considerado relevante foi a análise quanto ao número de máquinas da usina. Verificou-se que o número de máquinas reduzido implica maior probabilidade de indisponibilidade total da usina para geração. Além disso, nos períodos secos, a usina poderá não produzir continuamente, por não haver água suficiente para se atingir o limite inferior da faixa operativa das turbinas. Concluindo, o número reduzido de máquinas afeta o desempenho da usina em pelo menos dois aspectos: *indisponibilidade das máquinas e faixa operativa*.

Preocupou-se em elaborar um procedimento que fosse de fácil implementação e que se adequasse perfeitamente ao processo de expansão tradicionalmente executado pelas equipes de planejamento das empresas.

Apesar de todas as propostas terem sido embasadas em fundamentos técnicos consistentes, destaca-se que a metodologia aqui apresentada tende a ser revisada à medida que a mesma seja aplicada e a percepção dos planejadores com relação aos parâmetros analisados se torne mais apurada.

5

APLICAÇÃO DO PROCEDIMENTO PROPOSTO

Neste capítulo é apresentado um caso exemplo de aplicação da metodologia proposta, mostrando os resultados positivos de sua utilização.

5.1. DESCRIÇÃO DO SISTEMA ELÉTRICO - CASO EXEMPLO

Para ilustrar e comprovar a metodologia proposta, foram realizadas diversas simulações. Neste capítulo são apresentados os resultados das análises dos casos de fluxo de potência por um período de 10 anos, tempo usual adotado no planejamento.

O sistema exemplo, cuja configuração é apresentada na figura 5.1, refere-se a uma rede fictícia, sendo utilizados dados de usinas reais. Este é composto por 6 Subestações (SE), 9 Linhas de Distribuição (LD) e 17 Transformadores (*trafos*). Três pequenas centrais serão analisadas: PCH1, PCH2 e PCH3. As tabelas 5.1, 5.2 e 5.3 apresentam as características destes componentes.

Tal Sistema de Distribuição é suprido por duas linhas de transmissão em 230kV com capacidade total de 700MVA, e há uma interligação com outro subsistema através de uma LD 138kV com capacidade de 94MVA, sendo que a mesma interliga o sistema a outra fonte de energia oriunda da usina UHE 1 com potência instalada de 360MW.

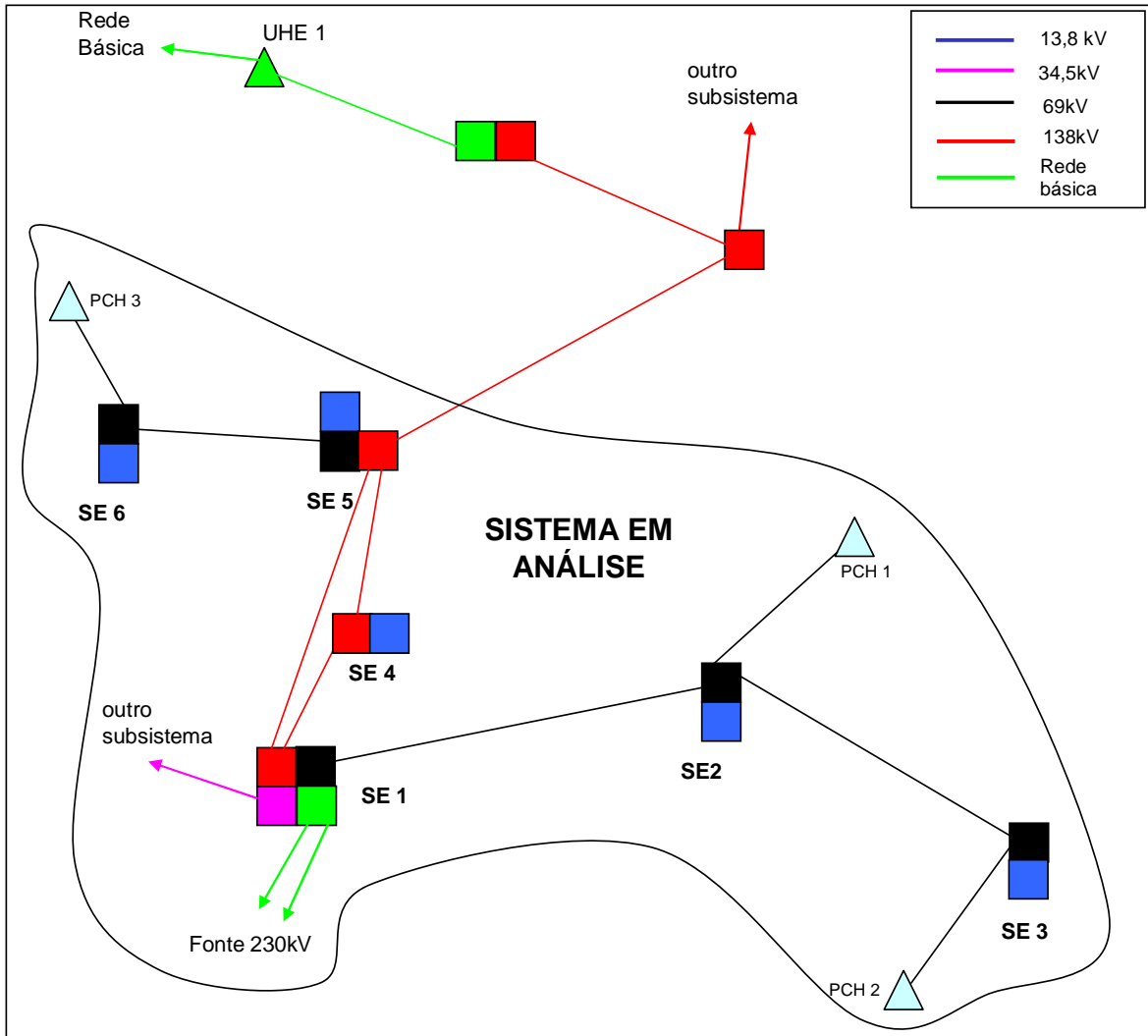


Figura 5.1 – Sistema Elétrico - Caso Exemplo

Tabela 5.1- Dados de Linhas

DADOS DE LINHAS							
LD	Tensão (kV)	Impedância (pu)			Comp. (km)	Cap. (MVA)	Cond. (mm ²)
		R	X	B			
SE 1 - SE 2	69,0	0,48357	0,80057	0,01240	77	47	107,2
SE 2 - SE 3	69,0	0,68057	0,36064	0,00525	34	14	33,6
SE 1 - SE 4	138,0	0,03492	0,09061	0,02223	35	95	170,5
SE 1 - SE 5	138,0	0,12571	0,32618	0,08004	126	95	170,5
SE 4 - SE 5	138,0	0,09179	0,23816	0,05844	92	95	170,5
SE 5 - SE 6	69,0	0,70059	0,37125	0,00540	35	18	33,6
SE 2 - PCH1	69,0	0,15700	0,25992	0,00397	25	47	107,2
SE 3 - PCH2	69,0	0,10676	0,17675	0,00270	17	47	107,2
SE 3 - PCH3	69,0	0,21356	0,35350	0,00540	34	47	107,2

Tabela 5.2- Dados de Transformadores

DADOS DE TRANSFORMAÇÃO					
SE	Trafo	Tensão	Reat. (pu)	Pot(MVA)	Adm.(MVA)
1	1	230-138kV	0,01220	66,0	66,0
1	2	230-138kV	0,01110	66,0	66,0
1	3	230-138kV	0,01175	66,0	66,0
1	4	230-138kV	0,01493	66,0	66,0
1	5	138-69kV	0,59900	13,3	16,1
1	6	138-69kV	0,54000	13,3	16,1
1	7	138-69kV	0,54500	13,3	16,1
2	1	69-69kV	0,02500	20,0	20,0
2	2	69-13,8kV	1,34600	5,0	7,2
2	3	69-13,8kV	1,41400	5,0	7,2
3	1	69-13,8kV	1,36600	5,0	6,5
3	2	69-13,8kV	1,37400	5,0	6,5
4	1	138-13,8kV	1,00240	15,0	20,0
5	1	138-13,8kV	0,81475	25,0	35,1
5	2	138-13,8kV	0,75920	25,0	35,1
5	3	138/69kV	0,36130	15,0	19,5
6	1	69-13,8kV	1,37400	5,0	7,5

A capacidade admissível apresentada na tabela 5.2 refere-se à avaliação realizada por equipamento onde são verificadas as condições em que a máquina trabalha (curva de carga, temperatura ambiente) juntamente com características construtivas da mesma, sendo assim é possível que o equipamento suporte um carregamento superior à sua capacidade nominal, sem contudo afetar a vida útil, pois o equipamento não atingirá sua temperatura máxima.

