



ALTERAÇÃO DE LIMITE DE POTÊNCIA DE PEQUENAS CENTRAIS HIDRELÉTRICAS: UMA AVALIAÇÃO DE IMPACTOS NA MATRIZ ELÉTRICA BRASILEIRA

THALIS AMARAL

Projeto de Graduação apresentado ao Curso de Engenharia Ambiental da Escola Politécnica, Universidade Federal do Rio de Janeiro como parte dos requisitos necessários à obtenção do título de Engenheiro.

Orientadora: Prof.^a Heloisa Teixeira Firmo, D.Sc.

Rio de Janeiro

Maio de 2010

ALTERAÇÃO DE LIMITE DE POTÊNCIA DE PEQUENAS CENTRAIS HIDRELÉTRICAS: UMA AVALIAÇÃO DE IMPACTOS NA MATRIZ ELÉTRICA BRASILEIRA

Thalis Amaral

PROJETO DE GRADUAÇÃO SUBMETIDO AO CORPO DOCENTE DO CURSO DE ENGENHARIA AMBIENTAL DA ESCOLA POLITÉCNICA DA UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO DE JANEIRO COMO PARTE DOS REQUISITOS NECESSÁRIOS À OBTENÇÃO DO GRAU DE ENGENHEIRO AMBIENTAL.

Examinada por:

Prof.^a Heloisa Teixeira Firmo, D. Sc.

Prof.^o Gilberto Olympio Mota Fialho, D. Sc.

Eng.^o Luiz Fernando Lavagnoli

RIO DE JANEIRO, RJ – BRASIL

Maio de 2010

Amaral, Thalís

Alteração de Limite de Potência de Pequenas Centrais Hidrelétricas: Uma Avaliação de Impactos na Matriz Elétrica Brasileira – Rio de Janeiro: UFRJ/ Escola Politécnica/ Curso de Engenharia Ambiental, 2010.

X, 73 p.: il.; 29,7 cm.

Orientadora: Heloisa Teixeira Firmo

Projeto de Graduação – UFRJ/ Escola Politécnica/ Curso de Engenharia Ambiental, 2010.

Referências Bibliográficas: p. 58-62.

1. Pequenas Centrais Hidrelétricas. 2. Alteração de Potência. 3. Matriz Elétrica Brasileira. 4. Energia e Meio Ambiente

I. Firmo, Heloisa Teixeira. II. Universidade Federal do Rio de Janeiro, Escola Politécnica, Curso de Engenharia Ambiental. III. Título

Dedico este trabalho à minha família que sempre me apoiou em minhas caminhadas pela vida e nunca deixou de acreditar no meu sucesso.

AGRADECIMENTOS

Em primeiro lugar agradeço a minha orientadora, Professora Heloisa Teixeira Firmo, por toda ajuda e conhecimentos transmitidos.

De igual maneira agradeço ao meu antigo supervisor de estágio e amigo, Leonardo Clemente, que em muito me ajudou nesse Projeto de Graduação. Sua organização, clareza de pensamento e dedicação no trabalho são um exemplo para mim.

Agradeço a coordenadora do curso de Engenharia Ambiental e minha amiga, Professora Iene Christie Figueiredo, por toda sua ajuda, pelo incentivo e pelos puxões de orelha na hora certa.

Agradeço a todo o pessoal do DRHIMA, por disponibilizar o laboratório aonde fiz a maior parte deste trabalho e pelo maravilhoso cafezinho no fim da tarde.

Agradeço ao meu ex-companheiro de trabalho Gilberto João Francisco Junior pela ajuda com as análises financeiras.

Por fim, sou grato a todos os meus amigos que sempre me apoiaram e me ajudaram de formas que nem eles próprios imaginam e a todos que, direta ou indiretamente, contribuíram de alguma forma para a conclusão deste Projeto.

“Be the change you want to see in the world.”

Mahatma Gandhi

Resumo do Projeto de Graduação apresentado à Escola Politécnica/UFRJ como parte dos requisitos para a obtenção do grau de Engenheiro Ambiental.

Alteração de Limite de Potência de Pequenas Centrais Hidrelétricas: Uma Avaliação de Impactos na Matriz Elétrica Brasileira

Thalis Amaral

Maio/2010

Orientadora: Heloisa Teixeira Firmo

Curso: Engenharia Ambiental

A Matriz Elétrica Brasileira é composta por diversas fontes. Entretanto, podemos observar a predominância da utilização de energia hidráulica e o panorama futuro mostra que esta continuará sendo a principal fonte de energia elétrica do país.

Diante do fato que UHEs de baixa potência não serem economicamente atrativas, faz-se necessário uma discussão para verificar a viabilidade da alteração do limite máximo das PCHs, que passariam dos atuais 30 MW para 50 MW, e quais seriam os impactos na Matriz Elétrica.

Foi realizada uma análise financeira e os resultados mostraram que a alteração do limite de potência seria benéfica para o empreendedor. O impacto na Matriz Elétrica seria pequeno, mas representaria um acréscimo considerável na geração elétrica por PCHs abrindo, ainda, a possibilidade de repotenciação de usinas existentes. Entretanto, deve-se atentar que estados e municípios deixariam de receber Compensação Financeira pelo uso dos recursos hídricos. Recomenda-se, por fim, que os critérios de enquadramento e benefícios das PCHs sejam revistos com o objetivo de otimizar a expansão elétrica.

Palavras-Chave: 1. Pequenas Centrais Hidrelétricas. 2. Alteração de Potência. 3. Matriz Elétrica Brasileira. 4. Energia e Meio Ambiente.

Abstract of Undergraduate Project presented to Poli/UFRJ as a partial fulfillment of requirements for the degree of Environmental Engineer.

Changing in Power of Small Hydro Power: An Evaluation of Impacts on the
Brazilian Electrical Matrix

Thalis Amaral

May/2010

Advisor: Heloisa Teixeira Firmo

Course: Environmental Engineering

The Brazilian Electrical Matrix is composed of several sources. However, we can observe a predominance of hydropower and the future outlook shows this will remain the main source of electricity in the country.

Given the fact that low power HPPs are not economically attractive, it is necessary a discussion to check the feasibility of changing of top limit power in SHP, which would pass the current 30 MW to 50 MW, and what will be the impacts on Electrical Matrix.

It was performed a financial analysis and the results shows that changing of power limit would be beneficial to the entrepreneur. The impact on Electrical Matrix would be small, but would represent a considerable increase in electricity generation of SHPs, also opening the possibility of repowering in existing plants. However, it should be aware that states and municipalities would no longer receive financial compensation for the use of water resources. Finally, It is recommended that the criterion for framework and benefits of SHP are reviewed in order to optimize the electricity expansion.

1. Small Hydroelectric Plants.
2. Change of Power.
3. Brazilian electric matrix.
4. Energy & Environment

Sumário

1. Objetivos do Projeto	1
2. Introdução.....	2
2.1. Matriz elétrica brasileira	2
2.2. Histórico e definições	5
2.2.1. Definição do conceito de energia hidráulica	5
2.2.2. Histórico da utilização de energia hidráulica no mundo.....	7
2.2.3. Definição de usina hidrelétrica.....	9
2.2.4. Histórico da geração de energia elétrica a partir de fontes hidráulicas.....	10
2.3. Impactos associados a usinas hidrelétricas	12
2.4. Etapas de Implantação de uma Usina Hidrelétrica	18
3. Pequenas Centrais Hidrelétricas	21
3.1. Definições	21
3.2. Histórico de utilização de PCHs;	22
3.2.1. No Brasil	22
3.3. Impactos associados a pequenas centrais hidrelétricas	26
3.4. Etapas de Implantação de uma Pequena Central Hidrelétrica.....	27
3.5. Situação regulatória atual e cenário futuro.....	29
4. Metodologia	31
4.1. Levantamento de dados dos empreendimentos existentes	31
4.1.1. Quantidade de empreendimentos existentes e potência gerada..	33
4.2. Estudo de caso particular de um aproveitamento hipotético	37
4.2.1. Metodologia para análise financeira do empreendimento	37
4.2.2. Definição das premissas básicas do empreendimento.....	38
4.2.3. Análise Financeira do empreendimento	44

5. Resultados obtidos	52
5.1. Comparação entre os resultados de ambos os cenários	52
5.2. Avaliação dos impactos na matriz energética brasileira.....	52
6. Conclusões e Recomendações	54
6.1. Sobre a alteração do limite máximo de potência das PCHs.....	54
6.2. Sobre o impacto na Matriz Elétrica do Brasil.....	55
6.3. Sobre o Projeto de Lei do Senado nº 274.....	56
7. Referência Bibliografica	58
8. Anexos.....	63
8.1. Fluxo de Caixa para o cenário 1 – UHE.....	64
8.2. Sistema de Financiamento para o cenário 1 – Sistema SAC.....	68
8.3. Fluxo de Caixa para o cenário 2 – PCH.....	69
8.4. Sistema de Financiamento para o cenário 2 – Sistema SAC.....	73

1. Objetivos do Projeto

O presente projeto tem por objetivo analisar quais seriam os impactos na Matriz Elétrica Brasileira com a alteração do limite máximo de potência de Pequenas Centrais Hidrelétricas – PCHs, que passaria dos atuais 30,0 MW para 50,0 MW, de acordo com o Projeto de Lei do Senado N° 274 de 9 de Julho de 2008. Para tal foi elaborado um histórico de evolução da utilização de energia hidráulica até os dias atuais com enfoque especial nas PCHs, ressaltando o ganho de importância que esta fonte energética vem experimentando nos últimos anos. Tal análise contou com estudo de caso de um empreendimento hipotético, sendo este considerado inicialmente uma usina hidrelétrica e posteriormente uma PCH, usufruindo assim das vantagens inerentes como, por exemplo, isenção de pagamento de compensação financeira e descontos nos encargos de transmissão. De posse dos resultados obtidos foi feita uma análise simplificada do possível cenário futuro do País. Ao final foram apresentadas algumas idéias, avaliações e recomendações.

