

Cadernos de Recursos Hídricos

APROVEITAMENTO DO POTENCIAL HIDRÁULICO PARA GERAÇÃO DE ENERGIA

República Federativa do Brasil

Luiz Inácio Lula da Silva
Presidente

Ministério do Meio Ambiente – MMA

Marina Silva
Ministra

Agência Nacional de Águas - ANA

Diretoria Colegiada

José Machado – Diretor-Presidente
Benedito Braga
Oscar de Moraes Cordeiro Netto
Bruno Pagnoccheschi
Dalvino Troccoli Franca

Superintendência de Planejamento de Recursos Hídricos

João Gilberto Lotufo Conejo

Superintendência de Usos Múltiplos

Joaquim Guedes Corrêa Gondim Filho

Superintendência de Conservação de Água e Solo

Antônio Félix Domingues

Superintendência de Outorga e Cobrança

Francisco Lopes Viana

Superintendência de Fiscalização

Gisela Damm Forattini

Superintendência de Apoio a Comitês

Rodrigo Flecha Ferreira Alves

Superintendência de Informações Hidrológicas

Valdemar Santos Guimarães

Superintendência de Tecnologia e Capacitação

José Edil Benedito

Superintendência de Administração e Finanças

Luis André Muniz

**AGÊNCIA NACIONAL DE ÁGUAS
MINISTÉRIO DO MEIO AMBIENTE**

***APROVEITAMENTO DO
POTENCIAL HIDRÁULICO PARA
GERAÇÃO DE ENERGIA***

Superintendência de Usos Múltiplos

COORDENAÇÃO

*Joaquim Guedes Corrêa Gondim Filho
Superintendente de Usos Múltiplos
Martha Regina von Borstel Sugai*

Elaboração

Carlos Eduardo Cabral Carvalho

Colaboração

*Rafael Carneiro di Bello
Marina Tedesco e Silva*

***Brasília – DF
Maio – 2005***

© Agência Nacional de Águas – ANA
Setor Policial Sul, Área 5, Quadra 3, Blocos B, L e M
CEP 70610-200, Brasília – DF
PABX: 2109-5400
Endereço eletrônico: <http://www.ana.gov.br>

Equipe editorial:

Supervisão editorial: Carlos Eduardo Cabral Carvalho

Elaboração dos originais: SUM

Revisão dos originais: SUM

Editoração eletrônica dos originais: SUM

Projeto gráfico, editoração e arte-final: SUM

Capa e ilustração: SUM

Diagramação: SUM

Todos os direitos reservados

É permitida a reprodução de dados e de informações contidos nesta publicação, desde que citada a fonte.

CIP-Brasil (Catalogação-na-publicação)

ANA - CDOC

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	1
2	BASE LEGAL	3
2.1	Código de Águas.....	3
2.2	Constituição Federal.....	5
2.3	Legislação federal de recursos hídricos pertinente	5
2.4	Legislação ambiental pertinente	9
2.5	Legislação setorial específica.....	11
2.5.1	Evolução histórica da legislação setorial	11
2.5.2	Financiamento do Setor Elétrico e Reversão para Compensação pelo Uso dos Recursos Hídricos	16
3	PLANEJAMENTO DO SETOR ELÉTRICO.....	18
3.1	Caracterização do Sistema Elétrico Brasileiro	18
3.1.1	Sistemas Isolados.....	19
3.1.2	Sistema Interligado.....	19
3.1.3	Perspectivas de expansão para os próximos anos.....	22
3.2	Planejamento da operação e expansão do Setor Elétrico.	23
3.2.1	Planejamento da operação do Setor Elétrico.	23
3.2.2	Planejamento da expansão do Setor Elétrico.....	26
4	POTENCIAL NO PAÍS E NAS REGIÕES HIDROGRÁFICAS.	33
4.1	Região Hidrográfica Amazônica.....	38
4.1.1	Situação atual.....	38
4.1.2	Planejamento da expansão do Setor Elétrico para a região.	39
4.2	Região Hidrográfica Tocantins / Araguaia.	45
4.2.1	Situação atual.....	45
4.2.2	Planejamento da expansão do Setor Elétrico para a região.	46
4.3	Região Hidrográfica Atlântico Nordeste Ocidental.	49
4.4	Região Hidrográfica Parnaíba.	49
4.4.1	Planejamento da expansão do Setor Elétrico para a região.	49
4.5	Região Hidrográfica Atlântico Nordeste Oriental.....	52
4.6	Região Hidrográfica do São Francisco.....	52
4.6.1	Situação atual.....	52
4.6.2	Planejamento da expansão do Setor Elétrico para a região.	53
4.7	Região Hidrográfica Atlântico Leste.	56
4.7.1	Situação atual.....	56
4.7.2	Planejamento da expansão do Setor Elétrico para a região.	56
4.8	Região Hidrográfica Atlântico Sudeste.	58
4.8.1	Situação atual.....	58

4.8.2	Planejamento da expansão do Setor Elétrico para a região.	59
4.9	Região Hidrográfica do Atlântico Sul.	62
4.9.1	Situação atual.....	62
4.9.2	Planejamento da expansão do Setor Elétrico para a região.	62
4.10	Região Hidrográfica do Uruguai.	65
4.10.1	Situação atual.....	65
4.10.2	Planejamento da expansão do Setor Elétrico para a região.....	65
4.11	Região Hidrográfica do Paraná.	68
4.11.1	Situação atual.....	68
4.11.2	Planejamento da expansão do Setor Elétrico para a região.....	70
4.12	Região Hidrográfica do Paraguai.	73
4.12.1	Situação atual.....	73
4.12.2	Planejamento da expansão do Setor Elétrico para a região.....	73
5	INTEGRAÇÃO DAS ETAPAS DE PLANEJAMENTO DO SETOR ELÉTRICO COM OS INSTRUMENTOS DAS POLÍTICAS DE RECURSOS HÍDRICOS E AMBIENTAL.	75
5.1	Instrumentos da Política Nacional de Recursos Hídricos.	75
5.1.1	Planos de Recursos Hídricos.....	75
5.1.2	Outorga de direitos de uso de recursos hídricos.	76
5.1.3	Sistema de Informações sobre Recursos Hídricos.	77
5.2	Instrumentos da Política Nacional de Meio Ambiente.....	77
5.3	Implantação de aproveitamentos hidrelétricos.....	78
5.3.1	Aproveitamentos hidrelétricos com potência entre 1 MW e 30 MW – PCHs.	78
5.3.2	Implantação de aproveitamentos com potência superior a 30 MW	79
5.3.3	Aproveitamentos hidrelétricos com potência inferior a 1 MW – CGHs.....	80
5.4	Avaliação Ambiental Estratégica - AAE.	80
6	CONCLUSÕES E RECOMENDAÇÕES.....	84
7	REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....	88

Lista de Tabelas

Tabela 3.1. Capacidade Instalada em dezembro de 2003.....	18
Tabela 4.1. Evolução do Potencial Hidrelétrico Brasileiro.	33
Tabela 4.2. Potencial por Região Hidrográfica (MW).	36
Tabela 4.3. Potencial na região hidrográfica Amazônica (MW).....	38
Tabela 4.4. Usinas em operação na região hidrográfica Amazônica.....	39
Tabela 4.5. Usinas com concessão na região hidrográfica Amazônica.....	39
Tabela 4.6. Usina hidrelétrica na região hidrográfica Amazônica a ser licitada nos próximos leilões.....	40
Tabela 4.7. Usinas hidrelétricas estratégicas para o Governo Federal na região hidrográfica Amazônica.	40
Tabela 4.8. Potencial na região hidrográfica Tocantins/Araguaia (MW).....	45
Tabela 4.9. Usinas em operação na região hidrográfica Tocantins/Araguaia.	45
Tabela 4.10. Usinas hidrelétricas com concessão na região hidrográfica Tocantins/Araguaia.....	46
Tabela 4.11. Usinas hidrelétricas na região hidrográfica Tocantins/Araguaia a serem licitadas nos próximos leilões.....	46
Tabela 4.12. Usinas hidrelétricas indicativas na região hidrográfica Tocantins/Araguaia.	47
Tabela 4.13. Potencial na região hidrográfica Atlântico Nordeste Ocidental (MW).	49
Tabela 4.14. Potencial na região hidrográfica Parnaíba (MW).	49
Tabela 4.15. Usinas hidrelétricas na região hidrográfica do Parnaíba a serem licitadas nos próximos leilões.	50
Tabela 4.16. Potencial na região hidrográfica Atlântico Nordeste Oriental (MW).....	52
Tabela 4.17. Potencial na região hidrográfica do São Francisco (MW).....	52
Tabela 4.18. Usinas em operação na região hidrográfica São Francisco.	53
Tabela 4.19. Usinas hidrelétricas localizadas na região hidrográfica São Francisco a serem licitadas nos próximos leilões.	53
Tabela 4.20. Usinas hidrelétricas indicativas na região hidrográfica São Francisco.	54
Tabela 4.21. Potencial na região hidrográfica do Atlântico Leste (MW).....	56
Tabela 4.22. Usinas em operação na região hidrográfica do Atlântico Leste.	56
Tabela 4.23. Usinas hidrelétricas com concessão na região hidrográfica Atlântico Leste.	56
Tabela 4.24. Potencial na região hidrográfica do Atlântico Sudeste (MW).....	58
Tabela 4.25. Usinas em operação na região hidrográfica do Atlântico Sudeste.	58
Tabela 4.26. Usinas hidrelétricas com concessão na região hidrográfica Atlântico Sudeste.....	59
Tabela 4.27. Usinas hidrelétricas localizadas na região hidrográfica Atlântico Sudeste a serem licitadas nos próximos leilões.	60
Tabela 4.28. Potencial na região hidrográfica do Atlântico Sul (MW).	62
Tabela 4.29. Usinas em operação na região hidrográfica do Atlântico Sul.....	62
Tabela 4.30. Usinas hidrelétricas com concessão na região hidrográfica Atlântico Sul.....	63
Tabela 4.31. Potencial na região hidrográfica do Uruguai (MW).	65
Tabela 4.32. Usinas em operação na região hidrográfica do Uruguai.....	65
Tabela 4.33. Usinas hidrelétricas com concessão na região hidrográfica do Uruguai... ..	66
Tabela 4.34. Usinas hidrelétricas localizadas na região hidrográfica do Uruguai a serem licitadas nos próximos leilões.....	66
Tabela 4.35. Potencial na região hidrográfica do Paraná (MW).	68
Tabela 4.36. Usinas em operação na região hidrográfica Paraná.....	68
Tabela 4.37. Usinas hidrelétricas com concessão na região hidrográfica do Paraná.	70

Tabela 4.38. Usinas hidrelétricas localizadas na região hidrográfica do Paraná a serem licitadas nos próximos leilões.....	71
Tabela 4.39. Usinas hidrelétricas indicativas na região hidrográfica do Paraná.	71
Tabela 4.40. Potencial na região hidrográfica do Paraná (MW).	73
Tabela 4.41. Usinas em operação na região hidrográfica Paraguai.....	73
Tabela 4.42. Usina hidrelétrica com concessão na região hidrográfica do Paraguai.	73

Lista de Figuras

FIGURA 3.1. SUBSISTEMAS DO SIN	21
FIGURA 3.2. PLANEJAMENTO DO SETOR ELÉTRICO E AS ETAPAS DE DESENVOLVIMENTO DE NOVOS APROVEITAMENTOS	29
FIGURA 4.1 - REGIÕES HIDROGRÁFICAS DO BRASIL – DIVISÃO APROVADA PELO CNRH.....	34
FIGURA 4.2 – REGIÕES HIDROGRÁFICAS DO BRASIL – DIVISÃO APROVADA PELO CNRH E DIVISÃO DNAEE.	35
FIGURA 4.3. USINAS HIDRELÉTRICAS POR ANO DE INSTALAÇÃO	37
FIGURA 4.4. USINAS HIDRELÉTRICAS EXISTENTES E PLANEJADAS NA REGIÃO HIDROGRÁFICA AMAZÔNICA.....	42
FIGURA 4.5. USINAS HIDRELÉTRICAS EXISTENTES E PLANEJADAS NA REGIÃO HIDROGRÁFICA TOCANTINS-ARAGUAIA.....	48
FIGURA 4.6. USINA HIDRELÉTRICA EM OPERAÇÃO NA REGIÃO HIDROGRÁFICA DO RIO PARNAÍBA.	51
FIGURA 4.7. USINAS HIDRELÉTRICAS EXISTENTES E PLANEJADAS NA REGIÃO HIDROGRÁFICA DO RIO SÃO FRANCISCO.....	55
FIGURA 4.8. USINAS HIDRELÉTRICAS EXISTENTES E PLANEJADAS NA REGIÃO HIDROGRÁFICA DO ATLÂNTICO LESTE.	57
FIGURA 4.9. USINAS HIDRELÉTRICAS EXISTENTES E PLANEJADAS NA REGIÃO HIDROGRÁFICA DO ATLÂNTICO SUDESTE.....	61
FIGURA 4.10. USINAS HIDRELÉTRICAS EXISTENTES E PLANEJADAS NA REGIÃO HIDROGRÁFICA DO ATLÂNTICO SUL.....	64
FIGURA 4.11. USINAS HIDRELÉTRICAS EXISTENTES E PLANEJADAS NA REGIÃO HIDROGRÁFICA DO RIO URUGUAI.....	67
FIGURA 4.12. USINAS HIDRELÉTRICAS EXISTENTES E PLANEJADAS NA REGIÃO HIDROGRÁFICA DO RIO PARANÁ.....	72
FIGURA 4.13. USINAS HIDRELÉTRICAS EXISTENTES E PLANEJADAS NA REGIÃO HIDROGRÁFICA DO RIO PARAGUAI.....	74

FIGURA 5.1. PROCEDIMENTOS PARA IMPLANTAÇÃO DE APROVEITAMENTOS HIDRELÉTRICOS COM POTÊNCIA ENTRE 1 E 30 MW – PCHS.	79
FIGURA 5.2. PROCEDIMENTOS PARA IMPLANTAÇÃO DE APROVEITAMENTOS HIDRELÉTRICOS COM POTÊNCIA ACIMA DE 30 MW – UHES.	79
FIGURA 6.1. EXPANSÃO DA GERAÇÃO POR REGIÃO HIDROGRÁFICA. ..	85

1 INTRODUÇÃO

O grande potencial hidrelétrico brasileiro representa uma indiscutível vantagem comparativa em relação às matrizes elétricas adotadas por outros países, que utilizam principalmente os combustíveis fósseis e/ou centrais nucleares para geração de energia elétrica. Além de tratar-se de uma fonte abundante, limpa e renovável, a utilização da alternativa hidrelétrica é de pleno domínio da tecnologia Nacional, servindo de referência para outros países.

Essa característica de nossa matriz elétrica acaba se refletindo em um conjunto de importantes condicionantes para o setor elétrico brasileiro. Além da própria lógica interna do sistema, que envolve políticas e ações voltadas à regulação e controle do uso dos recursos hídricos em uma clara interface com os outros usuários da água, existe a necessidade de articulação e adequação com outras instituições envolvidas no processo de aprovação dos aproveitamentos.

Tendo em vista os longos prazos de maturação dos aproveitamentos hidrelétricos, tanto em termos de estudos envolvidos (inventário, viabilidade, projeto básico e executivo) como também para a sua construção, a utilização desta forma de energia para atender o crescimento da demanda de energia elétrica impõe ao planejamento da expansão da oferta de energia, previsões bastante antecipadas.

Com relação às implicações de ordem técnica, devem ser considerados os fatores estruturais relacionados às vantagens e necessidades de interligações nos sistemas de transmissão, para se usufruir a diversidade regional dos regimes hidrológicos e ao porte dos aproveitamentos, em função dos ganhos do fator de escala dos aproveitamentos e da magnitude dos nossos principais rios. Ainda nesse contexto técnico, é preciso destacar, também, os fatores operacionais, que podem tornar as usinas fortemente dependentes do regime de vazões do rio e da maior ou menor regulação promovida pelo conjunto de barramentos situados numa mesma bacia, além das conseqüentes condições de operação reservatórios, tendo em vista também a questão dos usos múltiplos da água.

Finalmente, destacam-se os impactos das usinas hidrelétricas, com especial destaque para a área inundada pelos reservatórios e suas conseqüências sobre o meio físico-biológico e sobre as populações atingidas. As preocupações com essas questões são agravadas pelo fato da maior parte do potencial hidrelétrico hoje remanescente estar localizado em áreas de condições sócio-ambientais delicadas, por suas interferências sobre territórios indígenas, sobretudo na Amazônia, nas áreas de preservação e nos recursos florestais, ou em áreas bastante influenciadas por ocupações antrópicas. São também fundamentais os estudos e equacionamentos associados aos usos múltiplos e, eventualmente, concorrenciais desses recursos hídricos, em suas feições sócio-econômicas, ambientais e estratégicas, relativas à pesca, abastecimento urbano, saneamento básico, irrigação, transporte, uso industrial, lazer e etc.

Este documento busca apresentar informações sobre o planejamento da expansão do Setor Elétrico em vigor, buscando mostrar mais especificamente, a evolução do comportamento do Setor Elétrico, com foco específico na expansão do aproveitamento do potencial hidráulico para geração de energia elétrica, em relação à sua demanda pelos recursos hídricos e sua distribuição espacial, para que os principais conflitos pelo uso da água, os atuais e os potenciais, possam ser identificados e compatibilizados.

O capítulo 2 deste documento descreve a base legal e institucional pertinente ao processo de planejamento e implantação de usinas hidrelétricas, relacionada a recursos hídricos, ambiental e setorial.

O Capítulo 3 descreve todo o processo de planejamento do Setor Elétrico, da operação e da expansão, neste caso com foco no planejamento para o aproveitamento do potencial hidráulico para geração de energia, e como ocorre sua interação com os setores de recursos hídricos e ambiental.

O Capítulo 4 apresenta o potencial hidráulico para geração de energia e sua distribuição nas regiões hidrográficas do país. Para cada região é detalhado este potencial, enfocando as principais usinas hidrelétricas já instaladas, mais especificamente aquelas integrantes do Sistema Interligado Nacional, além das principais que atendem a sistemas isolados. Com respeito a futuras usinas, são relacionadas as principais usinas incluídas no Plano Decenal do Setor Elétrico 2003-2012 e as que fazem parte da relação de usinas que o Governo Federal pretende incluir nos próximos leilões de energia nova.

O Capítulo 5 descreve como se dá a interação formal do processo de planejamento do Setor Elétrico com os instrumentos das políticas de recursos hídricos e de meio ambiente no País.

O Capítulo 6 destaca algumas conclusões e recomendações a respeito do aproveitamento do potencial de energia hidráulica ressaltando a necessidade de articulação no planejamento do uso de recursos hídricos entre os diversos setores.

2 BASE LEGAL

Neste capítulo são citados os principais instrumentos legais pertinentes aos aproveitamentos dos potenciais de energia hidráulica no que tange ao uso dos recursos hídricos.

Como diretriz geral, procurou-se evitar um detalhamento excessivo da legislação trazendo à tona apenas questões de maior relevância e indicando as principais referências, caso seja necessário um maior aprofundamento dos temas abordados. Visou-se proporcionar aos planejadores uma visão mais ampla do Setor Elétrico, seu funcionamento e os principais atores envolvidos com a questão da utilização dos recursos hídricos.

2.1 Código de Águas

O Decreto nº 24.643, de 10 de julho de 1934, denominado Código de Águas, estabelecia como águas públicas de uso comum as correntes, canais, lagos e lagoas navegáveis ou fluviáveis¹, ainda que uma corrente deixe de ser navegável ou fluviável em algum dos seus trechos². O domínio dessas águas fora dividido entre a União, os Estados e os Municípios³, posteriormente redefinido, pela Constituição Federal de 1988, apenas entre a União e os Estados.

As quedas d'água e outras fontes de energia hidráulica foram definidas no Código como bens imóveis não integrantes das terras em que se encontravam⁴. Entretanto, contraditoriamente, o Código estabelecia que as quedas d'água existentes em cursos considerados “particulares”⁵ pertenciam aos proprietários dos terrenos marginais (ou a quem o fosse por título legítimo) e que as quedas d'água e outras fontes de energia hidráulica existentes em “águas públicas de uso comum ou dominicais” seriam incorporadas ao patrimônio da Nação, como propriedade inalienável e imprescritível⁶. Ficou, ainda, assegurada ao proprietário da queda d'água a preferência na autorização ou concessão para o aproveitamento industrial de sua energia ou co-participação nos lucros da exploração que por outrem fosse feita⁷.

Na regulamentação de aproveitamentos de potenciais de energia hidráulica⁸ estabeleceu-se o regime de autorização ou concessão para aproveitamentos de quedas d'água ou qualquer fonte de energia hidráulica de domínio público ou particular⁹ e que as concessões para exploração de aproveitamentos hidrelétricos (por prazo normal de 30

¹ Decreto nº 24.643/64 - Art. 2º, alínea b.

² Decreto nº 24.643/64 - Art. 4º.

³ Decreto nº 24.643/64 - Art. 29º.

⁴ Decreto nº 24.643/64 - Arts. 145.

⁵ Decreto nº 24.643/64 - Arts. 8º e 146.

⁶ Decreto nº 24.643/64 - Art. 147.

⁷ Decreto nº 24.643/64 - Art. 148.

⁸ Decreto nº 24.643/64 - Arts. 139 a 204.

⁹ Decreto nº 24.643/64 - Arts. 139 a 141.

anos e, excepcionalmente, de 50 anos¹⁰) seriam outorgadas por Decreto do Presidente da República, referendado pelo Ministro da Agricultura¹¹.

O Código definiu que os aproveitamentos de quedas d'água de potência inferior a 50 KW independiam de autorização ou concessão, desde que para uso exclusivo do respectivo proprietário¹², contudo deveria ser realizada uma notificação junto ao Serviço de Águas do Departamento Nacional de Produção Mineral do Ministério da Agricultura para efeitos estatísticos. Os aproveitamentos de quedas d'água e outras fontes de energia hidráulica de potência superior a 150 KW e aqueles que se destinassem a serviços de utilidade pública federal, estadual ou municipal ou ao comércio de energia, independente da potência, dependiam de concessão¹³.

Complementando, estabeleceu que dependiam de simples autorização os aproveitamentos de quedas de água e outras fontes de energia até o máximo de 150 KW, quando os permissionários forem titulares de direitos de ribeirinhadas com relação à totalidade ou ao menos à maior parte da seção do curso d'água a ser aproveitada e que destinassem a energia ao seu uso exclusivo¹⁴.

O conceito de usos múltiplos é referenciado no Código de Águas ao se estabelecer que em todos os aproveitamentos de energia hidráulica seriam satisfeitas “exigências acauteladoras dos interesses gerais”¹⁵, a saber:

- alimentação e necessidades das populações ribeirinhas;
- salubridade pública;
- navegação;
- irrigação;
- proteção contra as inundações;
- conservação e livre circulação do peixe;
- escoamento e rejeição das águas.

As condições de exploração do reservatório para outros usos ficavam limitadas, porém, ao se estabelecer que as reservas de água e de energia em proveito dos serviços públicos (União, Estados ou Municípios) não poderiam privar a usina hidrelétrica de mais de 30% da energia de que dispusesse¹⁶. O Código de Águas previa ainda que as concessões caducariam, obrigatoriamente, se o concessionário reincidisse na utilização de uma descarga superior à que tivesse direito, desde que essa infração prejudicasse as quantidades de água reservadas a outros usos¹⁷.

Em relação à competência dos Estados para autorizar ou conceder o aproveitamento industrial das quedas d' água e outras fontes de energia hidráulica, o Código era afirmativo ao indicar que as atribuições que foram conferidas aos Estados, com relação a todas as fontes de energia hidráulica, seriam exercidas dentro dos respectivos territórios, excetuadas as existentes em cursos do domínio da União, as de potência superior a 10.000 (dez mil) kilowatts e as que, por sua situação geográfica, pudessem interessar a

¹⁰ Decreto nº 24.643/64 - Art. 157.

¹¹ Decreto nº 24.643/64 - Art. 150.

¹² Decreto nº 24.643/64 - Art. 139.

¹³ Decreto nº 24.643/64 - Art. 140.

¹⁴ Decreto nº 24.643/64 - Art. 141.

¹⁵ Decreto nº 24.643/64 - Art. 143.

¹⁶ Decreto nº 24.643/64 – Art. 153, alínea e, 154 e 155.

¹⁷ Decreto nº 24.643/64 – Art. 168.

mais de um Estado (a juízo do Governo Federal)¹⁸. Adicionalmente, o Código previa a transferência aos Estados das atribuições da União¹⁹, desde que o Estado interessado possuísse serviço técnico-administrativo adequado, inclusive uma seção técnica de estudos de regime de cursos d'água e avaliação do respectivo potencial hidráulico, além de uma seção de fiscalização e cadastro²⁰.

2.2 Constituição Federal

De acordo com a Constituição Federal de 1988, estão entre os bens da União, os lagos, rios e quaisquer correntes de água em terrenos de seu domínio ou que banhem mais de um Estado, sirvam de limites com outros países, ou se estendam a território estrangeiro ou dele provenham, bem como os terrenos marginais, as praias fluviais e os potenciais de energia hidráulica²¹. Incluem-se entre os bens dos Estados as águas superficiais ou subterrâneas, fluentes, emergentes e em depósito, ressalvadas, neste caso, na forma da lei, as decorrentes de obras da União²².

À União compete explorar, diretamente ou mediante autorização, concessão ou permissão, os serviços e instalações de energia elétrica e o aproveitamento energético dos cursos d'água, em articulação com os Estados onde se situam os potenciais hidroenergéticos, ficando isento de autorização ou concessão o aproveitamento do “potencial de energia renovável de capacidade reduzida”²³.

2.3 Legislação federal de recursos hídricos pertinente

A Lei nº 9.433, de 08 de janeiro de 1997, institui a Política Nacional de Recursos Hídricos e cria o Sistema Nacional de Gerenciamento de Recursos Hídricos. Dentre os usos sujeitos à outorga de direito de uso de recursos hídricos, enumera o aproveitamento dos potenciais hidrelétricos e outros usos que alterem o regime, a quantidade ou a qualidade da água existente em um corpo de água²⁴.

A mesma Lei nº 9.433/97, estabelece que toda outorga estará condicionada às prioridades de uso estabelecidas nos Planos de Recursos Hídricos, respeitando a classe em que o corpo de água estiver enquadrado, e à manutenção de condições adequadas ao transporte aquaviário, quando for o caso, devendo sempre preservar o uso múltiplo da água²⁵. A outorga efetivar-se-á por ato da autoridade competente do Poder Executivo Federal, dos Estados ou do Distrito Federal, podendo o Poder Executivo Federal delegar aos Estados e ao Distrito Federal competência para conceder outorga de direito de uso de recurso hídrico de domínio da União²⁶.

A outorga e a utilização de recursos hídricos para fins de geração de energia elétrica estará subordinada ao Plano Nacional de Recursos Hídricos. Enquanto não estiver

¹⁸ Decreto nº 24.643/64 – Art. 193.

¹⁹ Decreto nº 24.643/64 – Art. 191.

²⁰ Decreto nº 24.643/64 – Art. 192.

²¹ Constituição Federal - Art. 20

²² Constituição Federal - Art. 26

²³ Constituição Federal - Arts. 21 e 176 (§4º)

²⁴ Lei nº 9.433/97 – Art. 12.

²⁵ Lei nº 9.433/97 – Art. 13.

²⁶ Lei nº 9.433/97 – Art. 14.

aprovado e regulamentado o Plano Nacional de Recursos Hídricos, a utilização dos potenciais hidráulicos para fins de geração de energia elétrica continuará subordinada à disciplina da legislação setorial específica²⁷.

No tocante à operação dos reservatórios integrantes do sistema elétrico, a grande interface entre este setor usuário e a legislação de Recursos Hídricos, além da garantia de atendimento aos múltiplos usos da água, reside no fato de que é um dos objetivos da Política Nacional a “prevenção e a defesa contra eventos hidrológicos críticos de origem natural ou decorrentes do uso inadequado dos recursos naturais”²⁸. Dessa forma, os reservatórios do setor elétrico prestam, historicamente, relevante serviço à sociedade ao atuar no controle de cheias naturais. Com relação à expansão do setor elétrico vale ressaltar que a Lei 9.433/97 define que é competência do Conselho Nacional de Recursos Hídricos “deliberar sobre os projetos de aproveitamento de recursos hídricos cujas repercussões extrapolem o âmbito dos Estados em que serão implantados”²⁹.

Em relação à participação da União nos Comitês de Bacia Hidrográfica com área de atuação restrita a bacias de rios sob domínio estadual, a lei orienta que esta se dará “na forma estabelecida nos respectivos regimentos”³⁰. Tendo em vista a relevância deste assunto em casos onde há a existência ou a previsão de instalação de usinas hidrelétricas, face à prerrogativa constitucional sobre a concessão para a exploração de potenciais hidráulicos, recomenda-se atentar para necessidade de uma participação ativa da União quando da elaboração do regimento do Comitê.

A Lei nº 9.984, de 17 de julho de 2000, estabelece que compete a Agência Nacional de Águas – ANA, na interface com o setor elétrico, entre outras³¹:

- outorgar, por intermédio de autorização, o direito de uso de recursos hídricos em corpos de água de domínio da União;
- fiscalizar os usos de recursos hídricos nos corpos de água de domínio da União;
- definir e fiscalizar as condições de operação de reservatórios por agentes públicos e privados, visando a garantir o uso múltiplo dos recursos hídricos, conforme estabelecido nos planos de recursos hídricos das respectivas bacias hidrográficas. A definição das condições de operação de reservatórios de aproveitamentos hidrelétricos será efetuada em articulação com o Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS;
- promover a coordenação das atividades desenvolvidas no âmbito da rede hidrometeorológica nacional, em articulação com órgãos e entidades públicas ou privadas que a integram, ou que dela sejam usuárias;
- organizar, implantar e gerir o Sistema Nacional de Informações sobre Recursos Hídricos.

Nas outorgas de direito de uso de recursos hídricos de domínio da União, incluindo os aproveitamentos hidrelétricos, serão respeitados os seguintes limites de prazos, contados da data de publicação dos respectivos atos administrativos de autorização³²:

²⁷ Lei nº 9.433/97 – Arts. 12 (§2º) e 52.

²⁸ Lei nº 9.433/97 – Art. 2º, inciso III.

²⁹ Lei nº 9.433/97 – Art. 35, inciso III.

³⁰ Lei nº 9.433/97 – Art. 39 (§4º)

³¹ Lei nº 9.984/00 – Art. 4º.

³² Lei nº 9.984/00 – Art. 5º.

- até dois anos, para início da implantação do empreendimento objeto da outorga;
- até seis anos, para conclusão da implantação do empreendimento projetado;
- até trinta e cinco anos, para vigência da outorga de direito de uso.

As outorgas de direito de uso de recursos hídricos para concessionárias e autorizadas de serviços públicos e de geração de energia hidrelétrica vigorarão por prazos coincidentes com os dos correspondentes contratos de concessão ou atos administrativos de autorização. Os prazos para início e para conclusão da implantação do empreendimento projetado poderão ser ampliados quando o porte e a importância social e econômica do empreendimento o justificar, ouvido o Conselho Nacional de Recursos Hídricos. O prazo de vigência a outorga poderá ser prorrogado pela ANA, respeitando-se as prioridades estabelecidas nos Planos de Recursos Hídricos.

A Lei nº 9.984/2000 determina que para licitar a concessão ou autorizar o uso de potencial de energia hidráulica em corpo de água de domínio da União, a Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL deverá promover, junto à ANA, a prévia obtenção de declaração de reserva de disponibilidade hídrica³³. Quando o potencial hidráulico localizar-se em corpo de água de domínio dos Estados ou do Distrito Federal, a declaração de reserva de disponibilidade hídrica será obtida em articulação com a respectiva entidade gestora de recursos hídricos.

A declaração de reserva de disponibilidade hídrica será transformada, automaticamente, pelo respectivo poder outorgante, em outorga de direito de uso de recursos hídricos à instituição ou empresa que receber da ANEEL a concessão ou a autorização de uso do potencial de energia hidráulica³⁴.

A Resolução nº 16 do Conselho Nacional de Recursos Hídricos - CNRH, de 8 de maio de 2001, que estabelece diretrizes gerais para outorga de direito de uso de recursos hídricos, também define que a ANEEL deverá obter a declaração de reserva de disponibilidade hídrica para licitar a concessão ou autorizar o uso do potencial de energia hidráulica, e que esta declaração será transformada em outorga de direito de uso de recursos hídricos³⁵. Adicionalmente, a Resolução nº 37 do CNRH, de 26 de março de 2004, estabelece diretrizes mais específicas para a outorga de recursos hídricos para a implantação de barragens em corpos de água de domínio dos Estados, do Distrito Federal ou da União. Para efeito de aplicação da resolução, define:

- vazão de restrição: vazão que expressa os limites estabelecidos para que haja o atendimento satisfatório aos múltiplos usos dos recursos hídricos e que orienta a operação do reservatório;
- plano de contingência: conjunto de ações e procedimentos que define as medidas que visam a continuidade do atendimento aos usos múltiplos outorgados, observando as vazões de restrição;
- plano de ação de emergência: documento que contém os procedimentos para atuação em situações de emergência, bem como os mapas de inundação com

³³ Lei nº 9.984/00 – Art. 7º.

³⁴ Lei nº 9.984/00 – Art. 7º.

³⁵ Resolução CNRH nº 16 – Art. 11º.

indicação do alcance de ondas de cheia e respectivos tempos de chegada, resultantes da ruptura da barragem;

- manifestação setorial: ato administrativo emitido pelo setor governamental competente.

A resolução nº 37 do CNRH destaca ainda que o interessado, na fase inicial de planejamento do empreendimento, deverá solicitar à respectiva autoridade outorgante a relação de documentos e o conteúdo dos estudos técnicos exigíveis para análise do correspondente requerimento de outorga de recursos hídricos e que a autoridade outorgante definirá o conteúdo dos estudos técnicos, considerando as fases de planejamento, projeto, construção e operação do empreendimento, formulando termo de referência que considere as características hidrológicas da bacia hidrográfica, porte da barragem, a finalidade da obra e do uso do recurso hídrico. A autoridade outorgante indicará ao interessado a necessidade e o momento da apresentação de documentos como, por exemplo, licenças ambientais, manifestações setoriais e planos de ação de emergência do empreendimento³⁶. Ressalta-se que a ausência da manifestação setorial, devidamente justificada, não poderá constituir impeditivo para o encaminhamento do requerimento e análise de outorga de recursos hídricos, cabendo à autoridade outorgante adotar medidas que forem adequadas para a continuidade da tramitação do processo³⁷.