Tabela 5.3- Dados das PCH

PCH	Nº Máquinas	Pot.Usina(MW)
PCH 1	3	4,08
PCH 2	4	12,88
PCH 3	2	2,08

Estão previstas, no plano de investimentos, as seguintes obras:

- Construção da nova LD SE 2 - SE 3, 69kV, 34km 47MVA;
- Introdução do 138kV na SE 2.

As obras citadas fazem parte do plano de obras da Distribuidora, sendo que a construção da nova LD reflete a necessidade de melhorias nos níveis de tensão da SE 3. As datas para a entrada das respectivas obras são detalhadas ao longo deste capítulo, na análise do caso base.

Quanto à introdução do 138kV na SE 2, esta obra se faz necessária devido ao esgotamento da transformação 138-69kV da SE e, também, à necessidade de melhoria nos níveis de tensão das subestações atendidas por este eixo de 69kV. Com a retirada da carga deste eixo, haverá redução na transformação citada.

A figura 5.2 indica por meio de setas as obras previstas, além de apresentar o detalhamento do sistema elétrico que está sendo analisado.

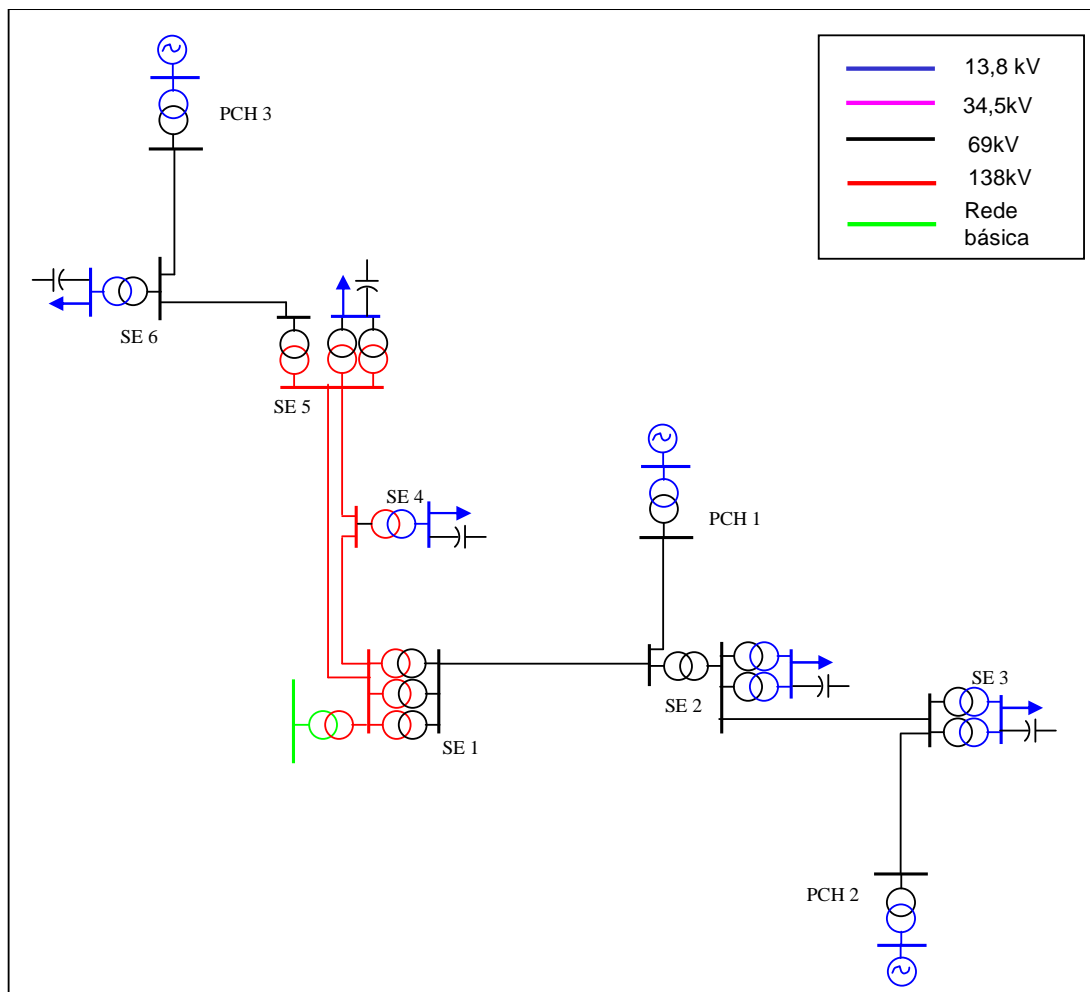


Figura 5.2 – Sistema Elétrico – Caso Exemplo Representação das Restrições

5.2. CÁLCULO DAS DISPONIBILIDADES MECÂNICAS E HÍDRICAS

Para avaliar a possibilidade de consideração das PCH 1, PCH 2 e PCH 3 são calculadas as disponibilidades mecânicas e hídricas para cada uma delas.

Os dados coletados das usinas referem-se a um período de 4 anos. Apesar do período de análise ser inferior a 5 anos, estes foram adotados, pois o histórico de medições apresenta mais de 35.000 dados referentes à medição horária. Outra dificuldade encontrada foi a coleta de informações detalhadas relativas às ocorrências em cada usina, por máquina. Normalmente o que se tem são as horas de serviço total por ano de cada PCH.

Devido ao grande volume de informações manipuladas, foi utilizado um programa computacional desenvolvido para a organização dos dados de medição de energia das PCH estudadas.

5.2.1. CÁLCULOS PARA A PCH 1

Para a PCH1, destacam-se as principais ocorrências:

Ano 1 - Unidade 01: 45 dias parada - Recuperação do mancal de escora.

- Unidade 02: 7 meses parada - Recuperação da turbina, caracol e mancais, e regulador de velocidade.

Ano 2 - Unidade 3: 8 meses parada - Reforma da unidade 03.

Ano 3 - Unidades 01 e 02: 30 dias paradas devido a vazamento no conduto forçado.

- Unidade 03: 150 dias parada para reforma do mancal de guia e devido a desgaste do servomotor do regulador de velocidade.

Ano 4 - Unidades 01: 300 dias parada devido ao alto nível de ruído na tubulação da saída da turbina.

- Unidade 02: 270 dias parada devido à ocorrência de alta temperatura nos mancais e falha no regulador de velocidade.

O gráfico da figura 5.3 apresenta o comportamento de geração da PCH 1 ao longo do período analisado.