2. Introdução

2.1. Matriz elétrica brasileira

Segundo o *International Energy Outlook (Energy Information Administration, 2009)* a geração hidrelétrica e de outras fontes renováveis crescerão 69% nos próximos 24 anos. A geração hidrelétrica atualmente é responsável por cerca de 19% da oferta elétrica mundial, sendo a oferta de outras energias renováveis ainda pequena. A energia hidrelétrica, portanto, continuará a ser uma importante fonte renovável no futuro.

Atualmente a capacidade hidrelétrica instalada mundial é da ordem de 896 GW, com cerca de 3.381 TWh de energia gerada anualmente. Estima-se que 33% do potencial tecnicamente viável atualmente já foi explorado, porém existem grandes diferenças regionais. Enquanto a Europa e a América do Norte já desenvolveram quase todo o seu potencial (cerca de 70% já desenvolvido), na América do Sul, África e Ásia ainda restam cerca de 70% a ser explorado, ou seja, uma parcela bastante significativa.

A matriz elétrica do Brasil é composta de energia elétrica gerada por diversas fontes: hidráulica, gás, petróleo, biomassa, carvão mineral, eólica e nuclear. Conta ainda com importação de energia elétrica do Paraguai, Argentina, Venezuela e Uruguai e atualmente possui 2.073 usinas em operação com capacidade instalada total de 112.545.195 kW, das quais aproximadamente 75% são provenientes de fontes hidráulicas. Segundo a Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL (Agosto de 2009) existem 800 usinas hidrelétricas, 1.243 termoelétricas, 2 termonucleares e 33 eólicas.

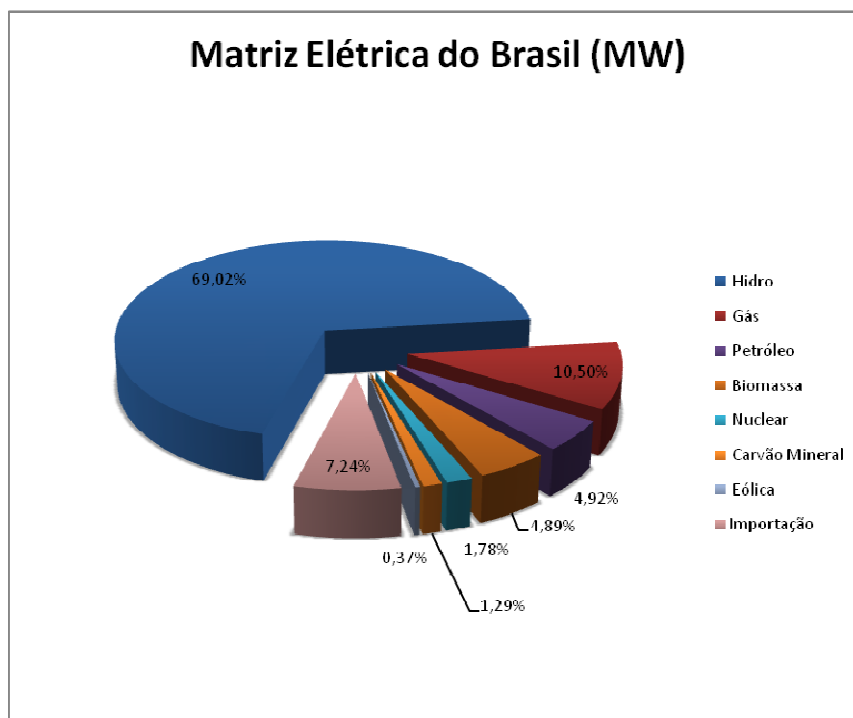


Gráfico 1 – Matriz Elétrica Brasileira (fonte: ANEEL – Julho/2009)

A energia elétrica é fundamental ao desenvolvimento socioeconômico e à melhoria da qualidade de vida da população pelos diversos benefícios provenientes desse tipo de energia. O consumo energético é um dos parâmetros mais significativos para se medir o desenvolvimento de uma nação, pois está diretamente relacionado à renda destes países ao longo do tempo.

Segundo a publicação *The World Factbook* (Agência de Inteligência Americana – CIA, 2009), em 2008 o Brasil se encontrava na 96ª posição no ranking mundial de consumo de energia elétrica com 2.116,72 kWh per capita. Na tabela abaixo se pode observar o consumo per capita de energia elétrica em alguns países.

Posição no Ranking	País	Consumo de energia	Posição no Ranking	País	Consumo de energia
# 1	Groelândia	31,147.292 kWh per capita	# 67	Malásia	3,724.977 kWh per capita
# 2	Noruega	24,011.233 kWh per capita	# 77	Venezuela	3,102.781 kWh per capita
# 3	Finlândia	16,850.372 kWh per capita	# 79	Chile	2,949.214 kWh per capita
# 4	Canadá	16,279.411 kWh per capita	# 87	Argentina	2,497.926 kWh per capita
# 7	Suécia	14,769.403 kWh per capita	# 91	China	2,179.451 kWh per capita
# 8	Luxemburgo	14,604.742 kWh per capita	# 96	BRASIL	2,116.723 kWh per capita
# 9	Estados Unidos	12,924.224 kWh per capita	# 102	México	1,858.31 kWh per capita
# 13	Austrália	10,720.756 kWh per capita	# 123	Iraque	1,303.29 kWh per capita
# 27	França	7,328.281 kWh per capita	# 138	Paraguai	899.674 kWh per capita
# 29	Rússia	6,968.565 kWh per capita	# 144	Perú	788.543 kWh per capita
# 35	Alemanha	6,662.91 kWh per capita	# 153	Bolívia	558.385 kWh per capita
# 42	Espanha	5,835.169 kWh per capita	# 204	Haiti	38.164 kWh per capita
# 61	Portugal	4,584.665 kWh per capita	# 218	Faixa de Gaza	0.167 kWh per capita

Tabela 1 – Consumo per capita de energia elétrica em alguns países (Fonte: CIA)

Incentivos ao crescimento e desenvolvimento do setor elétrico para acompanhar a demanda crescente por energia requerem medidas sustentáveis pautadas a curto e longo prazo. O *Plano Nacional de Energia 2030 – PNE 2030*, (Ministério de Minas e Energia, 2007), tem por objetivo traçar um panorama para a futura tendência da Matriz de Energia Elétrica Brasileira. O PNE 2030 projeta que a potência instalada relativa à energia hidráulica, em 2030, atingirá um valor de 88.200 MW, significando um acréscimo de 28,6% na potência instalada na rede de energia elétrica. O PNE 2030 ainda tem como uma de suas metas atingir, em 2030, o desenvolvimento de cerca de metade do potencial hoje conhecido das PCHs.