As regras de operação dos reservatórios, o plano de ação de emergência e o plano de contingência poderão ser reavaliados pela autoridade outorgante, e mais especificamente pela ANA no que lhe couber, considerando-se os usos múltiplos, os riscos decorrentes de acidentes e os eventos hidrológicos críticos³⁸. Além disso, a resolução dispõe que o usuário deverá implantar e manter monitoramento do reservatório (montante e jusante), encaminhando à autoridade outorgante os dados observados ou medidos, na forma definida no ato de outorga³⁹.

A Resolução ANA nº 131, de 11 de março de 2003, dispõe sobre procedimentos referentes à emissão de declaração de reserva de disponibilidade hídrica e de outorga de direito de uso de recursos hídricos, para uso de potencial de energia hidráulica superior a 1 MW em corpo de água de domínio da União. Esta Resolução lista os documentos que a ANEEL deverá encaminhar à ANA para obtenção da referida declaração⁴⁰, limita o seu prazo de validade em até 3 anos, o qual pode ser renovado por igual período⁴¹ e dispensa os detentores de concessão e de autorização de uso de potencial de energia hidráulica, expedidas até 11 de março de 2003, da solicitação de outorga de direito de uso de recursos hídricos⁴².

Finalizando, no tocante à regulamentação do uso múltiplo dos reservatórios do setor elétrico, vale a pena citar o decreto nº 4.895, de 25 de novembro de 2003, que dispõe sobre a autorização de uso de espaços físicos de corpos d'água de domínio da União para fins de aqüicultura, incluindo os reservatórios de companhias hidroelétricas⁴³.

³⁶ Resolução CNRH nº 37 – Art. 3º.

³⁷ Resolução CNRH nº 37 – Art. 4º.

³⁸ Resolução CNRH nº 37 – Art. 6º.

³⁹ Resolução CNRH nº 37 – Art. 7º.

⁴⁰ Resolução ANA nº 131 – Art. 1º.

⁴¹ Resolução ANA nº 131 – Art. 5º.

⁴² Resolução ANA nº 131 – Art. 7º.

⁴³ Decreto nº 4.895– Art. 3º, inciso III.

2.4 Legislação ambiental pertinente

A Lei nº 6.938, de 31 de agosto de 1981 instituiu a Política Nacional de Meio Ambiente, seus fins e mecanismos de formulação e aplicação, constituiu o Sistema Nacional do Meio Ambiente - SISNAMA e instituiu o Cadastro Técnico Federal de Atividades e Instrumentos de Defesa Ambiental.

Esta Lei estabeleceu, dentre os instrumentos desta Política⁴⁴:

- o estabelecimento de padrões de qualidade ambiental;
- o zoneamento ambiental;
- a avaliação de impactos ambientais;
- o licenciamento e a revisão de atividades efetiva ou potencialmente poluidoras.

Esta Lei estabelece que a construção, instalação, ampliação e funcionamento de estabelecimentos e atividades utilizadoras de recursos ambientais, considerados efetiva e potencialmente poluidores, bem como os capazes, sob qualquer forma, de causar degradação ambiental, dependerão de prévio licenciamento de órgão estadual competente, integrante do Sistema Nacional do Meio Ambiente - SISNAMA, e do Instituto Brasileiro do Meio Ambiente e Recursos Naturais Renováveis - IBAMA, em caráter supletivo, sem prejuízo de outras licenças exigíveis. Já no caso de atividades e obras com significativo impacto ambiental, de âmbito nacional ou regional, o licenciamento compete ao Instituto Brasileiro do Meio Ambiente e Recursos Naturais Renováveis – IBAMA.⁴⁵

A Resolução CONAMA nº 001, de 23 de janeiro de 1986, estabelece as responsabilidades, os critérios básicos e as diretrizes gerais para uso e implementação da Avaliação de Impacto Ambiental como um dos instrumentos da Política Nacional do Meio Ambiente. Esta resolução define que o licenciamento de atividades modificadoras do meio ambiente, tais como usinas de geração de eletricidade, qualquer que seja a fonte de energia primária, acima de 10 MW⁴⁶, dependerá de elaboração de estudo de impacto ambiental - EIA e respectivo relatório de impacto ambiental - RIMA, a serem submetidos à aprovação do órgão competente.

A Resolução CONAMA nº 006, de 16 de setembro de 1987, edita regras gerais para o licenciamento ambiental de obras de grande porte, especialmente aquelas nas quais a União tenha interesse relevante, como a geração de energia elétrica, no intuito de harmonizar conceitos e linguagem entre os diversos intervenientes no processo. A seguir apresenta-se uma descrição das licenças ambientais necessárias nas várias etapas de implantação de novos empreendimentos hidrelétricos⁴⁷:

- Licença Prévia (LP) – expedida na fase preliminar do planejamento da atividade, contendo requisitos básicos a serem atendidos nas fases de localização, instalação e operação, observados os planos municipais, estaduais ou federais de uso do solo;

⁴⁴ Lei nº 6938/81 – Art. 9º, incisos I a IV.

⁴⁵ Lei nº 6938/81 – Art. 10º.

⁴⁶ Resolução CONAMA 001/86 – Art. 2º

⁴⁷ Resolução CONAMA 006/87 – Art. 4º

- Licença de Instalação (LI) - visa autorizar o início da construção de acordo com as especificações constantes dos planos, programas e projetos aprovados, incluindo as medidas de controle ambiental, e demais condicionantes;
- Licença de Operação (LO) - autoriza a operação do empreendimento, após a verificação do efetivo cumprimento do que consta das licenças anteriores, com as medidas de controle ambiental e condicionantes determinadas para a operação. Desta forma, a concessão da LO vai depender do cumprimento daquilo que foi examinado e deferido nas fases de LP e LI.

As licenças ambientais poderão ser expedidas isolada ou sucessivamente, de acordo com a natureza, as características e fase do empreendimento ou atividade.

O EIA e o RIMA são o suporte para a concessão da Licença Prévia e devem ser elaborados na fase preliminar do planejamento do empreendimento, contendo os requisitos básicos ou essenciais, orientações, recomendações e limitações que deverão ser atendidas nas etapas de planejamento, instalação e operação do empreendimento. O projeto definitivo deverá atender às recomendações contidas no EIA/RIMA.

A Resolução CONAMA 237/97 altera a Resolução 001/86, dispondo sobre o licenciamento ambiental. Esta resolução traz, dentre outros tópicos relevantes, a lista de empreendimentos sujeitos ao licenciamento ambiental, ratificando que o licenciamento dependerá de EIA/RIMA, para os empreendimentos capazes de causar degradação ambiental, e estudos ambientais pertinentes, para os não potencialmente causadores de degradação. Além disso, define não só as competências dos órgãos ambientais das diversas esferas federativas, mas também que os empreendimentos serão licenciados em um único nível de competência.

Diante da crise de energia elétrica no ano de 2001 e atendendo, em especial, à demanda por celeridade no processo de licenciamento ambiental de Pequenas Centrais Hidrelétricas - PCH, a Resolução CONAMA 279/01 veio estabelecer procedimentos para o “licenciamento ambiental simplificado” de empreendimentos elétricos com pequeno potencial de impacto ambiental.

A resolução nº 15 do Conselho Nacional de Política Energética – CNPE, de 22 de novembro de 2002, criou um Grupo de Trabalho para propor procedimentos e mecanismos visando assegurar que todos os empreendimentos destinados à expansão da oferta de energia elétrica disponham da Licença Prévia Ambiental, como condição para serem autorizados ou licitados, a partir de 2004.

Por fim, cumpre destacar que além destes instrumentos legais e normativos de caráter geral, no desenvolvimento dos estudos e projetos do setor elétrico deve ser especialmente considerada a legislação ambiental, nos níveis federal, estadual e municipal, tanto para licenciamento ambiental como para os diversos temas específicos relativos ao meio físico, biótico ou sócio-econômico, tratados nos estudos ambientais.

2.5 Legislação setorial específica

2.5.1 Evolução histórica da legislação setorial

Possivelmente a primeira grande iniciativa governamental para a organização e modernização do Setor Elétrico no Brasil tenha sido a constituição das “Centrais Elétricas Brasileiras S. A.” – ELETROBRÁS, através da Lei nº 3.890-A, de 25 de abril de 1961. Concentrando nesta empresa e em suas subsidiárias a realização de estudos, projetos, construção e operação de usinas produtoras e linhas de transmissão e distribuição de energia elétrica em todo o país, criava-se uma estrutura centralizada responsável pela Operação do Sistema Elétrico e pelo Planejamento de sua Expansão, uma vez que a Lei previa a existência de um “Plano Nacional de Eletrificação”, e, até a aprovação deste, a ELETROBRÁS, empresa de economia mista sob o comando estatal, estava encarregada de executar empreendimentos com o objetivo de reduzir a falta de energia elétrica nas regiões em que a demanda efetiva ultrapassasse as disponibilidades da capacidade firme dos sistemas existentes, ou estivesse em vias de ultrapassá-la⁴⁸.

Durante mais de três décadas a ELETROBRÁS assumiu o papel de alavancar a expansão da infra-estrutura elétrica do país através das mãos estatais. Foram criados o Grupo Coordenador do Planejamento dos Sistemas - GCPS e o Grupo Coordenador da Operação Interligada – GCOI para cumprirem, de forma articulada entre si e com os diversos agentes de geração, transmissão e distribuição regionais, a missão de manter o equilíbrio entre oferta e demanda de energia no país.

Entretanto, o quadro do setor começa a mudar a partir da década de 90, com o reconhecimento da queda da capacidade de investimento estatal na infra-estrutura elétrica do país e as evidências de que a expansão da oferta de energia não mais conseguia acompanhar o ritmo acelerado de evolução da demanda. Desta forma, a solução encontrada na época apontava para a necessidade de buscar os investimentos necessários na iniciativa privada, iniciando o processo de desestatização (ver Lei nº 8.031, de 12 de abril de 1990). A inclusão das empresas estatais de eletricidade no “Programa Nacional de Desestatização” e o conseqüente impedimento legal de investimento, por parte dessas empresas, é apontada por especialistas como uma das principais causas da crise de expansão da oferta no país, que culminou com o racionamento de energia elétrica no ano de 2001.

A Lei nº 8.987, de 13 de fevereiro de 1995, dispõe sobre o regime de concessão e permissão da prestação de serviços públicos previsto no art. 175 da Constituição Federal, dentre os quais se enquadram os serviços de geração de energia elétrica, através da exploração do potencial de energia hidráulica. Traz vários conceitos importantes, dentre os quais “concessão de serviço público” (precedida ou não da execução de obra pública) e “permissão de serviço público”. Ambas tratam da delegação de prestação de serviço, feita pelo poder concedente por meio de licitação, por conta e risco do interessado que demonstre capacidade para seu desempenho, mas diferenças residem no fato de que a concessão é dada à pessoa jurídica ou consórcio de empresas por prazo determinado, ao passo que a permissão pode ser dada à pessoa física também, mas a título precário (sem prazo determinado)⁴⁹.

⁴⁸ Lei nº 3.890/61 – Art. 2º.

⁴⁹ Lei nº 8.987/95 – Art. 2º.

No tocante ao ato licitatório, a Lei nº 8.987/95 é taxativa ao afirmar que os estudos, investigações, levantamentos, projetos, obras e despesas ou investimentos já efetuados, vinculados à concessão, de utilidade para a licitação, realizados pelo poder concedente ou com a sua autorização, estarão à disposição dos interessados, devendo o vencedor da licitação ressarcir os dispêndios correspondentes, especificados no edital. Complementa dizendo que é assegurada a qualquer pessoa a obtenção de certidão sobre atos, contratos, decisões ou pareceres relativos à licitação ou às próprias concessões⁵⁰.

A Lei nº 9.074, de 7 de julho de 1995, veio complementar a Lei nº 8.987/95, estabelecendo dentre outras disposições, normas para outorga e prorrogações das concessões, permissões e autorizações de exploração de aproveitamento energético dos cursos de água⁵¹. Adicionalmente, determina que “as concessões de geração de energia elétrica anteriores a 11 de dezembro de 2003 terão o prazo necessário à amortização dos investimentos, limitado a 35 (trinta e cinco) anos, contado da data de assinatura do imprescindível contrato, podendo ser prorrogado por até 20 (vinte) anos, a critério do Poder Concedente, observadas as condições estabelecidas nos contratos”⁵². Destaca-se, explicitamente, a necessidade de observação do poder concedente das seguintes determinações, dentre outras⁵³: garantia da continuidade na prestação dos serviços públicos; atendimento abrangente ao mercado, sem exclusão das populações de baixa renda e das áreas de baixa densidade populacional inclusive as rurais (entendida como a “Universalização dos Serviços”, traduzida atualmente sob a forma do Programa “Luz para Todos”, sob responsabilidade da Eletrobrás); e, em especial, uso racional dos bens coletivos, inclusive os recursos naturais.

Os aproveitamentos de potenciais hidráulicos objeto de concessão, mediante licitação, são aqueles⁵⁴:

- com potência superior a 1 MW, destinados à execução de serviço público ou à produção independente de energia elétrica,
- com potência superior a 10 MW, destinados ao uso exclusivo de autoprodutor.

Os aproveitamentos objeto de autorização são aqueles com potência superior a 1 MW e igual ou inferior a 30 MW destinados à produção independente ou autoprodução, mantidas as características de pequena central hidrelétrica⁵⁵. As características de pequena central hidrelétrica - PCH são definidas na resolução ANEEL nº 652, de 09 de dezembro de 2003. Esta resolução estabelece que se enquadram como PCH os empreendimentos com potência superior a 1 MW e igual ou inferior a 30 MW, com área total de reservatório igual ou inferior a 3 Km².

Os aproveitamentos com potência igual ou inferior a 1MW estão dispensados de concessão, permissão ou autorização, devendo apenas ser comunicados ao poder concedente⁵⁶.

⁵⁰ Lei nº 8.987/95 – Arts 21 e 22.

⁵¹ Lei nº 9.074/95 – Art. 1º, inciso V

⁵² Lei nº 9.074/95 – Art. 4º, parágrafo 2º, com redação dada pela Lei nº 10.848/2004.

⁵³ Lei nº 9.074/95 – Art. 3º.

⁵⁴ Lei nº 9.074/95 – Art. 5º.

⁵⁵ Lei nº 9.468/98 – Art. 4º (nova redação do art. 26 da Lei nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996).

⁵⁶ Lei nº 9.074/95 – Art. 8º.

Nenhum aproveitamento hidrelétrico pode ser licitado sem a definição do "aproveitamento ótimo" pelo poder concedente, podendo ser atribuída ao licitante vencedor a responsabilidade pelo desenvolvimento dos projetos básicos e executivo. Considera-se "aproveitamento ótimo" todo potencial definido em sua concepção global pelo melhor eixo do barramento, arranjo físico geral, níveis d'água operativos, reservatório e potência, integrante da alternativa escolhida para divisão de quedas de uma bacia hidrográfica⁵⁷. A definição do aproveitamento ótimo de potenciais hidrelétricos das bacias hidrográficas, cuja responsabilidade originalmente era de da ANEEL⁵⁸, passa a ser da Empresa de Pesquisas Energéticas – EPE⁵⁹.

A Lei nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996, instituiu a Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL, com funções de regulação e fiscalização, e disciplinou o regime de concessões de serviços públicos de energia elétrica.

A Lei nº 9.648, de 27 de maio de 1998, altera uma série de dispositivos de leis anteriores relacionadas ao setor elétrico e autoriza o Poder Executivo a promover a reestruturação das Centrais Elétricas Brasileiras - ELETROBRÁS e de suas subsidiárias de forma a se adaptar ao novo quadro institucional.

Além disso, a Lei nº 9.648/98 estabelece que as atividades de coordenação e controle da operação da geração e transmissão de energia elétrica nos sistemas interligados passam a ser executadas pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico - ONS, pessoa jurídica de direito privado, mediante autorização da ANEEL.

No caso de concessão para exploração de usinas com potência superior a 30 MW, a Lei nº 9.074/95, estabelece que o Relatório Final do Estudo de Viabilidade pode constituir a base técnica para a licitação da concessão de projetos de geração de energia hidrelétrica⁶⁰.

O Decreto nº 2.335, de 6 de outubro de 1997, constitui a ANEEL e elege, dentre suas atribuições, a emissão de outorgas de direito de uso de recursos hídricos para fins de aproveitamento de potenciais de energia hidráulica, em harmonia com a Política Nacional de Recursos Hídricos⁶¹. Com Lei 9984/00 esta atribuição deixou de pertencer a ANEEL, que ficou responsável por solicitar a Declaração de Reserva de Disponibilidade Hídrica a ANA.

A Resolução ANEEL nº 393, de 04 de dezembro de 1998, estabelece os procedimentos gerais para registro e aprovação dos Estudos de Inventário Hidrelétrico de bacias hidrográficas e a Resolução ANEEL nº 398, de 21 de setembro 2001, estabelece os requisitos gerais para apresentação dos estudos e as condições e os critérios específicos para análise e comparação de Estudos de Inventários Hidrelétricos, visando a seleção no caso de estudos concorrentes.

Entre os procedimentos especificados na Resolução ANEEL nº 393, de 1998, consta que os titulares de registro de estudos de inventário deverão formalizar consulta aos

⁵⁷ Lei nº 9.074/95 – Art. 5º.

⁵⁸ Lei nº 9.427/96 – Art. 3º, revogado pela Lei 10.848/2004.

⁵⁹ Lei 10.847/2004 – Art. 4º

⁶⁰ Lei nº 9.074/95 – Art. 5º.

⁶¹ Decreto 2.335/97 – Art. 4º.

órgãos ambientais para definição dos estudos relativos aos aspectos ambientais e aos órgãos responsáveis pela gestão dos recursos hídricos, nos níveis Estadual e Federal, com vistas a definição do aproveitamento ótimo e da garantia do uso múltiplo dos recursos hídricos⁶².

A resolução ANEEL nº 395, de 04 de dezembro de 1998, estabelece os procedimentos gerais para Registro e Aprovação de Estudos de Viabilidade e Projeto Básico de empreendimentos de geração hidrelétrica, assim como para a autorização para exploração de centrais hidrelétricas até 30 MW. Na avaliação dos estudos de viabilidade e de projeto básico, será considerada a articulação com os órgãos ambientais e de gestão de recursos hídricos, nos níveis Federal e Estadual, bem como outras instituições com interesse direto no empreendimento, quando for o caso, visando a definição do aproveitamento ótimo e preservando o uso múltiplo⁶³.

A crise de energia elétrica no país motivou a criação da Câmara de Gestão da Crise de Energia Elétrica (GCE) através de Decreto presidencial de 15 de maio de 2001, e de sua sucessora, a Câmara de Gestão do Setor Elétrico (CGSE). O Comitê de Revitalização do Modelo do Setor Elétrico, subordinado a essas Câmaras, executou importantes trabalhos, como os resultantes do grupo de trabalho “Revisão dos Certificados de Energia Assegurada”, que foi criado tendo como principal atribuição definir metodologia de cálculo e regras para as revisões das energias asseguradas, especialmente no que tange ao tratamento a ser dado a eventos externos ao setor, por exemplo, novas restrições quanto ao uso da água, que resultou na nota técnica "Metodologia de cálculo da energia firme de sistemas hidrelétricos levando em consideração usos múltiplos da água".

A Lei nº 10.438, de 26 de abril de 2002 dispõe sobre a expansão da oferta de energia elétrica emergencial e a universalização do serviço público de energia elétrica, além de criar o Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica (Proinfa) e a Conta de Desenvolvimento Energético (CDE).

A Resolução nº 005 do Conselho Nacional de Política Energética – CNPE, de 21 de julho de 2003, aprovou as diretrizes básicas para a implementação do Novo Modelo do Setor Elétrico, reconhecendo que o modelo até então vigente não havia obtido resultados favoráveis no tocante à modicidade tarifária, à continuidade e à qualidade da prestação dos serviços prestados, mencionando a crise de abastecimento enfrentada no período 2001/2002. Dentre as principais ações, o documento destacou a necessidade premente de “Restauração do Planejamento da Expansão do Sistema”.

Como resultado dos esforços na busca pelo novo modelo do setor elétrico, a resolução nº 9 do CNPE, de 10 de dezembro de 2003, aprovou o relatório conclusivo e a proposta de encaminhamento das medidas legais pertinentes e necessárias para a implementação do novo modelo, destacando que a formulação das propostas apresentadas contemplou os “aspectos de natureza estratégica, ambiental, regulatória, macroeconômica e legal”.

A Resolução nº 16 do Conselho Nacional de Política Energética – CNPE, de 22 de novembro de 2002, determinou que o Ministério de Minas e Energia adotasse providências imediatas para a criação de um órgão de apoio às atividades de planejamento do setor elétrico, preliminarmente chamado de Centro de Estudos e

⁶² Resolução ANEEL nº 393/98 – Art. 13.

⁶³ Resolução ANEEL nº 395/98 – Art. 12

Planejamento Energético - CEPEN. Cerca de 1 ano e meio depois, a Lei nº 10.847, de 15 de março de 2004, autoriza a criação da Empresa de Pesquisa Energética – EPE, que tem por finalidade prestar serviços na área de estudos e pesquisas destinadas a subsidiar o planejamento do setor energético, tais como energia elétrica, petróleo e gás natural e seus derivados, carvão mineral, fontes energéticas renováveis e eficiência energética, dentre outras⁶⁴. Entre suas competências incluem-se⁶⁵:

- realizar estudos e projeções da matriz energética brasileira;
- elaborar e publicar o balanço energético nacional;
- identificar e quantificar os potenciais de recursos energéticos;
- dar suporte e participar das articulações relativas ao aproveitamento energético de rios compartilhados com países limítrofes;
- realizar estudos para a determinação dos aproveitamentos ótimos dos potenciais hidráulicos;
- obter a licença prévia ambiental e a declaração de disponibilidade hídrica necessárias às licitações envolvendo empreendimentos de geração hidrelétrica e de transmissão de energia elétrica, selecionados pela EPE;
- elaborar estudos necessários para o desenvolvimento dos planos de expansão da geração e transmissão de energia elétrica de curto, médio e longo prazos;
- desenvolver estudos de impacto social, viabilidade técnico-econômica e sócio-ambiental para os empreendimentos de energia elétrica e de fontes renováveis;
- efetuar o acompanhamento da execução de projetos e estudos de viabilidade realizados por agentes interessados e devidamente autorizados;
- desenvolver estudos para avaliar e incrementar a utilização de energia proveniente de fontes renováveis;
- promover estudos e produzir informações para subsidiar planos e programas de desenvolvimento energético ambientalmente sustentável, inclusive, de eficiência energética.

No parágrafo único deste artigo, a Lei estabelece que “os estudos e pesquisas desenvolvidos pela EPE subsidiarão a formulação, o planejamento e a implementação de ações do Ministério de Minas e Energia, no âmbito da política energética nacional”.

Os esforços no sentido de mudança do modelo vigente para o setor elétrico culminaram com a publicação da Lei nº 10.848, de 15 de março de 2004, que versa sobre a comercialização de energia elétrica no país, criando a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE, pessoa jurídica de direito privado, sem fins lucrativos, sob autorização do Poder Concedente e regulação e fiscalização pela Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL, com a finalidade de viabilizar a comercialização.

Por fim, como o ato mais recente a respeito do Planejamento do Setor Elétrico, destaca-se a Resolução nº 001/2004 do Conselho Nacional de Política Energética – CNPE, de 17 de novembro de 2004, que define que o critério geral de garantia de suprimento aplicável aos estudos de expansão da oferta e do planejamento da operação do sistema

⁶⁴ Lei nº 10.847/04 – Art. 2º.

⁶⁵ Lei nº 10.847/04 – Art. 4º.

interligado seja baseado no risco explícito da insuficiência da oferta de energia em cada um dos subsistemas, fixando seu limite máximo em 5%. Adicionalmente, a resolução trata do cálculo das garantias físicas de energia e potências de um empreendimento de geração de energia elétrica, base para a elaboração dos contratos de fornecimento de energia, estabelecendo que os modelos utilizados neste procedimento adotem o mesmo risco de 5%.

2.5.2 Financiamento do Setor Elétrico e Reversão para Compensação pelo Uso dos Recursos Hídricos

Com o intuito de fornecer uma visão geral do intrincado fluxo financeiro do Setor, são discriminados na sequência os principais encargos assumidos pelos agentes de geração que são os seguintes:

- Contribuição para a Reserva Global de Reversão – RGR;
- Compensação Financeira pela Utilização de Recursos Hídricos (CFURH);
- Pagamento pela utilização de recursos hídricos;
- Rateio da Conta de Consumo de Combustíveis – CCC;
- Contribuição à Conta de Desenvolvimento Energético – CDE;
- Contribuição ao Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica – PROINFA e;
- Taxa de Fiscalização dos Serviços de Energia Elétrica.

A Lei nº 5.655, de 20 de maio de 1971, que dispõe sobre a remuneração legal do investimento dos concessionários de serviços públicos de energia elétrica, cria a Reserva Global de Reversão – RGR, com a finalidade de prover recursos para os casos de reversão e encampação de serviços de energia elétrica. A quota de reversão de 3% (três por cento) é calculada sobre o valor do investimento e computada como componente do curso do serviço, sendo o fundo criado administrado pelas Centrais Elétricas Brasileiras S.A. - ELETROBRÁS⁶⁶.

A RGR deve ser utilizada inclusive para a concessão de financiamento, mediante projetos específicos de investimento para instalações de produção a partir de fontes alternativas (inclusive pequenas centrais hidrelétricas), além de estudos e pesquisas de planejamento da expansão do sistema energético, como os de inventário e viabilidade de aproveitamento de potenciais hidráulicos, seja mediante projetos específicos de investimento, seja por intermédio do Ministério de Minas e Energia (ao qual se destinam 3% da RGR)⁶⁷. A Lei nº 8.631, de 04 de março de 1993, dispõe sobre a fixação dos níveis das tarifas para o serviço público de energia elétrica, extinguindo o regime de remuneração garantida e fornecendo nova redação a alguns artigos da lei 5.655/71 no que tange à RGR⁶⁸.

A Compensação Financeira pela Utilização de Recursos Hídricos (CFURH), de que trata a Lei nº 7.990, de 28 de dezembro de 1989, é o valor que agentes de geração pagam pela utilização dos recursos hídricos para exploração de potencial hidráulico para produção de energia elétrica, correspondendo a 6,75 % do valor da energia elétrica

⁶⁶ Lei nº 5.655/71 – Art. 4º.

⁶⁷ Lei nº 5.655/71 – Art. 4º, parágrafo 4º com a redação dada pela lei 10.438/02 e parágrafo 6º, com a redação dada pela Lei nº 10.848/04.

⁶⁸ Lei nº 8.631/93 – Art. 9º.

produzida, calculado utilizando uma taxa de referência. Pequenas Centrais Hidrelétricas – PCH estão dispensadas deste pagamento⁶⁹.

Os recursos correspondentes ao percentual de 6% são destinados aos municípios atingidos pelas barragens e aos Estados onde se localizam as represas, na proporção de 45%, para cada um; cabendo a União os 10% restantes, o qual é dividido entre o Ministério do Meio Ambiente (3%); o Ministério de Minas e Energia (3%) e para o Fundo Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico (4%), administrado pelo Ministério da Ciência e Tecnologia.

Os recursos correspondentes aos 0,75% constituem pagamento pelo uso de recursos hídricos e são receitas da ANA para aplicação na implementação do Sistema Nacional de Gerenciamento de Recursos Hídricos.

A Lei nº 10.438, de 26 de abril de 2002 criou a Conta de Desenvolvimento Energético – CDE, visando o desenvolvimento energético dos Estados e a competitividade da energia produzida a partir de fontes eólica, pequenas centrais hidrelétricas, biomassa, gás natural e carvão mineral nacional, nas áreas atendidas pelos sistemas interligados, promover a universalização do serviço de energia elétrica em todo o território nacional e garantir recursos para atendimento à subvenção econômica destinada à modicidade da tarifa de fornecimento de energia elétrica aos consumidores finais integrantes da Subclasse Residencial Baixa Renda⁷⁰.

Os recursos da Conta de Desenvolvimento Energético - CDE são provenientes dos pagamentos anuais realizados a título de uso de bem público, das multas aplicadas pela ANEEL a concessionários, permissionários e autorizados e, a partir de 2003, das quotas anuais pagas por todos os agentes que comercializem energia com consumidor final, mediante encargo tarifário, incluído nas tarifas de uso dos sistemas de transmissão ou de distribuição⁷¹. A CDE deve ter a duração de 25 (vinte e cinco) anos, devendo ser regulamentada pelo Poder Executivo e movimentada pela Eletrobrás.

Por fim, a Lei nº 9.427/1996, que instituiu a ANEEL, também definiu que sua principal fonte de financiamento viria da cobrança de “Taxa de Fiscalização de Serviços de Energia Elétrica”, equivalente a cinco décimos por cento do valor do benefício econômico anual auferido pelas empresas, que é recolhida diretamente à ANEEL, em duodécimos, e diferenciada em função da modalidade e proporcional ao porte do serviço concedido, permitido ou autorizado⁷².

⁶⁹ Lei nº 7.990/89 – Art. 4º, inciso I.

⁷⁰ Lei nº 10.438/2002 – Art. 13, com redação dada pela Lei nº 10.762/2003. .

⁷¹ Lei nº 10.438/2002 – Art. 13, parágrafo 1º, com redação dada pela Lei nº 10.848/2004.

⁷² Lei nº 9.427/96 – Art. 12º.

3 PLANEJAMENTO DO SETOR ELÉTRICO.

3.1 Caracterização do Sistema Elétrico Brasileiro

O Brasil possui um sistema elétrico de grande porte baseado na utilização de energia hidráulica. A razão de se ter priorizado a implantação de usinas hidrelétricas deve-se, primordialmente, ao vasto potencial hidrelétrico existente no país e à competitividade econômica que esta fonte apresenta. O parque termelétrico nacional tem caráter complementar, destinando-se a melhorar a confiabilidade do sistema no caso de ocorrência de eventos hidrológicos críticos, conforme se verificou no ano de 2001. Este parque destina-se também ao atendimento localizado, caso ocorram restrições nos elos de interligação, e ao atendimento a sistemas isolados, nos quais, ainda hoje, apresentam papel preponderante. A tabela 3.1 apresenta a participação no contexto nacional, prevista para dezembro de 2003, das diversas fontes de geração de energia elétrica hoje já utilizadas.

Tabela 3.1. Capacidade Instalada em dezembro de 2003.

TIPO	Quantidade	Potência (MW)	%
UHE ¹	140	66.460,25	70,68 %
Térmicas	712	14.080,25	14,97 %
Térmicas Emergenciais	54	2.049,50	2,18 %
PCH ²	241	1.151,00	1,22 %
CGH ³	159	86,51	0,09 %
Nuclear	2	2.007,00	2,13 %
Eólica	9	22,03	0,02 %
Solar	1	0,02	0,00 %
Importação de outros países	8	8.170,00	8,69 %
SUBTOTAL	1.326	94.026,56	100,00%

Fonte: ANEEL, 2004a.

¹ - UHE - Usina Hidrelétrica: Aproveitamentos com potência instalada superior a 30 MW ou com potência instalada inferior a 30 MW e que não se enquadram na condição de PCH.

² - PCH - Pequena Central Hidrelétrica: Aproveitamentos com potência instalada superior a 1 MW e inferior a 30 MW e que possuem área inundada inferior a 3 km².

³ - CGH - Central Geradora Hidrelétrica: Aproveitamentos com potência instalada inferior a 1 MW.

A potência total de UHEs considera 6.300 MW referentes a parte brasileira de ITAIPU. A potência proveniente de importação de outros países considera 5.600 MW da parte paraguaia de ITAIPU (ANEEL, 2004a).

Observa-se a predominância hidrelétrica e a participação complementar de unidades termelétricas convencionais. As demais fontes ainda apresentam participação apenas residual.

A partir de 1990 houve um decréscimo na participação relativa da energia de origem hidrelétrica, em virtude, principalmente, do advento do gás natural e dos incentivos à co-geração. Destacam-se, nesta linha, a manutenção de um programa nuclear mínimo e a implantação do gasoduto Brasil – Bolívia. A hidroeletricidade, entretanto, continua sendo a fonte largamente dominante.

Cerca de 96% do sistema elétrico brasileiro é interligado, e está presente em todas as regiões do Brasil. O restante é atendido através de sistemas isolados localizados predominantemente nos Estados do Norte do país. A seguir a descrição destes sistemas.

3.1.1 Sistemas Isolados.

Os Sistemas Isolados Brasileiros, predominantemente térmicos, atendem a uma área de 45% do território e a cerca de 3% da população nacional, ou seja, a aproximadamente 1,2 milhão de consumidores (ELETROBRÁS, 2004b). Existem atualmente cerca de 300 sistemas isolados, destacando-se, os que atendem às capitais Manaus, Porto Velho, Macapá, Boa Vista e Rio Branco (MME, 2002a). Nos sistemas de Manaus, Porto Velho, Boa Vista e Macapá a geração de eletricidade provém de sistemas hidrotérmicos, enquanto que em Rio Branco o suprimento é puramente termelétrico. A grande maioria dos sistemas isolados do interior é suprida por unidades dieselétricas de pequeno porte, embora existam, também, algumas pequenas centrais hidrelétricas – PCH, nos Estados de Rondônia, Roraima e Mato Grosso.

O Grupo Técnico Operacional da Região Norte - GTON, é responsável pelo Planejamento e Acompanhamento da Operação dos Sistemas Isolados da Região Norte, coordenado pela Diretoria de Engenharia da ELETROBRÁS.

3.1.2 Sistema Interligado.

O Sistema Interligado Nacional – SIN é um sistema hidrotérmico de produção e transmissão de energia elétrica com forte predominância de usinas hidrelétricas. O Operador Nacional do Sistema - ONS tem como missão executar as atividades de coordenação e controle da operação da geração e transmissão (ver Base Legal). Para cumprimento de sua missão o ONS tem como atribuição o planejamento, a programação, a supervisão e o controle da operação dos sistemas eletroenergéticos nacionais. O ONS opera o SIN por delegação dos agentes (empresas de geração, transmissão e distribuição de energia), seguindo regras, metodologias e critérios codificados nos Procedimentos de Rede, aprovados pelos próprios agentes e homologados pela ANEEL.

A operação centralizada do SIN está embasada na interdependência operativa entre as usinas, na interconexão dos sistemas elétricos e na integração dos recursos de geração e transmissão no atendimento ao mercado. A utilização coordenada dos recursos hidrelétricos e térmicos permite a maximização da disponibilidade e o aumento da confiabilidade do suprimento de energia e, ao mesmo tempo, a redução de custos.