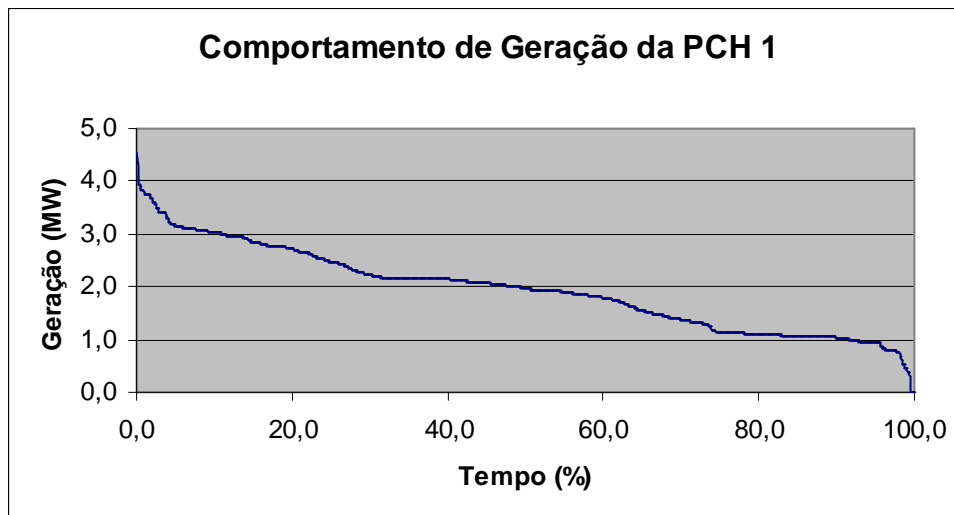


Figura 5.3 – Gráfico de Permanência Hídrica da PCH 1

A PCH 1 apresentou permanência hídrica durante 99,4% do tempo. Este período, durante o qual a usina não produziu energia pode ter sido ocasionado por falhas em outros componentes do sistema como, por exemplo, LD de interligação ou por falta de água.

Destaca-se que o sistema no qual a PCH está conectada não apresenta interligação com outros sistemas que permitam a transferência de cargas.

Desta forma, pelo critério hídrico, esta usina não poderá ser considerada e a avaliação de disponibilidade mecânica não será realizada.

5.2.2. CÁLCULOS PARA A PCH 2

Para a PCH2, destacam-se as principais ocorrências:

Ano 1 - Unidades 01 a 04: 37 dias paradas para recuperação das estruturas civis do canal de adução e realização de diversos serviços eletromecânicos na unidade 01 e outros pequenos serviços nas demais.

Ano 2 - Unidade 01: 60 dias parada para limpeza do estator e rotor do gerador.

- Unidade 02: 60 dias parada para inspeção no distribuidor e rotor da turbina e manutenção preventiva no regulador de velocidade.

- Unidade 03: 30 dias parada para inspeção no distribuidor e rotor da turbina e manutenção preventiva no regulador de velocidade.

Ano 3 - Unidade 01: 60 dias parada devido a curto circuito dos cabos do sistema de

excitação.

- Unidade 02: 60 dias parada para reparos na excitatriz piloto.
- Unidade 03: 60 dias parada para reparos no regulador de velocidade.
- Unidade 04: 60 dias parada para possibilitar a reforma da casa de força em áreas próximas.

Ano 4 - Unidade 01: 59 dias parada devido a vazamento de óleo no retentor da válvula distribuidora do regulador de velocidade.

- Unidade 02: 210 dias parada para manutenção no regulador de tensão, correção da alta vibração na turbina e para correção de alta temperatura no mancal de guia da turbina.
- Unidade 03: 27 dias parada devido à trinca no manômetro da tubulação do regulador de velocidade.
- Unidade 04: 30 dias parada devido ao alto nível de ruído na bomba do regulador de velocidade.

Destaca-se que a PCH 2 apresenta importância sistêmica e a operação da distribuição acompanha e ordena o despacho da usina. Este fato se torna importante na avaliação desta PCH pois, acompanhando as medições, percebe-se claramente este controle. A usina possui reservatório com capacidade diária de armazenamento. Os Sistemas de Distribuição possuem solicitação máxima normalmente no período de ponta (18:00h às 21:00h) e, nos períodos secos, a usina acumula água durante o dia para despachar na ponta.

Sendo assim, as medições com valor zero, com objetivo de acumulação de água para geração no período de ponta, serão desconsideradas na avaliação hídrica, assim como as indisponibilidades mecânicas.

O gráfico da figura 5.4 apresenta o comportamento de geração da PCH2 ao longo do período analisado.

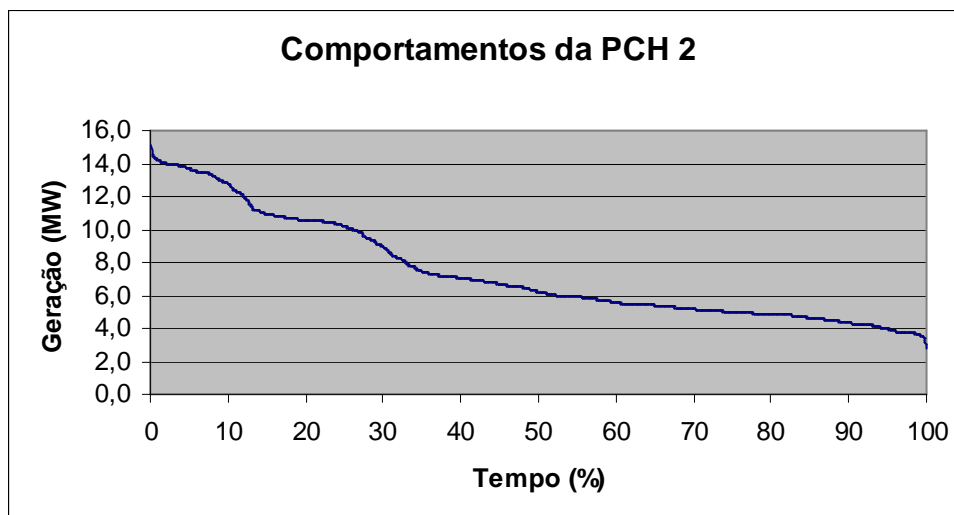


Figura 5.4 – Gráfico de Permanência Hídrica da PCH 2

A PCH2 apresentou permanência de geração durante 100% do tempo. A geração mínima foi de 2,8MW, sendo este o valor da P_d^{\max} .

Cálculo da Disponibilidade Mecânica (Disp) para a PCH 2:

A tabela 5.4 apresenta a disponibilidade da PCH2 e os dados utilizados para o cálculo.

Tabela 5.4- Disponibilidade Mecânica – PCH 2

Cálculo da Disponibilidade Mecânica				
Ano	Horas Serviço	Tempo Parada (horas)		Disp (%)
		Progr.	Não Progr.	
Ano 1	34037,1	700,4	398,1	96,9
Ano 2	33144,3	1325,0	591,4	94,5
Ano 3	27371,7	2602,2	5065,8	78,1
Ano 4	30712,9	1050,2	3277,0	87,7

O ano 3 foi o que apresentou a pior disponibilidade mecânica (78%), pela tabela 4.4 poderiam ser consideradas pelo menos 3 máquinas.

Entretanto, na avaliação hídrica, a potência máxima disponível foi de 2,8MW, sendo, portanto, este o valor a ser implementado nos casos de fluxo de potência.

5.2.3. CÁLCULOS PARA A PCH 3

Para a PCH3, destacam-se as principais ocorrências:

Ano 1 - Nos relatórios analisados não foram detalhadas as falhas da PCH.