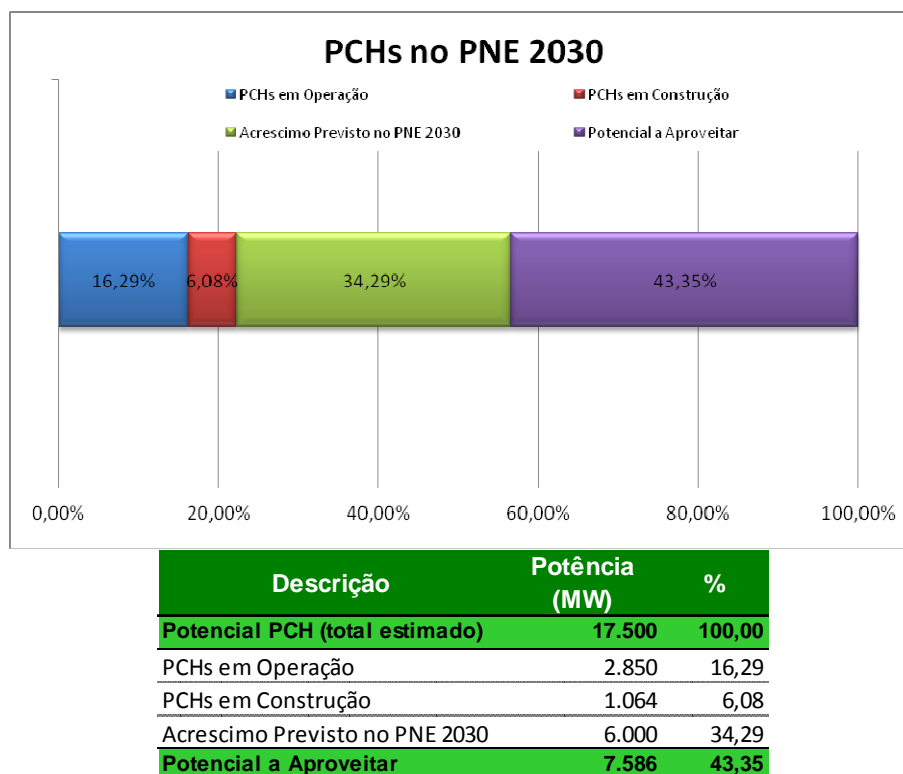


Gráfico 2 – PCHs no contexto do PNE 2030 (fonte: PNE 2030 – Novembro/2007)

O Plano Nacional de Energia 2030 estima que, em 2030, as PCHs terão um potencial energético de 8.242 MW a ser aproveitado. Dessa forma existe um alto potencial a ser explorado nas próximas décadas, compondo um nicho de mercado com grande potencial.

2.2. Histórico e definições

2.2.1. Definição do conceito de energia hidráulica

Entende-se como energia hidráulica aquela que é obtida a partir da energia potencial de uma massa d'água. Tal energia se manifesta através de um fluxo de água, como rios e lagos, podendo ser aproveitada por meio de uma queda d'água para geração de energia mecânica ou elétrica.

A roda d'água foi o primeiro engenho criado capaz de realizar trabalho a partir de uma queda d'água, transformando energia hidráulica em energia mecânica. São dispositivos circulares montados sobre um eixo,

contendo em sua periferia aletas ou caixinhas dispostas de modo a poder aproveitar essa energia. As primeiras evidências da utilização de tais dispositivos vêm da Grécia antiga e datam de 240 a.C. As rodas d'água basicamente podem ser de três tipos: Sobre-axial (Overshot Wheel), Sub-axial (Undershot Wheel) e rodas de eixo horizontal. No século XVIII o uso das rodas d'água atingiu seu ápice quando, só na Inglaterra, havia mais de 10 mil unidades.

Segundo o documento “Diretrizes para Estudos e Projetos Básicos de Pequenas Centrais Hidrelétricas - PCH” (Eletrobrás, 1998), a Potência Instalada de um aproveitamento pode ser calculada pelo produto entre a sua Energia Firme e o seu Fator de Capacidade conforme pode ser visto abaixo:

$$Pot = \frac{EF_e}{F_c}$$

Onde:

Pot = Potência Instalada (MW);

F_c = Fator de Capacidade;

EF_e = Energia Firme (MW médio);

A Energia Firme pode ser calculada utilizando a seguinte equação:

$$EF_e = \frac{\mu \cdot 9,81 \cdot Q \cdot H_{liq}}{1000}$$

Onde:

EF_e = Energia Firme (MW médio);

μ = Rendimento do conjunto turbina-gerador;

Q = Vazão medida no local (m^3/s). Deverá ser estimada a partir de dados de postos hidrométricos da bacia ou região;

H_{liq} = Queda líquida (m), definida como a queda bruta descontada as perdas hidráulicas;

2.2.2. Histórico da utilização de energia hidráulica no mundo

Os primeiros relatos da utilização de mecanismos hidráulicos vêm da Mesopotâmia antiga, aonde escrituras babilônicas fazem referência a engenhos utilizados para fins de irrigação, porém não se sabe se eram utilizados diretamente nos cursos d'água. Na Índia antiga escrituras do século 4 a.C. indicam que rodas d'água eram utilizadas em rios para se elevar a água para fins de irrigação.

Na Grécia e na Roma antiga as rodas d'água tiveram um uso mais abrangente. O engenheiro Vitruvius escreveu em 25 a.C. seu trabalho intitulado "*De Architectura*" aonde descrevia o projeto básico de construção dos dispositivos (*Wikipédia, 2009*). Nessa época as rodas d'água, além de sua utilização para a irrigação, eram empregadas para moagem de grãos, fabricação de tecidos, corte de madeira e mármore e até para a retirada de água de minas para trabalhos subterrâneos.

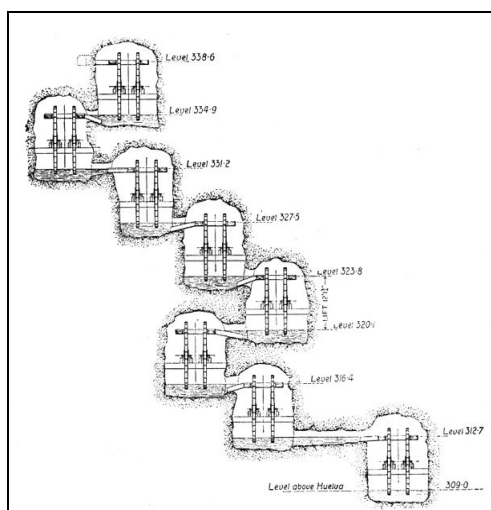


Figura 1 – Rodas d'água utilizadas em conjunto para remoção de água em minas. (fonte: wikipedia)

Na China antiga as rodas d'água provavelmente tiveram origem diferente, pois inicialmente todas as rodas apresentavam eixos horizontais. No século 1 d.C. os chineses começaram a utilizar as rodas d'água para moagem de grãos e para transformar minério de ferro em ferro fundido através de um alto-forno rudimentar. Os chineses também foram os primeiros a utilizar as rodas d'água para movimentar equipamentos astronômicos e para outros fins. O inventor

Zhang Heng foi o primeiro a utilizar a força da água para movimentar uma esfera armilar. Já o engenheiro Ma Jun utilizou as rodas d'água para movimentar um boneco mecânico no teatro do imperador Cao Rui.

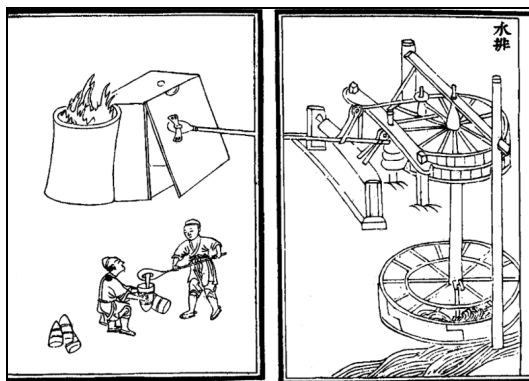


Figura 2 – Alto-forno rudimentar movido a força hidráulica. China, século 1 d.C. (fonte: wikipedia)

No período islâmico as rodas d'água foram bastante difundidas. As primeiras aplicações datam do século VII e ainda hoje é possível encontrar algumas dessas construções bem preservadas na região da Síria. Nesse período as rodas d'água passaram a ter usos mais industriais, tendo aplicações na produção de arroz, de farinha de trigo e milho, papel, em serrarias, estaleiros, engenhos de açúcar, entre outros. Essa tecnologia posteriormente foi difundida por toda a Europa medieval e auxiliou o desenvolvimento da Revolução Industrial. Atualmente podemos dizer que as usinas hidrelétricas são descendentes diretas dessas antigas rodas d'água, que transformavam energia hidráulica em mecânica. A conversão do movimento mecânico em energia elétrica, só foi possível a partir das leis de Maxwell (segunda metade do século XIX) que permitiram a transformação do campo magnético em energia elétrica por intermédio da utilização do gerador elétrico.



Figura 3 – Roda d'água no rio Orontes, Síria. (fonte: wikipedia)

2.2.3. Definição de usina hidrelétrica

Usina Hidrelétrica é o conjunto de obras e equipamentos que tem por finalidade aproveitar a energia potencial existente entre os níveis de montante e jusante de um rio para gerar energia elétrica através de um conjunto turbina-gerador. A água ao se deslocar, dentro de um tubo ou canal, de um nível mais elevado para outro menos elevado transforma essa energia potencial em energia cinética que irá girar a turbina e consequentemente o rotor dentro do gerador. O gerador por sua vez irá produzir energia elétrica que será transportada através de linhas de transmissão. A potência da usina será proporcional ao produto entre a altura de queda d'água e a vazão turbinada.