Uma importante peculiaridade do sistema brasileiro é a existência de reservatórios com capacidade de regularização plurianual das vazões dos rios de maior potencial hidrelétrico, onde alguns reservatórios podem estocar água para sua utilização até quatro ou cinco anos a frente, atenuando bastante o efeito da variabilidade das afluições naturais.

Essa característica acentua o amplo potencial de benefícios econômicos proporcionado pela operação interligada no sistema elétrico brasileiro. Em regra geral, a interligação de sistemas tem um efeito sinérgico, pois a capacidade combinada dos sistemas operando em paralelo é superior à soma das capacidades individuais de cada um. Sistemas interligados melhoram a confiabilidade do serviço, proporcionam ajuda mútua em casos de emergência e favorecem a instalação de unidades maiores e mais econômicas.

A interligação de sistemas elétricos no Brasil tornou possível o aproveitamento da diversidade hidrológica entre bacias vizinhas, graças à operação coordenada dos reservatórios. Esta operação coordenada dos reservatórios e a progressiva ampliação da malha de integração eletro-energética propiciaram a otimização da produção hidrelétrica, a transferência de grandes blocos de energia entre regiões e a continuidade do suprimento de eletricidade em momentos bastante críticos.

Na verdade, os intercâmbios de energia, a substituição de energia térmica por energia hidráulica e outras formas de otimização energética dependem essencialmente dos recursos de transmissão disponíveis. As linhas de transmissão viabilizam a otimização do sistema e a garantia da máxima oferta de energia do conjunto das usinas. Dependendo dos limites de transmissão entre áreas e regiões, a energia elétrica poderá ser produzida preferencialmente onde houver maior abundância relativa de água.

O Sistema Interligado Nacional em agosto de 2004 possuía uma capacidade instalada de 77.321 MW (ONS, 2004). Em função de sua configuração e limitação de transmissão, está dividido nos seguintes subsistemas: Sul, Sudeste / Centro-Oeste, Nordeste e Norte (figura 3.1).

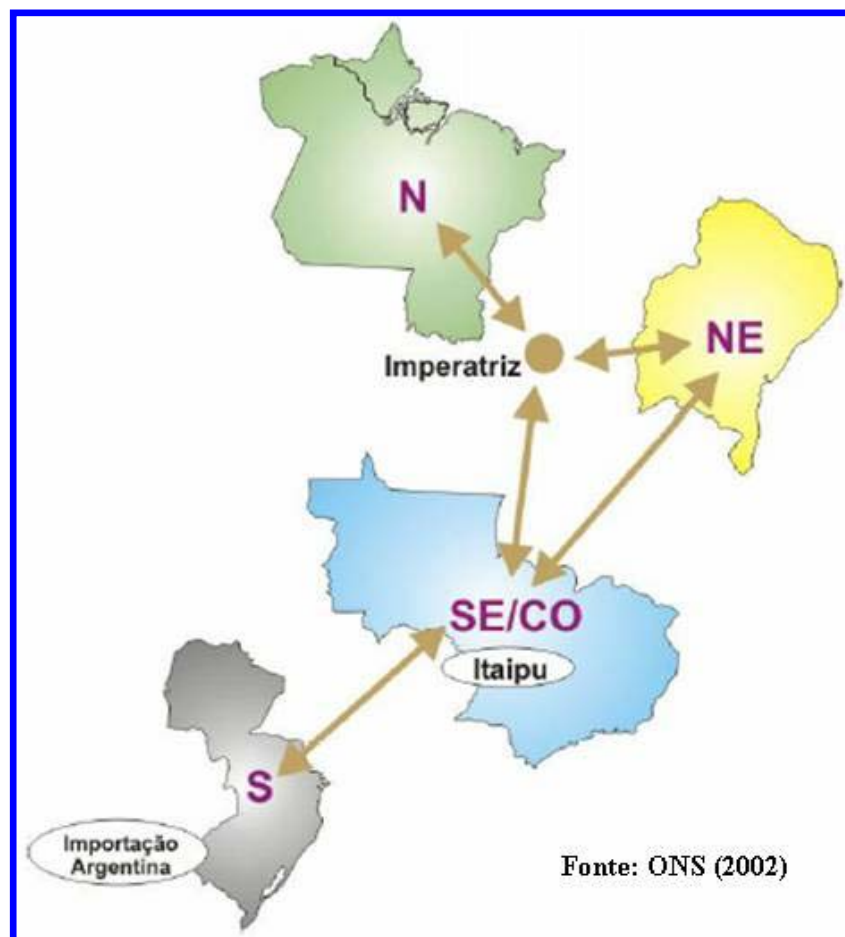


Figura 3.1. Subsistemas do SIN

O subsistema Sudeste/Centro-Oeste possui uma capacidade instalada total de 39.716MW, considerando 50% da capacidade instalada da UHE Itaipu (6.300 MW), sendo 32.712 MW em usinas hidrelétricas, 4.997 MW em usinas termelétricas a óleo combustível e gás natural, além das usinas nucleares de Angra I e Angra II que totalizam 2.007 MW. O subsistema Sul possui uma capacidade instalada de 13.595 MW, sendo 11.264 MW em usinas hidrelétricas e 2.331 MW em usinas termelétricas (ONS, 2004).

A interligação entre os subsistemas Sudeste/Centro-Oeste e Sul permite um intercâmbio de energia com característica sazonal, com fluxos no sentido Sudeste/Centro-Oeste no período maio a novembro (seco) e no sentido Sul durante o período de dezembro a abril (chuvoso).

O subsistema Nordeste tem uma capacidade instalada de 13.742 MW, sendo 10.748 MW em usinas hidrelétricas e 2.994 MW em usinas termelétricas (ONS, 2004). Devido ao quase esgotamento do potencial hidrelétrico competitivo nessa região, prevê-se nos próximos dez anos uma maior participação da geração termelétrica a gás natural nesse subsistema, associada à expansão das interconexões elétricas com outros subsistemas, principalmente com o subsistema Norte. Os pequenos aproveitamentos hidrelétricos e as usinas eólicas são alternativas também previstas para serem implantadas na região nos próximos anos. Nesta região hidrográfica, a UHE Três Marias, apesar de participar da regularização de vazões na cascata do rio São Francisco, possui interligação elétrica com o subsistema Sudeste/Centro-Oeste.

O subsistema Norte apresenta uma capacidade instalada em agosto de 2004 de 5.770 MW, exclusivamente de usinas hidrelétricas, sendo 99% desse montante correspondente à usina hidrelétrica de Tucuruí, que se encontra em ampliação. Esse sistema possui um potencial hidrelétrico já inventariado de cerca de 51 GW, considerando apenas as bacias do Tocantins/Araguaia, Xingu e Tapajós. É de se esperar, portanto, um maior aproveitamento do potencial hidrelétrico dessas bacias hidrográficas nos próximos 10 anos, para o atendimento ao Sistema Interligado Brasileiro.

A interligação entre os Subsistemas Norte e Nordeste permite um intercâmbio de energia com característica sazonal, com fluxos na direção Nordeste no primeiro semestre do ano, aproveitando-se dos excedentes de água da Região Norte, que possibilitam uma geração elevada de energia na UHE Tucuruí. No segundo semestre, quando as vazões do Tocantins se reduzem e o reservatório da UHE Tucuruí apresenta um deplecionamento acentuado, a Região Nordeste envia energia para a Região Norte, invertendo-se o fluxo entre as regiões (ONS, 2004). Convém destacar que a UHE Serra da Mesa (maior reservatório do SIN em volume útil), apesar de regularizar vazões para toda a cascata do rio Tocantins, possui interligação elétrica com o subsistema Sudeste/Centro-Oeste.

O subsistema Norte também se encontra interligado ao subsistema Sudeste/Centro-Oeste por meio da Interligação Norte-Sul. Esta interligação aumentou a confiabilidade da operação do Sistema Interligado e prevê-se sua ampliação após a entrada em operação da segunda etapa da UHE Tucuruí, o que aumentará ainda mais os benefícios advindos das interconexões regionais entre os diversos sistemas elétricos.

3.1.3 Perspectivas de expansão para os próximos anos.

Em relação ao uso da água para geração de energia elétrica, seu predomínio na matriz energética nacional permanece muito significativo nos planos de expansão do setor. Entretanto, para os próximos anos estima-se uma maior participação da geração termelétrica no atendimento do mercado de energia elétrica, motivada pela disponibilidade do gás natural (combustível consideravelmente mais competitivo do que os derivados do petróleo) e por incentivos à prática da co-geração, e de outras fontes alternativas através do Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Geração de Energia Elétrica – PROINFA

O PROINFA tem como objetivo a diversificação da matriz energética brasileira e a busca por soluções de cunho regional com a utilização de fontes renováveis de energia, mediante o aproveitamento econômico dos insumos disponíveis e das tecnologias aplicáveis, a partir do aumento da participação da energia elétrica produzida com base naquelas fontes.

Esse Programa, que foi instituído pela Medida Provisória nº 14, de dezembro de 2001, aprovada depois pelo Congresso Nacional, na forma de Projeto de Lei de Conversão e transformada em Lei nº 10.438, de 26 de abril de 2002 e revisado pela Lei nº 10.762, de 11 de novembro de 2003, promoverá a implantação de 3.300 MW de capacidade, divididos em 1.100MW em PCH's, ao lado de outros 1.100 de Térmicas à Biomassa e outro tanto (1.100 MW) em Usinas Eólicas. Estas instalações têm início de funcionamento previsto para até 30 de dezembro de 2006. De acordo com o Programa, é assegurada pela Centrais Elétricas Brasileiras S.A - ELETROBRÁS, a compra da

energia a ser produzida, no período de 20 anos, dos empreendedores que preencherem todos os requisitos de habilitação descritos nos Guias e tiverem seus projetos selecionados de acordo com os procedimentos da Lei.

Com relação à implantação de novas Pequenas Centrais Hidrelétricas – PCH's, é importante que sejam analisados os rebatimentos sobre outros usos dos recursos hídricos que, embora de menores vultos, podem ser ainda significativos, pelo grande número de empreendimentos e pelos eventuais sinergismos desfavoráveis que eles possam ter, quando concentrados numa mesma região, num mesmo rio ou numa mesma bacia. Há vários destes projetos previstos para o Sul e Centro-Oeste do país, áreas de expansão agrícola, o que pode levar a futuras disputas pelo uso da água entre estes setores usuários (geração de energia e irrigação).

Dentro dos objetivos deste documento, que busca mostrar a evolução do comportamento do Setor Elétrico com foco específico na expansão do aproveitamento do potencial hidráulico para geração de energia elétrica, é necessário conhecer todos os aspectos relativos ao planejamento do setor. Com isso nos próximos itens serão descritos os procedimentos adotados pelo Setor Elétrico em seu planejamento, seja na operação ou na expansão do sistema elétrico brasileiro.

3.2 Planejamento da operação e expansão do Setor Elétrico.

A utilização adequada e otimizada dos recursos hídricos disponíveis exige um cuidadoso planejamento da expansão e da operação do sistema, que deve considerar as interligações elétricas entre diferentes bacias hidrográficas, visando o aproveitamento da diversidade hidrológica de um país com as dimensões do Brasil. A seguir a descrição do processo de planejamento da operação do SIN e da expansão do Setor Elétrico.

3.2.1 Planejamento da operação do Setor Elétrico.

A elaboração do planejamento da operação energética é realizado com base no módulo 7 dos Procedimentos de Rede (ONS, 2003a). Neste item serão destacados alguns pontos relacionados ao planejamento anual e ao programa mensal da operação do SIN.

O Planejamento Anual da Operação Energética tem como objetivo apresentar a análise das condições de atendimento ao mercado de energia elétrica do Sistema Interligado Nacional, e propicia o estabelecimento de estratégias de médio prazo para utilização na operação energética do sistema interligado. O Planejamento Anual da Operação Energética deverá fornecer resultados e estratégias para um cenário esperado e recomendações baseadas na análise dos rebatimentos de cenários alternativos, provendo subsídios aos Agentes Setoriais para que estes adotem as providências pertinentes às suas responsabilidades (ONS, 2003a). Este processo abrange um horizonte de análise de cinco anos com detalhamento em base mensal. Sua periodicidade é anual, com atualizações quadrimestrais.

O ONS utiliza uma cadeia de modelos e programas computacionais para definir o planejamento e as regras de operação do SIN. Nesta cadeia de modelos, o NEWAVE é o modelo utilizado para determinar para cada estágio do período de planejamento tanto os valores de geração associados aos subsistemas, e às usinas termelétricas, quanto os intercâmbios entre os subsistemas eletricamente conectados.

O NEWAVE, que é um modelo de planejamento da operação a médio prazo de subsistemas hidrotérmicos interligados, que trabalha no horizonte de cinco anos discretizados em períodos mensais, utilizando a técnica de otimização Programação Dinâmica Dual Estocástica (PDDE). Esta técnica computacional agrega todos os reservatórios por subsistemas equivalentes e objetiva definir o planejamento ótimo para a utilização dos recursos hidráulicos e térmicos na operação do sistema mês a mês, baseado em um comportamento probabilístico das afluências.

Como produtos o Planejamento Anual da Operação Energética apresenta (ONS, 2003a):

- funções de custo futuro a serem usadas na otimização da operação do sistema e no cálculo dos Custos Marginais de Operação;
- elaboração das Curvas de Aversão ao Risco, segundo diretrizes da ANEEL;
- estimativas dos montantes de geração térmica, que servem como base para a composição da Conta de Consumo de Combustíveis Fósseis do Sistema Interligado - CCC, para subsidiar a ANEEL;
- análise do atendimento à carga própria de energia e demanda, incluindo índices estatísticos de confiabilidade;
- recomendações de adequação de cronogramas de manutenção, visando o atendimento à ponta do sistema e a otimização da operação;
- estimativas dos benefícios marginais de interligações; estimativas para intercâmbios internacionais; estimativas de intercâmbios entre regiões; estimativas de evolução dos custos marginais de operação; análise da evolução da capacidade instalada no Sistema Interligado Nacional; produtividade média a ser utilizada no cálculo das energias naturais afluentes.

O Programa Mensal da Operação Energética – PMO tem como objetivo principal estabelecer as diretrizes energéticas de curto prazo da operação coordenada do SIN, assegurando a otimização dos recursos de geração disponíveis (ONS, 2003a). O PMO é elaborado pelo ONS com a participação dos Agentes, sendo os estudos realizados em base mensal, discretizados em etapas semanais e por patamar de carga, sendo revisto semanalmente. O PMO provém metas e diretrizes a serem seguidas pelos órgãos executivos da Programação Diária da Operação e da Operação em Tempo Real.

Dentre as atribuições dos planejadores do setor elétrico encontra-se a determinação da energia e potência asseguradas dos aproveitamentos hidrelétricos, conforme preconizado pelo sub-módulo 7.8 dos Procedimentos de Rede.

A cada usina é atribuído um Certificado de Energia Assegurada – CEA, que é o respaldo físico (“lastro”) para sua contratação, e que deve refletir a sua capacidade de produção física sustentada (Barros, 2002). O Decreto nº 2.655, de 02 de julho de 1998, em seu artigo 21, parágrafo 4º, dispõe que em cada 5 anos, ou na ocorrência de fatos relevantes, os valores de energia assegurada de cada usina sejam revisados. O parágrafo 5º deste mesmo artigo estabelece que em cada revisão, a energia assegurada de cada usina pode ser reduzida em, no máximo, 5% por ajuste e em até 10 % do valor de base constante no contrato de concessão durante a sua vigência.

No Sistema Interligado Nacional, o cálculo da energia assegurada é feito utilizando-se o modelo NEWAVE, que avalia o percentual das 2000 séries sintéticas que não atendem ao mercado estabelecido, sendo que se este percentual for maior que 100 (5% de 2000, que é o risco máximo admitido) a demanda é ajustada até que se alcance o atendimento em 95% das séries. A energia média gerada, pelas séries que atendem a demanda, é denominada a energia garantida do mesmo, sendo que 95% desse valor é a energia assegurada do subsistema. Após a obtenção da energia assegurada por subsistema procede-se à alocação individualizada nas centrais de geração hidrelétrica, repartindo-se o bloco de energia hidráulica gerada por meio da ponderação pela energia firme de cada empreendimento.

Entretanto, os certificados de energia assegurada vigentes não consideram a evolução futura do uso múltiplo dos recursos hídricos em seu dimensionamento (Kelman, 2004). Desta forma, se ao longo do tempo, a bacia a qual uma hidrelétrica esta inserida, tem seus usos múltiplos de água aumentados, pode significar que a capacidade de produção firme da usina seja diminuída, inclusive acima do limite de risco de falha no atendimento de 5 %, estabelecido na legislação.

Em atendimento ao Decreto nº 2.655, de 1998, as energias asseguradas serão revistas em breve. Para dar subsídios para essa revisão, foi realizada no ano de 2003 uma revisão das séries de vazões naturais dos aproveitamentos em operação ou com data prevista para entrada em operação até 2008, que compreendeu, além de estudos de consistência de vazão, também a obtenção das taxas mensais de evaporação e das vazões médias mensais, de retirada, de retorno e de consumo, referentes aos usos consuntivos. Essas séries de vazões de usos consuntivos abrangem o período histórico de 1931 a 2001. Os usos considerados para elaboração das séries de vazões de consumo dos usos consuntivos foram: irrigação, abastecimento urbano, abastecimento rural, criação animal e abastecimento industrial.

Essas séries estão sendo utilizadas na revisão das séries de energia assegurada e nos demais estudos de planejamento do setor elétrico, conforme orientação da ANA, tendo como base a sua competência legal de definir as regras de operação dos reservatórios de aproveitamentos hidrelétricos em articulação com o ONS.

As atividades de recursos hídricos, necessárias para o planejamento, programação, supervisão e controle da operação dos sistemas eletroenergéticos nacionais obedecem a procedimentos estabelecidos no módulo 9 dos Procedimentos de Rede, que está dividido nos seguintes sub-módulos (ONS, 2003b):

- Sub-módulo 9.2 - Acompanhamento da Situação Hidroenergética - apresenta os procedimentos para recebimento e atualização dos dados operativos hidráulicos, em base diária, de interesse para a operação hidroenergética, os procedimentos para a reconstituição de vazões naturais, para a definição ou revisão da metodologia utilizada, para o cálculo das energias naturais afluentes e armazenadas ao longo do sistema elétrico, tendo em vista o acompanhamento da situação hidroenergética, e os procedimentos para elaboração dos relatórios necessários para o referido acompanhamento e para a atualização das séries históricas de vazões naturais médias diárias, semanais e mensais;

- Sub-módulo 9.3 - Elaboração do Plano Anual de Prevenção de Cheias - apresenta os procedimentos para o estabelecimento dos sistemas de reservatórios para operação de controle de cheias e a definição dos volumes de espera a serem implementados nos reservatórios destes sistemas, envolvendo também as informações de restrições operativas hidráulicas e as eventuais mudanças nas características físicas das usinas;
- Sub-módulo 9.4 - Estabelecimento das Regras de Operação em Situação de Cheia - apresenta os procedimentos que devem descrever a forma de utilização dos volumes de espera, em caso de situação de cheia, bem como a forma de operar os reservatórios que estão sujeitos a restrição de nível devido a remanso provocado a montante;
- Sub-módulo 9.5 - Previsão de Vazões - apresenta os procedimentos para a previsão de vazões naturais médias semanais e mensais a partir dos dados hidrológicos disponíveis no Banco de Dados do Sistema;
- Sub-módulo 9.6 - Disponibilização de Informações Meteorológicas e Climáticas - apresenta os procedimentos para disponibilização destas informações, que darão suporte às tomadas de decisão no planejamento, programação, coordenação e controle da operação do sistema interligado;
- Sub-módulo 9.7 - Atualização da Base de Dados Atemporais dos Aproveitamentos Hidrelétricos - apresenta os procedimentos atualização desta base de dados para dar suporte à elaboração das atividades de planejamento, programação e operação em tempo real dos aproveitamentos hidrelétricos despachados centralizadamente;
- Sub-módulo 9.8 - Quantificação da Evaporação Líquida - apresenta os procedimentos para a quantificação da evaporação líquida (diferença entre a evaporação de lago atual e a evapotranspiração dessa área antes de ser inundada) para serem considerados na reconstituição das séries de vazões naturais, e nas simulações da operação hidráulica dos reservatórios nos estudos energéticos;
- Sub-módulo 9.9 - Atualização de Restrições Operativas Hidráulicas de Reservatórios - apresenta os procedimentos para a atualização de restrições operativas hidráulicas de reservatórios, referentes às vazões máximas e mínimas em seções e trechos de rio, limitações de descargas máximas em usinas, limites para os níveis máximos e mínimos nos reservatórios e, ainda, taxas máximas de variação de defluências. O ANEXO 3 deste documento apresenta o Inventário das Restrições Operativas Hidráulicas dos Aproveitamentos Hidrelétricos pertencentes ao SIN (ONS, 2002).

3.2.2 Planejamento da expansão do Setor Elétrico.

3.2.2.1 Estudos para o planejamento da expansão do setor elétrico.

O tempo requerido para maturação dos aproveitamentos hidrelétricos, que constituem a base da oferta de energia no país, além da grande diversidade hidrológica entre as diferentes regiões do país, que permite que através de interligações regionais se possam atender os centros de consumo em diferentes bacias hidrográficas, levam a que o planejamento da expansão do setor elétrico brasileiro venha sendo feito através de uma sequência de estudos que considera horizontes temporais abrangentes e aproximações sucessivas até a tomada de decisão efetiva. Estes estudos vêm sendo desenvolvidos em

duas etapas: Estudos de Longo Prazo (Plano de Longo Prazo) e Estudos de Curto Prazo (Plano Indicativo da Expansão), que têm as seguintes características:

- Estudos de Longo Prazo, com horizonte de até 30 anos, com periodicidade de 5 a 6 anos, onde se procura analisar as estratégias de desenvolvimento do sistema elétrico, a composição futura do parque gerador, os principais troncos e sistemas de transmissão, estabelecendo-se um programa de desenvolvimento tecnológico e industrial e de estudos de inventário das bacias hidrográficas. Nestes estudos são definidas as diretrizes para os estudos de curto prazo e determinados os custos marginais de expansão em longo prazo;
- Estudos de Curto Prazo, com horizonte de 10 anos, os chamados “Planos Decenais de Expansão do Setor Elétrico Brasileiro”, de caráter indicativo, realizados com periodicidade anual, onde são apresentadas as decisões relativas à expansão da geração e da transmissão, definindo os aproveitamentos e sua alocação temporal, sendo realizadas as análises das condições de suprimento ao mercado e calculados os custos marginais de expansão, são definidos os programas de distribuição, em metas físicas e financeiras, e o programa global de investimentos na geração, transmissão, distribuição e instalações gerais.

O objetivo do Plano Decenal de Expansão vem sendo apresentar de forma indicativa um elenco de aproveitamentos e as datas estimadas para as respectivas implantações, considerando diferentes cenários de mercados, de modo a orientar futuras ações governamentais e dos agentes do Setor Elétrico Brasileiro. Este plano tem natureza estrutural, e tem como critério para estabelecimento do plano de obras, o menor custo total e também aproveitamentos com menor complexidade no campo ambiental. Este plano de obras considera também, sem deixar de lado a busca do programa de expansão que caracterizaria o “ótimo” no sentido clássico, o interesse da iniciativa privada em implantar um empreendimento que, à luz dos critérios clássicos, não seria considerado adequado para a data pretendida pelo investidor (MME, 2002a). Com isso, o Plano orienta a respeito dos estudos de viabilidade de projetos de geração hidrelétrica que farão parte de futuras licitações.

Na formulação das alternativas de expansão da geração, de acordo com cada cenário considerado, o plano decenal identifica um conjunto de projetos de geração passíveis de entrar em operação nos próximos 10 anos, e para os quais existem diferentes graus de possibilidades de implementação, divididos em 2 grupos principais. O primeiro representa, na prática, um programa determinativo da expansão de geração, tal o grau de certeza de sua execução, bem como dos respectivos empreendedores responsáveis. Com respeito a aproveitamentos hidrelétricos, o primeiro grupo inclui usinas divididas em (MME, 2002a):

- Aproveitamentos hidrelétricos em construção ou em motorização, onde uma avaliação dos cronogramas físico-financeiros permite identificar as datas de entrada em operação dos aproveitamentos;
- Aproveitamentos hidrelétricos com concessão ou autorização - são aquelas usinas hidrelétricas que quando da elaboração do plano ainda não tinham iniciadas suas obras civis, mas que já detinham a concessão ou autorização

da ANEEL. Nesse caso, os prazos e a capacidade a ser instalada estão definidos no ato da concessão ou autorização, pela ANEEL;

- Aproveitamentos hidrelétricos aguardando outorga de concessão - são as usinas hidrelétricas cuja concessão já foi licitada ou que já tiveram seus projetos aprovados pela ANEEL, mas que ainda não tinham obtido outorga de concessão ou autorização até o fechamento do plano.

Em um segundo grupo são identificados projetos de geração passíveis de entrarem em operação no período de 10 anos, mas com um grau de certeza de implementação inferior ao dos projetos do primeiro grupo, que são denominados projetos indicativos, a saber:

- Projetos indicativos de UHE em processo de licitação, que são as usinas hidrelétricas com viabilidade já concluída e com licitação programada;
- Demais projetos indicativos de UHE, representam os projetos que, embora ainda não tenham concessão ou autorização outorgada pelo poder concedente, ou não estejam previstos no Programa de Licitação do Governo, já possuem estudos/projetos em estágios que os credenciam para serem indicados como alternativas possíveis de ampliação da oferta de energia no horizonte de 10 anos.

Com relação aos aspectos ambientais, os planos decenais de expansão do setor elétrico a partir de 2001 já adotam uma metodologia baseada em pressupostos da Avaliação Ambiental Estratégica, levando em consideração os impactos relacionados ao conceito de sustentabilidade, na interação entre políticas públicas, como por exemplo, as implicações do Plano de Expansão do Setor Elétrico com a Política Nacional de Recursos Hídricos, a Política Nacional de Meio Ambiente, além da consideração dos efeitos cumulativos e sinérgicos de conjuntos de projetos sobre uma determinada região. As avaliações vem sendo conduzidas para (MME, 2002a):

- orientar a sistematização do conhecimento sobre as principais questões ambientais na área de estudo e sobre os projetos candidatos;
- fornecer subsídios para a formulação de alternativas da expansão da geração e da transmissão de energia elétrica;
- influenciar na concepção e na viabilização dos projetos;
- fornecer informações para a avaliação ambiental do plano como um todo.

A metodologia adotada na avaliação consiste (MME, 2002a):

- Na análise da viabilidade ambiental, que remete à avaliação dos impactos associados aos projetos e conjuntos de projetos, objetivando conhecer a complexidade dos aspectos ambientais relacionados à sua implantação e operação.
- Na análise processual, que verifica a situação de cada projeto com relação ao atendimento aos procedimentos previstos na legislação ambiental e de recursos hídricos para obtenção de licenças, outorgas e autorizações. Para essa análise deve ser levado em consideração a cronologia e os requisitos do processo de licenciamento ambiental e de outorga de recursos hídricos, bem como as datas previstas para entrada em operação.

Estas análises representam um grande passo na direção do planejamento do setor objetivando a redução de incertezas relacionadas à implantação dos aproveitamentos já estudados. Entretanto, estes procedimentos não impedem que aproveitamentos sejam inviabilizados após várias etapas do seu desenvolvimento terem sido ultrapassadas. É portanto necessário que nos primeiros estágios do desenvolvimento do planejamento, as questões relacionadas a recursos hídricos e meio ambiente sejam equacionadas em articulação com os órgãos responsáveis de cada setor.

Os estudos de planejamento guardam estreita relação com aqueles necessários para o desenvolvimento de um projeto específico, ou seja, para o caso dos aproveitamentos hidrelétricos, desde os estudos de inventário, onde é definida sua concepção inicial tendo em vista o melhor aproveitamento do potencial hidrelétrico da bacia hidrográfica, passando pela análise de sua viabilidade para subsidiar o processo de licitação da concessão, até a aprovação do seu projeto básico e projeto executivo para orientar a construção (Pires, 2001). A figura 3.2 esquematiza a seqüência de estudos do setor elétrico e as etapas de desenvolvimento de projetos hidrelétricos.

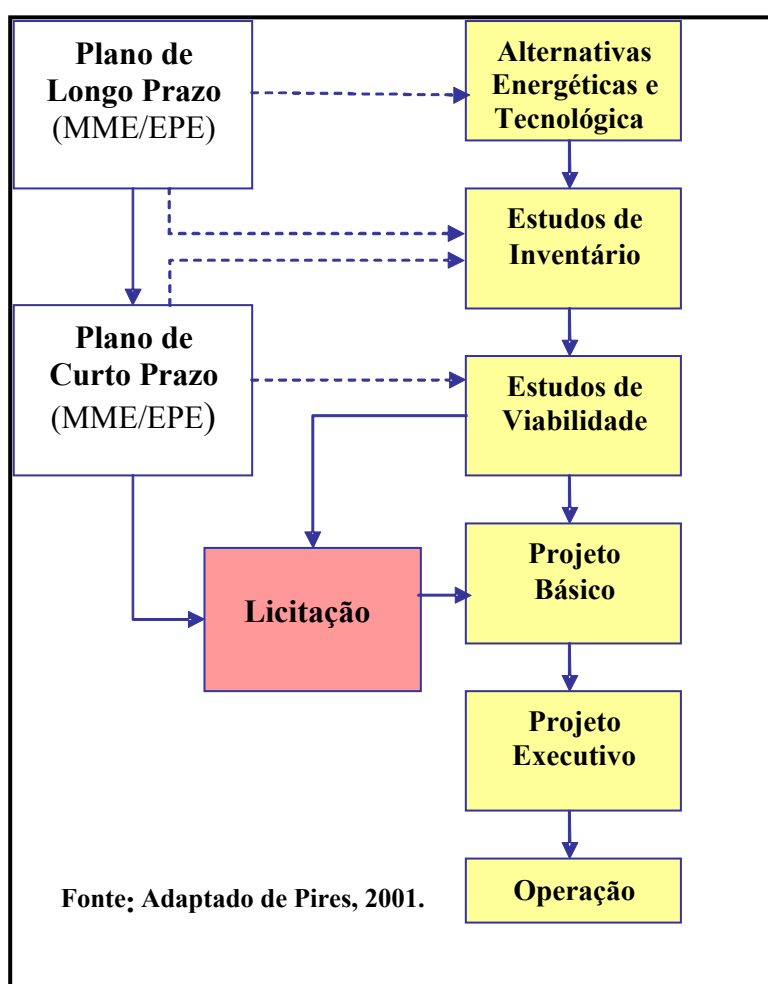


Figura 3.2. Planejamento do Setor Elétrico e as etapas de desenvolvimento de novos aproveitamentos

A seguir serão descritas as etapas de desenvolvimento de aproveitamentos hidrelétricos, onde serão identificados e discutidos as suas interfaces com os setores de recursos hídricos e ambiental.

3.2.2.2 Etapas de desenvolvimento de aproveitamentos hidrelétricos.

3.2.2.2.1 Estimativa do Potencial Hidrelétrico

É a etapa dos estudos em que se procede a análise preliminar das características da bacia hidrográfica, especialmente quanto aos aspectos topográficos, hidrológicos, geológicos e ambientais, no sentido de verificar sua vocação para geração de energia elétrica (ELETROBRÁS, 1997a). Essa análise, exclusivamente pautada nos dados disponíveis, é feita em escritório e permite a primeira avaliação do potencial e estimativa de custo do aproveitamento da bacia hidrográfica e a definição de prioridade para a etapa seguinte, sendo classificado em função do tipo de estudo em (MME, 2002a):

- **Potencial Remanescente** - É o resultado de estimativa realizada em escritório, a partir de dados existentes, sem qualquer levantamento complementar, considerando um trecho do curso d'água, via de regra situado na cabeceira, sem determinar os locais de implantação dos aproveitamentos;
- **Potencial Individualizado** - É o resultado de estimativa realizada em escritório para um determinado local, a partir de dados existentes ou levantamentos expeditos, sem um levantamento detalhado.

3.2.2.2.2 Estudo de Inventário Hidrelétrico

Nos estudos de inventário, são analisadas as alternativas locacionais de um empreendimento em uma mesma bacia hidrográfica. É nesta etapa que se determina “aproveitamento ótimo” de que tratam os § 2º e 3º do art. 5º da Lei nº 9.074, de 7 de julho de 1995, ou seja, o potencial hidrelétrico de uma bacia hidrográfica e se estabelece a melhor divisão de queda, mediante a identificação do conjunto de aproveitamentos que propiciem um máximo de energia ao menor custo, aliado a um mínimo de efeitos negativos sobre o meio ambiente (ELETROBRÁS, 1997a). O Manual de Inventário Hidrelétrico de Bacias Hidrográficas da ELETROBRÁS (1997a) estabelece um conjunto de critérios, procedimentos e instruções para a realização do inventário do potencial hidrelétrico de bacias hidrográficas.

Os estudos são realizados a partir de dados secundários, complementados com informações de campo, e pautada em estudos básicos hidrometeorológicos, energéticos, geológicos, ambientais e de outros usos d'água. Desse estudo resulta um conjunto de aproveitamentos, suas principais características, estimativas de custo, índices custo-benefício e índices ambientais.

Nesta fase, os estudos hidrológicos precisam conter todas as informações consistidas e homogeneizadas para toda bacia, discriminando e detalhando satisfatoriamente, a base de dados e a metodologia utilizada para obtenção dos elementos relacionados à estimativa do potencial energético, como séries de vazões médias mensais nos barramentos propostos, vazões de cheia, curva de permanência, curvas-chave, dados de evaporação e evapotranspiração, bem como precipitação. Esses estudos hidrológicos são o ponto de partida para identificação do potencial energético da bacia, por isto devem estar bem embasados para não comprometerem estudos futuros.

Os usos múltiplos dos recursos hídricos são tratados no Manual de Inventário Hidrelétrico como “restrições” à formulação de alternativas de divisão de queda na construção do cenário-base, que considera informações relacionadas a planos diretores de desenvolvimento integrado e a planos setoriais procurando-se obter um retrato realista, objetivando compatibilizar as possibilidades de desenvolvimento da bacia, especificando para cada trecho de rio da bacia hidrográfica em estudo, as parcelas de vazão e queda comprometidas com os outros usos da água que limitam a geração de energia, em relação ao qual os benefícios energéticos das alternativas serão avaliados (ELETROBRAS, 1997a). Entretanto, os potenciais impactos positivos e negativos das atividades de “usos múltiplos” não são computados na avaliação, pois os mesmos devem ser objeto das avaliações setoriais correspondentes.