Ano 2 - Unidade 01: 150 dias parada para manutenção preventiva no regulador de velocidade, recuperação do perfil vertente da barragem e reforma gerador.

- Unidade 02: 30 dias para recuperação do perfil vertente da barragem.

Ano 3 - Unidade 01: 210 dias parada para reforma gerador.

Ano 4 - Nos relatórios analisados não foram detalhadas falhas da PCH3.

O gráfico da figura 5.5 apresenta a o comportamento de geração da PCH3 ao longo do período analisado.

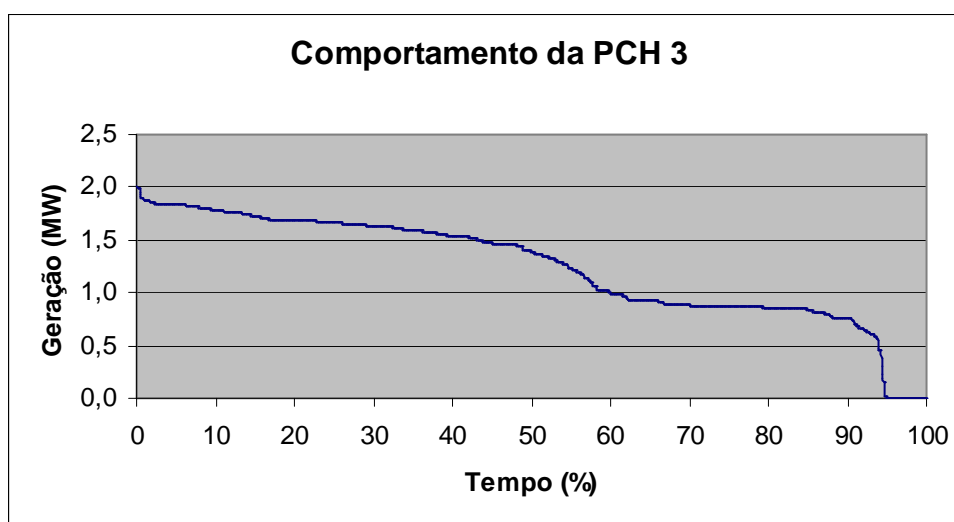


Figura 5.5 – Gráfico de Permanência de Geração da PCH 3

A PCH apresentou permanência hídrica durante 94,4% do tempo. Desta forma, pelo critério hídrico, esta usina não poderá ser considerada e a avaliação de disponibilidade mecânica não será realizada.

5.3. RESULTADOS DAS SIMULAÇÕES DE FLUXO DE POTÊNCIA

As simulações de fluxo de potência foram realizadas para o patamar de carga pesada apenas, pois é esta a pior situação no sistema analisado. Foi utilizado o software PSSE [PTI 01]. O mercado considerado apresenta crescimento de 4% para os

dois primeiros anos e 5% para os anos seguintes. Nas simulações não foram introduzidas as obras planejadas

O caso base considera um período de 10 anos, sendo analisado por meio de dois conjuntos de simulações: (a) desconsiderando a PCH 2; (b) considerando o despacho de 2,8MW da PCH2.

5.3.1. CASO BASE SEM CONSIDERAR A PCH 2

A tabela 5.5 mostra os níveis de tensão do caso base. Percebe-se a degradação dos níveis de tensão nas SE 2 e 3. Mesmo com o regulador de tensão 69KV na SE 2, os níveis de tensão na SE 3 se apresentam críticos no barramento de 69kV a partir de 2014. Entretanto, os níveis de tensão somente se tornam críticos na barra de 13,8kV no ano seguinte.

Tabela 5.5- Níveis de Tensão – Caso Base

Relatório de Níveis de Tensão nas Barras - Valores em pu												
CASO BASE - SEM PCH												
BARRAMENTO		Tensão (kV)	Ano (Valores em pu)									
			PES	PES	PES	PES	PES	PES	PES	PES	PES	PES
			2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
9209	SE1	69.000	1.0400	1.0383	1.0362	1.0335	1.0309	1.0268	1.0216	1.0154	1.0074	0.9980
1188	SE1	138.00	1.0480	1.0480	1.0480	1.0480	1.0480	1.0480	1.0480	1.0480	1.0480	1.0480
9202	SE2	69.000	1.0449	1.0363	1.0250	1.0135	1.0255	1.0075	0.9840	0.9557	0.9176	0.8701
9201	SE2	69.000	0.9616	0.9537	0.9434	0.9329	0.9234	0.9073	0.8864	0.8612	0.8272	0.7849
9200	SE2	13.800	1.0268	1.0239	1.0243	1.0243	1.0297	1.0224	1.0207	1.0243	0.9886	0.9320
9214	SE3	69.000	0.9987	0.9872	0.9724	0.9573	0.9672	0.9443	0.9135	0.8785	0.8276	0.7656
9213	SE3	13.800	1.0278	1.0277	1.0231	1.0242	1.0283	1.0258	0.9972	0.9526	0.8932	0.8176
1185	SE4	138.00	1.0443	1.0431	1.0420	1.0403	1.0415	1.0395	1.0390	1.0399	1.0401	1.0393
9045	SE5	69.000	1.0309	1.0269	1.0229	1.0170	1.0212	1.0140	1.0122	1.0153	1.0161	1.0131
1200	SE5	138.00	1.0282	1.0246	1.0210	1.0155	1.0199	1.0134	1.0122	1.0158	1.0171	1.0149
9035	SE6	69.000	1.0239	1.0193	1.0146	1.0080	1.0115	1.0032	1.0004	1.0025	1.0021	0.9980

Legenda:

Barramento de 13,8 kV ■ - Crítico : < 1.0 ou > 1.05 ■ - Tolerável : >=1.0 e < 1.03 - Favorável : >= 1.03 e <= 1.05

Demais Barramentos ■ - Crítico : < 0.95 ou > 1.05 ■ - Tolerável : >= 0.95 e < 1.0 - Favorável : >= 1.0 e <= 1.05

A tabela 5.6 mostra os carregamentos das Linhas de Distribuição do sistema. Verifica-se que não há esgotamento da capacidade de transporte das linhas avaliadas.

Tabela 5.6- Carregamento de Linhas – Caso Base

Relatório de Carregamento de Linhas - Valores em MVA - Carga Pesada														
CASO BASE - SEM PCH														
LINHA DE TRANSMISSÃO	Tensão (kV)	Circ.	Cap. (MVA)		Ano (Valores em MVA)									
			Inicial	Final	PES	PES	PES	PES	PES	PES	PES	PES	PES	PES
			2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018		
SE4 - SE5	138	1	94	94	28,7	28,0	27,3	26,6	26,9	26,0	25,1	23,7	22,3	21,3
SE4 - SE1	138	1	95	95	23,6	22,8	22,1	21,4	21,5	20,7	19,8	18,2	16,8	15,9
SE2 - SE3	69	1	14	14	7,2	7,5	7,9	8,2	8,6	9,0	9,7	10,4	11,1	12,0
SE2 - SE1	69	1	47	47	15,2	15,9	16,7	17,6	18,4	19,7	21,3	23,1	25,5	28,4
SE6 - SE5	69	2	47	47	4,7	4,8	5,0	5,2	5,4	5,7	6,0	6,3	6,6	6,9

Legenda: ■ - Carregamento >= 100% Nominal ■ - 80% Nominal <= Carregamento < 100% Nominal □ - Carregamento < 80% Nominal

A tabela 5.7 mostra os carregamentos dos Transformadores. Percebe-se que a transformação 138/69kV da SE 1 se esgotará a partir de 2011. A partir de 2017 a transformação 69-13,8kV das SE 2 e 3 atingirá sua capacidade nominal, entretanto sem ultrapassar a capacidade admissível da transformação.