Devido à eventual necessidade de se regularizar a vazão ou se criar um desnível, podem ser construídas barragens para represar o rio. A regularização se faz necessária quando as vazões do período de estiagem do rio são menores do que as necessárias para se fornecer a potência necessária ao empreendimento, ocorrendo com frequência superior a adotada em projeto. A construção dessas barragens gera uma série de impactos ao meio que serão discutidos mais a frente.

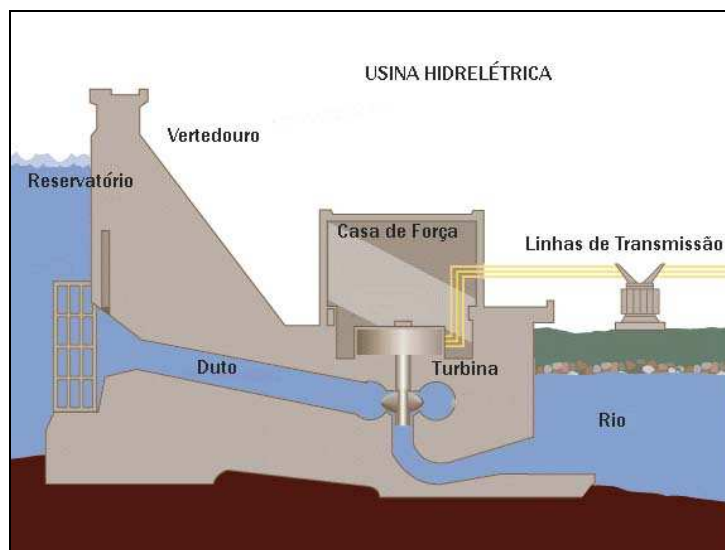


Figura 4 – Esquema básico de uma usina hidrelétrica.

2.2.4. Histórico da geração de energia elétrica a partir de fontes hidráulicas

2.2.4.1. No mundo

A primeira notícia que se tem sobre a obtenção de energia elétrica a partir de fontes hidráulicas é de Stottville, Nova York. A turbina foi construída em 1869 e, instalada dois anos depois. Em Wisconsin, em 1882, dois anos após Tomas Edson demonstrar a sua lâmpada elétrica ao público, uma usina de 12,5 kW foi construída e abastecia inicialmente duas fábricas de papel e posteriormente foi colocada à disposição da cidade de Minneapolis. Porém, foi em 1895 que se iniciou a operação da usina das Cataratas do Niágara, Estado de Nova York, sendo esta considerada por muito tempo a maior usina hidrelétrica do mundo, porém foi na década de 1930 que as hidrelétricas tiveram o seu grande desenvolvimento. Em 1936 a Represa Hoover foi construída no rio Colorado. Possuía turbinas do tipo Francis que produziam 130.000 kW de energia e abastecia diversas cidades através de linhas de transmissão. A usina ainda em operação mais antiga que existe se localiza no rio Hudson, Nova York. Construída em 1898 possui 7 unidades de 750 kW que

inicialmente fornecia energia a uma frequência de 38 Hz que posteriormente foi aumentada para 40 Hz.

Em 1897 foi construída no Chile a primeira usina hidrelétrica da América do Sul, com uma potência de 430 kW que abastecia as minas da cidade de Lota. As hidrelétricas foram introduzidas na Índia em 1897, mais especificamente em Darjeeling onde uma usina de 130 kW foi construída. A Suíça contava com aproximadamente 7.000 usinas de pequeno porte em 1924.

2.2.4.2. No Brasil

No Brasil, a exploração dos recursos hídricos para fins de geração de energia elétrica iniciou-se ao final do século XIX, com a implantação de centrais hidrelétricas de pequeno porte, em geral financiadas pelos municípios ou por empresários que tinham interesse em suprir energeticamente seus investimentos no surto de industrialização de ocorrência na época. Atualmente é comum encontrar centrais hidrelétricas associadas a fazendas, usinas de açúcar, indústria de papel, tecidos e às pequenas prefeituras.

Na década de 50 a política tarifária associada a uma inflação significativa passaram a desestimular novos investimentos no setor elétrico. Tal fato, associado a outros de natureza política, fez com que o Estado começasse a ter maior participação no setor, garantindo a expansão do parque gerador (*SANTOS e BAJAY, 1986*), e levando a criação, na década de 50, das grandes empresas estatais do setor elétrico. A construção de Furnas, por exemplo, ocorreu no final desta década. Furnas foi a primeira central brasileira a ter potência acima de 1000 MW. Toda a filosofia de suprimento de energia elétrica estava sendo mudada, com o surgimento dos grandes sistemas elétricos de natureza estatal, ao invés dos

pequenos sistemas com características regionais e pertencentes à iniciativa privada ou municipal.

Na década de 60 a estruturação do setor elétrico começa a ter um avanço significativo com a criação do Ministério das Minas e Energia, da Eletrobrás e do Departamento Nacional de Águas e Energia Elétrica – DNAEE. A Constituição de 1967 atribui ao Estado o papel tanto de regulador como o de empreendedor. Nesse cenário o Estado estava sujeito à própria regulação. O Setor elétrico manteve-se basicamente estatizado até a década de 90, quando começa a ocorrer então uma maior abertura do setor para o capital privado.

2.3. Impactos associados a usinas hidrelétricas

A implantação de uma usina hidrelétrica em um determinado local acarreta uma série de impactos socioambientais e econômicos, que podem ter escala local e até mesmo regional. Tais impactos podem ser de natureza positiva ou negativa, temporários ou permanentes, reversíveis ou irreversíveis, diretos ou indiretos. A análise de tais fatores constitui um dos pontos mais críticos do estudo de viabilidade de um empreendimento.

A construção de um empreendimento hidrelétrico gera impactos de natureza econômica no local de implantação e em seus arredores. Os estados e municípios que abrigarão tais empreendimentos passam a receber uma compensação financeira pelo uso dos recursos hídricos (*Constituição Federal, 1988*). Esse é um exemplo de impacto econômico positivo do ponto de vista dos estados e municípios, porém existe uma série de impactos negativos que podem ocorrer em decorrência direta da construção da usina. A perda de terras com potencial produtivo ou alagamento de assentamentos urbanos devido ao lago do reservatório ou ainda mudança compulsória na dinâmica de pesca e mineração local

são alguns exemplos que podem impactar diretamente de maneira negativa a economia local.

Os impactos socioambientais, em termos conceituais, referem-se a qualquer alteração nas características físicas, químicas ou biológicas do ambiente, resultante de atividades humanas causadas por qualquer forma de material ou energia, que afetem direta ou indiretamente a saúde, a segurança e o bem-estar da população, as atividades sociais, a biota e os recursos naturais bem como as condições sanitárias e estéticas do ambiente. Existem impactos associados às etapas de geração e transmissão de energia tanto na fase de construção quanto na fase de operação.

A seguir será apresentada uma tabela com os impactos associados a cada etapa e a cada fase bem como os causadores e receptores dos mesmos.

Causador	Receptor	Impactos	
Geração de eletricidade			
Durante a construção			
Abertura de acessos e tráfego de máquinas	Público em geral	Perturbação pelo ruído Acidentes Efeitos à saúde das emissões aéreas	
	Qualidade do ar	Emissões dos motores dos veículos	
	Mudança do clima (Efeito Estufa - CO ₂)	Emissões dos motores dos veículos	
	Vida Selvagem	Perturbação pelo ruído	
Transporte com helicópteros	Florestas	Aumento dos acessos a áreas de florestas Perda de futura produção	
	Público em geral	Perturbação pelo ruído	
Locais de empréstimo e depósito de resíduos de rocha e obra	Vida Selvagem	Efeitos à saúde das emissões aéreas	
	Público em geral	Redução temporária do valor recreacional pela alteração da estética	
	Agricultura	Perda temporária de terras agricultáveis	
Acidentes pela construção	Florestas	Perda temporária no crescimento das florestas	
	Ecosistemas terrestres	Perda de habitat	
Sobrecarga na infraestrutura pré-existente	Trabalhadores	Lesões leves Lesões graves Morte	
	Público em geral	Sobrecarga na infraestrutura pré-existente (saúde, saneamento, educação, segurança)	
	Durante a operação		
Alteração do fluxo de água de lótico para lântico pelo barramento e atenuação dos picos de cheias e vazantes com aumento do tempo de residência da água no reservatório	Peixes e fauna aquática	Perda de habitat	
	Vegetação	Perda de habitat	
	Fauna terrestre e alada	Perda de habitat	
	Vida Selvagem	Perda de habitat	
	Qualidade da água	Eutrofização (com proliferação de algas, macrófitas flutuantes e produção de odor e sabor) / Acidificação Estratificação do meio aquático em níveis de temperatura, luz e por sólidos em suspensão/depositados	
	Agricultura	Perda de áreas de cultura pela variação nas margens e no nível do lençol freático Perda de fonte para irrigação	
	Público em geral		Efeitos estético-culturais como perda de cachoeiras e outros sítios Perda de áreas para atividades recreacionais de pesca, banho, caminhada, esqui e caça Perda nos usos múltiplos do recurso hídrico: geração, controle de cheias, irrigação, abastecimento pela sedimentação e assoreamento do reservatório Efeitos à saúde pela criação de condições propícias aos vetores de doenças de veiculação hídrica (caramujos, mosquitos, baixas condições sanitárias)
			Mudanças no clima local
		Navegação	Variações nos cursos navegáveis