Os estudos ambientais desenvolvidos nesta fase têm como objetivo promover o conhecimento das principais questões ambientais da bacia hidrográfica e avaliar os efeitos da implantação do conjunto de aproveitamentos, tendo em vista subsidiar a formulação das alternativas de divisão de queda e a tomada de decisão (ELETROBRÁS, 1997a). Para a comparação entre as alternativas em termos de seus impactos ambientais, são atribuídos valores e pesos aos aspectos ambientais envolvidos, como Ecossistemas Terrestres, Ecossistemas Aquáticos, Modos de Vida, Populações Indígenas, Organização Territorial e Base Econômica, na definição dos aproveitamentos possíveis, buscando incorporar estas variáveis no processo decisório. Entretanto o Manual estabelece que os valores e pesos são definidos pela equipe técnica responsável pelos estudos, baseado nos contatos com os diversos setores atuantes na bacia.

De acordo com o Manual de Inventário, a participação dos setores envolvidos na região é inserida no processo de avaliação em todas as etapas do estudo, seja de uma forma indireta nas etapas iniciais através do levantamento e análise dos diferentes atores envolvidos, ou de forma mais objetiva subsidiando a tomada de decisão, quando serão selecionadas as melhores alternativas. Dentro da atual estrutura institucional do setor de recursos hídricos, o Comitê de Bacias Hidrográficas deve ser um fórum privilegiado para uma efetiva institucionalização desses procedimentos participativos, onde já existe um grau adequado de articulação intersetorial, e desta forma permitir a ampliação do enfoque de restrição atribuído aos critérios relativos aos usos múltiplo das águas, de modo que os mesmos possam ser considerados de forma mais ampla na seleção das alternativas de divisão de queda.

3.2.2.2.3 Estudo de Viabilidade

É a etapa de definição da concepção global de um dado aproveitamento da melhor alternativa de divisão de queda estabelecida na etapa anterior, visando sua otimização técnico-econômica e ambiental e a avaliação de seus benefícios e custos associados (ELETROBRÁS, 1997b).

Essa concepção compreende o dimensionamento do aproveitamento, as obras de infraestrutura local e regional necessárias à sua implantação, o seu reservatório e respectiva área de influência, os outros usos da água e as ações ambientais correspondentes.

A análise para esta etapa consiste na verificação da sua compatibilidade com os estudos anteriores, atualização dos dados e melhor detalhamento das informações relacionadas a segurança e vida útil do empreendimento e suas interferências com outros usos da água na bacia hidrográfica.

O documento “Instruções para Estudos de Viabilidade de Aproveitamentos Hidrelétricos” (ELETROBRÁS 1997b) estabelece orientações para programação, contratação, elaboração, controle da execução e verificação qualidade dos estudos de viabilidade, constituindo basicamente um termo de referência, que contém as atividades que devem ser desenvolvidas para comprovação da viabilidade técnica, econômica e ambiental de aproveitamentos hidrelétricos.

A ANEEL pode conceder mais de um registro ativo, permitindo que haja mais de um estudo de viabilidade e projeto relacionado com o mesmo aproveitamento, possibilitando que múltiplos agentes desenvolverem estudos paralelos.

No caso de aproveitamentos enquadrados na condição de pequenas centrais hidrelétricas - PCHs, que são os aproveitamentos com potência superior a 1 MW e igual ou inferior a 30 MW, com área total de reservatório igual ou inferior a 3 Km²; conforme especificado na resolução ANEEL nº 652/03; não é realizada esta etapa dos estudos, passando-se diretamente dos estudos de inventário para o projeto básico.

3.2.2.2.4 Projeto Básico

É a etapa em que o aproveitamento é detalhado e tem definido seu orçamento, com maior precisão, de forma a permitir à empresa ou ao grupo vencedor da licitação de concessão à implantação do empreendimento diretamente ou através de contratação de outras companhias para a execução das obras civis e do fornecimento e montagem dos equipamentos hidromecânicos e eletromecânicos (ELETROBRÁS, 1999a).

Nesta etapa se realiza, também, o Projeto Básico Ambiental, onde são detalhados os programas sócio-ambientais definidos nos Estudos de Viabilidade. Trata-se, portanto, de aprofundar o conhecimento sobre as medidas necessárias à prevenção, mitigação ou compensação dos impactos identificados, até o nível de projeto, preparando-os para a imediata implantação.

O roteiro básico para a elaboração de projeto básico de usinas hidrelétricas para aproveitamentos de médio e grande porte com potências maiores que 30 MW ou aqueles que não atendam a resolução ANEEL nº 652/03, é apresentado no documento “Diretrizes para elaboração de projeto básico de usinas hidrelétricas”, publicado pela Eletrobrás (1999a). O roteiro básico para a elaboração dos estudos e projetos de pequenas centrais, é apresentado no documento “Diretrizes para estudos e projetos básicos de pequenas centrais hidrelétricas – PCH”, publicado pela Eletrobrás (1999b).

3.2.2.2.5 Projeto Executivo

É a etapa em que se processa a elaboração dos desenhos de detalhamento das obras civis e dos equipamentos hidromecânicos e eletromecânicos, necessários à execução da obra e à montagem dos equipamentos. Nesta etapa são tomadas todas as medidas pertinentes à implantação do reservatório (ELETROBRÁS, 1997b).

4 POTENCIAL NO PAÍS E NAS REGIÕES HIDROGRÁFICAS.

A matriz de produção de energia elétrica no Brasil exibe uma concentração na fonte hidrelétrica, com cerca de 91 % do total. Tal característica é traduzida em significativa dependência estratégica da energia elétrica do país na disponibilidade hídrica.

O potencial hidrelétrico brasileiro representa o somatório das potências de todos os aproveitamentos estudados. A análise desse potencial considera as etapas de estudo e implantação dos aproveitamentos conforme as definições tradicionalmente adotadas no setor elétrico, já descritas anteriormente. Os aproveitamentos nos estágios de inventário, viabilidade ou projeto básico só são considerados no cômputo do potencial se os respectivos estudos obtiverem sua aprovação no órgão regulador. Os números que traduzem o conhecimento do potencial hidrelétrico brasileiro são objeto de atualizações periódicas, em função do aprofundamento dos estudos do potencial já investigado e de novos levantamentos efetuados. A evolução desse potencial pode ser visualizada na tabela 4.1.

Tabela 4.1. Evolução do Potencial Hidrelétrico Brasileiro.

Estágio	1999	2001	2002
Remanescente	30.857	28.516	28.379
Individualizado	66.578	61.625	60.969
Total Estimado	97.435	90.140	89.348
Inventário	49.139	46.065	46.961
Viabilidade	35.335	41.554	39.647
Projeto Básico	10.740	7.679	9.475
Construção	8.480	11.923	11.213
Operação	60.246	60.840	61.712
Desativado	11	11	11
Total Inventariado	163.953	168.071	169.019
Total	261.388	258.212	258.367

Fonte: MMA/2003.

Observa-se que houve uma redução no valor total do potencial hidrelétrico brasileiro entre 1999 e 2002. Tal fato deve-se às alterações havidas na totalização das diferentes classificações do potencial hidrelétrico referente a estudos aprovados pela ANEEL, bem como a questões ambientais que, nos últimos anos, tem influenciado bastante nas decisões relativas aos aproveitamentos, interferindo desde na escolha da alternativa selecionada de divisão de quedas de um rio, onde nem sempre a alternativa com maior potencial é a selecionada, até nas definições dos níveis de operação dos reservatórios (MMA, 2003).

O crescimento observado no ano de 2002 em relação a 2001 revela um incremento positivo bem inferior à redução verificada anteriormente, em virtude de um balanço mais homogêneo entre a progressão do potencial advindo da aprovação de estudos e aquele já em operação (MMA, 2003).

Atualmente, o potencial hidrelétrico total do Brasil é de aproximadamente 260 GW, dos quais cerca de 25% encontra-se em operação, distribuído nas diversas regiões hidrográficas do país.

O setor elétrico tradicionalmente adota a divisão das regiões hidrográficas estabelecida pelo Departamento Nacional de Água e Energia Elétrica - DNAEE. Entretanto, com a finalidade de orientar, fundamentar e implementar o Plano Nacional de Recursos Hídricos, o CNRH instituiu, através da Resolução nº 32, de 15 de outubro de 2003, uma nova Divisão Hidrográfica Nacional. A figura 4.1 mostra a divisão aprovada pelo CNRH e a figura 4.2 a esta divisão face à divisão adotada pelo DNAEE. Em função disto, este estudo busca agregar os aproveitamentos hidrelétricos, instalados em operação, em construção, com concessão e em estudo, de acordo com a divisão estabelecida pelo CNRH.

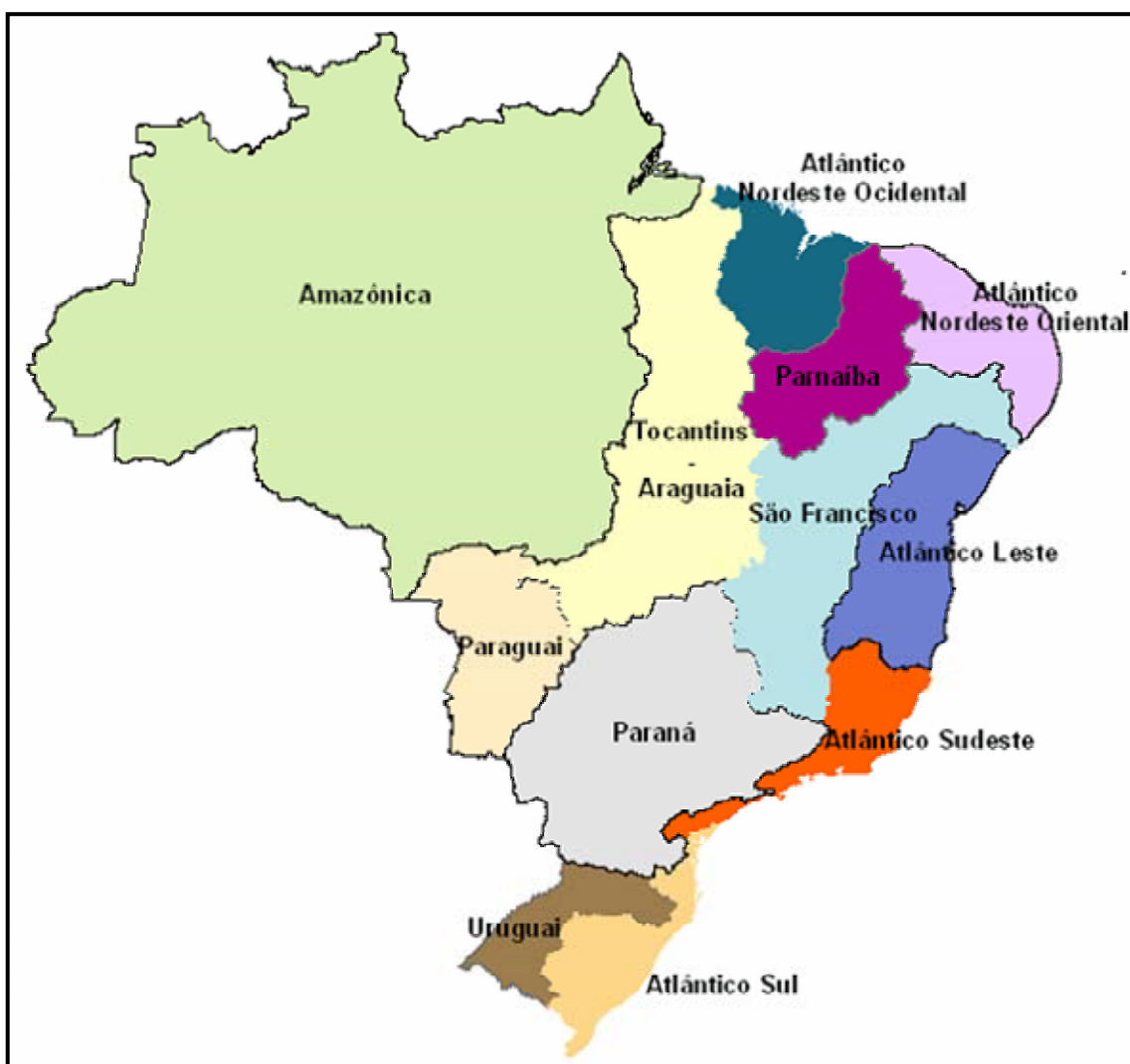


Figura 4.1 - Regiões Hidrográficas do Brasil – divisão aprovada pelo CNRH.

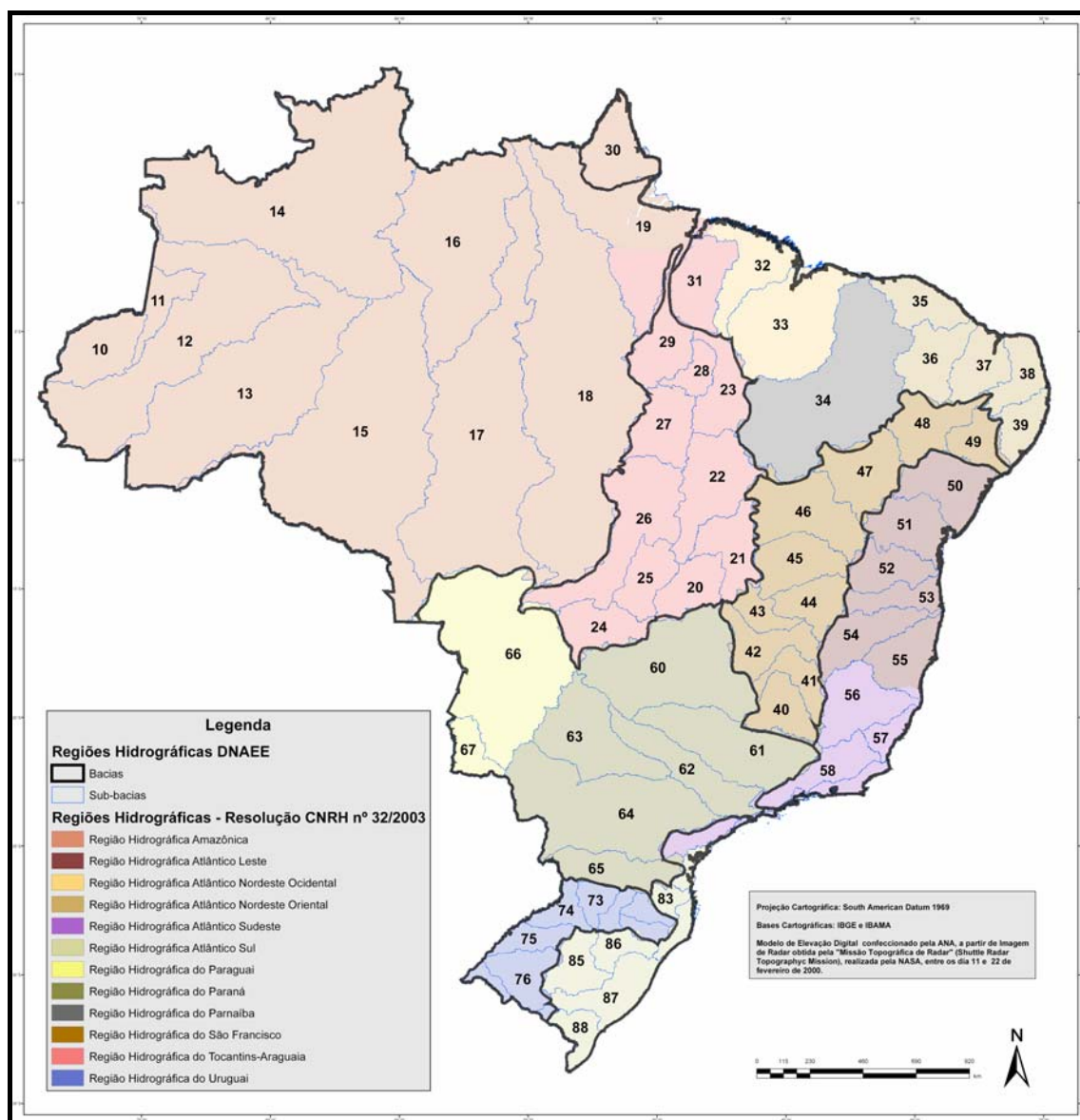


Figura 4.2 – Regiões Hidrográficas do Brasil – divisão aprovada pelo CNRH e divisão DNAEE.

Na tabela 4.2 é apresentado o potencial atual por região hidrográfica, nos seus diversos estágios de desenvolvimento. Cabe destacar o valor elevado do potencial estimado para a região hidrográfica Amazônica, que supera em muito o potencial inventariado, indicando a demanda de novos estudos para aquela região.

Tabela 4.2. Potencial por Região Hidrográfica (MW).

Região Hidrográfica	Remanescente	Individualizado	Subtotal Estimado	Inventário	Viabilidade	Projeto Básico	Construção	Operação	Desativado	Subtotal inventariado	Total
Amazonica ¹	19.395	45.129	64.524	21.102	18.912	1.792	63	748	2	42.619	107.143
Tocantins ²	1.936	128	2.064	8.325	3.925	378	4.611	6.981	1	24.221	26.285
Parnaíba ¹	-	315	315	947	-	-	-	225	-	1.172	1.486
Nordeste Ocidental ¹	102	208	310	55	-	3	-	-	-	58	368
Nordeste Oriental ¹	-	23	23	43	-	18	-	8	-	69	91
São Francisco ³	808	1.078	1.886	6.646	6.250	143	-	10.395	0	23.433	25.320
Atlântico Leste ¹	257	506	763	1.455	130	382	545	564	1	3.077	3.840
Atlântico Sudeste ¹	902	217	1.120	4.833	3.318	1.317	570	3.408	1	13.447	14.566
Paraná ¹	2.688	2.630	5.319	7.076	2.683	2.613	1.488	38.916	2	52.778	58.097
Paraguai ¹	1.060	697	1.756	266	-	328	205	594	1	1.394	3.150
Uruguai ¹	12	1.140	1.152	4.634	2.366	1.007	1.587	2.860	-	12.453	13.605
Atlântico Sul ¹	942	1.124	2.066	1.316	218	593	142	1.160	-	3.429	5.495
TOTAL	28.102	53.195	81.297	56.699	37.802	8.573	9.210	65.858	8	178.149	259.447

¹ – Baseados em dados do SIPOT – Junho/2004,

² – ANA/SUM, 2004

³ - ANA/GEF/PNUMA/OEA, 2004.

Grande parte do potencial hidrelétrico encontra-se na região Amazônica (41 %), entretanto com apenas 1% do potencial já instalado do país. Por outro lado, a maior parte do potencial existente no Sudeste do país, mais especificamente na região hidrográfica do Paraná, já foi explorado. Observa-se que quase 60 % da potência total instalada no país estão concentrados na região do Paraná. A região do São Francisco responde por 15 % do total, enquanto a do Tocantins-Araguaia é responsável por 10% da potência total instalada. Nas demais regiões, os percentuais são pouco significativos.

Esta tendência no aproveitamento do potencial hidrelétrico no Brasil com uma forte concentração das UHEs nas regiões Sudeste e Centro-sul do país, ocorreu em função principalmente do relevo mais favorável ao aproveitamento de seus potenciais hidrelétricos, conjugado com o processo de ocupação do território brasileiro e de desenvolvimento socioeconômico do país (ANEEL, 2002). A figura 4.3 mostra como vem sendo a evolução do processo de instalação de novas usinas hidrelétricas.



Figura 4.3. Usinas hidrelétricas por ano de instalação

Observa-se pela figura 4.2 que na primeira metade do Século XX, a grande maioria dos projetos hidrelétricos foi instalada na Região Sudeste. Já no período de 1945 a 1970, as usinas se espalharam mais em direção ao Sul e ao Nordeste, com destaque para os estados do Paraná e Minas Gerais.

Entre 1970 e meados dos anos 1980, espalharam-se por diversas regiões do país, graças ao aprimoramento de tecnologias de transmissão de energia elétrica em grandes blocos e distâncias, verificando-se também uma forte concentração de projetos na zona de transição entre as regiões Sudeste e Centro-Oeste, onde estão duas importantes sub-bacias do Paraná (Grande e Paranaíba). Mais recentemente, existe uma tendência de que a expansão caminhe na direção do Norte e do Centro-Oeste do país.

Apesar da participação crescente de outras fontes energéticas na geração de energia elétrica, a hidroeletricidade continua sendo muito importante na expansão do setor elétrico brasileiro. De acordo com dados do Plano Decenal de Expansão do Setor Elétrico 2003-2012, e do Relatório de Acompanhamento de projetos Hidrelétricos, as usinas que já detêm concessões e devem ser incorporadas ao sistema nos próximos anos, somando-se a potência nominal das usinas em construção, em ampliação, concedidas e autorizadas, verifica-se que a energia hidráulica irá adicionar ao sistema elétrico

nacional um total de 14,2 GW nos próximos anos. Além destas, usinas com os estudos em andamento e que deverão ser incluídas nos próximos leilões de energia nova devem somar 8,4 GW ao Sistema Interligado Nacional. Também se encontram em estudo usinas de grande porte localizadas na Região Hidrográfica Amazônica, consideradas estratégicas pelo Governo Federal, e devem acrescentar ao sistema uma potência instalada de 18,7 GW. O Plano Decenal de Expansão do Setor Elétrico 2003-2012 relaciona ainda usinas classificadas como indicativas, que acrescentariam aproximadamente 3,2 GW ao Sistema Interligado Nacional. Estas usinas estão distribuídas nas diversas regiões hidrográficas do país.

A seguir será feito o detalhamento do potencial hidrelétrico no país e como está distribuído nas regiões hidrográficas brasileiras, e como está o planejamento do Setor Elétrico no curto prazo para expansão da geração hidrelétrica em cada região hidrográfica. Serão considerados neste trabalho os aproveitamentos hidrelétricos em operação despachados centralizadamente, integrantes do Sistema Interligado Nacional. Com relação a novos aproveitamentos hidrelétricos, serão considerados os aproveitamentos relacionados no Plano Decenal de Expansão do Setor Elétrico 2003-2012 além daqueles novos aproveitamentos que poderão ser incluídos pelo Governo Federal nos próximos leilões para expansão da oferta de energia.

4.1 Região Hidrográfica Amazônica.

4.1.1 Situação atual.

O potencial total da região hidrográfica Amazônica, considerando-se a soma do potencial estimado e o inventariado, apresenta um potencial total de 107.143 MW.

Nesta região hidrográfica, destaca-se a sub-bacia do Rio Xingu, com aproximadamente 14% do potencial inventariado no País. Outras sub-bacias desta região, cujos potenciais totais são significativos consideráveis, são a do Rio Tapajós, a do Rio Madeira e a do Rio Negro. A tabela 4.3 apresenta a distribuição deste potencial em cada bacia hidrográfica desta região.

Tabela 4.3. Potencial na região hidrográfica Amazônica (MW).

Sub-bacia	Rios	Remanescente	Individuallizado	Subtotal Estimado	Inventário	Viabilidade	Projeto Básico	Construção	Operação	Desativado	Subtotal Invent.	Total
12	Rio Solimões, Juruá, Japurá e outros	261	218	479	-	-	-	-	-	-	-	479
13	Rio Solimões, Purus, Coari e outros	1.942	2.254	4.196	213	-	-	-	-	-	213	4.409
14	Rio Solimões, Negro, Branco e outros	7.746	4.312	12.058	600	351	7	-	-	-	958	13.016
15	Rio Amazonas, Madeira, Guaporé e outros	3.973	8.154	12.127	8.415	517	425	53	366	2	9.779	21.906
16	Rio Amazonas, Trombetas e outros	292	460	752	4.943	350	700	-	255	-	6.248	7.000
17	Rio Amazonas, Tapajós Juruena e outros	2.407	25.823	28.230	1.272	-	417	10	26	-	1.725	29.955
18	Rio Amazonas, Xingú, Iriri, Paru	2.336	2.806	5.142	4.994	17.628	136	-	32	-	22.789	27.931
19	Rio Amazonas, Jari, Pará e outros	78	1.102	1.180	-	60	100	-	-	-	160	1.340
30	Rios Oiapoque, Araguari, e outros	360	-	360	665	6	8	-	68	-	747	1.107
	Total	19.395	45.129	64.524	21.102	18.912	1.792	63	748	2	42.619	107.143

Fonte: SIPOT-Junho/2004

Apesar do grande potencial hidrelétrico, aspectos como a grande dispersão entre os poucos centros urbanos da região hidrográfica, as grandes distâncias entre os potenciais e os principais centros consumidores nas demais regiões do País, além do passivo ambiental resultante de áreas alagadas, fazem com que a região Amazônica tenha a predominância da geração térmica em sua matriz energética.

Os estados do Norte do país são atendidos basicamente por sistemas isolados que atendem às capitais Manaus, Porto Velho, Macapá, Boa Vista e Rio Branco. Nos sistemas de Manaus, Porto Velho, Boa Vista e Macapá a geração de eletricidade provém de sistemas hidrotérmicos, enquanto que em Rio Branco o suprimento é puramente termelétrico. A grande maioria dos sistemas isolados do interior é suprida por unidades dieselétricas de pequeno porte, embora existam, também, algumas pequenas centrais hidrelétricas – PCH, nos Estados de Rondônia, Roraima (MME, 2002a).

Atualmente existem 24 usinas hidrelétricas em operação na região hidrográfica Amazônica, e uma potência instalada de 772 MW que corresponde à cerca de 1% da capacidade instalada de geração de energia elétrica nacional. A tabela 4.4 apresenta as principais usinas hidrelétricas instaladas na região.

Tabela 4.4. Usinas em operação na região hidrográfica Amazônica.

ID	Código ¹	Usina ²	Rio ¹	Estado ¹	Potência (MW) ²	Observação ²
1	15072000	Guaporé	Guaporé	MT	120	Sistema Interligado Nacional
2	15459080	Samuel	Jamari	RO	216	Sistema Isolado de Porto Velho
3	16070980	Balbina	Uatumã	AM	250	Sistema Isolado de Manaus
4	18118080	Curuá-Una	Curuá-Una	PA	30	Sistema Interligado Nacional
5	30400080	Coaracy Nunes	Araguari	AP	68	Sistema Isolado de Macapá
TOTAL (MW)					684	

Fonte: ¹-SIPOT-Jun/2004, ²- MME, 2002b

4.1.2 Planejamento da expansão do Setor Elétrico para a região.

A região Hidrográfica Amazônica tem inventariados grandes aproveitamentos hidráulicos para geração de energia. Dentre estes estudos, os aproveitamentos hidrelétricos de Rondon II (RO) no rio Comemoração já possui outorga de concessão pelo poder concedente, e Santo Antônio (AP/PA) no rio Jarí, que já se encontra em construção. Apesar de não constarem no Plano Decenal de Expansão do Setor Elétrico 2003-2012, o desenvolvimento destas usinas vem sendo acompanhado pelo Governo Federal, visando solucionar os problemas ambientais que vem impedindo a implementação das mesmas. A tabela 4.5 relaciona estas usinas.

Tabela 4.5. Usinas com concessão na região hidrográfica Amazônica.

ID	Código ¹	Usina ²	Rio ¹	Estado ¹	Potência (MW) ¹	Status ²
6	15552200	Rondon II	Comemoração	RO	74	Com concessão
7	19150080	Santo Antônio	Jarí	MT	167	Em construção
Total MW					241	

Fonte: ¹-SIPOT-Jun/2004, ²-ANEEL, 2004b

No ANEXO 1 (Usinas Hidrelétricas em Construção) e ANEXO 2 (Usinas Hidrelétricas com Concessão) encontram-se os cronogramas de implantação destas usinas, de acordo com o Relatório de Acompanhamento de Usinas Hidrelétricas da ANEEL, de Novembro de 2004 (ANEEL, 2004b).

Além destas usinas, o Governo Federal está acompanhando o desenvolvimento / elaboração dos estudos de viabilidade e EIA/RIMA da usina de Dardanelos (MT), no rio Aripuanã, com previsão de conclusão destes estudos durante o ano de 2005, e que deve ser incluída nos próximos leilões de energia nova (ver tabela 4.6).

Tabela 4.6. Usina hidrelétrica na região hidrográfica Amazônica a ser licitada nos próximos leilões.

ID	Código ¹	Usina	Rio ¹	Estado ¹	Pot (MW) ¹	Status ²
8	15745010	Dardanelos	Aripuanã	MT	256	Estudo de viabilidade em elaboração

Fonte: ¹-SIPOT-Jun/2004, ²-ANEEL, 2004c

Dentre os aproveitamentos já estudados na região Hidrográfica Amazônica, destacam-se Santo Antonio, com potência instalada de 3.580 MW e Jirau, com potência instalada de 3.900 MW, ambos no rio Madeira. Estas usinas têm sua implementação consideradas estratégicas pelo governo federal, visando ampliação da capacidade de oferta de energia nos próximos anos.

O Inventário Hidrelétrico do Rio Madeira no trecho entre Porto Velho e Abunã, está inserido no âmbito do planejamento regional voltado para a maior integração da Bacia Amazônica no Mercado Consumidor de Energia Elétrica, bem como para a integração da navegação entre o Brasil, Bolívia e Peru, consolidando este corredor de exportação para a América do Norte, Europa e África, assim como para a própria América do Sul (Furnas et al, 2002).

A implantação de Aproveitamentos Hidrelétricos no rio Madeira, principal formador do rio Amazonas em território brasileiro, além de proporcionar a adição de cerca de 7.480 MW ao parque gerador nacional, permitirá, através de sistemas de eclusas acopladas aos reservatórios, a extensão da navegação a montante de Porto Velho, de 4.200 km através dos rios Orthon, Madre de Diós, Beni, Mamoré e Guaporé, além do próprio rio Madeira, complementando, deste modo, a atual hidrovía Porto Velho-Itacoatiara (AM) (Furnas et al, 2002).

Outro aproveitamento que merece destaque é Belo Monte no rio Xingu, que consta no Plano Decenal do Setor Elétrico 2003-2012 como indicativa, cujo estudo de Viabilidade encontra-se em análise na ANEEL, com potência prevista de 11.182 MW. Esta é considerada também uma obra estratégica para o Setor Elétrico Brasileiro, pois da mesma forma que as do rio Madeira, proporcionará a integração entre bacias hidrográficas com diferentes regimes hidrológicos, resultando em um ganho da energia garantida no Sistema Interligado Nacional - SIN. A tabela 4.7 relaciona as usinas consideradas estratégicas para o Governo Federal. A figura 4.4 os empreendimentos existentes e planejados nesta região hidrográfica.

Tabela 4.7. Usinas hidrelétricas estratégicas para o Governo Federal na região hidrográfica Amazônica.

ID	Código ¹	Usina	Rio ¹	Estado ¹	Pot (MW) ¹	Status ²
9	15400100	Jirau	Madeira	RO	3.900	Estudo de viabilidade em elaboração
10	15400200	Santo Antônio	Madeira	RO	3.580	Estudo de viabilidade em elaboração
11	18900080	Belo Monte	Xingu	PA	11.182	Estudo de viabilidade em elaboração
Total MW					18.662	

Fonte: ¹-SIPOT-Jun/2004, ²-ANEEL, 2004c

Para esta região hidrográfica está prevista a elaboração de estudo de Avaliação Ambiental Integrada – AAI na bacia do rio Tapajós, no sentido de subsidiar futuros estudos para o aproveitamento do potencial hidráulico para geração de energia.

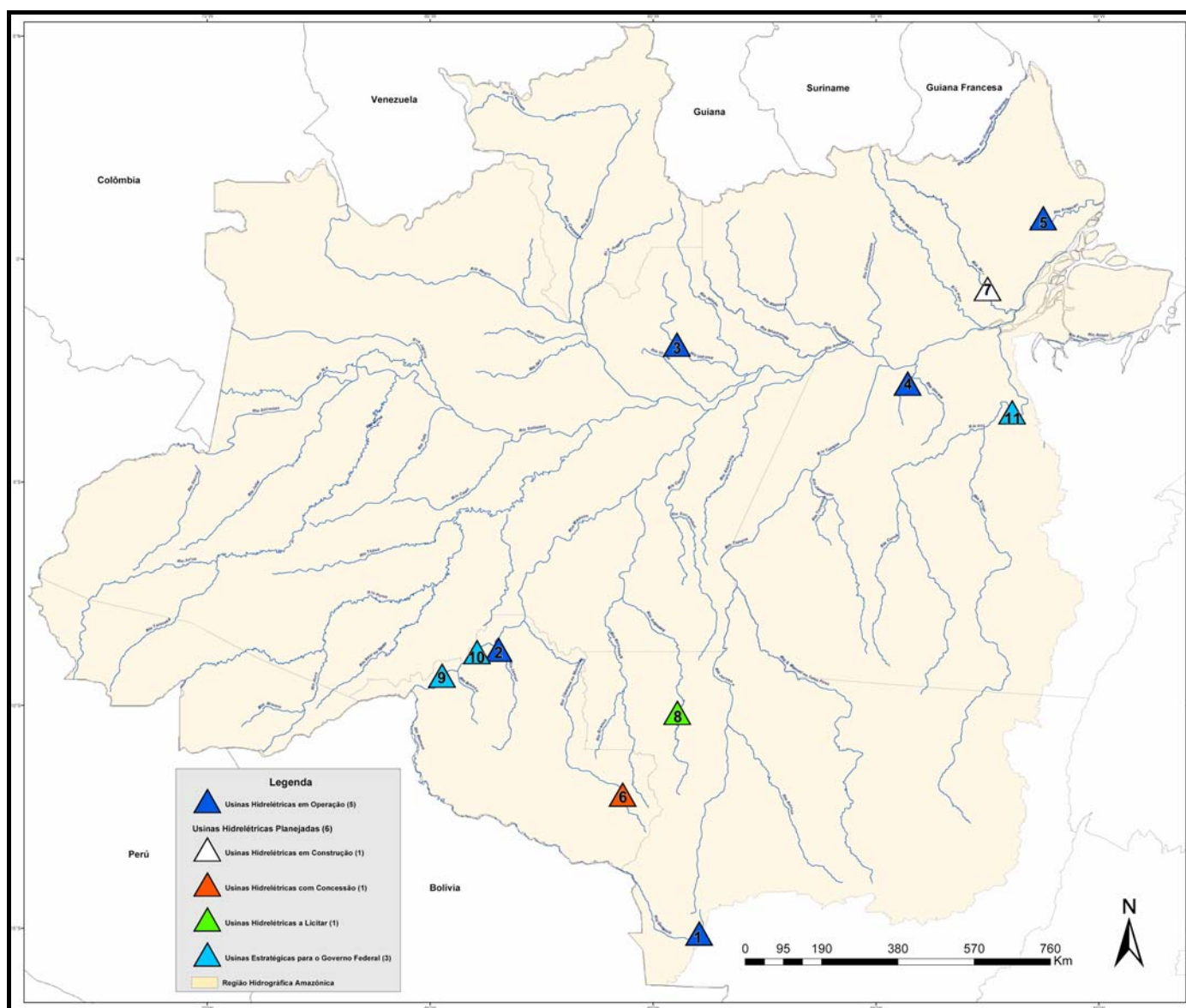


Figura 4.4. Usinas hidrelétricas existentes e planejadas na região hidrográfica Amazônica.