Tabela 5.7 - Carregamento de Transformadores – Caso Base

Relatório de Carregamento de Transformadores e Autotransformadores - Valores em MVA - Carga Pesada																
CASO BASE - SEM PCH																
EQUIPAMENTO	Relação (kV)	Circ.	Cap. (MVA)		Adm. (MVA)		Ano (Valores em MVA)									
			Inicial	Final	Inicial	Final	PES	PES	PES	PES	PES	PES	PES	PES	PES	
			2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018				
SE1	138 / 69	1	13	13	16	16	12,4	13,0	13,7	14,5	15,3	16,3	17,6	19,0	20,7	22,5
SE1	138 / 69	2	13	13	16	16	13,8	14,5	15,2	16,1	16,9	18,1	19,5	21,1	23,0	25,0
SE1	138 / 69	3	13	13	16	16	13,6	14,3	15,1	15,9	16,8	18,0	19,3	20,9	22,8	24,8
SE2	69 / 13,8	1	5	5	7	7	3,6	3,7	3,9	4,0	4,2	4,4	4,7	4,9	5,2	5,5
SE2	69 / 13,8	2	5	5	7	7	3,4	3,5	3,7	3,9	4,0	4,2	4,4	4,7	5,0	5,2
SE3	69 / 13,8	1	5	5	7	7	3,5	3,6	3,8	3,9	4,1	4,3	4,5	4,8	5,1	5,3
SE3	69 / 13,8	2	5	5	7	7	3,5	3,6	3,7	3,9	4,1	4,3	4,5	4,7	5,0	5,3
SE5	138 / 69	1	15	15	20	20	4,7	4,8	5,0	5,2	5,4	5,7	6,0	6,3	6,6	6,9
Total =>							58,5	61,0	64,1	67,4	70,8	75,3	80,5	86,4	93,4	100,5

Legenda: □ - Carregamento < 80% Nominal ■ - 80% Nominal <= Carregamento < 100% Nominal ■ - 100% Nominal <= Carregamento < 0,95 *Admissível ■ - Carregamento >= 0,95 *Admissível

5.3.2. ALTERNATIVA – CONSIDERAÇÃO DA PCH 2

A tabela 5.8 mostra os níveis de tensão no sistema. Apesar do despacho da PCH 2 ter sido considerado nos casos de fluxo de potência, os níveis de tensão na barra de 69kV da SE 2 continuam apresentando valores críticos na barra não regulada, impactando o atendimento à SE 3.

Tabela 5.8- Níveis de Tensão – Com PCH

Relatório de Níveis de Tensão nas Barras - Valores em pu												
CASO BASE - COM PCH												
BARRAMENTO	Tensão (kV)	Ano (Valores em pu)										
		PES	PES	PES	PES	PES	PES	PES	PES	PES	PES	
		2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	
9283	PCH 2	13.800	1.0075	1.0024	1.0041	1.0000	1.0014	1.0000	1.0000	0.9903	0.9604	0.9321
9282	PCH 2	69.000	1.0154	1.0104	1.0121	1.0050	1.0094	1.0027	0.9963	0.9828	0.9527	0.9242
9209	SE1	69.000	1.0405	1.0390	1.0375	1.0358	1.0325	1.0303	1.0260	1.0244	1.0185	1.0131
1188	SE1	138.00	1.0480	1.0480	1.0480	1.0480	1.0480	1.0480	1.0480	1.0480	1.0480	1.0480
9202	SE2	69.000	1.0435	1.0410	1.0450	1.0391	1.0472	1.0408	1.0344	1.0224	0.9984	0.9759
9201	SE2	69.000	0.9761	0.9686	0.9619	0.9564	0.9431	0.9373	0.9314	0.9206	0.8892	0.8791
9200	SE2	13.800	1.0254	1.0221	1.0386	1.0383	1.0393	1.0382	1.0369	1.0358	1.0252	1.0238
9214	SE3	69.000	1.0140	1.0090	1.0107	1.0030	1.0080	1.0002	0.9923	0.9779	0.9477	0.9190
9213	SE3	13.800	1.0246	1.0251	1.0390	1.0363	1.0346	1.0380	1.0366	1.0388	1.0216	0.9980
1185	SE4	138.00	1.0443	1.0432	1.0420	1.0404	1.0415	1.0396	1.0390	1.0399	1.0401	1.0393
9045	SE5	69.000	1.0310	1.0271	1.0231	1.0173	1.0214	1.0143	1.0125	1.0156	1.0163	1.0133
1200	SE5	138.00	1.0284	1.0248	1.0212	1.0157	1.0201	1.0137	1.0124	1.0161	1.0173	1.0151
9035	SE6	69.000	1.0241	1.0195	1.0148	1.0082	1.0118	1.0034	1.0007	1.0028	1.0023	0.9983

Legenda:

Barramento de 13,8 kV ■ - Crítico : < 1.0 ou > 1.05 ■ - Tolerável : >=1.0 e < 1.03 - Favorável : >= 1.03 e <= 1.05

Demais Barramentos ■ - Crítico : < 0.95 ou > 1.05 ■ - Tolerável : >= 0.95 e < 1.0 - Favorável : >= 1.0 e <= 1.05

A tabela 5.9 mostra os carregamentos das Linhas de Distribuição do sistema. Pela tabela apresentada, verifica-se que não há esgotamento da capacidade de transporte das linhas avaliadas.

Tabela 5.9- Carregamento de Linhas – Com PCH

Relatório de Carregamento de Linhas - Valores em MVA - Carga Pesada														
CASO BASE - COM PCH														
LINHA DE TRANSMISSÃO	Tensão (kV)	Circ.	Cap. (MVA)		Ano (Valores em MVA)									
			Inicial	Final	PES	PES	PES	PES	PES	PES	PES	PES	PES	PES
					2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
SE4 - SE5	138	1	94	94	28,6	27,9	27,2	26,5	26,7	25,9	24,9	23,5	22,1	21,1
SE4 - SE1	138	1	95	95	23,4	22,7	21,9	21,2	21,4	20,6	19,6	18,0	16,5	15,6
SE2 - SE3	69	1	14	14	4,2	4,5	4,9	5,2	5,5	5,9	6,4	6,9	7,4	7,9
SE2 - SE1	69	1	47	47	11,7	12,4	13,2	13,9	14,8	15,7	16,7	17,9	19,4	20,8
SE3 - PCH 2	69	1	47	47	3,0	3,0	3,0	2,8	3,0	2,8	2,9	3,0	3,0	3,0
SE6 - SE5	69	2	47	47	4,7	4,8	5,0	5,2	5,4	5,7	6,0	6,3	6,6	6,9

Legenda: ■ - Carregamento >= 100% Nominal ■ - 80% Nominal <= Carregamento < 100% Nominal - Carregamento < 80% Nominal

A tabela 5.10 mostra os carregamentos dos Transformadores. Percebe-se que a transformação 138/69kV da SE 1 se esgotará a partir de 2013, considerando o despacho de 2,8MW da PCH 2. A partir de 2017, a transformação 69-13,8kV das SE 2 e 3 atingirá sua capacidade nominal, entretanto sem ultrapassar a capacidade admissível da transformação.