Tabela 2 - Impactos associados às etapas de vida de uma hidrelétrica (Fonte: baseado em REIS, 2001)

Causador	Receptor	Impactos	
Barragem / Reservatório	Agricultura	Perda de terras agricultáveis pelo alagamento e pela retenção de sedimentos	
	Florestas	Perda de produção futura pelo alagamento e pela retenção de sedimentos	
	Outras atividades do setor primário (pecuária, etc)	Perdas de outras atividades do setor primário pelo alagamento	
	Atividades do setor secundário (indústria)	Perdas de atividades do setor secundário	
	Atividades do setor terciário (comércio e serviços)	Perdas de atividades do setor terciário	
	Fauna terrestre e alada	Perda de habitat	
	Fauna aquática	Perda de habitat	
	Biodiversidade	Perda de biodiversidade e de material genético	
	Público em geral		Perda de habitat (moradia e infraestrutura) e relocação da população local
			Variação de áreas para atividades recreacionais
			Mudanças no clima local
			Sismicidade induzida
Efeitos à saúde pelo aumento da concentração de mercúrio nos peixes			
Mudança do Clima (Efeito Estufa) – Metano e CO2	Emissões da biomassa alagada e da matéria que passa a ser depositada devido a alteração do fluxo causada pelo barramento		
Recursos minerais	Perda de recursos minerais		
Recursos culturais e arqueológicos	Perda de recursos culturais e arqueológicos (objetos e construções, modos de vida)		
Acidentes pela operação da usina	Trabalhadores	Lesões leves	
		Lesões graves	
		Morte	
Ruptura da barragem	Público em geral	Lesões leves	
		Lesões graves	
		Morte	
	Infra-estrutura	Danos a rodovias, edificações, etc	
Transmissão			
Durante a construção			
Transporte com helicópteros	Público em geral	Perturbação pelo ruído	
	Vida Selvagem	Efeitos à saúde das emissões aéreas	
Acidentes pela construção	Trabalhadores	Perturbação pelo ruído	
		Lesões leves	
		Lesões graves	
Sobrecarga na infraestrutura pré-existente	Público em geral	Morte	
		Sobrecarga na infraestrutura pré-existente (saúde, saneamento, educação, segurança)	
Durante a operação			
Presença física das linhas	Florestas	Perda de produção futura	
	Público em geral	Perda do valor pela alteração na estética	
	Pássaros	Lesões e morte	
Campos eletromagnéticos	Público em geral	Câncer	
	Fauna e Flora	Efeitos biológicos na fauna e flora	
Efeito Corona ou descarga elétrica	Mudança do Clima (Efeito Estufa) – Ozônio	Formação de ozônio pelas descargas elétricas	
Acidentes pela operação	Público em geral	Lesões leves	
		Lesões graves	
		Morte	
Acidentes pela manutenção de linhas de transmissão	Trabalhadores	Lesões leves	
		Lesões graves	
		Morte	
Estresse físico	Trabalhadores	Danos ósseos e musculares	

Tabela 3 (continuação) - Impactos associados às etapas de vida de uma hidrelétrica (Fonte: baseado em REIS, 2001)

No Brasil a geração hidrelétrica de grande porte tem um tratamento especial, devido principalmente a questão de localização da maior parte do potencial a ser aproveitado. Cerca de 60% desse potencial se encontra na bacia Amazônica, região ocupada em grande parte por reservas florestais, unidades de conservação e terras indígenas. Portanto, a exploração desse potencial demandará estudos detalhados e especiais quanto às questões socioambientais. Assim sendo, independente da economicidade que o aproveitamento possa apresentar, eventualmente ocorrerão restrições socioambientais ao seu desenvolvimento o que poderá refletir uma limitação a potência hidrelétrica a ser desenvolvida.

Segundo o PNE 2030, para a composição da carteira de potenciais hidrelétricos a serem considerados na estratégia de expansão da oferta de energia elétrica foram considerados os seguintes parâmetros:

- Terras Indígenas
 - Interferência do projeto (obras civis e reservatório) com terras indígenas, independente do estágio do processo de demarcação;
 - Identificação da proximidade (até 10 km) do projeto da usina com terras indígenas, de forma a trabalhar-se com uma tolerância para o caso de eventuais interferências do reservatório e não apenas do ponto geográfico da usina, em face da precariedade de informações em alguns casos.

- Unidades de Conservação
 - Interferência do projeto (obras civis e reservatório) com Unidades de Conservação de proteção integral (Parques Nacionais, Reservas Biológicas, Estações Ecológicas, Reserva da Vida Silvestre e Reserva Ecológica);

- Interferência do projeto (obras civis e reservatório) com Unidades de Conservação de uso sustentável (Floresta Nacional, Área de Proteção Ambiental, Área de Relevante Interesse Ecológico e Reserva Extrativista).

Considerando tais parâmetros criou-se uma classificação em cinco categorias, dispersas temporalmente, com o objetivo de postergar o prazo de implantação dos empreendimentos considerados de maior complexidade ambiental. A classificação pode ser vista na Tabela 3.

Classe	Descrição	Data	Potência (GW)	%
Potencial Hidrelétrico Aproveitado			68,6	26,3
Potencial Hidrelétrico a se Aproveitar				
C1	Aproveitamentos Incuidos no Plano Decenal	2005	30,4	11,6
C2	Aproveitamentos localizados em bacias hidrográficas consideradas prioritárias, sem interferência direta com TI ou UC	2015	19,8	7,6
C3	Aproveitamentos localizados em bacias hidrográficas não consideradas prioritárias ou próximos a TI e UC	2020	23,5	9,0
C4	Aproveitamentos com interferência com TI ou UC, com grande economicidade	2025	18,0	6,9
C5	Aproveitamentos considerados, hoje, de grande complexidade socioambiental ou com baixíssimo nível de conhecimento ou investigação	2030	73,7	28,3
Subtotal			234,0	89,7
Potencial de PCH			17,5	6,7
Unidades Exclusivamente de Ponta⁽¹⁾			9,5	3,6
TOTAL			261,0	100,0

TI: Terras Indígenas

UC: Unidades de Conservação

Tabela 4 - Classificação Socioambiental do Potencial Hidrelétrico (fonte: PNE 2030)

1 Segundo o Plano Nacional de Energia 2030 (MME, 2007), Usinas de Ponta são aquelas que não contribuem para o atendimento da demanda de energia, oferecendo somente flexibilidade para o gerenciamento da oferta visando sua adequação à curva de carga do sistema.

2.4. Etapas de Implantação de uma Usina Hidrelétrica

A implantação de uma usina hidrelétrica possui diversas etapas e passa nas mãos de diversos atores. Poder público, órgãos ambientais, empreendedores, sociedade civil, todos esses atores são envolvidos e atuam de alguma maneira em alguma etapa do processo.

Atualmente, segundo o Relatório *Licenciamento Ambiental de Empreendimentos Hidrelétricos no Brasil: Uma Contribuição para o Debate (Escritório do Banco Mundial no Brasil, 2008)*, o licenciamento ambiental no Brasil é considerado como grande obstáculo para que a expansão da capacidade de geração de energia elétrica ocorra de forma previsível e dentro de prazos razoáveis.

Abaixo podemos ver o fluxograma contendo as etapas de implementação de uma UHE, bem como os atores envolvidos.