4.2 Região Hidrográfica Tocantins / Araguaia.

4.2.1 Situação atual.

A região hidrográfica do Tocantins/Araguaia tem sido objeto de diversos estudos, a partir da década de sessenta, orientados inicialmente para uma definição das potencialidades existentes com referência a recursos minerais, potencial agrícola, navegação, hidroeletricidade e atividades industriais ligadas às atividades extrativas. O grande potencial hidrelétrico da região e sua localização frente aos mercados consumidores da Região Nordeste, colocam a região hidrográfica do Tocantins-Araguaia como prioritária para a implantação de aproveitamentos hidrelétricos.

O potencial total da região hidrográfica Tocantins/Araguaia, considerando-se a soma do potencial estimado e o inventariado, apresenta um potencial total de 26.285 MW. Nesta região, destaca-se a sub-bacia do Rio Tocantins, Itacaiunas e outros. A tabela 4.8 apresenta a distribuição deste potencial em cada sub-bacia hidrográfica desta região.

Tabela 4.8. Potencial na região hidrográfica Tocantins/Araguaia (MW).

Sub-bacia	Rios	Remanescente	Individuado	Subtotal Estimado	Inventariado	Viabilidade	Projeto Básico	Construção	Operação	Desativado	Subtotal Invent.	Total
20	Rio Tocantins, Maranhão, Almas e Outros	332	-	332	754	-	37	-	1.277	-	2.068	2.400
21	Rio Tocantins, Paraná, Palma e Outros	907	-	907	680	280	98	34	511	1	1.604	2.511
22	Rio Tocantins, M. Alves, Sono e Outros	323	-	323	1.409	-	-	452	934	-	2.795	3.117
23	Rio Tocantins, M. Alves Grande	123	-	123	967	2.415	-	-	1	-	3.384	3.507
24	Rio Araguaia, Caiapó, Claro e Outros	124	-	124	681	150	111	-	3	-	945	1.069
25	Rio Araguaia, Crixás-Açu, Peixe	57	-	57	-	-	-	-	-	-	-	57
26	Rio Araguaia, Mortes, Javaés e Outros	7	-	7	396	-	132	-	13	-	541	548
28	Rio Araguaia, Mucizal, Lontra	-	-	-	960	1.080	-	-	3	-	2.043	2.043
29	Rio Tocantins, Itacaiunas e Outros	-	128	128	2.478	-	-	4.125	4.240	-	10.843	10.971
31	Rios Meruí, Acará, Guama e Outros	63	-	63	-	-	-	-	-	-	-	63
Total		1.936	128	2.064	8.325	3.925	378	4.611	6.981	1	24.221	26.285

Fonte: ANA/SUM, 2004

O potencial hidrelétrico instalado da região hidrográfica totaliza 6.981 MW, distribuídos em 28 centrais hidrelétricas. Entre as hidrelétricas destacam-se a usina de Tucuruí localizada no baixo Tocantins, e as usinas Serra da Mesa, Cana Brava e Luis Eduardo Magalhães (Lajeado), localizadas no alto Tocantins. Somente a usina de Tucuruí é responsável pelo abastecimento de energia elétrica de 96% do estado do Pará e 99% do Maranhão. A tabela 4.9 apresenta as usinas hidrelétricas desta região, que integram o Sistema Interligado Nacional.

Tabela 4.9. Usinas em operação na região hidrográfica Tocantins/Araguaia.

ID	Código ¹	Usina ²	Rio ¹	Estado ¹	Potência (MW) ²	Subsistema
1	20920080	Serra da Mesa	Tocantins	GO	1.275	Sudeste/Centro-oeste
2	21050080	Cana Brava	Tocantins	GO	472	Sudeste/Centro-oeste
3	22490070	Luis Eduardo Magalhães	Tocantins	TO	903	Sudeste/Centro-oeste
4	29680080	Tucuruí I	Tocantins	PA	4.200	Norte
TOTAL (MW)					6.850	

Fonte: ¹-SIPOT-Jun/2004, ²-ONS, 2004

4.2.2 Planejamento da expansão do Setor Elétrico para a região.

Nesta região, diversas usinas se encontram no Plano Decenal de Expansão 2003-2012, em diferentes estágios de desenvolvimento. A tabela 4.10 relaciona as usinas detentoras de outorga de concessão na região hidrográfica do Tocantins/Araguaia. A usina de Santa Isabel, apesar de ser detentora de concessão, não está incluída no Plano Decenal de Expansão 2003-2012. No ANEXO 1 (Usinas Hidrelétricas em Construção) e ANEXO 2 (Usinas Hidrelétricas em com Concessão) se encontram os cronogramas de desenvolvimento destas usinas.

Tabela 4.10. Usinas hidrelétricas com concessão na região hidrográfica Tocantins/Araguaia.

ID	Código ¹	Usina ²	Rio ¹	Estado ¹	Potência (MW) ¹	Status ²
5	21360000	São Salvador	Tocantins	GO/TO	241	Com concessão
6	22041080	Peixe Angical	Tocantins	TO	452	Em construção
7	23700080	Estreito	Tocantins	TO/MA	1.087	Com concessão
8	29680081	Tucuruí (ampliação)	Tocantins	PA	4.125	Em construção
9	24105080	Couto Magalhães	Araguaia	MT/GO	150	Com concessão
10	28544080	Santa Isabel	Araguaia	PA/TO	1.087	Com concessão
Total MW					7.142	

Fonte: ¹-SIPOT-Jun/2004, ²- ANEEL, 2004b

Além destas, o Plano Decenal de Expansão 2003-2012 relaciona usinas de caráter indicativo. Algumas destas usinas se incluem na relação das usinas que o Governo Federal acompanha a elaboração dos estudos de Viabilidade e elaboração dos estudos ambientais no sentido de incluí-las nos próximos leilões de energia nova. A tabela 4.11 relaciona estas usinas.

Tabela 4.11. Usinas hidrelétricas na região hidrográfica Tocantins/Araguaia a serem licitadas nos próximos leilões.

ID	Código ¹	Usina	Rio ¹	Estado ¹	Pot (MW) ¹	Status ²
11	20050080	Maranhão	Maranhão	GO	125	Estudo de viabilidade em elaboração
12	20489060	Buriti Queimado	Almas	GO	142	Estudo de viabilidade em elaboração
13	20895080	Mirador	Tocantinzinho	GO	106	Estudo de viabilidade em análise
14	22300050	Ipueiras	Tocantins	TO	480	Estudo de viabilidade em análise
15	23150000	Tupirantins	Tocantins	TO	620	Estudo de viabilidade em análise
16	23800000	Serra Quebrada	Tocantins	TO/MA	1.328	Estudo de viabilidade em análise
17	24199080	Torixoréu	Araguaia	MT/GO	408	Estudo de viabilidade em análise
18	26052000	Água Limpa	Mortes	MT	320	Estudo de viabilidade em análise
Total MW					3.529	

Fonte: ¹-SIPOT-Jun/2004, ²-ANEEL, 2004c

Da tabela acima, a usina de Buriti Queimado não estava relacionada no Plano Decenal 2003-2012, que incluía ainda outras usinas classificadas como indicativas. A tabela 4.12 lista estas usinas, em que se destaca a usina de Marabá, cujo Estudo de Viabilidade encontra-se em elaboração, com registro na ANEEL. Este estudo, que tinha previsão de

conclusão para outubro de 2004 foi postergado para outubro de 2005. As demais estão localizadas em trechos de rios com inventário aprovado, porém ainda sem registro ativo para realização de estudos de Viabilidade. A figura 4.5 mostra as usinas existentes e planejadas nesta região hidrográfica.

Tabela 4.12. Usinas hidrelétricas indicativas na região hidrográfica Tocantins/Araguaia.

ID	Código ¹	Usina ²	Rio ¹	Estado ¹	Potência (MW) ²	Status ³
19	22680100	Novo Acordo	Sono	TO	160	Inventário aprovado
20	26071000	Toricoejo	Das Mortes	MT	76	Inventário aprovado
21	29030080	Marabá	Tocantins	PA	2.160	Estudo de viabilidade em elaboração
Total MW					2.396	

Fonte: ¹-SIPOT-Jun/2004, ²- MME, 2002b, ³-ANEEL, 2004c

Nesta região hidrográfica está prevista a elaboração de estudo de Avaliação Ambiental Integrada –AAI no sentido de subsidiar estudos para o aproveitamento do potencial hidráulico para geração de energia.

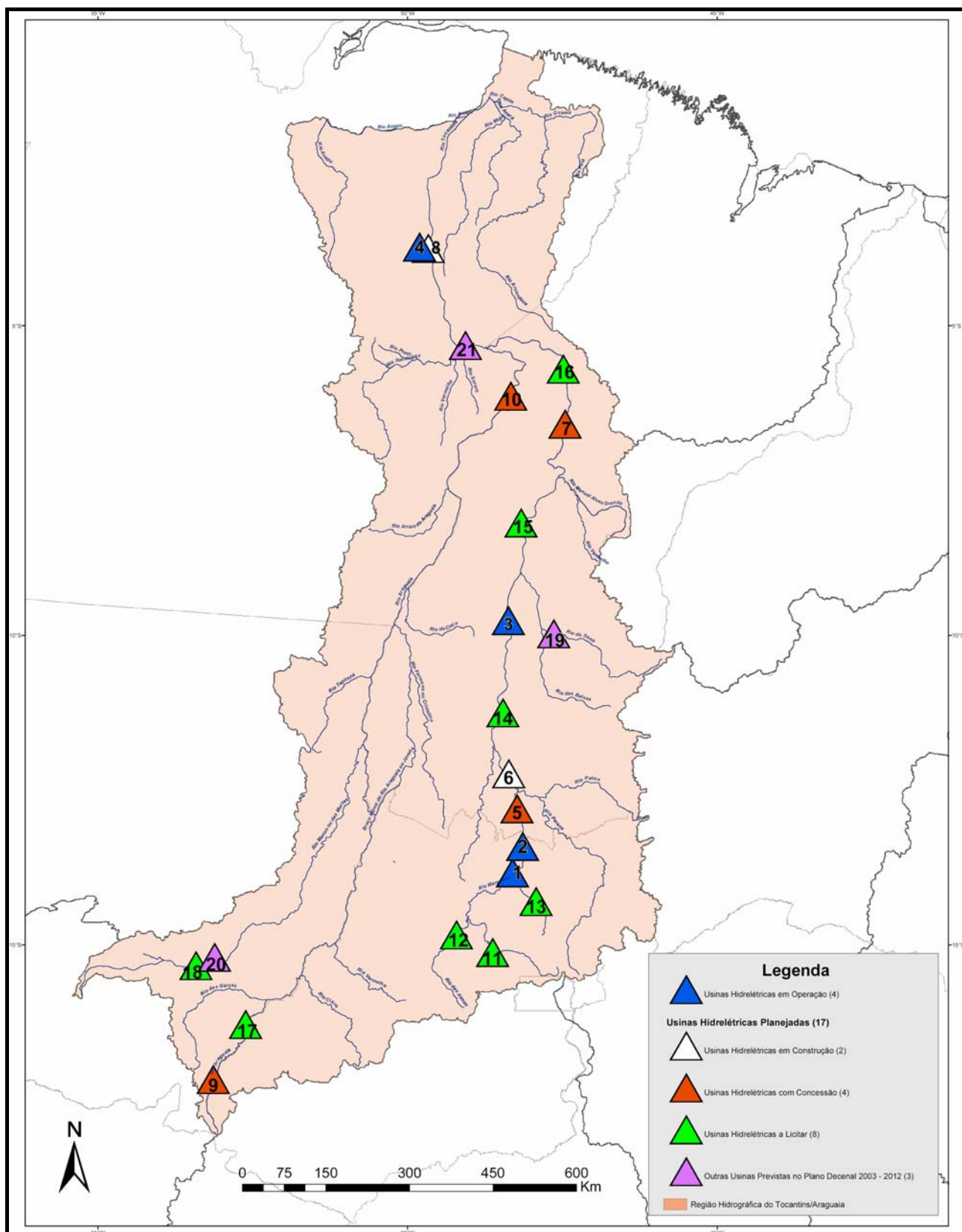


Figura 4.5. Usinas hidrelétricas existentes e planejadas na região hidrográfica Tocantins-Araguaia.

4.3 Região Hidrográfica Atlântico Nordeste Ocidental.

Esta região hidrográfica não possui um grande potencial hidráulico para geração de energia. A maior parte dos estudos estão em uma fase muito primária, tendo sido inventariados somente 58 MW. Não existe nenhum aproveitamento significativo planejado nesta região. A tabela 4.13 apresenta um resumo do potencial da região.

Tabela 4.13. Potencial na região hidrográfica Atlântico Nordeste Ocidental (MW).

Sub-bacia	Rios	Remanescente	Individuallizado	Subtotal Estimado	Inventário	Viabilidade	Projeto Básico	Construção	Operação	Desativado	Subtotal Invent.	Total
32	Rios Gurupi, Turiçu e Outros	37	26	63	-	-	-	-	-	-	-	63
33	Rios Mearim, Itapecuru e Outros	65	182	247	55	-	3	-	-	-	58	305
	Total	102	208	310	55	-	3	-	-	-	58	368

Fonte: SIPOT-Junho/2004

4.4 Região Hidrográfica Parnaíba.

O potencial de geração de energia nesta região hidrográfica é de 1.486 MW, dos quais 947 MW estão em fase de estudos de inventário. A tabela 4.14 mostra o resumo do potencial na região. Nesta região hidrográfica destaca-se o aproveitamento hidrelétrico de Boa Esperança, com uma potência instalada de 225 MW. Esta usina integra o subsistema Nordeste do Sistema Interligado Nacional.

Tabela 4.14. Potencial na região hidrográfica Parnaíba (MW).

Sub-bacia	Rios	Remanescente	Individuallizado	Subtotal Estimado	Inventário	Viabilidade	Projeto Básico	Construção	Operação	Desativado	Subtotal Invent.	Total
34	Rio Parnaíba	-	315	315	947	-	-	-	225	-	1.172	1.486

Fonte: SIPOT-Junho/2004

4.4.1 Planejamento da expansão do Setor Elétrico para a região.

Nesta região hidrográfica existem 5 usinas as quais o Governo Federal acompanha a elaboração dos estudos de Viabilidade e elaboração dos estudos ambientais no sentido de incluí-las nos próximos leilões de energia nova. Todas elas estão tendo seus estudos de viabilidade elaborados, com previsão de conclusão para o mês de abril de 2005. Estas usinas não estavam incluídas o Plano Decenal de Expansão 2003-2012. A tabela 4.15 relaciona estas usinas. A figura 4.6 mostra esta região hidrográfica e as usinas em operação e planejadas localizadas nesta região.

Tabela 4.15. Usinas hidrelétricas na região hidrográfica do Parnaíba a serem licitadas nos próximos leilões.

ID	Código¹	Usina	Rio¹	Estado¹	Pot (MW)²	Status²
1	34100020	Ribeiro Gonçalves	Parnaíba	PI/MA	174	Estudo de viabilidade em elaboração
2	34100040	Uruçui	Parnaíba	PI/MA	164	Estudo de viabilidade em elaboração
3	34500010	Cachoeira	Parnaíba	PI/MA	93	Estudo de viabilidade em elaboração
4	34500020	Estreito	Parnaíba	PI/MA	86	Estudo de viabilidade em elaboração
5	34660000	Catelhano	Parnaíba	PI/MA	94	Estudo de viabilidade em elaboração
Total MW					611	

Fonte: ¹-SIPOT-Jun/2004, ²-ANEEL, 2004c

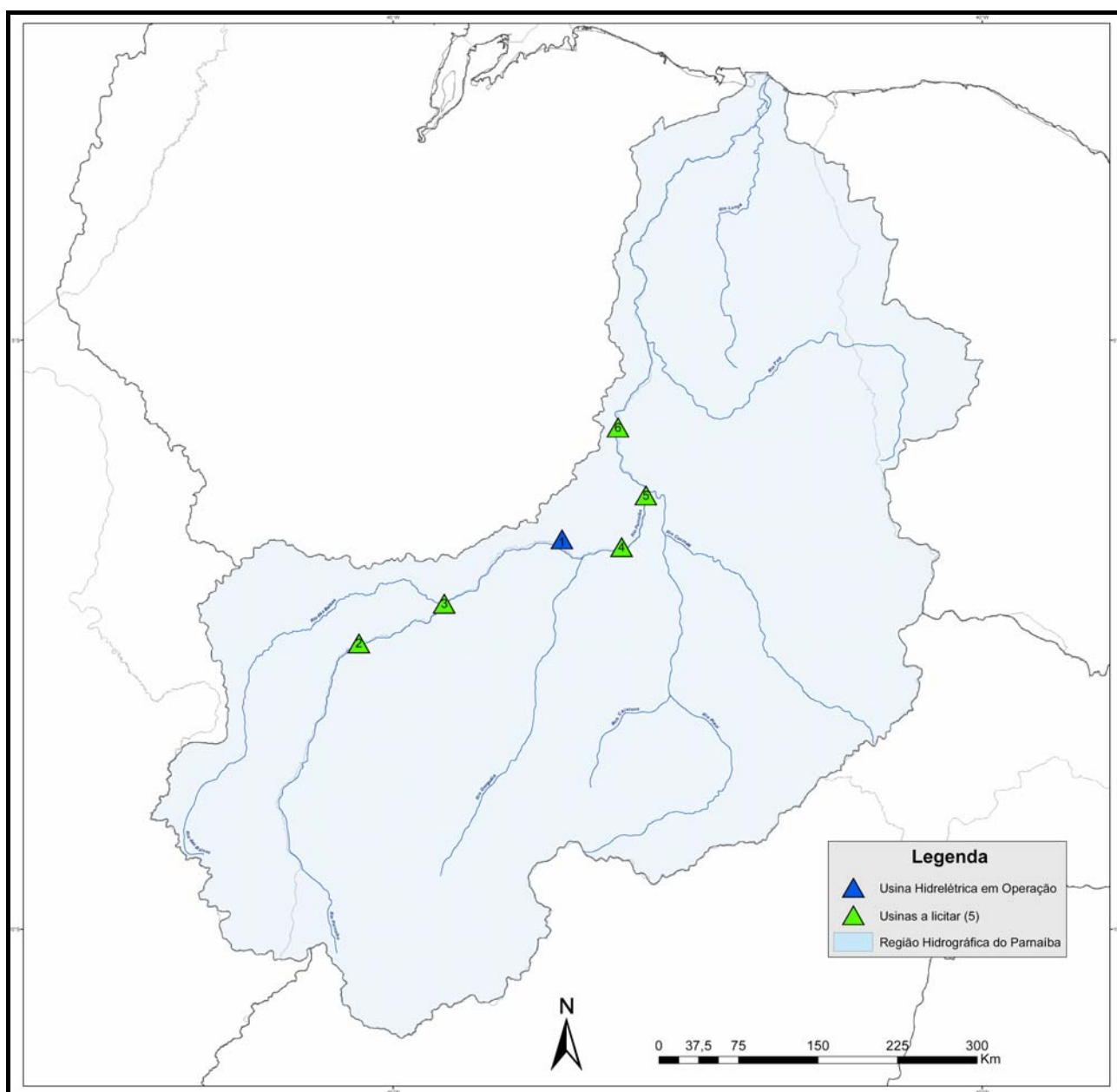


Figura 4.6. Usina hidrelétrica em operação na região hidrográfica do rio Parnaíba.

4.5 Região Hidrográfica Atlântico Nordeste Oriental.

O potencial instalado na região é de apenas aproximadamente 8 MW de um total de 69 MW. Não existem usinas significativas planejadas para esta região hidrográfica. A tabela 4.16 mostra o resumo da distribuição do potencial na região.

Tabela 4.16. Potencial na região hidrográfica Atlântico Nordeste Oriental (MW).

Sub-bacia	Rios	Remanescente	Individuallizado	Subtotal Estimado	Inventário	Viabilidade	Projeto Básico	Construção	Operação	Desativado	Subtotal Invent.	Total
35	Rios Acaraú, Piranji e Outros	-	-	-	-	-	-	-	4	-	4	4
36	Rio Jaguaribe	-	-	-	-	-	18	-	-	-	18	18
37	Rios Apodi, Piranhas e Outros	-	-	-	3	-	-	-	4	-	6	6
38	Rios Paraíba, Potengi e Outros	-	6	6	1	-	-	-	-	-	1	7
39	Rios Capibaribe, Mundaú e Outros	-	17	17	39	-	-	-	-	-	39	56
	Total	-	23	23	43	-	18	-	8	-	69	91

Fonte: SIPOT-Junho/2004

4.6 Região Hidrográfica do São Francisco.

4.6.1 Situação atual.

O potencial hidrelétrico estimado desta região hidrográfica é de aproximadamente 25.320 MW, sendo que deste total estão instalados 10.380 MW (16% do País). Nesta região, destaca-se a sub-bacia dos rios São Francisco, Moxotó e outros, que representa aproximadamente 70% do potencial total da bacia. A tabela 4.17 mostra o resumo da distribuição do potencial na região.

Tabela 4.17. Potencial na região hidrográfica do São Francisco (MW).

Sub-bacia	Rios	Remanescente	Individuallizado	Subtotal Estimado	Inventário	Viabilidade	Projeto Básico	Construção	Operação	Desativado	Subtotal Invent.	Total
40	Rios São Francisco, Paraopeba e Outros	128	284	412	784	-	9	-	416	-	1.209	1.621
41	Rios São Francisco, Das Velhas	36	263	299	517	410	13	-	13	0	953	1.252
42	Rios São Francisco, Paracatu e Outros	500	322	822	105	-	44	-	105	-	254	1.076
43	Rios São Francisco, Urucuia e Outros	38	98	136	475	-	-	-	-	-	475	611
44	Rios São Francisco, Verde, Grande	106	3	109	380	-	-	-	4	-	384	493
45	Rios São Francisco, Carinhanha	-	5	5	205	50	28	-	9	-	292	297
46	Rios São Francisco, Grande e Outros	-	104	104	619	-	49	-	10	-	678	782
47	Rios São Francisco, Jacaré e Outros	-	-	-	-	-	-	-	1.050	-	1.050	1.050
48	Rios São Francisco, Pajeú e Outros	-	-	-	560	-	-	-	-	-	560	560
49	Rios São Francisco, Moxotó e Outros	-	-	-	3.001	5.790	-	-	8.949	-	17.740	17.740
	Total	808	1.078	1.886	6.646	6.250	143	-	10.557	0	23.595	25.482

Fonte: SIPOT-Junho/2004, ANEEL, 2004c e ANA/GEF/PNUMA/OEA, 2004.

Atualmente existem 18 usinas em operação na bacia do rio São Francisco, das quais 9 estão localizadas no próprio rio São Francisco. Destas usinas 9 (considerando Paulo Afonso 1,2 e 3) fazem parte do Sistema Interligado Nacional, sendo 8 integrantes do subsistema Nordeste do SIN (Usina de Três Marias faz parte do subsistema Sudeste-Centro-Oeste), tornando a bacia do rio São Francisco a principal fonte de energia para abastecimento deste subsistema. A tabela 4.18 apresenta as usinas hidrelétricas desta região, que integram o Sistema Interligado Nacional.

Tabela 4.18. Usinas em operação na região hidrográfica São Francisco.

ID	Código ¹	Usina ²	Rio ¹	Estado ¹	Potência (MW) ²
1	40990080	Três Marias	São Francisco	MG	396
2	42459080	Queimado	Preto	MG/GO	105
3	47750080	Sobradinho	São Francisco	BA	1.050
4	49042580	Luiz Gonzaga (Itaparica)	São Francisco	PE/BA	1.500
5	49208080	Apolônio Sales (Moxotó)	São Francisco	AL/BA	400
6	49210080	Paulo Afonso 1, 2, 3	São Francisco	BA	1.425
7	49210084	Paulo Afonso 4	São Francisco	BA	2.460
8	49340080	Xingó	São Francisco	AL/SE	3.162
Total MW					10.498

Fonte: ¹-SIPOT-Jun/2004, ²-ONS, 2004

Uma grande parte dessas usinas em operação na bacia do rio São Francisco tem funções de múltiplos usos, ou seja, além da geração de energia, o reservatório tem outras funções, como de abastecimento humano e industrial, regularização de vazões, melhoria da navegabilidade do rio, controle de cheias, irrigação, turismo, recreação, empreendimentos de pesca, etc. O aproveitamento de Queimado (MG/GO) no rio Preto foi o último aproveitamento hidrelétrico a entrar em operação comercial nesta região hidrográfica, tendo sua terceira unidade geradora de 35 MW (3 x 35 MW) liberada para operação comercial em julho de 2005.

4.6.2 Planejamento da expansão do Setor Elétrico para a região.

O Plano Decenal de Expansão 2003-2012 relaciona usinas de caráter indicativo. Algumas destas usinas se incluem na relação das usinas que o Governo Federal acompanha a elaboração dos estudos de Viabilidade e elaboração dos estudos ambientais no sentido de incluí-las nos próximos leilões de energia nova. A tabela 4.19 relaciona estas usinas.

Tabela 4.19. Usinas hidrelétricas localizadas na região hidrográfica São Francisco a serem licitadas nos próximos leilões.

ID	Código ¹	Usina	Rio ¹	Estado ¹	Potência (MW) ²	Status ²
9	40865180	Retiro Baixo	Paraopeba	MG	82	Estudo de viabilidade em análise
10	45860080	Sacos	Formoso	BA	30 ³	Estudo de viabilidade aprovado
11	48600100	Riacho Seco	São Francisco	PE/BA	240	Estudo de viabilidade em elaboração
12	48698900	Pedra Branca	São Francisco	PE/BA	320	Estudo de viabilidade em elaboração
Total MW					672	

Fonte: ¹-SIPOT-Jun/2004, ²- ANEEL, 2004c, ³-Informação MME

As usinas Riacho Seco e Pedra Branca ao constavam no Plano Decenal do Setor Elétrico 2003-2012. Neste Plano, a usina Retiro (substituída por Retiro Baixo), estava prevista com uma potência instalada de 110 MW. Entretanto uma revisão no estudo de inventário deste trecho do rio Paraopeba alterou as características deste aproveitamento.

Já a usina de Sacos, estava prevista neste Plano com uma potência de 50 MW, de acordo com o estudo de viabilidade aprovado pela ANEEL (ANEEL, 2004c).

As demais usinas classificadas como indicativas relacionadas no Plano Decenal 2003-2012, estão relacionadas na tabela 4.20 abaixo.

Tabela 4.20. Usinas hidrelétricas indicativas na região hidrográfica São Francisco.

ID	Código ¹	Usina ²	Rio ¹	Estado ²	Potência (MW) ²	Status ³
13	41718080	Quartel 2	Paraúna	MG	110	Inventário em análise
14	45840000	Gatos	Formoso	BA	33	Projeto básico aprovado: 27,9MW
Total MW					143	

Fonte: ¹-SIPOT-Jun/2004, ²- MME, 2002b, ³-ANEEL, 2004c

Dentre estes estudos o aproveitamento de Quartel, previsto no plano decenal de 2003-2012 com uma potência de 110 MW deve ser alterado em razão de que o trecho do rio no qual se prevê este empreendimento foi revisado e encontra-se em análise na ANEEL, prevendo-se uma potência total instalada de 90 MW (pode incluir mais de um aproveitamento). Já o aproveitamento de Gatos, previsto no plano com uma potência instalada de 33 MW tem aprovado projeto básico com potência instalada total de 27,9 MW, caracterizando portanto, como PCH. Entretanto, segundo informações obtidas na Superintendência de Potenciais Hidráulicos – SPH da ANEEL, este processo está paralisado, sem previsão de encaminhamento, existindo a possibilidade de realização de novo estudo de inventário deste rio, para o estabelecimento de nova divisão de quedas.

A figura 4.7 mostra as usinas em operação e planejadas nesta região hidrográfica.

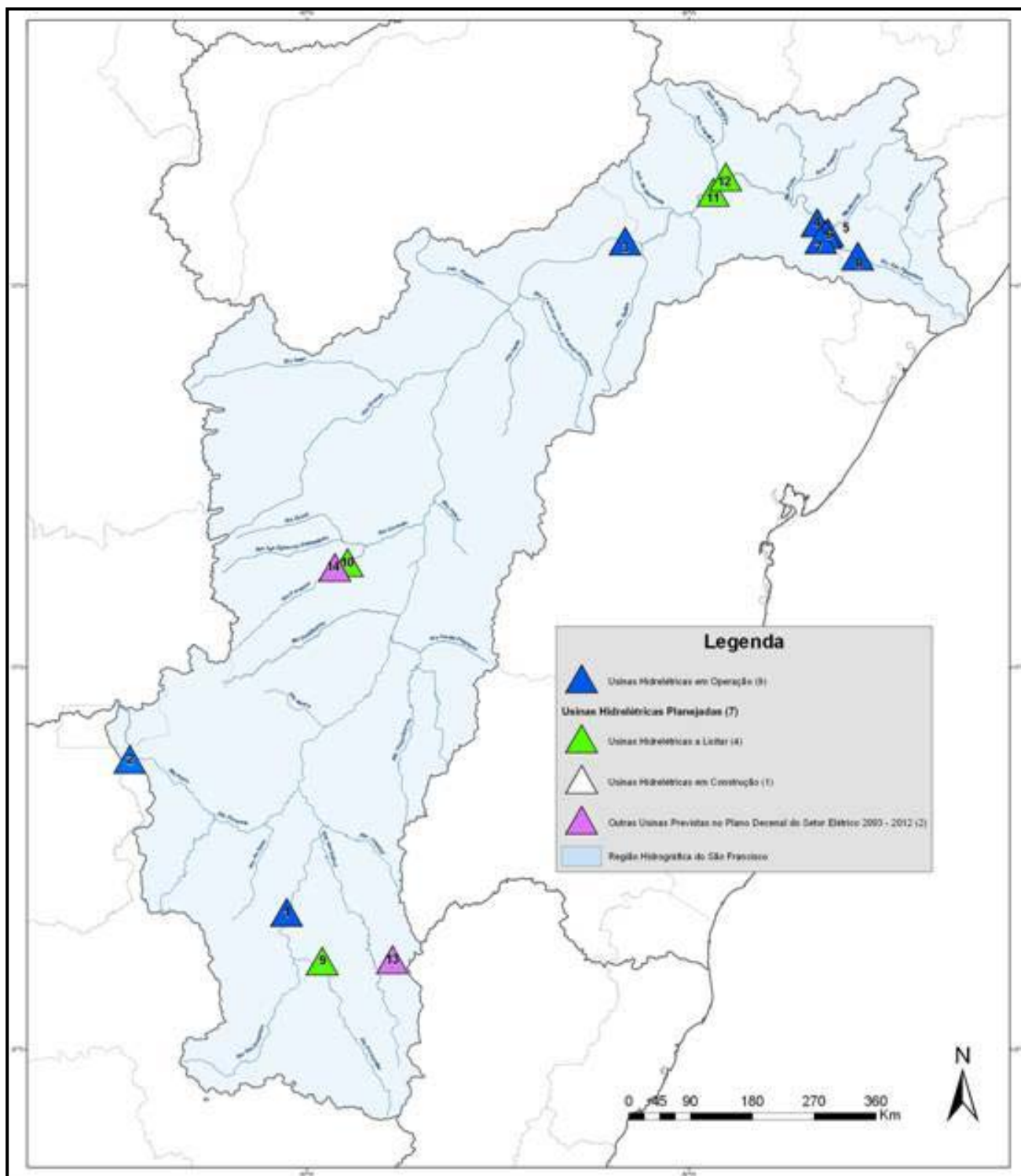


Figura 4.7. Usinas hidrelétricas existentes e planejadas na região hidrográfica do rio São Francisco.

4.7 Região Hidrográfica Atlântico Leste.

4.7.1 Situação atual.

Esta região tem um potencial total de 3.840 MW, dos quais 564 MW já estão utilizados. A tabela 4.21 apresenta um resumo da distribuição do potencial hidrelétrico na região.

Tabela 4.21. Potencial na região hidrográfica do Atlântico Leste (MW).

Sub-bacia	Rios	Remanescente	Individuado	Subtotal Estimado	Inventário	Viabilidade	Projeto Básico	Construção	Operação	Desativado	Subtotal Invent.	Total
50	Rios Vaza-Barris, Itapicuru e Outros	-	11	11	-	-	-	-	-	-	-	11
51	Rios Paraguaçu, Jequitinhonha e Outros	-	174	174	1	3	304	160	-	-	467	641
52	Rio de Contas	-	29	29	63	-	-	-	53	1	117	146
53	Rios Pardo, Cachoeira e Outros	-	135	135	-	-	3	-	-	-	3	138
54	Rio Jequitinhonha	206	138	344	1.163	127	75	385	451	-	2.201	2.545
55	Rios Mucuri, São Mateus e Outros	51	19	70	229	-	-	-	60	-	289	359
Total		257	506	763	1.455	130	382	545	564	1	3.077	3.840

Fonte: SIPOT-Junho/2004

A tabela 4.22 apresenta as usinas hidrelétricas desta região, que integram o subsistema Nordeste do Sistema Interligado Nacional. Além destas usinas, destacam-se nesta região as usinas de Funil e Pedra, no rio das Contas, na Bahia com potências instaladas de 30 MW e 23 MW respectivamente.

Tabela 4.22. Usinas em operação na região hidrográfica do Atlântico Leste.

ID	Código ¹	Usina ²	Rio ¹	Estado ¹	Potência (MW) ²
1	54960080	Itapebi	Jequitinhonha	BA	475
2	55530000	Santa Clara	Mucuri	MG/BA	60
Total MW					535

Fonte: ¹-SIPOT-Jun/2004, ²-ONS, 2004

4.7.2 Planejamento da expansão do Setor Elétrico para a região.

Nesta região, diversas usinas se encontram no Plano Decenal de Expansão 2003-2012, em diferentes estágios de desenvolvimento. A tabela 4.23 relaciona as usinas já detentoras de outorga de concessão nesta região hidrográfica. No ANEXO 1 e ANEXO 2 encontram-se os cronogramas de desenvolvimento destas usinas. A figura 4.8 mostra as usinas instaladas e planejadas nesta região hidrográfica.

Tabela 4.23. Usinas hidrelétricas com concessão na região hidrográfica Atlântico Leste.