Tabela 5.10- Carregamento de Transformadores – Com PCH

Relatório de Carregamento de Transformadores e Autotransformadores - Valores em MVA - Carga Pesada																
CASO BASE - COM PCH																
EQUIPAMENTO	Relação (kV)	Circ.	Cap. (MVA)		Adm. (MVA)		Ano (Valores em MVA)									
			Inicial	Final	Inicial	Final	PES	PES	PES	PES	PES	PES	PES	PES	PES	
			2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018				
PCH 2	69 / 13,8	1	15	15	0	0	3,0	3,0	3,0	2,9	3,0	2,8	2,8	3,0	3,0	3,0
SE1	138 / 69	1	13	13	16	16	11,3	11,9	12,6	13,3	14,1	15,0	16,0	17,2	18,5	19,8
SE1	138 / 69	2	13	13	16	16	12,6	13,3	14,0	14,7	15,6	16,7	17,8	19,1	20,6	21,9
SE1	138 / 69	3	13	13	16	16	12,5	13,1	13,8	14,6	15,5	16,5	17,6	18,9	20,4	21,7
SE2	69 / 13,8	1	5	5	7	7	3,6	3,7	3,9	4,0	4,2	4,4	4,7	4,9	5,2	5,4
SE2	69 / 13,8	2	5	5	7	7	3,4	3,5	3,7	3,8	4,0	4,2	4,4	4,7	4,9	5,1
SE3	69 / 13,8	1	5	5	7	7	3,5	3,6	3,7	3,9	4,1	4,3	4,5	4,7	5,0	5,2
SE3	69 / 13,8	2	5	5	7	7	3,4	3,6	3,7	3,9	4,0	4,2	4,5	4,7	4,9	5,2
SE5	138 / 69	1	15	15	20	20	4,7	4,8	5,0	5,2	5,4	5,7	6,0	6,3	6,6	6,9
Total =>							58,0	60,5	63,4	66,3	69,9	73,8	78,3	83,5	89,1	94,2

Legenda: - Carregamento < 80% Nominal - 80% Nominal <= Carregamento < 100% Nominal - 100% Nominal <= Carregamento < 0.95 *Admissível - Carregamento >= 0.95*Admissível

5.4. ANÁLISE DOS RESULTADOS E CONSIDERAÇÕES FINAIS

A aplicação da metodologia proposta indicou a inclusão do montante de geração de 2,8MW para a PCH2. A análise dos resultados do caso exemplo levou às seguintes conclusões:

- Postergação em 2 anos da ampliação da transformação 138/69kV da SE 1;
- Postergação em 3 anos para a construção da LD SE2-SE3 69kV;
- Melhoria nos níveis de tensão nas subestações próximas à usina.

Não foram avaliadas as condições de perdas ôhmicas uma vez que esta avaliação deverá ser realizada com todas as usinas despachadas e para todos os patamares de carga.

A aplicação do procedimento proposto proporcionou um maior aproveitamento dos ativos existentes, visto que possibilitou a postergação de obras. Verifica-se, assim, que a consideração das PCH no planejamento da expansão altera significativamente os resultados das simulações, impactando, dentre outros aspectos, o plano de investimentos da distribuidora e o cálculo da tarifa de energia.

A tabela 5.11 apresenta o resultado de uma avaliação econômica simplificada para o exemplo do item 5.3.2, onde se verifica a possibilidade de postergação de investimentos devido à consideração da PCH nos casos de fluxo de

potência. Desembolsos que ocorreriam a partir de 2010 poderiam ser postergados para 2012 e os de 2013 para 2016. A taxa de desconto utilizada foi de 10% (valor médio no setor elétrico).

Tabela 5.11- Análise econômica da postergação de obras

CASOS	VP (Valor Presente)	DESEMBOLSOS (R\$ x1000)									
		2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
Sem PCH	R\$ 9.903,82	0	2460	5740	0	1836	4284	0	0	0	0
Com PCH	R\$ 7.917,64	0	0	0	2460	5740	0	0	1836	4284	0
Diferença	R\$ 1.986,18										

Pelo cálculo realizado, o impacto financeiro seria de quase 2 milhões de reais. Tal valor é significativo e, dado o montante já instalado de PCH no estado de Minas Gerais, poderá trazer muitos benefícios.

6

CONCLUSÕES E PROPOSTAS DE CONTINUIDADE

O planejamento é uma etapa extremamente complexa e envolve uma série de conhecimentos dos profissionais envolvidos. Para o desenvolvimento da metodologia proposta nesta dissertação, foi necessária grande interação entre as equipes de Planejamento da Expansão, de Planejamento Operativo, de Operação em Tempo Real, Manutenção e mesmo os empreendedores.

Uma questão muito importante levantada durante a elaboração do procedimento proposto diz respeito às informações relativas às PCH. Inicialmente, foram investigados quais seriam os dados importantes para que se conhecesse o comportamento das usinas em termos de geração. Posteriormente, partiu-se para a busca destas informações. Foi verificado, nesta etapa da dissertação, que muitas informações não se encontram disponíveis de forma direta e que, em muitos casos, nem são obtíveis. Isto foi verificado, pois a metodologia foi projetada considerando empreendimentos existentes com vida média de mais de 20 anos. *Para as novas usinas, devem ser previstas formas de se registrarem informações desde o início de sua operação.*

Outro fruto importante deste trabalho é a percepção de que alguns aspectos construtivos das PCH impactam sobremaneira o seu potencial de geração. As análises mostram que o número de máquinas das usinas acaba influenciando diretamente na expansão dos sistemas aos quais elas se conectam, por meio da postergação ou não de obras da distribuidora. Caso especial são aquelas usinas que possuem apenas uma máquina, onde há o risco muito grande do gerador permanecer fora de serviço por um período de tempo incompatível com as obrigações legais da concessionária de distribuição. *Sendo assim, é importante que, para possibilitar o total aproveitamento dos benefícios dos novos acessos ao sistema elétrico, sejam exigidos nos projetos requisitos mínimos para determinação adequada do número de máquinas.*

Ressalta-se, também, a importância de se ter um controle dos despachos das PCH para que se possa obter o maior aproveitamento do sistema elétrico.

Apesar das recomendações citadas serem consubstanciadas por questões técnicas, para serem implementadas na prática, haveria de se alterar a legislação pertinente às PCH. Atualmente, não há legislação que estabeleça o número mínimo de máquinas a ser implantado nas PCH e, também, não há legislação que obrigue as PCH a estabelecerem, juntamente com a concessionária, um despacho adequado para o atendimento da carga.

Como continuidades do trabalho podem ser citadas algumas sugestões:

- A metodologia apresentada nesta dissertação contempla a análise individual das PCH. Desenvolvimento futuro poderia se dar na avaliação de conjuntos de PCH que se encontram na mesma bacia hidrográfica ou no mesmo rio.
- Ampliar a metodologia para incluir a análise das PCH que ainda estão sendo implantadas, onde não se conhecem os históricos de geração e manutenção.
- Avaliar as características construtivas dos novos empreendimentos, identificando as principais diferenças entre elas e aquelas das usinas já instaladas há mais tempo. Ampliar a metodologia para incluir tais diferenças.
- Proceder à elaboração de bancos de dados de PCH voltados para a execução deste e de outros futuros procedimentos, formando assim um histórico importante para a expansão e operação.
- Baseando-se nos pontos levantados (relacionados à importância de se conhecer o comportamento das PCH como parte do sistema da Distribuidora), atuar nos órgãos competentes, no intuito de revisar a legislação pertinente a tais usinas.