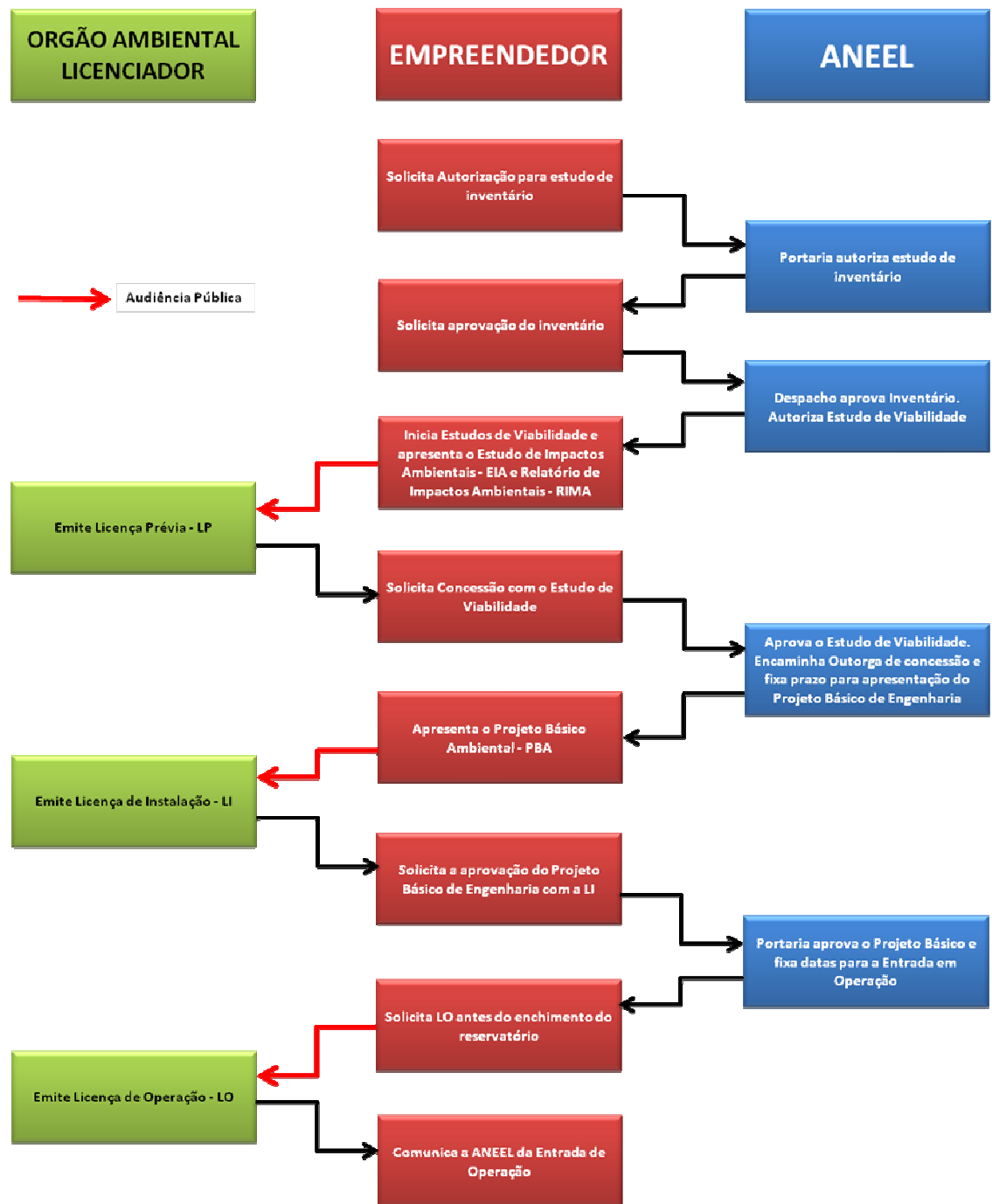


Figura 5 – Fluxograma de implementação de uma UHE (Fonte: CERPCH).

Ainda segundo o mesmo relatório, a maioria dos problemas associados ao licenciamento ambiental no Brasil ocorre na primeira fase (LP) do processo. Esses problemas incluem a falta de planejamento adequado do governo, falta de clareza sobre qual esfera governamental (federal ou estadual) tem autoridade legal para emitir licenças ambientais, atrasos na emissão dos termos de referência para o EIA exigido, má qualidade dos EIAs preparados pelos empreendedores do projeto, avaliação inconsistente dos EIAs, falta de um sistema adequado para resolução de conflitos, falta de profissionais da área social no órgão ambiental federal bem como autonomia ilimitada conferida a integrantes do Ministério Público.

Questões regulatórias e sócio-ambientais não são os únicos fatores que têm restringindo a expansão da produção de energia pelo setor privado. Há incertezas acerca da fórmula correta de divisão dos riscos hidrológicos, geológicos e outros riscos decorrentes de grandes hidrelétricas. Adicionalmente, na última década, houve limitado planejamento das bacias hidrográficas, de estudo de inventário e de estudos de viabilidade.

3. Pequenas Centrais Hidrelétricas

3.1. Definições

Na primeira edição do Manual (ELETROBRÁS/DNAEE, 1982), uma Usina Hidrelétrica era definida como Pequena Central Hidrelétrica – PCH, quando:

- A potência instalada fosse inferior a 10 MW;
- A capacidade do conjunto turbina-gerador estivesse compreendida entre 1,0 e 5,0 MW;
- Não fossem necessárias obras em túneis (conduto adutor, conduto forçado, desvio de rio, etc);
- A altura máxima das estruturas de barramento do rio (barragens, diques, vertedouro, tomada d'água, etc.) não ultrapassassem 10 metros;
- A vazão de dimensionamento da tomada d'água fosse igual ou inferior a 20 m³/s.

Nessa época não era imposto nenhum limite para a altura de queda do empreendimento, sendo as PCHs classificadas como de baixa, média e alta queda.

A Resolução ANEEL nº 394, de 04 de dezembro de 1998, estabeleceu que os aproveitamentos caracterizados como PCHs fossem aqueles cuja potência estivesse compreendida entre 1 e 30 MW inclusive, e área inundada de até 3,0 km², para a cheia centenária. Com essa Resolução, todas as limitações anteriores foram eliminadas. A segunda característica desta definição sofreu alterações com a Resolução ANEEL nº 652, de 06 de dezembro de 2003, a qual admite que a área inundada possa atingir até 13,0 km², desde que obedeça a inequação abaixo:

$$A \leq \frac{14,3 \cdot P}{H_b}$$

Onde:

A = área do reservatório (km²);

P = potência elétrica instalada (MW);

H_b = altura de queda bruta (m), definida pela diferença entre os níveis de água máximo normal de montante e normal de jusante;

Admite-se ainda que, quando o reservatório possuir outros objetivos que não o de geração de energia elétrica, a ANEEL pode articular com a Agência Nacional de Águas – ANA, os Comitês de Bacia Hidrográfica e os Estados para definir-se quais serão as dimensões do reservatório destinado ao uso múltiplo.

3.2. Histórico de utilização de PCHs;

3.2.1. No Brasil

Como foi dito anteriormente, a exploração dos recursos hídricos para fins de geração de energia elétrica no Brasil iniciou-se no final do século XIX, com a implantação de centrais hidrelétricas de pequeno porte municipais ou para fins industriais. Questões políticas e inflacionárias fizeram com que, durante muito tempo essas centrais hidrelétricas fossem esquecidas. Várias crises de energia ocorreram até os dias atuais, como a crise do petróleo em 1973, o que fez despertar no país as discussões sobre as fontes de energia renováveis, com destaque, no início dos anos 80, para as PCHs.

Nesse sentido o governo federal estabeleceu diretrizes sobre fontes renováveis. O Departamento Nacional de Águas e Energia Elétrica – DNAEE conceituou as PCHs através da portaria nº 109, de 24 de novembro de 1982, a Eletrobrás desenvolveu manuais sobre micro,

mini e pequenas centrais hidrelétricas. Também foram realizados cursos e encontros com o objetivo de disseminar os assuntos relativos por todo o país.

Nos anos 90 o DNAEE foi extinto e foi criada, então, a Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL, através da Lei nº 9427, de 26 de dezembro de 1996, onde surge a figura do autoprodutor de energia e do produtor independente de energia. A conceituação de PCHs é modificada com as Leis nº 9.074, de 07 de julho de 1995 e nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996, as quais estabelecem que autoprodutores e produtores independentes com potência abaixo de 1,0 MW inclusive, não necessitam de autorização ou concessão, e que de 1,0 a 30,0 MW de potência inclusive, necessitam apenas de autorização da ANEEL.

Nos anos que se seguiram, o desenvolvimento de novas leis beneficiou projetos de energias renováveis e o processo de privatização do setor elétrico ampliou o interesse em investimentos em PCHs, contribuindo para o crescimento dessa modalidade de geração de energia junto a matriz energética brasileira.

Segundo a ANEEL, atualmente as PCHs no Brasil disponibilizam na rede elétrica um total de 2.850.459 kW, representando 2,67% da energia elétrica que é produzida. A distribuição espacial, porém, é bastante desigual. Através da Figura 6 podemos notar que há uma predominância de PCHs na porção centro-sul do país. Tal fato se deve, entre outros fatores, ao fato dessa região apresentar um maior desenvolvimento, maior nível de detalhamento nos estudos e possuir quedas mais adequadas para a implantação dos empreendimentos.