ID	Código ¹	Usina ²	Rio ¹	Estado ¹	Potência (MW) ²	Status ²
3	51490080	Pedra do Cavalo	Paraguaçu	BA	160	Em construção
4	54145080	Irapé	Jequitinhonha	MG	360	Em construção
5	54200080	Murta	Jequitinhonha	MG	120	Com concessão
Total MW					640	

Fonte: ¹-SIPOT-Jun/2004, ²- ANEEL, 2004b

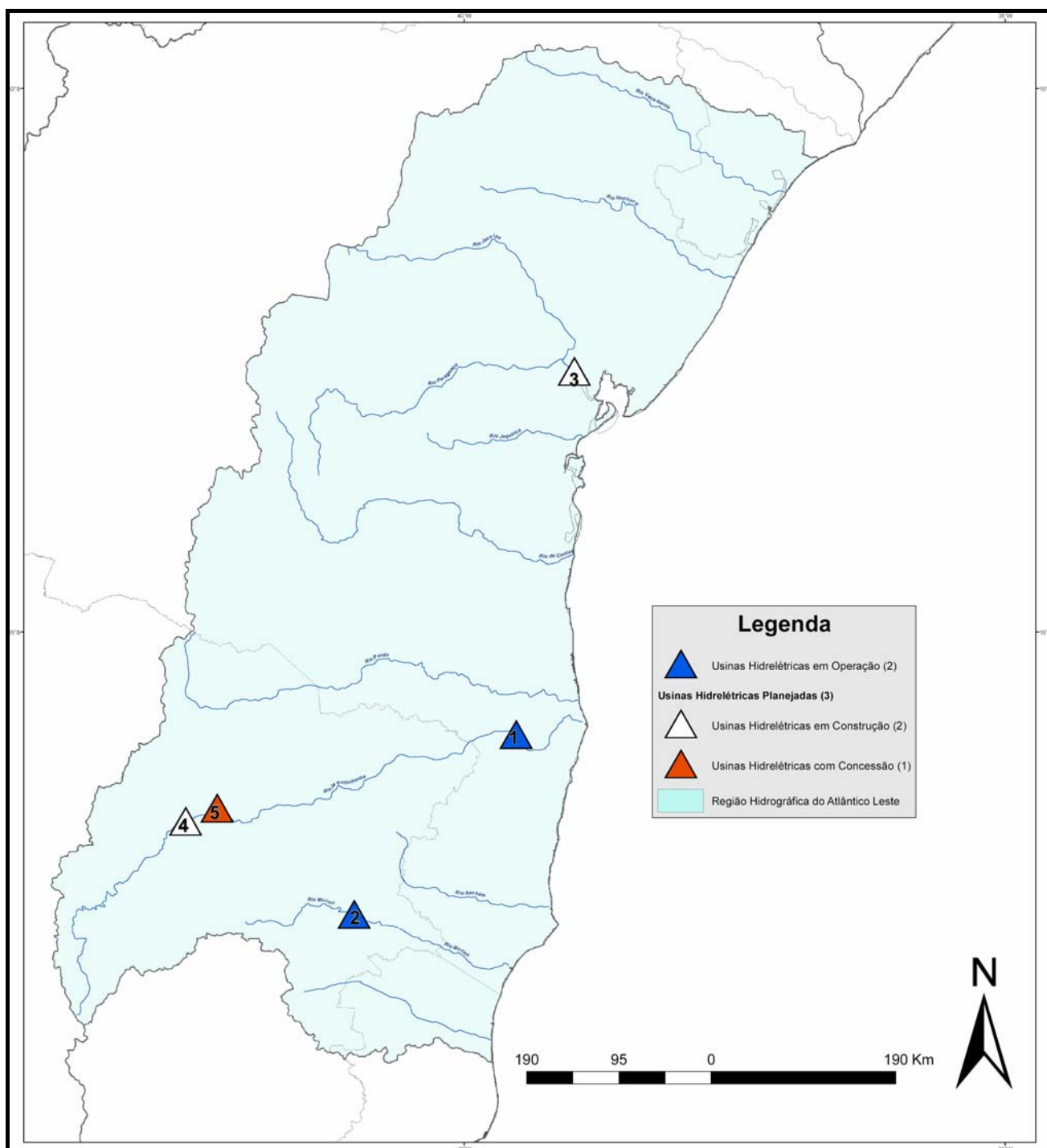


Figura 4.8. Usinas hidrelétricas existentes e planejadas na região hidrográfica do Atlântico Leste.

4.8 Região Hidrográfica Atlântico Sudeste.

4.8.1 Situação atual.

O potencial hidrelétrico estimado desta região hidrográfica é de 14.566 MW, sendo que deste total estão instalados 3.408 MW. A tabela 4.24 mostra a distribuição do potencial hidrelétrico na bacia.

Tabela 4.24. Potencial na região hidrográfica do Atlântico Sudeste (MW).

Sub-bacia	Rios	Remanescente	Individualizado	Subtotal Estimado	Inventário	Viabilidade	Projeto Básico	Construção	Operação	Desativado	Subtotal Invent.	Total
56	Rio Doce	-	98	98	2.672	340	467	470	649	-	4.598	4.696
57	Rios Itapemirim, Itabapoana e Outros	57	119	177	238	-	153	25	134	-	550	727
58	Rio Paraíba do Sul	383	-	383	1.291	738	576	74	631	1	3.311	3.694
59	Rios Macaé, São João e Outros	359	-	359	318	60	40	-	635	-	1.053	1.412
80	Rios Itapanhaú, Itanhaém e Outros	29	-	29	30	2.000	-	-	903	-	2.933	2.962
81	Rios Nhundiaquara, Itapocu e Outros	74	-	74	284	180	82	-	457	-	1.002	1.076
	Total	902	217	1.120	4.833	3.318	1.317	570	3.408	1	13.447	14.566

Fonte: SIPOT-Junho/2004

Das usinas instaladas nesta região, 17 fazem parte do Sistema Interligado Nacional, sendo que 16 são integrantes do subsistema Sudeste / Centro-oeste do SIN, e 1 do subsistema Sul (Gov. Parigot de Souza), e estão listadas na tabela 4.25 a seguir.

Tabela 4.25. Usinas em operação na região hidrográfica do Atlântico Sudeste.

ID	Código ¹	Usina ²	Rio ¹	Estado ¹	Potência (MW) ²
1	56675085	Guilman-Amorim	Piracicaba	MG	140
2	56688085	Sá Carvalho	Severo	MG	78
3	56819085	Salto Grande	Santo Antônio	MG	102
4	56820075	Porto Estrela	Santo Antônio	MG	112
5	56992280	Mascarenhas	Doce	ES	131
6	57760080	Rosal	Itabapoana	ES/RJ	55
7	58087780	Paraibuna	Paraíba do Sul	SP	85
8	58093080	Santa Branca	Paraíba do Sul	SP	58
9	58128180	Jaguari	Jaguari	SP	28
10	58240080	Funil	Paraíba do Sul	RJ	222
11	58521080	Sobragi	Paraibuna	MG	60
12	58651981	Ilha dos Pombos	Paraíba do Sul	RJ	183
13	59307080	Nilo Peçanha	Ribeirão das Lajes	RJ	380
14	59308182	Fontes	Ribeirão das Lajes	RJ	132
15	59309080	Pereira Passos	Lajes	RJ	100
16	80310080	Henry Borden	Cubatao 1	SP	888
17	81301990	Parigot de Souza (Cativari-Cachoeira)	Cativari/Cachoeira	PR	260
Total MW					3.014

Fonte: ¹-SIPOT-Jun/2004, ²-ONS, 2004

4.8.2 Planejamento da expansão do Setor Elétrico para a região.

Nesta região, diversas usinas se encontram no Plano Decenal de Expansão 2003-2012, em diferentes estágios de desenvolvimento. A tabela 4.26 relaciona as usinas já detentoras de outorga de concessão na região hidrográficas. No ANEXO 1 e ANEXO 2 encontram-se os cronogramas de desenvolvimento destas usinas. A usina de Traíra II, incluída no Plano Decenal de Expansão 2003-2012, teve sua concessão outorgada e posteriormente extinta.

Tabela 4.26. Usinas hidrelétricas com concessão na região hidrográfica Atlântico Sudeste.

ID	Código ¹	Usina ²	Rio ¹	Estado ¹	Potência (MW) ²	Status ²
18	56337080	Baú I	Doce	MG	110	Com concessão
19	56990777	Aimorés	Doce	MG	330	Em construção
20	58512080	Picada	Peixe	MG	50	Em construção
21	58678080	Itaocara	Paraíba do Sul	RJ	195	Com concessão
22	58780000	Barra do Braúna	Pomba	MG	39	Com concessão
Total MW					724	

Fonte: ¹-SIPOT-Jun/2004, ²- ANEEL, 2004b

Além destas, o Plano Decenal de Expansão 2003-2012 relaciona usinas de caráter indicativo, entre as quais se encontra a usina de Baguari. Além desta outras usinas estão

na relação das usinas que o Governo Federal acompanha a elaboração dos estudos de Viabilidade e elaboração dos estudos ambientais no sentido de incluí-las nos próximos leilões de energia nova. A tabela 4.27 relaciona estas usinas.

Tabela 4.27. Usinas hidrelétricas localizadas na região hidrográfica Atlântico Sudeste a serem licitadas nos próximos leilões.

ID	Código ¹	Usina	Rio ¹	Estado ¹	Potência (MW) ²	Status ²
23	56846075	Baguari	Doce	MG	140	Estudo de viabilidade aprovado
24	58632080	Simplicio	Paraíba do Sul	MG/RJ	323	Estudo de viabilidade em elaboração
25	58800000	Barra do Pomba	Paraíba do Sul	RJ	80	Estudo de viabilidade em análise
26	58800500	Cambuci	Paraíba do Sul	RJ	50	Estudo de viabilidade em análise
Total MW					593	

Fonte: ¹-SIPOT-Jun/2004, ²-ANEEL, 2004c

A figura 4.9 mostra as usinas em operação e planejadas nesta região hidrográfica.

Nesta região hidrográfica, está prevista a elaboração de estudo de Avaliação Ambiental Integrada – AAI na bacia do rio Paraíba do Sul, no sentido de subsidiar futuros estudos para o aproveitamento do potencial hidráulico para geração de energia.

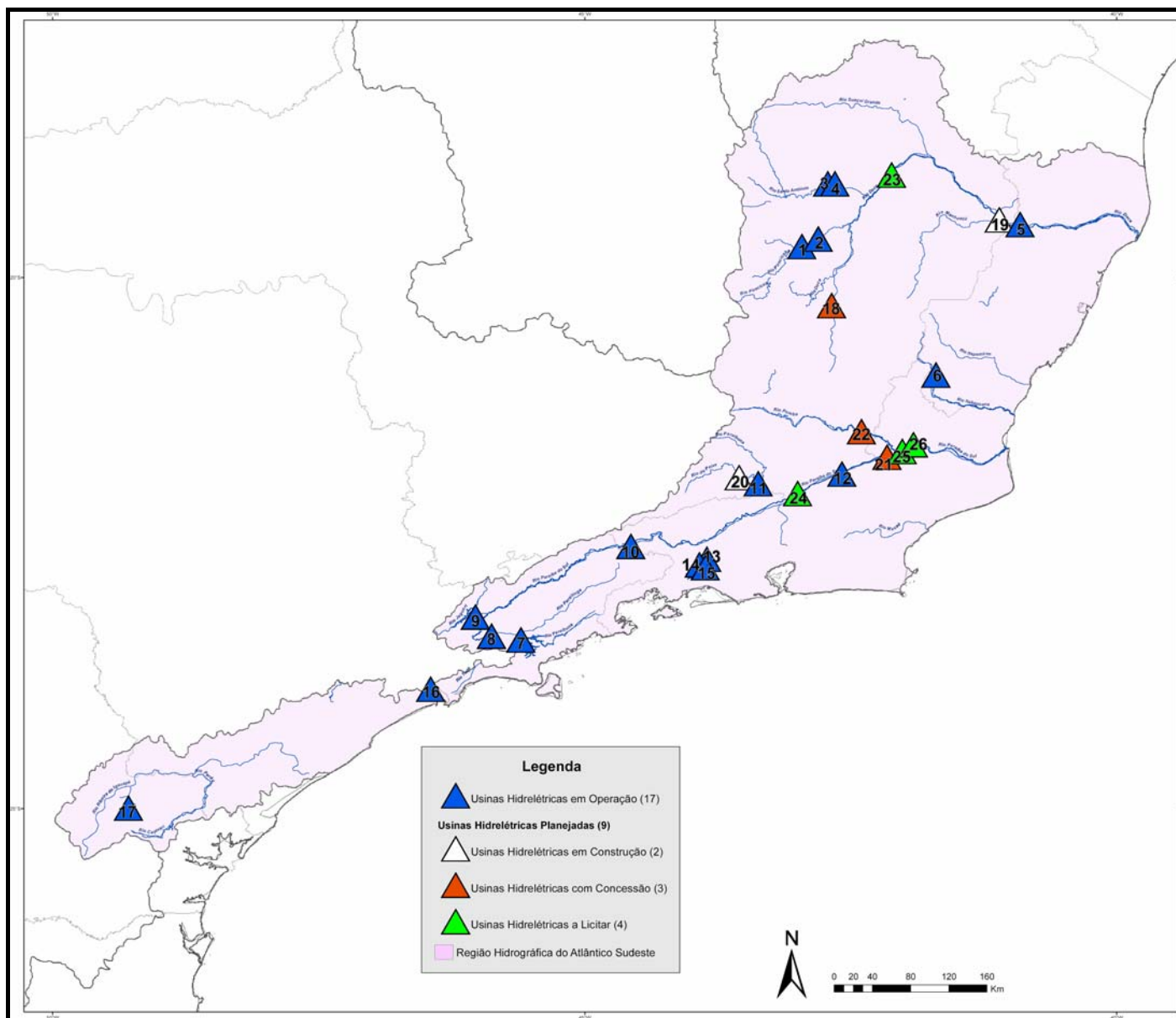


Figura 4.9. Usinas hidrelétricas existentes e planejadas na região hidrográfica do Atlântico Sudeste.

4.9 Região Hidrográfica do Atlântico Sul.

4.9.1 Situação atual.

A maioria dos rios da região apresenta pequeno potencial para produção de energia. Em termos de obras hidráulicas, as maiores estão relacionadas a aproveitamentos hidrelétricos e irrigação, embora existam também obras para navegação e controle de cheias (MMA, 2003). A tabela 4.28 mostra o como o potencial hidrelétrico está distribuído nesta região hidrográfica.

Tabela 4.28. Potencial na região hidrográfica do Atlântico Sul (MW).

Sub-bacia	Rios	Remanescente	Individuallizado	Subtotal Estimado	Inventário	Viabilidade	Projeto Básico	Construção	Operação	Desativado	Subtotal Invent.	Total
82	Rio Itajaí-Açu	255	-	255	85	38	45	-	81	-	249	504
83	Rio Itajaí-Açu	20	78	98	226	180	73	-	53	-	531	629
84	Rios Tubarão, Ararangua e Outros	136	-	136	65	-	2	12	-	-	79	215
85	Rio Jacuí	180	336	516	80	-	3	-	963	-	1.046	1.562
86	Rio Taquari	76	-	76	764	-	446	-	136	-	1.346	1.422
87	Lagoa dos Patos	147	710	857	96	-	24	-	57	-	177	1.034
88	Lagoa Mirim	128	-	128	-	-	-	-	-	-	-	128
Total		942	1.124	2.066	1.316	218	593	12	1.290	-	3.429	5.495

Fonte: Adaptado de SIPOT-Junho/2004.

A potência total instalada nesta região é de 1.290 MW. Existem 5 usinas hidrelétricas na região, que produzem 1.093 MW, ou seja, 85 % da energia total gerada na bacia, e integram o Sistema Interligado Nacional. A usina de Monte Claro foi a última a entrar em operação comercial nesta região hidrográfica, tendo sua segunda unidade geradora (2 x 65 MW) entrado em operação em dezembro de 2004. A tabela 4.29 lista as usinas da região integrantes do Sistema Interligado Nacional.

Tabela 4.29. Usinas em operação na região hidrográfica do Atlântico Sul.

ID	Código ¹	Usina ²	Rio ¹	Estado ¹	Potência (MW) ²
1	85260001	Passo Real	Jacuí	RS	158
2	85300000	Salto Grande do Jacuí	Jacuí	RS	180
3	85365000	Itaúba	Jacuí	RS	500
4	85398000	Dona Francisca	Jacuí	RS	125
5	86440000	Monte Claro	Antas	RS	130
Total MW					1093

Fonte: ¹-SIPOT-Jun/2004, ²-ONS, 2004

4.9.2 Planejamento da expansão do Setor Elétrico para a região.

Nesta região, diversas usinas se encontram no Plano Decenal de Expansão 2003-2012, em diferentes estágios de desenvolvimento. A Tabela 4.30 relaciona as usinas já detentoras de outorga de concessão na região hidrográfica. Entre estas, a usina de

Cubatão não estava incluída no Plano Decenal 2003-2012. No ANEXO 1 e ANEXO 2 encontram-se os cronogramas de desenvolvimento destas usinas.

Tabela 4.30. Usinas hidrelétricas com concessão na região hidrográfica Atlântico Sul.

ID	Código ¹	Usina ²	Rio ¹	Estado ¹	Potência (MW) ²	Status ²
6	82280000	Cubatão	Cubatão	SC	50	Com concessão
7	83304000	Salto Pilão	Itajaí	SC	182	Com concessão
8	86290000	Castro Alves	Antas	RS	130	Em construção
9	86450000	14 de Julho	Antas	RS	100	Com concessão
Total MW					462	

Fonte: ¹-SIPOT-Jun/2004, ²- ANEEL, 2004b

A figura 4.10 mostra as usinas em operação e planejadas nesta região hidrográfica.

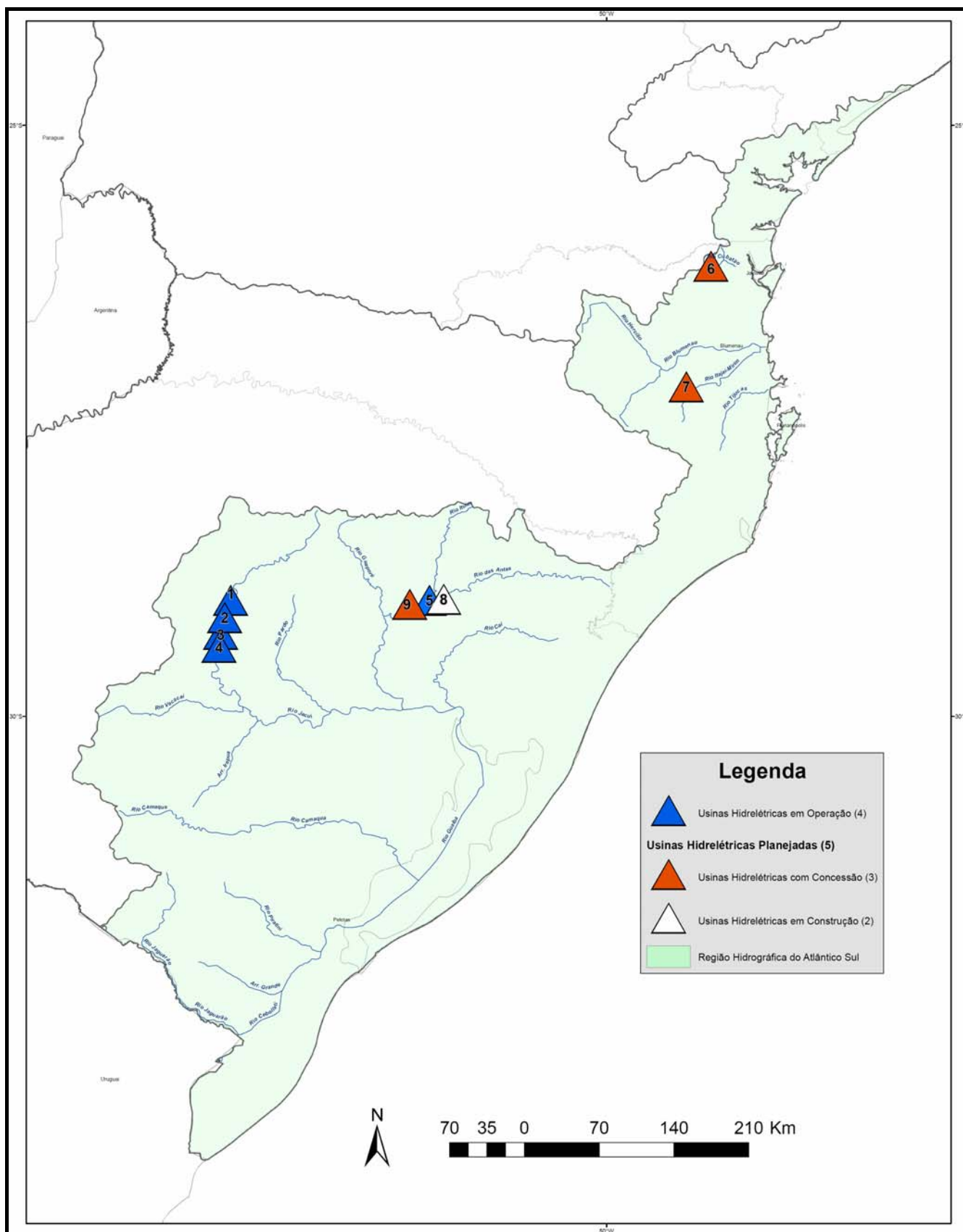


Figura 4.10. Usinas hidrelétricas existentes e planejadas na região hidrográfica do Atlântico Sul.

4.10 Região Hidrográfica do Uruguai.

4.10.1 Situação atual.

No contexto do uso múltiplo dos recursos hídricos, a Região Hidrográfica do Uruguai apresenta um grande potencial hidrelétrico com uma capacidade total estimada de 13,6 GW dos quais aproximadamente 2,9 GW já se encontram instalados. A tabela 4.31 mostra a distribuição do potencial hidrelétrico na região hidrográfica do Uruguai.

Tabela 4.31. Potencial na região hidrográfica do Uruguai (MW).

Sub-bacia	Rios	Remanescente	Individuallizado	Subtotal Estimado	Inventário	Viabilidade	Projeto Básico	Construção	Operação	Desativado	Subtotal Invent.	Total
70	Rio Pelotas	-	204	204	225	292	37	690	0	-	1.244	1.448
71	Rio Canoas	-	16	16	528	4	-	880	14	-	1.426	1.442
72	Rios Uruguai, do Peixe e Outros	-	628	628	65	-	16	-	1.145	-	1.227	1.855
73	Rios Uruguai, Chapecó e Outros	-	-	-	1.475	910	117	-	1.691	-	4.192	4.192
74	Rios Uruguai, da Várzea e Outros	12	120	132	1.616	1.160	37	8	4	-	2.824	2.956
75	Rios Uruguai, Ijuí e Outros	-	-	-	352	-	793	-	5	-	1.150	1.150
76	Rios Uruguai, Ibicuí e Outros	-	172	172	-	-	7	10	-	-	17	189
77	Rios Uruguai, Quaraí e Outros	-	-	-	373	-	-	-	-	-	373	373
Total		12	1.140	1.152	4.634	2.366	1.007	1.587	2.860	-	12.453	13.605

Fonte: SIPOT-Junho/2004

Atualmente existe na porção brasileira um potencial hidrelétrico instalado de 2.860 MW, distribuído entre 46 aproveitamentos, sendo quatro usinas hidrelétricas, Machadinho, Passo Fundo e Itá – com potência de 2.936 MW. A tabela 4.32 apresenta as usinas da região que fazem parte do Sistema Interligado Nacional.

Tabela 4.32. Usinas em operação na região hidrográfica do Uruguai.

ID	Código ¹	Usina ²	Rio ¹	Estado ¹	Potência (MW) ²
1	72690081	Machadinho	Pelotas	RS/SC	1.140
2	73200080	Itá	Uruguai	RS/SC	1.450
3	73420080	Passo Fundo	Passo Fundo/Erechim	RS	226
4	73600580	Quebra Queixo	Chapecó	SC	120
Total MW					2.936

Fonte: ¹-SIPOT-Jun/2004, ²-ONS, 2004

4.10.2 Planejamento da expansão do Setor Elétrico para a região.

Nesta região, o Plano Decenal de Expansão 2003-2012, apresenta usinas já detentoras de outorga de concessão na região hidrográficas, relacionadas na tabela 4.33. No ANEXO 1 e ANEXO 2 encontram-se os cronogramas de desenvolvimento de cada uma das usinas.

Tabela 4.33. Usinas hidrelétricas com concessão na região hidrográfica do Uruguai.

ID	Código ¹	Usina ²	Rio ¹	Estado ¹	Potência (MW) ²	Status ²
5	70450080	Pai Querê	Pelotas	RS/SC	292	Com concessão
6	70840080	Barra Grande	Pelotas	RS/SC	690	Em construção
7	71960080	Campos Novos	Canoas	SC	880	Em construção
8	73500080	Monjolinho	Passo Fundo	RS	67	Com concessão
9	73900080	Foz do Chapecó	Uruguai	RS/SC	855	Com concessão
Total MW					2.784	

Fonte: ¹-SIPOT-Jun/2004, ²- ANEEL, 2004b

Além destas, o Governo Federal acompanha a elaboração dos estudos de Viabilidade e elaboração dos estudos ambientais de algumas usinas no sentido de incluí-las nos próximos leilões de energia nova. A tabela 4.34 relaciona estas usinas.

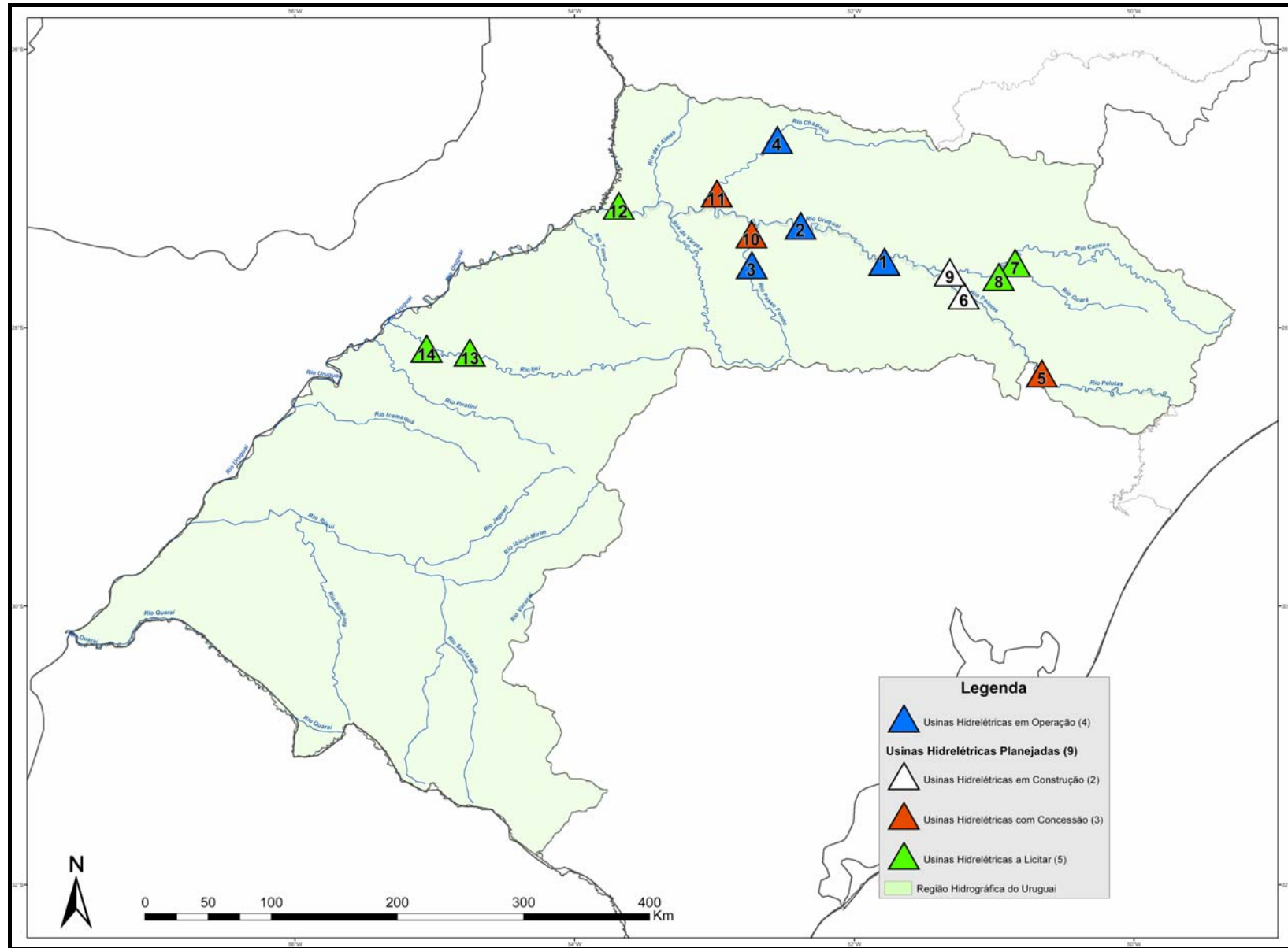
Tabela 4.34. Usinas hidrelétricas localizadas na região hidrográfica do Uruguai a serem licitadas nos próximos leilões.

ID	Código ¹	Usina	Rio ¹	Estado ¹	Potência (MW) ²	Status ²
10	71540080	São Roque	Canoas	SC	214	Estudo de viabilidade em elaboração
11	71810080	Garibaldi	Canoas	SC	150	Estudo de viabilidade em elaboração
12	73900580	Itapiranga	Uruguai	RS/SC	724	Estudo de viabilidade em elaboração
13	75310100	São José	Ijuí	RS	51	Estudo de viabilidade em elaboração
14	75320100	Passo de São João	Ijuí	RS	77	Estudo de viabilidade em elaboração
Total MW					1.216	

Fonte: ¹-SIPOT-Jun/2004, ²-ANEEL, 2004c

Das usinas relacionadas na tabela 4.34, apenas Passo São João estava relacionada no Plano Decenal de Expansão 2003-2012, como indicativa. A figura 4.11 mostra as usinas instaladas e planejadas nesta região hidrográfica.

Na parte nacional da bacia do rio Uruguai, está prevista a elaboração de estudo de Avaliação Ambiental Integrada no sentido de subsidiar futuros estudos para o aproveitamento do potencial hidráulico para geração de energia.



4.11 Região Hidrográfica do Paraná.

4.11.1 Situação atual.

A região possui a maior capacidade instalada de energia do País (38.916 MW, aproximadamente 60 % do total nacional), assim como a maior demanda (75% do consumo nacional) (ANEEL, 2002). Nesta região hidrográfica destaca-se com grande potencial a sub-bacia que incluem os rios Paraná, Paranapanema, e outros. Todas as sub-bacias desta região têm grande parte do seu potencial já instalado, com índices superiores a 50 %. A tabela 4.35 mostra a distribuição do potencial hidrelétrico na região. Praticamente não se dispõe mais de novas alternativas de aproveitamentos hidrelétricos de grande porte nos rios principais, ocorrendo atualmente uma tendência de desenvolvimento de projetos de pequenas centrais hidrelétricas em rios de menor porte.

Tabela 4.35. Potencial na região hidrográfica do Paraná (MW).

Sub-bacia	Rios	Remanescente	Individuallizado	Subtotal Estimado	Inventário	Viabilidade	Projeto Básico	Construção	Operação	Desativado	Subtotal Invent.	Total
60	Rio Paranaíba	1.222	995	2.217	1.692	568	552	609	7.190	2	10.612	12.829
61	Rio Grande	88	661	749	791	64	353	-	7.722	-	8.930	9.680
62	Rios Paraná, Tietê e Outros	77	122	199	100	8	14	15	5.384	-	5.520	5.719
63	Rios Paraná, Pardo e Outros	97	297	394	640	48	87	-	3.161	-	3.936	4.330
64	Rios Paraná, Paranapanema e Outros	709	258	968	2.797	637	1.455	744	8.767	-	14.400	15.367
65	Rios Paraná, Iguaçu e Outros	495	298	793	1.056	1.358	153	120	6.693	-	9.380	10.173
	Total	2.688	2.630	5.319	7.076	2.683	2.613	1.488	38.916	2	52.778	58.097

Fonte: SIPOT-Junho/2004

Atualmente existem 179 usinas hidrelétricas instaladas na região, sendo 19 com potência instalada acima de 1.000 MW. A tabela 4.36 lista as usinas integrantes do Sistema Interligado Nacional.

Tabela 4.36. Usinas em operação na região hidrográfica Paraná.

ID	Código ¹	Usina ²	Rio ¹	Estado ¹	Potência (MW) ²
1	60160080	Emborcação	Paranaíba	MG	1.192
2	60330080	Nova Ponte	Araguari	MG	510
3	60351080	Miranda	Araguari	MG	408
4	60460000	Corumbá I	Corumbá	GO	375
5	60610080	Itumbiara	Paranaíba	MG/GO	2.280
6	60625080	Cachoeira Dourada	Paranaíba	GO	658
7	60877080	São Simão	Paranaíba	MG/GO	1.710
8	61061080	Camargos	Grande	MG	46
9	61065080	Itutinga	Grande	MG	52
10	61146080	Funil-Grande	Grande	MG	180
11	61661000	Furnas	Grande	MG	1.312
12	61730080	Mascarenhas de Moraes (Peixoto)	Grande	MG	478

13	61731080	Luiz Carlos Barreto Carvalho (Estreito)	Grande	SP/MG	1.104
14	61734080	Jaguara	Grande	SP/MG	424
15	61740080	Igarapava	Grande	SP/MG	210
16	61760080	Volta Grande	Grande	SP/MG	380
17	61796080	Porto Colômbia	Grande	MG	328
18	61811080	Caconde	Pardo	SP	80
19	61818080	Euclides da Cunha	Pardo	SP	109
20	61819080	Armando Salles de Oliveira (Limoeiro)	Pardo	SP	32
21	61941080	Marimbondo	Grande	SP/MG	1.488
22	61998080	José Ermirio de Moraes (Água Vermelha)	Grande	SP/MG	1.396
23	62020080	Ilha Solteira	Paraná	SP/MS	3.444
24	62729080	Barra Bonita	Tietê	SP	140
25	62744080	Alvaro Souza Lima	Tietê	SP	144
26	62790080	Ibitinga	Tietê	SP	131
27	62820080	Promissão (Mário Lopes Leão)	Tietê	SP	264
28	62829580	Nova Avanhandava (Rui Barbosa)	Tietê	SP	347
29	62900080	Três Irmãos	Tietê	SP	808
30	63007080	Souza Dias (Jupiá)	Paraná	SP/MS	1.551
31	63995079	Porto Primavera (Engº Sérgio Motta)	Paraná	SP/MS	1.540
32	64215080	Armando A. Laydner (Jurumirim)	Paranapanema	SP	98
33	64219080	Pirajú	Paranapanema	SP	80
34	64270080	Chavantes	Paranapanema	PR/SP	414
35	64332080	Lucas Nogueira Garcez	Paranapanema	PR/SP	72
36	64345075	Canoas II	Paranapanema	PR/SP	72
37	64345080	Canoas I	Paranapanema	PR/SP	83
38	64516080	Capivara	Paranapanema	PR/SP	643
39	64535080	Taquaruçu	Paranapanema	PR/SP	554
40	64571080	Rosana	Paranapanema	PR/SP	372
41	64918979	Itaipu (Brasil – Paraguai) *	Paraná	PR	14.000
42	65774403	Bento Munhoz da Rocha Neto (Foz do Areia)	Iguaçu	PR	1.676
43	65805010	Segredo	Iguaçu	PR	1.260
44	65883051	Salto Santiago	Iguaçu	PR	1.420
45	65894991	Salto Osório	Iguaçu	PR	1.078
46	65973500	Salto Caxias	Iguaçu	PR	1.240
Total MW					46.183

Fonte: ¹-SIPOT-Jun/2004, ²-ONS, 2004

* A potência instalada atual de Itaipu é de 12.600 MW (Brasil e Paraguai). A potência de 14.000 MW inclui a previsão de expansão de 1.400 MW, com a entrada da 19ª e 20ª unidades, em construção conforme Plano Decenal de Expansão 2003-2012.