Concluindo, ressalta-se que, da maneira como foi estruturado, o procedimento proposto nesta dissertação pode ser integrado às etapas tradicionalmente executada pelas equipes de planejamento da expansão, sem dificuldades. Espera-se que a aplicação deste, na prática das empresas, contribua para a evolução das análises, trazendo conseqüências positivas para todo o setor, incluindo empresas e consumidores.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [ANEEL 95] Agência Nacional de Energia Elétrica, Lei nº 9.074 de 7 de Julho de 1995 – Estabelece normas para outorga e prorrogação das concessões e permissões de serviço público e dá outras providências.
- [ANEEL 00] Agência Nacional de Energia Elétrica, Resolução nº 024 de 27 de Janeiro de 2000 – Estabelece as disposições relativas à continuidade da distribuição de energia às unidades consumidoras.
- [ANEEL 03] Agência Nacional de Energia Elétrica, Resolução ANEEL n. 676, de 19 de dezembro de 2003 (Diário Oficial, de 22 dez. 2003, seção 1, p. 86) – Altera dispositivos e procede ajustes na Resolução ANEEL nº 505, de 26 de novembro de 2001, com prazo para republicação integral.
- [ANEEL 04] Agência Nacional de Energia Elétrica, Decreto nº 5.163 de 30 de Julho de 2004 – Regulamenta a comercialização de energia elétrica, o processo de outorga de concessões e de autorizações de geração de energia elétrica e dá outras providências.
- [ANEEL 07] Agência Nacional de Energia Elétrica, Resolução nº 266 de 22 de Maio de 2007 – Estabelece critérios de participação no Mecanismo de Realocação de Energia (MRE) para empreendimento hidrelétrico não despachado centralizadamente e procedimentos e critérios de apuração de indisponibilidade, para fins de aplicação do Mecanismo de Redução de Energia Assegurada (MRA).
- [ANEEL 08] Agência Nacional de Energia Elétrica, Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional - PRODIST - Módulo 3: Acesso ao Sistema de Distribuição.
- [ANEEL-a 08] Atlas de Energia elétrica do Brasil 3ª Edição, Brasília, 2008.
- [ANEEL-b 08] Agência Nacional de Energia Elétrica, Resolução Normativa nº 345 de 16 de Dezembro de 2008 - Aprova os Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional - Prodinst e da outras providências.
- [ANEEL-c 08] Agência Nacional de Energia Elétrica, Resolução Normativa nº 312 de 6 de Maio de 2008 – Altera a Resolução Normativa nº 68 de 8 de Junho de 2004, que estabelece os procedimentos para a

- implementação de reforços nas Demais Instalações de Transmissão (DIT), e dá outras providências.
- [ANEEL 09] Agência Nacional de Energia Elétrica, Banco de Informações de Geração site <http://www.aneel.gov.br/area.cfm?idArea=15&idPerfil=2>.
- [Borbely 01] Borbely, Ann-Marie, Kreider, Jan, F. Distributed Generation - The Power Paradigm for the New Millennium, livro, editora CRC Press, Julho, 2001.
- [Brooks 04] Brooks, R., "The World offshore Renewable Energy Report 2004-2008.
- [CEPEL 08] "Atlas do Potencial Eólico Brasileiro - site - www.cresesb.cepel.br/atlas_eolico_brasil/atlas.html.
- [Diniz 03] Diniz, H., J., Carvalho, M., A., Barros, R., C., M., D., "Geração Distribuída de Energia, Conceitos, Tecnologias e Perspectivas" XVII SNTPEE Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica, Uberlândia, Outubro, 2003.
- [Dutra 01] Dutra, M., R., "Viabilidade Técnica Econômica da Energia Eólica Face ao Novo Marco Regulatório do Setor Elétrico Brasileiro" Dissertação de Mestrado, UFRJ, Rio de Janeiro, Fevereiro, 2001.
- [EPE 07] EPE, "Plano Nacional de Energia – 2030", Brasília, 2007.
- [EPE 08] EPE, "Balanço Energético Nacional BEN", Rio de Janeiro, 2008.
- [Gauthier 07] Gauthier M., Pepin, J., L., Abbey, C., Plamandon, M., Katiraei, F., Simard, G., "Planned Islanding as a Distribution System Operation Tool for Reliability Enhancement", 19th International Conference on Electricity Distribution, Vienna may, 2007.
- [Haddad 06] Lora, S., E., E., "Geração Distribuída: Aspectos Tecnológicos, Ambientais e Institucionais", Livro, Editora Interciência, Rio de Janeiro, 2006.
- [Knazkins 04] Knazkins, V., "Stability of Power Systems with Large Amounts of Distributed Generation!" – Doctoral Thesis, Stckhol, Sweden – Oktober, 2004.
- [Knorr 02] Knorr, E., Spier, E., B., Lemos, F., A., B., "Análise da Operação isolada de um Sistema de Distribuição com Geração Distribuída", XV Seminário Nacional de Distribuição de Energia Elétrica – Sendi, 2002.

- [MME 07] MME “Manual de Inventário Hidroelétrico de Bacias Hidrográficas” Rio de Janeiro, 2007.
- [Neto 03] Neto, G., L., C., Freitas, G., V., “A verdadeira vocação da PCH no Brasil” – XVII SNTPEE Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica – Uberlândia MG, Outubro, 2003.
- [ONS 08] ONS, “Submódulo 25.8: Indicadores de Desempenho de Equipamentos e Linhas de Transmissão e das Funções Transmissão e Geração” Aprovado em 03/09/2008 pelo ONS e regulamentado pela ANEEL em 17/10/2008 através da Resolução Autorizativa nº 1601/08 disponível no site <http://www.ons.org.br>.
- [ONS 09] Operador Nacional do Sistema – site <http://www.ons.org.br>.
- [Pepermans 05] Pepermans, G., Driesen, J., Haeseldonckx, D., Belmans, R., “Distributed generation: definition, benefits and issues”, Energy Police, 2005.
- [Pinheiro 05] PINHEIRO, G., NUNES, V M., RENDEIRO, G., PINHO, T., J., “Qualidade de Energia na Geração Distribuída – Caso de Usina a Biomassa” VI SBQEE Seminário Brasileiro sobre Qualidade de Energia Elétrica, Belém, Agosto, 2005.
- [PRODIST 08] Procedimento de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico - site <http://www.aneel.gov.br/area.cfm?idArea=82&idPerfil=2>.
- [PTI 01] PTI - Software de simulação de fluxo de potência “Power System Simulator for Engineering -PSS-E” versão 28, Novembro, 2001.
- [Reis 06] Reis, B., L., “Geração de Energia Elétrica – Tecnologia, Inserção Ambiental, Planejamento, Operação e Análise de Viabilidade”, Livro, Editora Manole, 3ª edição Barueri, 2006.
- [Ribeiro 05] Ribeiro, P., Ferreira, F., Medeiros, F., “Geração Distribuída e Impacto na Qualidade de Energia” – VI SBQEE Seminário Brasileiro sobre Qualidade da Energia Elétrica – Belém PA, Agosto, 2005.
- [Rocha 99] Rocha, N., A., Amarante, O., C., “Estabilização Sazonal da Oferta de Energia Através da Complementaridade entre os regimes Hidrológico e Eólica” – XV SNTPEE Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica – Foz do Iguaçu PR, Outubro, 1999.

- [Romagnoli 05] Romagnoli, C. H., “Identificação de Barreiras à Geração Distribuída no Marco Regulatório Atual do Setor Elétrico Brasileiro”, Dissertação de Mestrado em Engenharia Elétrica, Orientador: Celso de Brasil Camargo, Universidade Federal de Santa Catarina (UFSC) Florianópolis, 2005.
- [Silva 07] Coelho, A., SILVA, G., M., Rodrigues, B., A., “Impacto da Alocação Ótima de Geração Distribuída em Redes de Distribuição de Energia Elétrica” XIX SNPTEE Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica, Rio de Janeiro, Outubro, 2007.
- [SIPOT 05] Eletrobrás – Centrais Elétricas Brasileira – Sistema de Informação do Potencial Hidrelétrico – site http://www.eletrobras.gov.br/EM_Atualcao_SIPOT/sipot.asp.
- [Spier 03] Spier, E., B., Knorr, E., Bazanella A., S., “Análise do Comportamento Dinâmico de Geração Distribuída Conecta em Sistemas de Distribuição de Energia Elétrica” – XVII SNPTEE Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica – Uberlândia MG, Outubro, 2003.
- [Tolmasquim 05] Tolmasquim, T., M., “Geração de Energia Elétrica no Brasil”, Livro, Editora Interciência, Rio de Janeiro, 2005.
- [Vale 05] VALE, M. H. M., “Planejamento de Sistemas de Energia Elétrica”, Notas de aula - Curso de Engenharia Elétrica da UFMG, 2005.
- [WEC 08] “World Energy Council” site: <http://www.worldenergy.org/>.