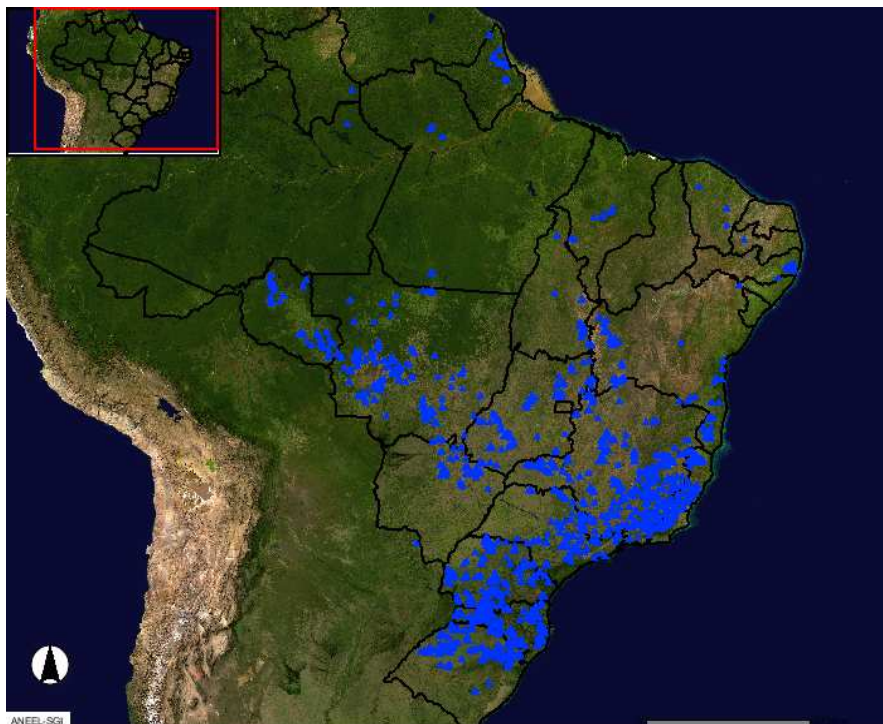


Figura 6 – Distribuição das PCHs existentes no Brasil (fonte: SIGEL)

Atualmente existem 345 PCHs em operação no Brasil. Podemos observar a sua distribuição pelas regiões através do gráfico abaixo:

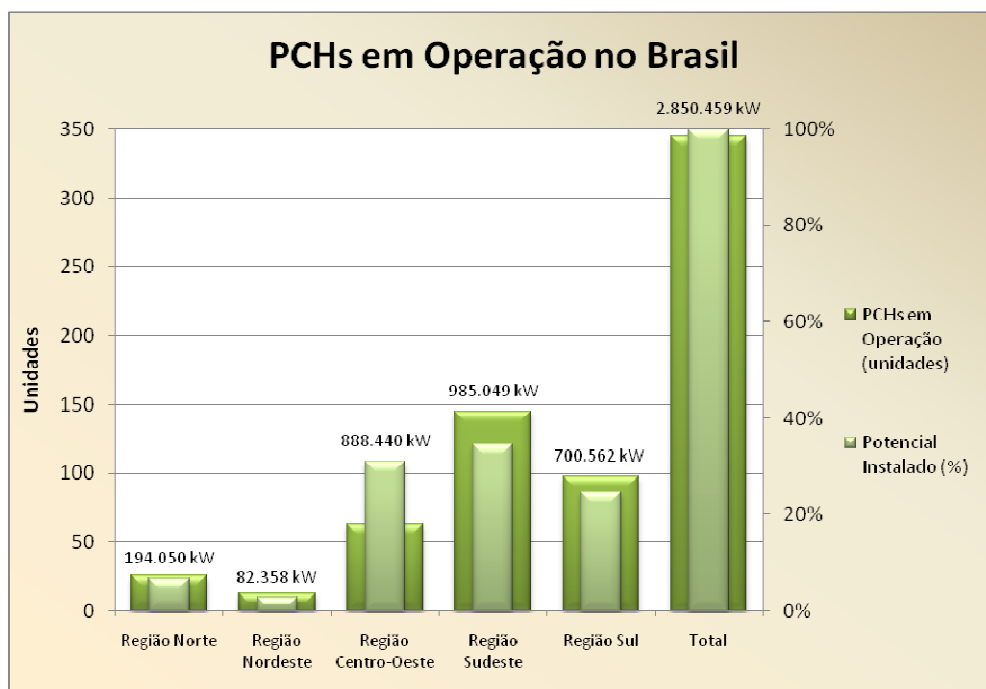


Gráfico 3 – PCHs em operação no Brasil por região (fonte: ANEEL – Julho/2009)

Observamos que a região Sudeste do país possui 145 PCHs em operação, representando 33,02% da potência total gerada por essa modalidade. Observamos, também, que apesar da região Centro-Oeste apresentar apenas 63 PCHs ela contribui com 24,50% da potência geradas pelas PCHs. Tal fato ocorre em função da maior potência média unitária instalada na região.

Ainda segundo a ANEEL, estava prevista entre 1994 e 2004 uma adição de 37.168.601 kW na capacidade de geração de energia elétrica no país, provenientes de fontes hidrelétricas, térmicas, fotovoltaicas, eólicas e nucleares. Nos próximos anos as PCHs contribuirão com uma adição de 3.222.313 kW na matriz energética brasileira conforme podemos observar nos gráficos 4 e 5 apresentados abaixo:

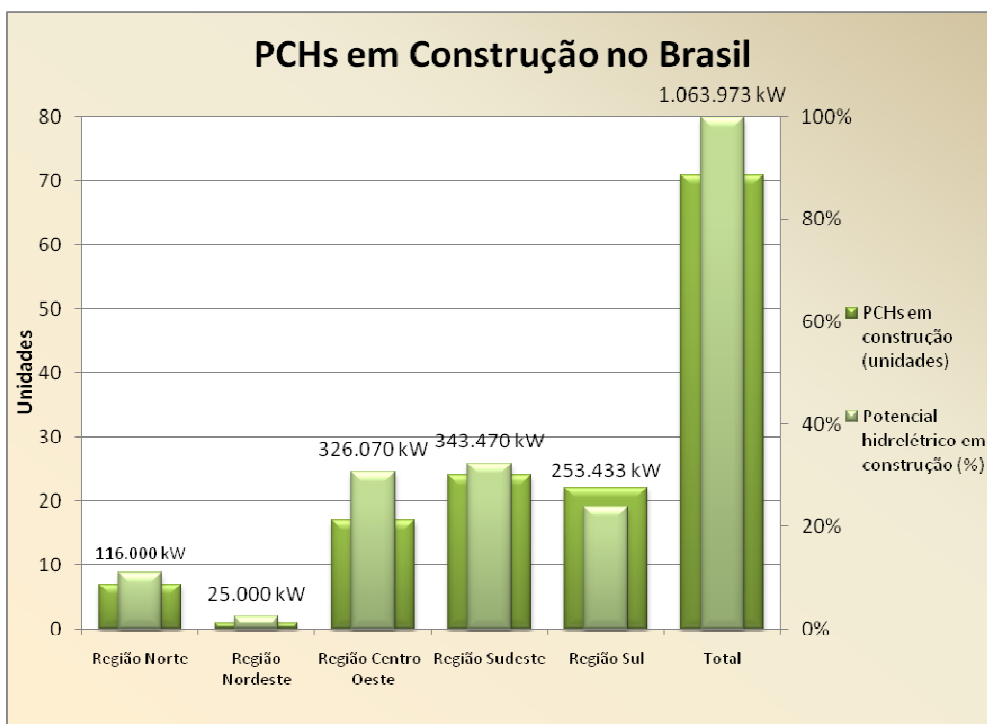


Gráfico 4 – PCHs em construção no Brasil por região (fonte: ANEEL – Julho/2009)

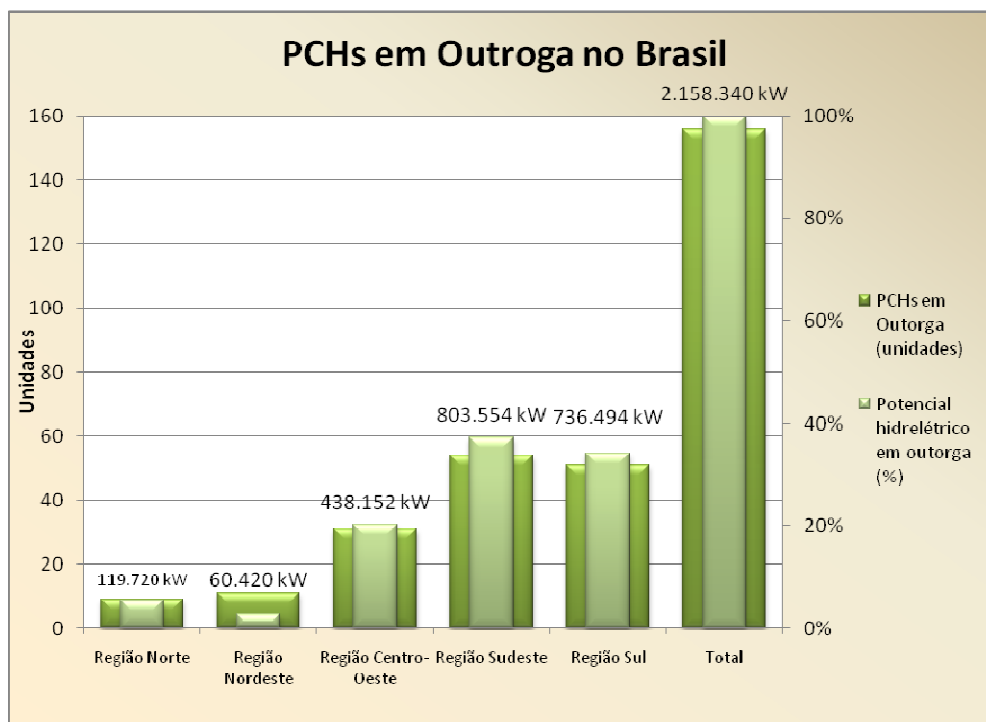


Gráfico 5 – PCHs em outorga no Brasil por região (fonte: ANEEL – Julho/2009)