4.11.2 Planejamento da expansão do Setor Elétrico para a região.

Nesta região, diversas usinas se encontram no Plano Decenal de Expansão 2003-2012, em diversos estágios de desenvolvimento. A tabela 4.37 relaciona as usinas já detentoras de outorga de concessão na região hidrográficas. Nos ANEXOS 1 e 2 encontram-se os cronogramas de desenvolvimento destas usinas.

Tabela 4.37. Usinas hidrelétricas com concessão na região hidrográfica do Paraná.

ID	Código ¹	Usina ²	Rio ¹	Estado ¹	Potência (MW) ²	Status ²
47	60035000	Serra do Facão	São Marcos	GO	222	Em construção
48	60360080	Capim Branco II	Araguari	MG	210	Em construção
49	60360085	Capim Branco I	Araguari	MG	240	Em construção
50	60444000	Corumbá IV	Corumbá	GO	127	Em construção
51	60446000	Corumbá III	Corumbá	GO	94	Com concessão
52	60878040	Caçu	Claro	GO	65	Com concessão
53	60878050	Barra dos Coqueiros	Claro	GO	90	Com concessão
54	60878210	Salto	Verde	GO	108	Com concessão
55	60878230	Salto Rio Verdinho	Verde	GO	93	Com concessão
56	60887100	Itumirim	Correntes	GO	50	Com concessão
57	60887200	Espora	Correntes	GO	32	Em construção
58	60887400	Olho d'Água	Correntes	GO	33	Com concessão
59	63280080	São Domingos	Verde	MS	48	Com concessão
60	64278080	Ourinhos	Paranapanema	PR/SP	44	Em construção
61	65824950	Santa Clara	Jordão	PR	120	Em construção
62	65825500	Fundão	Jordão	PR	120	Em construção
63	65925600	São João	Chopim	PR	60	Com concessão
64	65925880	Cachoeirinha	Chopim	PR	45	Com concessão
Total MW					1.801	

Fonte: ¹-SIPOT-Jun/2004, ²- ANEEL, 2004b

Das usinas relacionadas, já se encontram em estágios mais adiantados de desenvolvimento em relação às situações que se encontravam no Plano Decenal 2003-2012. As usinas de Serra do Facão, Santa Clara e Fundão na elaboração do Plano Decenal ainda não tinham suas construções iniciadas, enquanto as usinas Barra dos Coqueiros, Caçu, Olho D'água, Salto, Salto Rio Verdinho na elaboração ainda aguardavam a outorga de concessão.

Além destas, o Plano Decenal de Expansão 2003-2012 relaciona usinas de caráter indicativo. Algumas destas usinas estão na relação das usinas que o Governo Federal acompanha a elaboração dos estudos de Viabilidade e elaboração dos estudos ambientais no sentido de incluí-las nos próximos leilões de energia nova. A tabela 4.38 relaciona estas usinas.

Tabela 4.38. Usinas hidrelétricas localizadas na região hidrográfica do Paraná a serem licitadas nos próximos leilões.

ID	Código ¹	Usina	Rio ¹	Estado ¹	Potência (MW) ¹	Status ²
65	60029080	Paulistas	São Marcos	MG/GO	81	Sem informação
66	60878060	Itaguaçu	Claro	GO	130	Estudo de viabilidade aprovado
67	60878070	Foz do Rio Claro	Claro	GO	72	Estudo de viabilidade em elaboração
68	64481900	Telêmaco Borba	Tibagi	PR	120	Estudo de viabilidade em análise
69	64491200	Mauá	Tibagi	PR	388	Estudo de viabilidade em elaboração
70	64504200	Cebolão	Tibagi	PR	168	Estudo de viabilidade em elaboração
71	64505995	Jataizinho	Tibagi	PR	155	Estudo de viabilidade em elaboração
72	65940000	Salto Grande	Chopim	PR	53	Estudo de viabilidade aprovado
73	65983900	Baixo Iguaçu	Iguaçu	PR	340	Estudo de viabilidade em elaboração
Total MW					1.507	

Fonte: ¹-SIPOT-Jun/2004, ²-ANEEL, 2004c

Das usinas relacionadas acima, as usinas Cebolão, Jataizinho e Baixo Iguaçu não constavam no Plano Decenal 2003-2012. As demais usinas caracterizadas como indicativas no Plano Decenal 2003-2012 estão listadas na tabela 4.39 abaixo.

Tabela 4.39. Usinas hidrelétricas indicativas na região hidrográfica do Paraná.

ID	Código ¹	Usina ²	Rio ¹	Estado ¹	Potência (MW) ²	Status ³
74	60878030	Pontal	Claro	GO	99	Estudo de viabilidade em elaboração
75	60878200	Tucano	Verde	GO	157	Inventário aprovado
76	61066080	São Miguel	Grande	MG	61	Inventário em elaboração
77	63005080	Porto Galeano	Sucuriú	MS	139	Inventário aprovado
78	65955150	Salto Chopim	Chopim	PR	68	Excluído em revisão de inventário
79	65960050	Volta Grande do Chopim	Chopim	PR	84	Estudo de viabilidade em elaboração
80	65961800	Paranhos	Chopim	PR	63	Estudo de viabilidade em elaboração
Total MW					671	

Fonte: ¹-SIPOT-Jun/2004, ²- MME, 2002b, ³-ANEEL, 2004c

O rio Chopim teve seu inventário revisado em 2003, e como resultado uma nova divisão de quedas excluiu o aproveitamento de Salto Chopim da divisão de quedas, e mudou as características do aproveitamento Volta Grande do Chopim (nova potência instalada de 54,7 MW), cujo estudo de Viabilidade do aproveitamento de Volta Grande do Chopim está sendo elaborado.

A figura 4.12 mostra as usinas em operação e planejadas nesta região hidrográfica.

Nesta região hidrográfica está prevista a elaboração de estudo de Avaliação Ambiental Integrada – AAI na bacia do rio Verde e bacia do rio Tibagi, no sentido de subsidiar futuros estudos para o aproveitamento do potencial hidráulico para geração de energia.

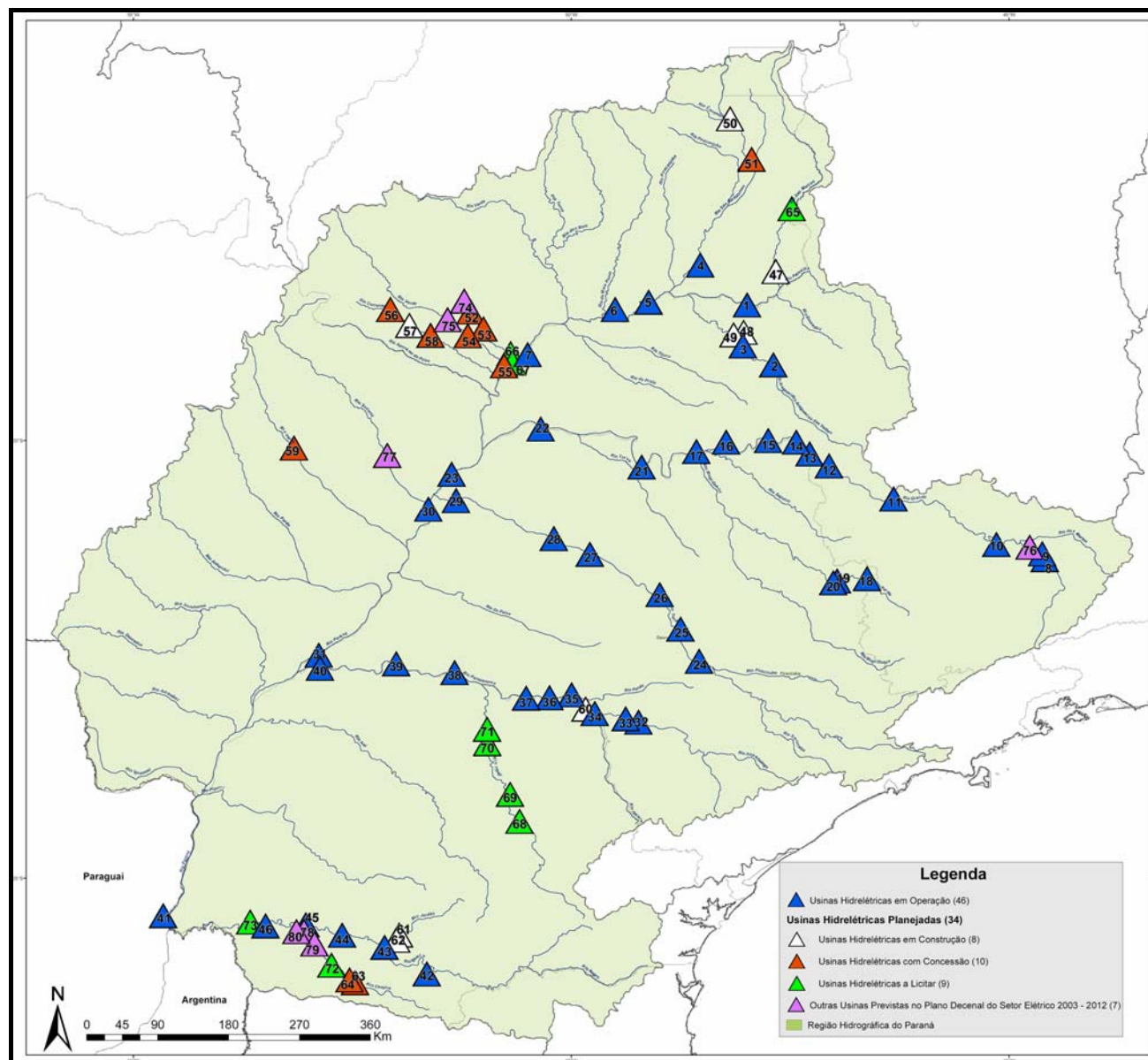


Figura 4.12. Usinas hidrelétricas existentes e planejadas na região hidrográfica do rio Paraná.

4.12 Região Hidrográfica do Paraguai.

4.12.1 Situação atual.

Pela sua configuração fisiográfica, a Região Hidrográfica não apresenta grande potencial para instalação de grandes usinas hidrelétricas. A tabela 4.40 apresenta um panorama do potencial nesta região.

Tabela 4.40. Potencial na região hidrográfica do Paraná (MW).

Sub-bacia	Rios	Remanescente	Individuado	Subtotal Estimado	Inventário	Viabilidade	Projeto Básico	Construção	Operação	Desativado	Subtotal Invent.	Total
66	Rios Paraguai, São Lourenço e Outros	1.060	697	1.756	266	-	328	205	594	1	1.394	3.150

Fonte: SIPOT-Junho/2004

Atualmente existem 13 aproveitamentos hidrelétricos instalados, totalizando 594 MW, com destaque para as usinas de Jaurú, Itiquira I e II e Manso, que integram o subsistema Sudeste/Centro-oeste do Sistema Interligado Nacional. A tabela 4.41 apresenta as usinas em operação na região.

Tabela 4.41. Usinas em operação na região hidrográfica Paraguai.

ID	Código ¹	Usina ²	Rio ¹	Estado ¹	Potência (MW) ²
1	66055000	Jaurú	Jaurú	MT	122
2	66099000	Itiquira I	Itiquira	MT	61
3	66099001	Itiquira II	Itiquira	MT	95
4	66240080	Manso	Manso	MT	210
Total MW					488

Fonte: ¹-SIPOT-Jun/2004, ²-ONS, 2004

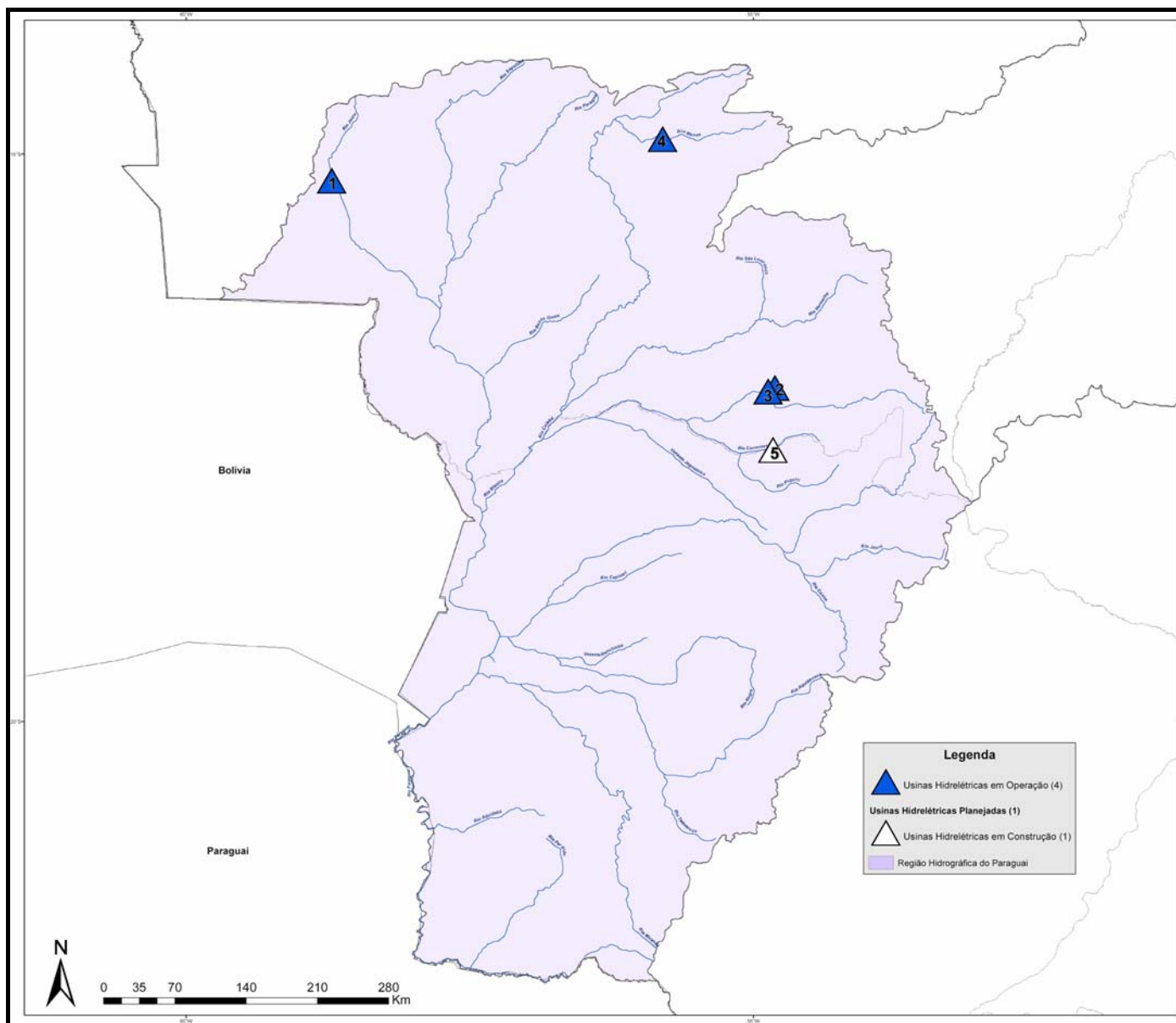
4.12.2 Planejamento da expansão do Setor Elétrico para a região.

Nesta região, o Plano Decenal de Expansão 2003-2012 inclui a usina Ponte de Pedra (MS/MT) com 176 MW de potência instalada, e que se encontra em fase de construção (tabela 4.42). No ANEXO 1 se encontra o cronograma de desenvolvimento desta usina. A figura 4.13 mostra as usinas em operação e planejadas nesta região hidrográfica.

Tabela 4.42. Usina hidrelétrica com concessão na região hidrográfica do Paraguai.

ID	Código ¹	Usina ²	Rio ¹	Estado ¹	Potência (MW) ²	Status ²
5	66114500	Ponte de Pedra	Correntes	MS/MT	176	Em construção
Total MW					176	

Fonte: ¹-SIPOT-Jun/2004, ²- ANEEL, 2004b



5 INTEGRAÇÃO DAS ETAPAS DE PLANEJAMENTO DO SETOR ELÉTRICO COM OS INSTRUMENTOS DAS POLÍTICAS DE RECURSOS HÍDRICOS E AMBIENTAL.

5.1 Instrumentos da Política Nacional de Recursos Hídricos.

Neste item serão descritos três instrumentos da Política Nacional de Recursos Hídricos, que são os Planos de Recursos Hídricos, a outorga dos direitos de uso dos recursos hídricos e o Sistema de Informações de sobre Recursos Hídricos.

5.1.1 Planos de Recursos Hídricos.

Os Planos de Recursos Hídricos são definidos pela Lei nº 9.433/97 como planos diretores que visam a fundamentar e orientar a implementação da Política Nacional de Recursos Hídricos e o gerenciamento dos recursos hídricos devendo ser resultado de um processo participativo, que contempla objetivos, metas e ações de curto, médio e longo prazos, sendo considerado também como uma ferramenta de gestão do setor de recursos hídricos (Garrido, 2000). Em seu artigo 7º, a Lei estabelece que os Planos de Recursos Hídricos devem incluir como conteúdo mínimo entre outros:

- diagnóstico da situação atual dos recursos hídricos;
- análise de alternativas de crescimento demográfico, de evolução de atividades produtivas e de modificações dos padrões de ocupação do solo;
- balanço entre disponibilidades e demandas futuras dos recursos hídricos, em quantidade e qualidade, com identificação de conflitos potenciais;
- metas de racionalização de uso, aumento da quantidade e melhoria da qualidade dos recursos hídricos disponíveis;
- medidas a serem tomadas, programas a serem desenvolvidos e projetos a serem implantados, para o atendimento das metas previstas;
- prioridades para outorga de direitos de uso de recursos hídricos;
- diretrizes e critérios para a cobrança pelo uso dos recursos hídricos;
- propostas para a criação de áreas sujeitas a restrição de uso, com vistas à proteção dos recursos hídricos.

A Lei estabelece que os Planos de Recursos Hídricos serão elaborados por bacia (os planos de bacia), por Estado (os planos estaduais) e para o País (o Plano Nacional de Recursos Hídricos).

O Conselho Nacional de Recursos Hídricos - CNRH, através da resolução CNRH nº 17, de 29 de maio de 2001, estabelece diretrizes complementares para a elaboração dos planos de recursos hídricos das bacias hidrográficas, entre as quais:

- “os Planos de Recursos Hídricos deverão levar em consideração os planos, programas, projetos e demais estudos relacionados a recursos hídricos existentes na área de abrangência das respectivas bacias” (art. 2º, parágrafo único);

- “os Planos de Recursos Hídricos devem estabelecer metas e indicar soluções de curto, médio e longo prazos, com horizonte de planejamento compatível com seus programas e projetos, devendo ser de caráter dinâmico, de modo a permitir a sua atualização, articulando-se com os planejamentos setoriais e regionais e definindo indicadores que permitam sua avaliação contínua, de acordo com o art. 7º da Lei nº 9.433/97” (art. 7º);
- “os Planos de Recursos Hídricos, no seu conteúdo mínimo, deverão ser constituídos por diagnósticos e prognósticos, alternativas de compatibilização, metas, estratégias, programas e projetos, contemplando os recursos hídricos superficiais e subterrâneos, de acordo com o art. 7º da Lei nº 9.433/97” (art. 8º), “avaliação do quadro atual e potencial de demanda hídrica da bacia, em função da análise das necessidades relativas aos diferentes usos setoriais e das perspectivas de evolução dessas demandas, estimadas com base na análise das políticas, planos ou intenções setoriais de uso, controle, conservação e proteção dos recursos hídricos” (art. 8º, § 1º, inciso II).

A alocação das águas de uma bacia é um componente do plano de recursos hídricos que objetiva a garantia de fornecimento de água aos atuais e futuros usuários de recursos hídricos, respeitando-se as necessidades ambientais em termos de vazões mínimas a serem mantidas nos rios. Depois de definida a alocação de água, a autorização ao acesso a cada usuário se dá através do instrumento da outorga.

5.1.2 Outorga de direitos de uso de recursos hídricos.

O regime de outorga de direitos de uso de recursos hídricos tem como objetivos assegurar o controle quantitativo e qualitativo dos usos da água e o efetivo exercício dos direitos de acesso à água. O “aproveitamento dos potenciais hidrelétricos”, de acordo com a legislação em vigor, está sujeito à outorga de direitos de uso de recursos hídricos pelo Poder Público. A Legislação também determina que a outorga e a utilização de recursos hídricos para fins de geração de energia elétrica estará subordinada ao Plano Nacional de Recursos Hídricos, e que a outorga estará condicionada “as prioridades de uso estabelecidas nos Planos de Recursos Hídricos”, preservando o uso múltiplo destes (ver Capítulo 2).

Para licitar a concessão ou autorizar o uso de potencial de energia hidráulica em corpo de água de domínio da União, a Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL (agora a Empresa de Pesquisa Energética - EPE, pela Lei nº 10.847, de 15 de março de 2004), deve promover, junto à ANA, a prévia obtenção de declaração de reserva de disponibilidade hídrica, sendo que quando o potencial hidráulico localizar-se em corpo de água de domínio dos Estados ou do Distrito Federal, esta declaração será obtida em articulação com a respectiva entidade gestora de recursos hídricos. Quando a instituição ou empresa receber do Poder Concedente a concessão ou a autorização de uso do potencial de energia hidráulica, a declaração de reserva de disponibilidade hídrica será transformada automaticamente, pelo respectivo poder outorgante, em outorga de direito de uso de recursos hídricos. De acordo com a legislação em vigor, as outorgas de direito de uso de recursos hídricos para concessionárias e autorizadas de serviços públicos e de geração de energia hidrelétrica vigorarão por prazos coincidentes com os dos correspondentes contratos de concessão ou atos administrativos de autorização.

A ANA emitiu a Resolução ANA nº 131, de 11 de março de 2003, que dispõe sobre procedimentos referentes à emissão de declaração de reserva de disponibilidade hídrica

e de outorga de direito de uso de recursos hídricos, para uso de potencial de energia hidráulica superior a 1 MW em corpo de água de domínio da União (ver Capítulo 2).

Na análise do pedido de declaração de reserva de disponibilidade hídrica é verificada a compatibilidade do projeto face aos usos múltiplos na bacia. A base destes estudos é a alocação de água e prioridades para outorgas de uso estabelecidas no plano de recursos hídricos da bacia, quando este existir. Esta resolução estabelece ainda que os detentores de concessão e autorização de uso de potencial de energia hidráulica expedidas até a data desta resolução, ou seja, 11 de março de 2003, ficam dispensados da solicitação de outorga de direito de uso dos recursos hídricos.

É importante destacar que no processo de análise para emissão da declaração de reserva de disponibilidade hídrica, a ANA e os órgãos gestores de recursos hídricos estaduais e do Distrito Federal devem se articular visando a garantia dos usos múltiplos na bacia hidrográfica. Essa articulação compreenderá consulta sobre os usos de recursos hídricos nos rios de domínio federal, estadual ou do Distrito Federal que poderão afetar o empreendimento ou por este serem afetados.

A declaração de reserva de disponibilidade hídrica vem dar condições para que o processo de concessão do empreendimento hidrelétrico se inicie com a certeza de que a empresa vencedora tenha a garantia da obtenção da outorga.

5.1.3 Sistema de Informações sobre Recursos Hídricos.

O Sistema de Informações sobre Recursos Hídricos - SNIRH foi estabelecido pela Lei nº 9.433/97 tendo como princípios básicos, a descentralização da obtenção e produção de dados e informações, a coordenação unificada do sistema e o acesso aos dados e informações garantido à sociedade.

O SNIRH foi concebido como uma rede de diversos bancos de dados e informações, para acesso aos usuários, cuja alimentação está a cargo de entidades públicas, federais, estaduais e municipais, relacionadas à gestão dos recursos hídricos, sendo coordenado de forma unificada. Entre seus objetivos destacam-se a divulgação de dados e informações sobre a situação qualitativa e quantitativa dos recursos hídricos no Brasil e o fornecimento de subsídios para a elaboração dos Planos de Recursos Hídricos.

A disponibilidade energética brasileira está fortemente vinculada à afluência nos reservatórios hidrelétricos, o que torna de grande importância o conhecimento dos regimes hidrológicos para o planejamento da operação e da expansão do sistema elétrico brasileiro, bem como para mediar futuros conflitos gerados pelo uso múltiplo das águas.

5.2 Instrumentos da Política Nacional de Meio Ambiente.

Dentre os instrumentos da Política Nacional de Meio Ambiente, o licenciamento ambiental tem sido motivo de preocupações dos agentes do Setor Elétrico Brasileiro, seja pela necessidade de aprimoramento dos estudos ambientais ou pelos trâmites administrativos para a obtenção das licenças. O licenciamento ambiental deve ser entendido como um instrumento de controle e de gestão ambiental, que visa, prioritariamente, assegurar a consecução dos objetivos e diretrizes da Política Nacional de Meio Ambiente.

Ao longo do processo de licenciamento ambiental são expedidas, isoladas ou sucessivamente, de acordo com a natureza, características e fase do empreendimento ou atividade, as seguintes licenças: Licença Prévia (LP); Licença de Instalação (LI) e a Licença de Operação (LO) (ver Capítulo 2).

A Licença Prévia é o momento mais importante de todo o processo de licenciamento, pois é a etapa onde é demonstrada a viabilidade ambiental do empreendimento, e onde praticamente todos os aspectos relacionados às intervenções são definidos. As demais etapas são basicamente um detalhamento e execução do que foi definido no licenciamento prévio. Esta licença é emitida com base nos Estudos de Impacto Ambiental – EIA e no Relatório de Impacto Ambiental - RIMA do empreendimento, e deve conter os requisitos básicos ou essenciais, orientações, recomendações e limitações que deverão ser atendidas nas etapas de planejamento, instalação e operação do empreendimento. A legislação (ver Capítulo 2) determina que para os empreendimentos hidrelétricos, respeitadas as peculiaridades de cada caso, o requerimento da Licença Prévia (LP) deverá ocorrer no início do estudo de viabilidade da Usina; a obtenção da Licença de Instalação (LI) deverá ocorrer antes da realização da Licitação para construção do empreendimento e a Licença de Operação (LO) deverá ser obtida antes do fechamento da barragem.

Ao final de 2002, ficou definido que a autorização ou licitação de concessões de empreendimentos hidrelétricos será realizada somente depois de comprovada a sua viabilidade ambiental mediante a obtenção da Licença Prévia no órgão ambiental competente, através de resolução do CNPE (ver Capítulo 2).

5.3 Implantação de aproveitamentos hidrelétricos.

A seguir serão descritos os processos de implantação de aproveitamentos hidrelétricos de acordo com a capacidade instalada e a interação com os instrumentos das políticas de recursos hídricos e de meio ambiente.

5.3.1 Aproveitamentos hidrelétricos com potência entre 1 MW e 30 MW – PCHs.

A implantação de usinas com potência entre 1 e 30 MW e com área total de reservatório igual ou inferior a 3 km² (resolução ANEEL nº 652/03), depende de autorização do Poder Concedente. Para autorizar esses aproveitamentos deve ser obtida a LP/LI (como para estes aproveitamentos, não é necessária a elaboração de Estudos de Viabilidade, o processo de obtenção da LP e LI podem ser simultâneos) e a declaração de reserva de disponibilidade hídrica.

O início da construção do empreendimento está condicionado à apresentação da Licença de Instalação. O início da operação está condicionado à apresentação da Licença de Operação. A figura 5.1 a seguir mostra este processo:

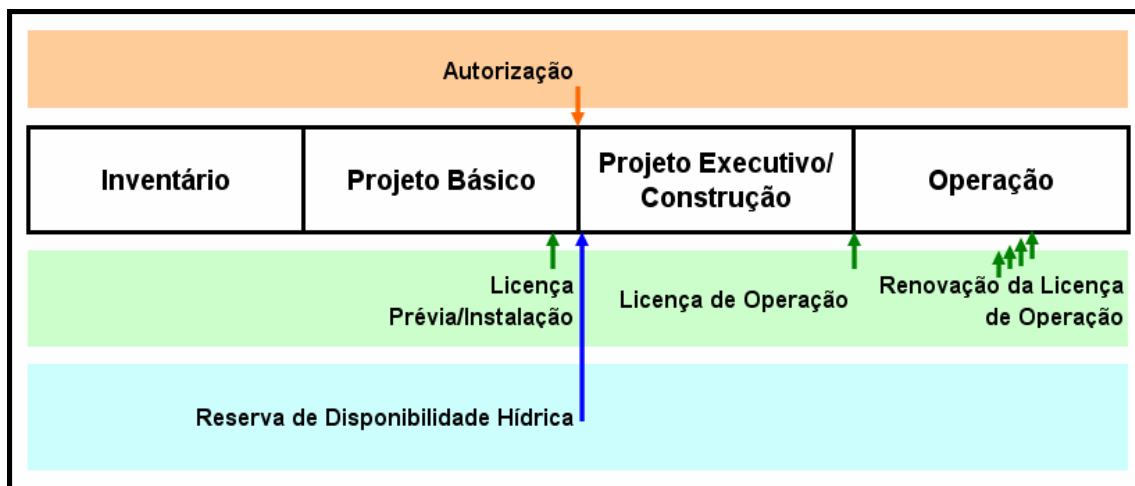


Figura 5.1. Procedimentos para implantação de aproveitamentos hidrelétricos com potência entre 1 e 30 MW – PCHs.

5.3.2 Implantação de aproveitamentos com potência superior a 30 MW

A implantação de usinas com potência instalada maior que 30 MW ou até 30 MW que não se enquadram na condição de PCH, são objeto de concessão, mediante licitação. Com base nos estudos de viabilidade, a ANEEL (até a instalação da EPE) solicita declaração de reserva de disponibilidade hídrica à ANA ou ao órgão gestor estadual, que será transformada em outorga de direito de uso de recursos hídricos após o recebimento da concessão ou da autorização. No modelo em vigor até o final de 2003, o processo para obtenção da Licença Prévia – LP era iniciado pelo interessado executor do estudo de viabilidade, não sendo pré-requisito para a aprovação do estudo, e tinha prosseguimento com o vencedor da licitação. Entretanto, a partir de 2004, esta Licença é necessária para que qualquer empreendimento passe a fazer parte do programa de licitações.

O início da construção do empreendimento está condicionado à aprovação do projeto básico, à apresentação da Licença de Instalação. O início da operação está condicionado à apresentação da Licença de Operação. A figura 5.2 a seguir apresenta processo para implantação de UHE.

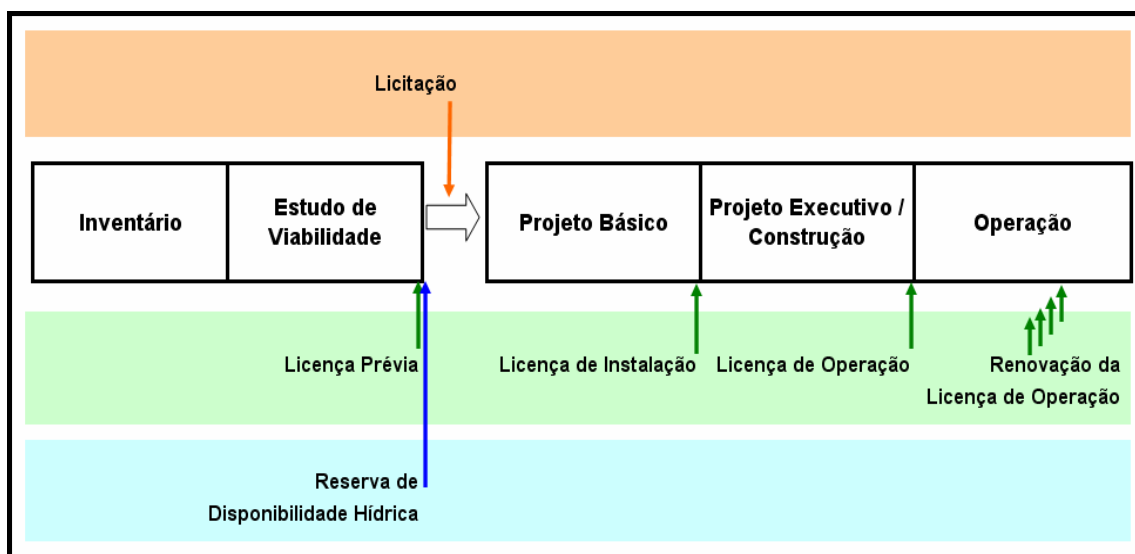


Figura 5.2. Procedimentos para implantação de aproveitamentos hidrelétricos com potência acima de 30 MW – UHEs.

5.3.3 Aproveitamentos hidrelétricos com potência inferior a 1 MW – CGHs.

No caso de aproveitamentos hidrelétricos de até 1 MW, é necessária apenas a comunicação a ANEEL, para fins de registro estatístico, não sendo objeto nem de autorização nem de concessão, devendo neste caso ser obtida a outorga de direito de uso de recursos hídricos diretamente ao órgão gestor dos recursos hídricos.

5.4 Avaliação Ambiental Estratégica - AAE.

A outorga de direitos de uso de recursos hídricos, a avaliação de impacto ambiental e o licenciamento de projetos de significativo impacto ambiental consolidaram-se como instrumentos de política de recursos hídricos e do meio ambiente. Contudo estes instrumentos têm como objetivo subsidiar as decisões de aprovação de projetos de empreendimentos individuais e não os processos de planejamento e as decisões políticas e estratégicas que os originaram (MMA, 2002).