ANEXO A

CENTRAIS TÉRMICAS – BIOMASSA

CONVERSÃO DE ENERGIA

A conversão da biomassa em energia pode ser conseguida por vários meios devido, principalmente, à extensa variedade de fontes, que vão desde os resíduos agrícolas, industriais e urbanos até as culturas dedicadas. Há inúmeras tecnologias para os processos de conversão, incluindo desde a simples combustão, para obtenção da energia térmica, até processos físico-químicos e bioquímicos complexos para a obtenção de combustíveis líquidos e gasosos e outros produtos.

A transformação da biomassa em energia poderá ocorrer utilizando-se tecnologias variadas como, por exemplo:

- Conversão termoquímica;
- Conversão bioquímica;
- Conversão físico-química;
- Conversão termoquímica de combustíveis sólidos.

A figura A.1 ilustra as diversas formas de conversão da biomassa, cujos princípios são comentados em seguida.

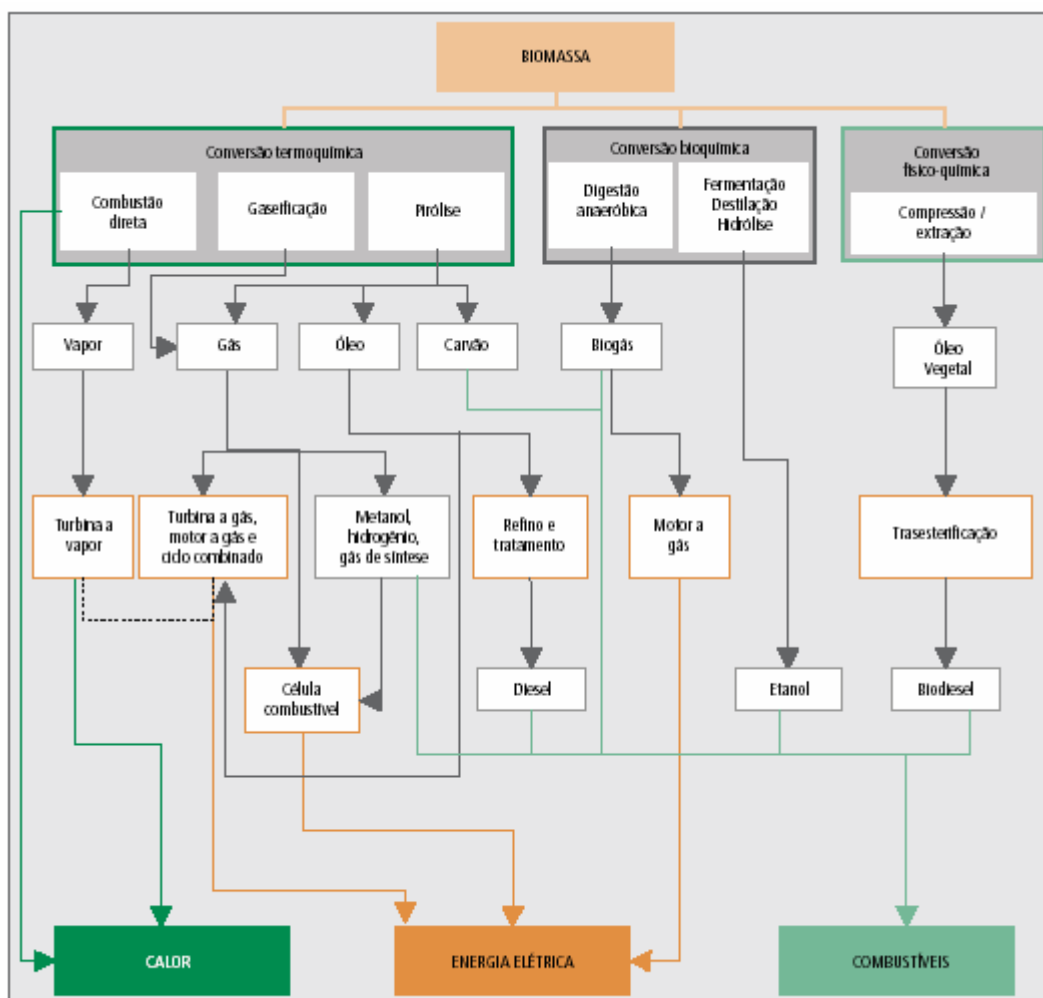


Figura A.1 – Conversão da Biomassa [ANEEL-a 08]

Conversão termoquímica

Quando a biomassa é usada para fins energéticos, a energia é convertida em calor por meio da combustão, que configura a conversão termoquímica.

Conversão bioquímica

A conversão bioquímica da biomassa é aquela que utiliza processos biológicos e bioquímicos, que inclui a digestão anaeróbica, a fermentação/destilação e a hidrólise. A digestão anaeróbica é a que apresenta as mais adequadas condições para a geração de energia elétrica, através da utilização do biogás. O etanol, combustível líquido resultante dos processos de fermentação/destilação ou hidrólise, tem uma aplicação predominante como combustível para o transporte, embora seja aplicável em máquinas térmicas de ciclos termelétricos. Digestão anaeróbica é o processo realizado por

tecnologia madura e bem estabelecida, onde a degradação natural da matéria orgânica, tal como a biomassa, é realizada por bactérias na ausência do oxigênio, produzindo biogás, uma mistura de metano (CH₄) e de dióxido de carbono (CO₂), sendo que a concentração volumétrica de metano varia entre 40-75%, em função do tipo de matéria orgânica processada.

Conversão físico-química

A via de conversão físico-química da biomassa é aquela que utiliza técnicas de compressão e extração de óleos vegetais de oleaginosas para posterior modificação química. Os óleos vegetais podem ser utilizados em motores a combustão interna, pois adaptam as propriedades do combustível às exigências dos motores de ciclo diesel.

Conversão termoquímica de combustíveis sólidos

Existe uma grande variedade de biomassa sólida combustível empregável como fonte de geração termelétrica, seja na forma de madeira, ou na de resíduos sólidos de processamento agrícola ou industrial (bagaço de cana, cascas de árvores, licor negro, resíduos agrícolas, lixo urbano), sendo seu principal emprego em sistemas de geração de vapor industrial ou de co-geração.

Apesar do emprego de biomassa sólida combustível para geração termelétrica seja comum, sua viabilidade econômica é altamente influenciada pela proximidade à fonte de produção, custos de transporte e manuseio, teores de umidade e sistemas de processamento e preparação para tecnologias mais eficientes.

A queima de combustíveis sólidos ocorre em câmaras de combustão específicas, pois as características do processo de combustão de sólidos são bastante diversas das dos combustíveis líquidos e dos gasosos.

Para a conversão de seu potencial energético em energia útil na geração de energia elétrica em média e grande escala, utilizam-se caldeiras e turbinas a vapor em variadas composições, e turbinas a gás e ciclo combinado.