A Secretaria de Qualidade Ambiental nos Assentamentos Humanos (SQA/MMA) tem como uma das principais metas de atuação o aprimoramento do licenciamento ambiental e dos demais instrumentos de política e gestão ambiental. Uma das estratégias de trabalho definidas por esta Secretaria é o desenvolvimento de atividades que visam à implementação sistemática da Avaliação Ambiental Estratégica (AAE) nas diferentes etapas de planejamento dos diversos setores do país. Neste sentido a SQA/MMA celebrou um convênio com o Centro de Pesquisas de Energia Elétrica (CEPEL) para o desenvolvimento do projeto “Definição de Instrumentos Auxiliares de Gestão Ambiental para Bacias Hidrográficas” (CEPEL, 2002).

A Avaliação Ambiental Estratégica - AAE, cuja aplicação está crescendo em vários países desenvolvidos e organizações internacionais nos últimos anos, vem sendo apresentada como uma forma de avaliação de impactos ambientais de ações estratégicas (políticas, planos e programas governamentais), que possibilita a consideração das questões ambientais, dentro do processo de planejamento e tomada de decisão, de uma forma mais efetiva.

Partidário (1999) define a AAE como “um procedimento sistemático e contínuo de avaliação da qualidade e das consequências ambientais de visões e de intenções alternativas de desenvolvimento, incorporadas em iniciativas de política, planejamento e de programas, assegurando a integração efetiva de considerações biofísicas, econômicas, sociais e políticas, o mais cedo possível em processos públicos de tomada de decisões”. A AAE tem se mostrado um instrumento extraordinariamente flexível apresentando variações no quadro da sua aplicação efetiva e potencial. A seguir, alguns tipos de AAE citadas na literatura (Partidário, 1998):

- AAE (Avaliação Ambiental Estratégica) - termo genérico que identifica o processo de avaliação de impactos ambientais de políticas, planos e programas;
- AAE Regional (Avaliação Ambiental Regional) - processo de avaliação das implicações ambientais e sociais a nível regional de propostas de desenvolvimento multissetorial numa dada área geográfica e durante um período determinado;

- AAE Setorial (Avaliação Ambiental Setorial) - processo de avaliação de políticas e de programas de investimento setoriais envolvendo subprojetos múltiplos; apóia também a integração de questões ambientais em planos de investimento em longo prazo.

A Política Nacional de Recursos Hídricos tem como um de seus fundamentos a bacia hidrográfica como unidade territorial para a gestão e o planejamento dos recursos hídricos. Da mesma forma a bacia hidrográfica também é utilizada como unidade de planejamento de diversos setores usuários desses recursos, como é o caso do setor elétrico. No planejamento dos empreendimentos hidrelétricos é na etapa de inventário hidroelétrico que se define o “aproveitamento ótimo” do potencial hidrelétrico de uma bacia hidrográfica.

Destaca-se que os Planos de Recursos Hídricos foram concebidos de modo a promover a “articulação do planejamento de recursos hídricos com o dos setores usuários e com os planejamentos regionais, estadual e nacional”. Termo de Referência para elaboração do Plano Estratégico de Recursos Hídricos da Bacia Hidrográfica dos rios Tocantins e Araguaia prevê a adoção de técnicas de Avaliação Ambiental Estratégica, seguindo metodologia recomendada pela SQA/MMA para incorporação das variáveis ambientais nos processos de decisão de políticas, planos e programas.

A aplicação da AAE regional para bacias hidrográficas será tão mais estratégica quanto mais atender aos seguintes funções (CEPEL, 2002):

- Promover o conhecimento da situação ambiental da bacia hidrográfica, e subsidiar a definição de objetivos e metas de sustentabilidade da área de estudo.
- Identificar e delimitar áreas que deverão ou não ser objeto de intervenção: zoneamento das restrições e das potencialidades.
- Avaliar a situação ambiental da bacia com a implantação do conjunto de empreendimentos dos PPP's propostos (componentes ambientais mais afetados; efeitos cumulativos e sinérgicos mais prováveis).
- Propiciar uma abordagem estratégica para o processo de licenciamento ambiental, permitindo a análise de conjuntos de empreendimentos propostos para a bacia hidrográfica; identificar necessidade de reforço dos órgãos ambientais para atender ao timing de implantação dos programas.
- Identificar a necessidade de estudos integrados para determinadas interferências, com a finalidade de integrar as medidas compensatórias propostas por cada empreendimento.
- Identificar oportunidades de potencialização de benefícios regionais e locais pela análise integrada de vários empreendimentos.
- Identificar lacunas e deficiências na articulação entre os planos setoriais.

- Subsidiar a concepção de projetos e elaboração de futuros EIA's (e outros estudos ambientais) nessas áreas.
- Subsidiar a análise pelas agências ambientais de futuros EIA's de empreendimentos na mesma região.
- Subsidiar a elaboração de futuros planos de investimento para a bacia estudada.
- Subsidiar a integração da gestão ambiental com a gestão dos recursos hídricos.
- Subsidiar a elaboração dos Planos de Recursos Hídricos.
- Subsidiar a integração do planejamento e operação dos empreendimentos do setor elétrico com a gestão ambiental da bacia hidrográfica e com os Planos de Recursos Hídricos.
- Subsidiar a concepção de projetos de geração de energia elétrica.

A utilização da Avaliação Ambiental Estratégica pode levar às seguintes vantagens (Burian, 2004):

- inserir empreendimentos hidrelétricos no contexto ambiental ao trazer os órgãos ambientais ao processo de tomada de decisão inicial a respeito da viabilidade de determinados empreendimentos;
- articulação para compatibilizar os aproveitamentos hidrelétricos com os usos múltiplos dos reservatórios, principalmente tendo em vista a bacia hidrográfica como um todo;
- identificação preliminar das questões de recursos hídricos e ambientais relevantes com o tratamento adequado da dimensão espacial,
- sedimentação da idéia de se adotarem procedimentos de análise e avaliação ambiental em todas as etapas do processo de planejamento, assim como a efetiva incorporação da dimensão ambiental no planejamento.

O setor elétrico ao longo dos últimos anos já vem realizando esforços para incorporar a dimensão ambiental de modo formal e sistemático desde as etapas iniciais do processo de planejamento. Como exemplos podem ser citados os esforços já realizados na sistematização dos estudos ambientais na etapa de inventário bem como aqueles relacionados com a aplicação da AAE ao Plano Decenais de Expansão do Setor Elétrico (ver item 3.2.2).

Entretanto, em função da possibilidade de não participação adequada dos órgãos gestores ambientais, de recursos hídricos e da sociedade civil, na execução dos estudos de inventário, estes, por exemplo, podem resultar em divisões de quedas que podem não contemplar os requisitos ambientais e de recursos hídricos da bacia em questão.

Os processos para obtenção da outorga de usos dos recursos hídricos e de licenciamento ambiental se iniciam respectivamente com a solicitação da declaração de reserva de disponibilidade hídrica junto aos órgãos gestores de recursos hídricos e da solicitação da licença prévia junto ao órgão ambiental. Isso pode implicar na dificuldade de avaliação destas solicitações pelos órgãos em função do não conhecimento dos resultados dos estudos de inventário realizados que resultaram na seleção do aproveitamento em questão, em função da não avaliação adequada dos efeitos cumulativos e sinérgicos resultantes do conjunto de aproveitamentos hidrelétricos que constam nestes Estudos de Inventário.

Com o objetivo de avaliar os efeitos acumulativos e sinérgicos de um conjunto de aproveitamentos numa bacia hidrográfica, está se desenvolvendo uma metodologia de Avaliação Ambiental Integrada – AAI.

A AAI difere da AAE Setorial basicamente pelo fato desta considerar além de aproveitamentos já existentes, diferentes elencos de aproveitamentos dentro de um horizonte temporal, subsidiando o Setor para redução dos efeitos cumulativos e sinérgicos referentes à implantação dos aproveitamentos já estudados. Já a AAI se caracteriza por considerar um elenco de aproveitamentos definido dentro de um horizonte de tempo (por exemplo, os aproveitamentos já aprovados em Estudos de Inventário, e aproveitamentos detentores de concessão, em construção e em operação).

Nesse sentido, pode-se afirmar que a Avaliação Ambiental Estratégica e a Avaliação Ambiental Integrada podem contribuir no sentido de subsidiar os diversos agentes envolvidos no planejamento do setor elétrico, na identificação dos impactos cumulativos e sinérgicos da implementação de um conjunto de aproveitamentos em uma determinada bacia e com isso identificar quais seriam os aproveitamentos mais viáveis de se prosseguir no processo de planejamento. Além disso, estas Avaliações proporcionam o suporte necessário aos órgãos gestores de recursos hídricos e de meio ambiente no processo de concessão de outorga de recursos hídricos e licenciamento ambiental respectivamente.

6 CONCLUSÕES E RECOMENDAÇÕES.

A energia de fonte hidrelétrica responde por cerca de 91 % do total da matriz de produção de energia elétrica no País. O potencial hidrelétrico no país é estimado em 260 GW, distribuído principalmente nas regiões hidrográficas Amazônica (41 %), Paraná (22 %), Tocantins (10 %), São Francisco (10 %), Atlântico Sudeste (6 %) e Uruguai (5 %). Deste total, 66 GW (cerca de 25 %) já estão instalados, distribuídos principalmente nas regiões hidrográficas do Paraná (59 %), São Francisco (15 %), Tocantins (11 %). Pode-se concluir, portanto, que a energia de origem hidrelétrica foi e continuará sendo estratégica para o desenvolvimento do País.

Baseado em informações do Plano Decenal de Expansão do Setor Elétrico 2003-2012, dos Relatórios de Acompanhamento das Usinas Hidrelétricas (ANEEL, 2004b), situação em 15/11/2004, no Relatório de Acompanhamento de Estudos e Projetos de Usinas Hidrelétricas situação em 10/11/2004 (ANEEL, 2004c) em princípio a expansão da geração de energia de fonte hidrelétrica para os próximos 10 anos inclui:

- 20 usinas em construção, num total de 8,9 GW;
- 26 usinas detentoras de concessão, num total de 5,3 GW;
- 36 usinas a licitar no curto prazo, num total de 8,4 GW;
- 3 Usinas de grande porte estratégicas para o Governo Federal, que somam 18,7 GW;
- 12 Usinas consideradas indicativas pelo Plano Decenal, que totalizam 3,2 GW.

Esta relação de usinas mostra claramente a tendência da expansão do aproveitamento do potencial hidrelétrico de regiões hidrográficas com grande potencial a explorar, ou seja, Amazônica e a do Tocantins/Araguaia, cujos projetos somam um potencial aproximado de 19 GW e 13 GW respectivamente. A figura 6.1 mostra um resumo da expansão da geração hidrelétrica por região hidrográfica, para um horizonte de 10 anos.

O ANEXO 4 apresenta o mapa geral com localização destas usinas, das usinas hidrelétricas em operação pertencentes ao SIN, e das principais usinas hidrelétricas supridoras de sistemas isolados.

É importante destacar que o Plano Decenal do Setor Elétrico é revisado anualmente, podendo haver em cada revisão a inclusão ou exclusão de determinados aproveitamentos, principalmente em função da qualidade dos estudos ambientais e das questões ambientais que vem dificultando o licenciamento, como também em função do crescimento do mercado de energia elétrica.

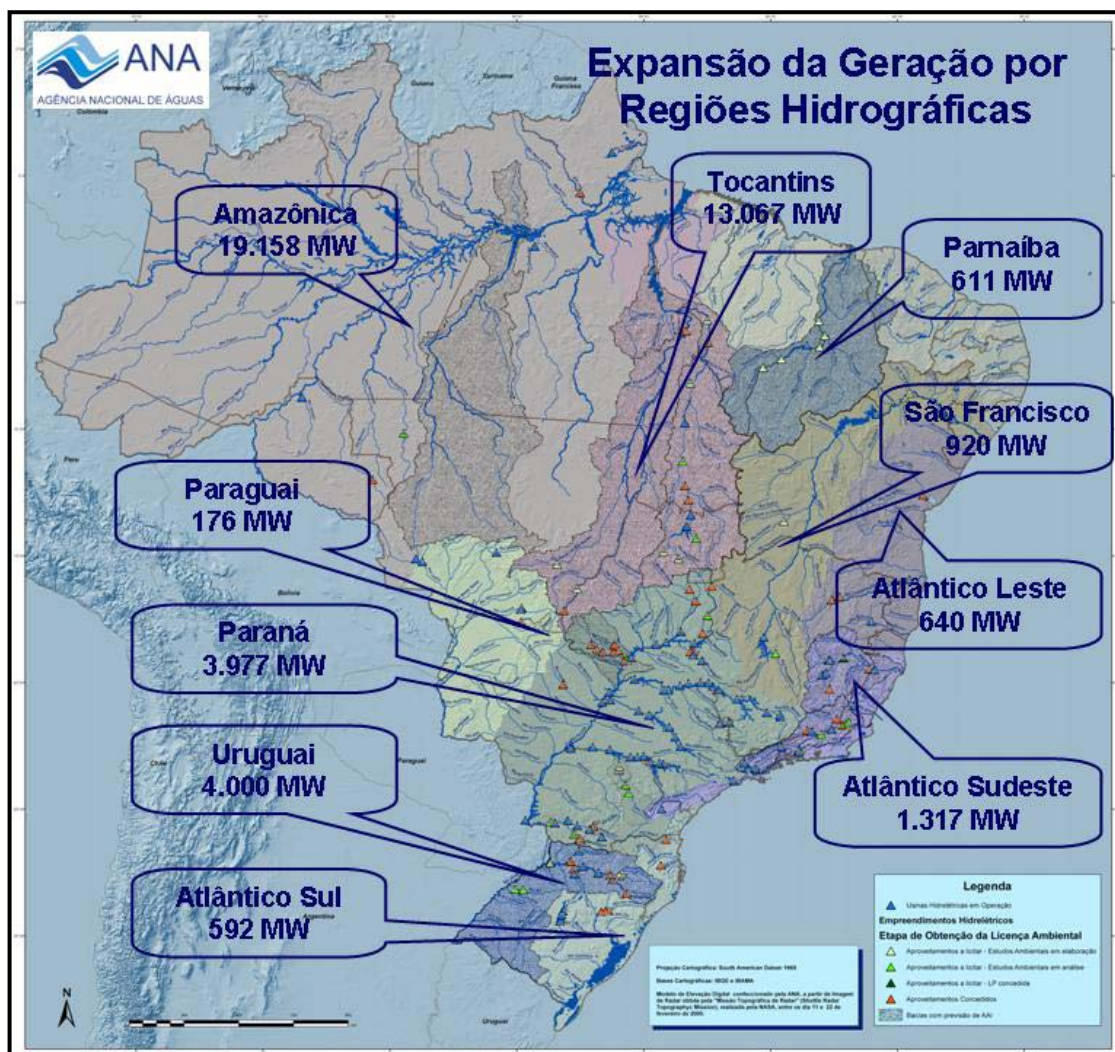


Figura 6.1. Expansão da geração por região hidrográfica.

O estabelecimento da Política Nacional de Recursos Hídricos em 1997, e em particular do fundamento de que a gestão dos recursos hídricos deve proporcionar o uso múltiplo das águas, conjugado ao momento de intensa transformação vivido pelo setor elétrico, faz crescer em importância o papel do agente planejador da expansão do parque gerador de energia elétrica do país, uma vez que ao realizar os estudos de longo e curto prazo, fundamental para a oferta de oportunidades de investimento na expansão do setor, deverá estar apto a oferecer cenários onde todos os riscos sejam conhecidos, sejam de ordem estrutural, operacional ou ambiental, considerando ainda todos os aspectos inerentes a empreendimentos desta natureza.

O Plano de Longo Prazo 2022 do Setor Elétrico (MME, 2002c) já identifica a incerteza relacionada à implantação de diversos empreendimentos hidrelétricos quanto à viabilidade ambiental, acrescentando que poucas são as alternativas disponíveis para sua viabilização. Em função disso recomenda, além da realização de novos estudos de inventário, uma maior integração entre o setor elétrico e de meio ambiente, aos quais deve ser acrescentado o de recursos hídricos.

Os planos decenais do setor elétrico, elaborados a partir de 2001, apesar de reconhecerem avanços já obtidos relativos à inclusão ambiental no seu planejamento,

têm manifestado a percepção de que algumas bacias hidrográficas vêm sofrendo transformações radicais no ambiente aquático, em decorrência da ocupação de grande extensão de seus cursos d'água. Em função disso, tais planos recomendam uma integração dos projetos ou conjuntos de projetos no contexto dos Planos de Recursos Hídricos, por meio da articulação com os Órgãos Gestores, Comitês de Bacias, e demais instituições atuantes na bacia hidrográfica.

Kelman et al (2001) já menciona que, atualmente, em função da simultaneidade da forte reestruturação no setor elétrico no País, e da implantação do Sistema Nacional de Gerenciamento de Recursos Hídricos, onde estão incluídos os "comitês de bacias" e "agências de água", torna-se preponderante realizar um planejamento integrado de recursos. Nisto se insere a integração do planejamento de recursos hídricos e do planejamento setorial para aproveitamento do potencial hidráulico para geração de energia.

Em regiões onde estas instituições ainda não existem, é necessário que seja desenvolvida uma adequada articulação, desde as fases iniciais de estudos de inventário, entre EPE, ANEEL e ANA, visando a obtenção, para o setor, de “Reservas de Disponibilidade Hídrica” e de “Outorgas de direito de Uso dos Recursos Hídricos”. Esse estreito contato deverá ocorrer também, desde o início com os órgãos federais e estaduais de meio ambiente e recursos hídricos, com a participação das comunidades envolvidas. Esta articulação é fundamental no sentido de compatibilizar o aumento dos outros usos dos recursos hídricos com o planejamento da operação de usinas existentes, no sentido de evitar conflitos pelo uso dos recursos hídricos.

Nos estudos para o aproveitamento do potencial hidráulico para geração de energia elétrica, recomenda-se um levantamento cuidadoso das regiões onde a iminência de conflito se faz presente, principalmente em relação aos dois principais setores tradicionalmente concorrentes com a geração hidrelétrica em grande escala: transporte aquaviário e irrigação. Para isso, os estudos de inventário hidrelétrico desempenham importância fundamental, pois durante sua elaboração, tanto os aspectos energéticos quanto aos aspectos relacionados aos recursos hídricos e ambientais devem ser considerados não apenas dentro da visão de setor elétrico, mas sim dentro de uma visão que reflita os interesses de todos os atores atuantes na bacia hidrográfica em estudo. Portanto, é importante que no desenvolvimento dos estudos de planejamento do setor elétrico e em particular dos estudos específicos de cada aproveitamento, o plano de recursos hídricos da bacia seja considerado, bem como a ANA e/ou órgãos gestores de recursos hídricos estaduais devam ser consultados a cerca de outros volumes e restrições a serem consideradas para atendimento dos usos múltiplos.

Por outro lado, é importante que a ANA e os órgãos gestores de recursos hídricos estaduais desenvolvam métodos e critérios que orientem os responsáveis pelo desenvolvimento de estudos de inventário e viabilidade, no sentido de que desenvolvam seus estudos considerando todos os critérios de preservação dos usos múltiplos que serão utilizados por estes órgãos no momento de analisar os pedidos de Declaração de Reserva de Disponibilidade Hídrica para os projetos, de acordo com os processos legais vigentes.

É importante ainda que os outros setores envolvidos (transporte aquaviário e irrigação) desenvolvam estudos de planejamento que permitam o estabelecimento de Diretrizes para a construção de uma Política Nacional realista o setor.

Os Planos de Recursos Hídricos de Bacias Hidrográficas deverão exercer um papel articulador fundamental na integração das políticas entre esses setores. É importante destacar que estes planos não representam uma mera reunião de planos regionais ou setoriais, uma vez que a necessidade de uma visão global deve, necessariamente, compatibilizar várias visões e trazer à tona conflitos potenciais ou mesmo trazer sugestões de soluções aos já existentes.

A aplicação algumas modalidades de Avaliação Ambiental Estratégica já vem sendo exigida em alguns Estados do País para subsidiar o processo de licenciamento ambiental de aproveitamentos hidrelétricos. Esta avaliação pode contribuir no sentido de subsidiar além do processo de licenciamento ambiental, o processo de concessão de outorga de recursos hídricos e os diversos agentes envolvidos no planejamento do setor elétrico visando identificar previamente a respeito de quais seriam empreendimentos mais viáveis de se prosseguir no processo de planejamento.

Com relação às usinas já implantadas, é importante destacar que os detentores de concessão e de autorização de uso de potencial de energia hidráulica expedidos até 2002 estão dispensados da solicitação de outorga de direito de uso dos recursos hídricos, mas a ANA tem a competência de definir e fiscalizar as regras de operação dos respectivos reservatórios, podendo em função do interesse público e respeito ao uso múltiplo das águas, estabelecer restrições operacionais não identificadas na fase de projeto. Já em relação a estudos de inventário e viabilidade realizados, torna-se necessário que sejam revisados no sentido de atender aos resultados provenientes da elaboração dos planos de recursos hídricos (quando houver), e que seja verificado se não há conflito de uso múltiplo, e se a disponibilidade de água considerada nos estudos energéticos destas usinas levou em conta os usos múltiplos atuais e futuros.

Com respeito à implantação de novas Pequenas Centrais Hidrelétricas – PCH's, é importante que sejam analisados os rebatimentos sobre outros usos dos recursos hídricos que, embora de menores vultos, podem ser ainda significativos, pelo grande número de empreendimentos e pelos eventuais sinergismos desfavoráveis que eles possam ter, quando concentrados numa mesma região, num mesmo rio ou numa mesma bacia.

7 REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS.

ANA/GEF/PNUMA/OEA, 2002. Projeto de Gerenciamento Integrado das Atividades Desenvolvidas em Terra na Bacia do São Francisco, Subprojeto 4.4 – Determinação de subsídios para procedimentos operacionais dos principais reservatórios da bacia do rio São Francisco. Brasília: ANA. 63 p.

ANA/GEF/PNUMA/OEA, 2004. Projeto de Gerenciamento Integrado das Atividades Desenvolvidas em Terra na Bacia do São Francisco, Subprojeto 4.5C – Plano Decenal de Recursos Hídricos da Bacia do Rio São Francisco – PBHSF (2004-2013). Aproveitamento do potencial hidráulico para geração de energia elétrica na bacia do rio São Francisco. Estudo Técnico de Apoio nº 9. Brasília: SUM/ANA. 57p.

ANA/SUM, 2004. Aproveitamento do potencial hidráulico para geração de energia elétrica na bacia do rio São Francisco. Nota Técnica. Brasília: SUM/ANA.

ANEEL-Agência Nacional de Energia Elétrica. 2002. Atlas de Energia Elétrica do Brasil, ANEEL, Brasília.

ANEEL. 2004a. Resumo Geral dos Novos Empreendimentos de Geração, situação 15/10/2004, Brasília.
<http://www.aneel.gov.br/>. [Out. 19, 2004]

ANEEL. 2004b. Acompanhamento das Usinas Hidrelétricas situação 15/11/2004, Brasília.
<http://www.aneel.gov.br/>. [Nov. 18, 2004]

ANEEL. 2004c. Relatório de Acompanhamento de Estudos e Projetos de Usinas Hidrelétricas situação 10/11/2004, Brasília.
<http://www.aneel.gov.br/>. [Nov. 16, 2004]

Barros, M.T.L. 2002. Workshop Operação do Sistema Hidroenergético Brasileiro. São Paulo University – USP. São Paulo.

BRASIL. Constituição (1988). Constituição da República Federativa do Brasil: promulgada em 5 de outubro de 1988.

BRASIL. Lei n. 3.890-A, de 25 de abril de 1961. Autoriza a União a constituir a empresa Centrais Elétricas Brasileiras S. A. - ELETROBRÁS, e dá outras providências.

BRASIL. Lei n.5.655, de 20 de maio de 1971. Dispõe sobre a remuneração legal do investimento dos concessionários de serviços públicos de energia elétrica, e dá outras providências.

BRASIL. Lei n. 6.938, de 31 de agosto de 1981. Dispõe sobre a Política Nacional do Meio Ambiente, seus fins e mecanismos de formulação e aplicação, e dá outras providências.

BRASIL. Lei n. 7.990, de 28 de dezembro de 1989. Institui, para os Estados, Distrito Federal e Municípios, compensação financeira pelo resultado da exploração de petróleo ou gás natural, de recursos hídricos para fins de geração de energia elétrica, de recursos minerais em seus respectivos territórios, plataformas continentais, mar territorial ou zona econômica exclusiva, e dá outras providências. (Art. 21, XIX da CF).

BRASIL. Lei n. 8.631, de 4 de março de 1993. Dispõe sobre a fixação dos níveis das tarifas para o serviço público de energia elétrica, extingue o regime de remuneração garantida e dá outras providências.

BRASIL. Lei n. 8.987, de 13 de fevereiro de 1995. Dispõe sobre o regime de concessão e permissão da prestação de serviços públicos previsto no art. 175 da Constituição Federal, e dá outras providências.

BRASIL. Lei n. 9.074, de 07 de julho de 1995. Estabelece normas para outorga e prorrogações das concessões e permissões de serviços públicos, e dá outras providências.

BRASIL. Lei n. 9.427, de 26 de dezembro de 1996. Institui a Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL, disciplina o regime das concessões de serviços públicos de energia elétrica e dá outras providências.

BRASIL. Lei n. 9.433 de 8 de janeiro de 1997. Institui a Política Nacional de Recursos Hídricos, cria o Sistema Nacional de Gerenciamento de Recursos Hídricos, regulamenta o inciso XIX do art. 21 da Constituição Federal, e altera o art. 1º da Lei n. 8.001, de 13 de março de 1990, que modificou a Lei n. 7.990, de 28 de dezembro de 1989.

BRASIL. Lei n. 9.648, de 27 de maio de 1998. Altera dispositivos das Leis no 3.890-A, de 25 de abril de 1961, n. 8.666, de 21 de junho de 1993, n. 8.987, de 13 de fevereiro de 1995, n. 9.074, de 7 de julho de 1995, n. 9.427, de 26 de dezembro de 1996, e autoriza o Poder Executivo a promover a reestruturação das Centrais Elétricas Brasileiras - ELETROBRÁS e de suas subsidiárias e dá outras providências.

BRASIL. Lei n. 9.984, de 17 de julho de 2000. Dispõe sobre a criação da Agência Nacional de Águas - ANA, entidade federal de implementação da Política Nacional de Recursos Hídricos e de coordenação do Sistema Nacional de Gerenciamento de Recursos Hídricos, e dá outras providências.

BRASIL. Lei n. 10.438, de 26 de abril de 2002. Dispõe sobre a expansão da oferta de energia elétrica emergencial, recomposição tarifária extraordinária, cria o Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica (Proinfa), a Conta de Desenvolvimento Energético (CDE), dispõe sobre a universalização do serviço público de energia elétrica, dá nova redação às Leis no 9.427, de 26 de dezembro de 1996, no 9.648, de 27 de maio de 1998, no 3.890-A, de 25 de abril de 1961, no 5.655, de 20 de maio de 1971, no 5.899, de 5 de julho de 1973, no 9.991, de 24 de julho de 2000, e dá outras providências.

BRASIL. Lei n. 10.847, de 15 de março de 2004. Autoriza a criação da Empresa de Pesquisa Energética - EPE, vinculada ao Ministério de Minas e Energia, e dá outras providências.

BRASIL. Lei n. 10.848, de 15 de março de 2004. Dispõe sobre a comercialização de energia elétrica, altera as Leis nos 5.655, de 20 de maio de 1971, 8.631, de 4 de março de 1993, 9.074, de 7 de julho de 1995, 9.427, de 26 de dezembro de 1996, 9.478, de 6 de agosto de 1997, 9.648, de 27 de maio de 1998, 9.991, de 24 de julho de 2000, 10.438, de 26 de abril de 2002, e dá outras providências.

BRASIL. Decreto nº 24.643, de 10 de julho de 1934. Decreta o Código de Águas.

BRASIL. Decreto n. 2.655, de 02 de julho de 1998. Regulamenta o Mercado Atacadista de Energia Elétrica e define as regras de organização do Operador Nacional do Sistema Elétrico - ONS, de que trata a Lei 9.648 de 27.05.1998, revoga os Decretos 73.102 de 07.11.1973 e 1.009 de 22.12.1993, e dá outras providências.

BRASIL. Decreto n. 99.274, de 6 de junho de 1990. Regulamenta a Lei nº 6.902, de 27 de abril de 1981, e a Lei nº 6.938, de 31 de agosto de 1981, que dispõem, respectivamente sobre a criação de Estações Ecológicas e Áreas de Proteção Ambiental e sobre a Política Nacional do Meio Ambiente, e dá outras providências.

BRASIL. Decreto n. 2.335, de 6 de outubro de 1997. Constitui a Agência Nacional de Energia Elétrica -ANEEL, autarquia sob regime especial, aprova sua Estrutura Regimental e o Quadro Demonstrativo dos Cargos em Comissão e Funções de Confiança e dá outras providências.

BRASIL. Decreto n. 3.942, de 27 de setembro de 2001. Dá nova redação aos arts. 4o, 5o, 6o, 7o, 10 e 11 do Decreto no 99.274, de 6 de junho de 1990.

BRASIL. Decreto n. 4.895, de 25 de novembro de 2003. Dispõe sobre a autorização de uso de espaços físicos de corpos d'água de domínio da União para fins de aquicultura, e dá outras providências.

Burian, P.P. 2004. Avaliação Ambiental Estratégica como instrumento de licenciamento para hidrelétricas – o caso das bacias do rio Chopim no Paraná. Trabalho apresentado na 2ª Reunião do ANNPAS - Associação Nacional de Pós-Graduação e Pesquisa em Ambiente e Sociedade – ANPPAS. São Paulo. Maio 2004.

CEPEL. 2002. Diretrizes e procedimentos para o acompanhamento dos estudos de inventário hidrelétrico de bacias hidrográficas utilizando AAE – Relatório da Etapa 2, CEPEL, Rio de Janeiro.

CNRH. Estabelece diretrizes para elaboração dos Planos de Recursos Hídricos de Bacias Hidrográficas. Resolução nº 17 de 29 de maio de 2001.

CMEB-Centro de Memória da Eletricidade no Brasil 2001. Electric Energy in Brazil, Rio de Janeiro, Centro de Memória da Eletricidade no Brasil. Rio de Janeiro.

ELETROBRÁS. 1997a. Manual de Inventário Hidrelétrico de Bacias Hidrográficas da ELETROBRÁS, Manual, ELETROBRÁS. Rio de Janeiro.

ELETROBRÁS 1997b. Instruções para Estudos de Viabilidade de Aproveitamentos Hidrelétricos, Manual, ELETROBRÁS. Rio de Janeiro.

ELETROBRÁS 1999a. Diretrizes para elaboração de projeto básico de usinas hidrelétricas, Manual, ELETROBRÁS, Rio de Janeiro.

ELETROBRÁS 1999b. Diretrizes para estudos e projetos básicos de pequenas centrais hidrelétricas – PCH, Manual, ELETROBRÁS. Rio de Janeiro.

ELETROBRÁS. 2004a. Sistema de Informações do Potencial Hidrelétrico Brasileiro – SIPOT, Versão Junho / 2004, Rio de Janeiro.

ELETROBRÁS. 2004b. Planejamento de Operação dos Sistemas Isolados – Ano 2004. Eletrobrás. Rio de Janeiro.

Furnas Centrais Elétricas, CNO – Construtora Norberto Odebrecht, PCE – Projetos e Consultorias de Engenharia. 2002. Inventário Hidrelétrico do Rio Madeira – Trecho Porto Velho – Abunã. Furnas. Brasília.

Garrido R.J.S. 2000. Water Resources National Policy in Brazil – Contributing Paper, Brazil (Online)
<http://www.damsreport.org/docs/kbase/contrib/ins226.pdf> [Jul. 10, 2004]

GCE, 2002 – Comitê de Revitalização do Modelo do Setor Elétrico – Relatório de Progresso No. 2 – Documento de Apoio A – Resumo do Marco Regulatório Brasileiro – Câmara de Gestão da Crise de Energia- GCE, Brasília.

Kelman, J., Ventura Filho, A., Bajay, S.V., Penna, J. C. & Haddad, C.L.S. 2001. Relatório da Comissão de Análise do Sistema Hidrotérmico de Energia Elétrica, Câmara de Gestão da Crise de Energia - GCE, Brasília.

Kelman, J. 2004. Energia Firme de Sistemas Hidrelétricos e Usos Múltiplos dos Recursos Hídricos. Em: ABRH, Revista Brasileira de Recursos Hídricos, vol. 9 (1): pp 189-198.

Ministério das Minas e Energia – MME. 2002a. Plano Decenal de Expansão do Setor Elétrico 2001-2010, MME, Brasília.

Ministério das Minas e Energia – MME. 2002b. Plano Decenal de Expansão do Setor Elétrico 2003-2012, MME, Brasília.

Ministério das Minas e Energia – MME. 2002c. Plano de Longo Prazo – Projeção da Matriz - 2022, MME/SEN, Brasília.

Ministério do Meio Ambiente – MMA. 2002. Avaliação Ambiental Estratégica. MMA/SQA. Brasília.

Ministério do Meio Ambiente - MMA 2003. Plano Nacional de Recursos Hídricos – Documento Básico de Referência, MMA/SRH/ANA, Brasília.

OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA – ONS, 2002. Inventário das Restrições Operativas Hidráulicas dos Aproveitamentos Hidrelétricos, ONS, Rio de Janeiro.

OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA – ONS. 2003a. Procedimentos de Rede: Módulo 7 – Planejamento da operação energética. ONS. Rio de Janeiro.

OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA – ONS. 2003b. Procedimentos de Rede: Módulo 9 – Hidrologia Operacional. ONS. Rio de Janeiro.

OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA – ONS. 2004. Planejamento Anual da Operação Energética – Ano 2004. ONS. Rio de Janeiro.

Partidário, M.R. 1998. Significance and the future of Strategic Environmental Assessment. Em: Japan Environmental Agency, Proceedings of the International Symposium on Strategic Environmental Assessment, Japan Environmental Agency, Japão: pp 13-21

Partidário, M.R. 1999. Strategic Environmental Assessment - principles and potential. Em: Petts, Judith (Ed.), Handbook on Environmental Impact Assessment, Blackwell, Londres: pp. 60-73.

Pires, S.H.M. 2001. Planejamento ambiental da expansão da oferta de energia elétrica: “Subsídios para a discussão de um modelo de desenvolvimento sustentável para Amazônia”, Parcerias Estratégicas - Ibid: pp 160-184.



**MINISTÉRIO DO
MEIO AMBIENTE**