As pequenas centrais hidrelétricas possuem boas perspectivas, do ponto de vista socioambiental, para atendimento de comunidades isoladas e para a diversificação da matriz elétrica através de fontes alternativas. Do ponto de vista econômico e do domínio da tecnologia o potencial de implantação de uma PCH é grande, seja para a construção de novos empreendimentos ou para repotenciação ou reativação de antigas usinas. Segundo a obra *Pequenas Centrais Hidrelétricas no Estado do Rio de Janeiro* (Filho, 2006) existem 63 PCHs desativadas no estado resultado em um total de 19.332 kW.

3.3. Impactos associados a pequenas centrais hidrelétricas

Conforme vimos anteriormente o conceito do que é uma PCH sofreu alterações ao longo do tempo e, ao mesmo tempo, a evolução da legislação ambiental evoluiu com objetivo de se adequar melhor a realidade brasileira. O fato da Resolução ANEEL nº 394 estabelecer como característica básica de uma PCH área inundada inferior a 3,0 km²

demonstra a preocupação em se reduzir os impactos ambientais gerados por esse tipo de empreendimento.

Uma PCH, a princípio, apresenta os mesmo impactos associados a UHEs, porém, em uma escala reduzida. Certamente observamos casos em que os impactos associados à implantação de uma PCH são consideravelmente grandes. Por isso a Resolução CONAMA nº 237/97 deixa a decisão da necessidade de estudos ambientais detalhados ou simplificados a critério do órgão ambiental licenciador.

Cabe ressaltar, entretanto, que apesar dos impactos socioambientais teoricamente serem reduzidos em relação aos impactos de UHEs, as PCHs estão isentas de pagar compensação financeira aos Estados e Municípios. Vimos anteriormente que tal compensação é considerada um impacto econômico positivo para os estados e municípios.

Atualmente muitas PCHs estão obtendo créditos de carbono por contribuírem para evitar o agravamento das mudanças climáticas. Então podemos classificar a redução de emissão de gases estufa como outro impacto ambiental positivo das PCHs.

3.4. Etapas de Implantação de uma Pequena Central Hidrelétrica

Assim como as Usinas Hidrelétricas de grande porte, as Pequenas Centrais Hidrelétricas também passam por uma série de etapas de implementação até entrar em operação efetivamente. Os atores envolvidos no processo são os mesmos das UHEs, porém as etapas para as PCHs são simplificadas e o tempo médio de emissão das licenças é reduzido devido aos menores impactos ambientais (principalmente no tocante a área do reservatório), menor complexidade e maior rapidez de construção. A figura 7 mostra o fluxograma de implementação de uma PCH.

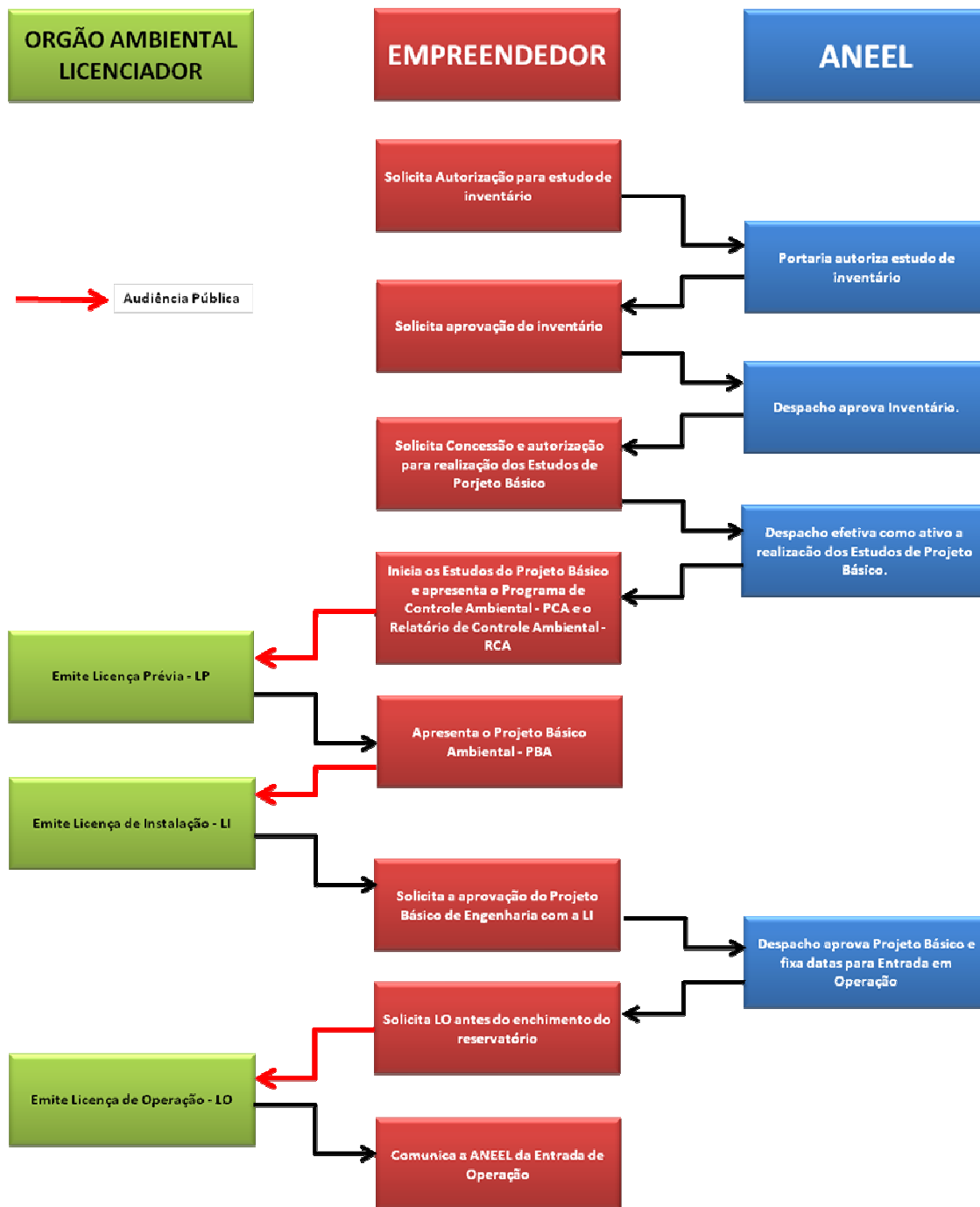


Figura 7 – Fluxograma de Implantação de uma PCH (Elaboração própria baseada em CERPCH).

3.5. Situação regulatória atual e cenário futuro

Conforme citado anteriormente, na atualidade as Pequenas Centrais Hidrelétricas são definidas segundo a Resolução ANEEL nº 394, de 04 de dezembro de 1998. Tal resolução estabelece que as PCHs tenham potência compreendida entre 1,0 e 30,0 MW inclusive, e área inundada de até 3,0 km², ou uma área inundada de até 13,0 km², desde que obedecida a inequação existente na Resolução.

O Projeto de Lei do Senado nº 274 (PLS nº274) de junho de 2008, dispõe sobre a alteração do limite de potência máxima das Pequenas Centrais Hidrelétricas. O PLS nº 274 em seu artigo primeiro define que o inciso I do artigo 26 da Lei nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996, passe a vigorar com a seguinte redação:

"I - o aproveitamento de potencial hidráulico de potência superior a um mil kW e igual ou inferior a cinquenta mil kW, destinado a produção independente ou autoprodução, mantidas as características de pequena central hidrelétrica;"

O atual Senador Lobão Filho, autor do Projeto de Lei, justifica a proposta com os seguintes argumentos:

- O País estaria sendo ameaçado ultimamente por uma crise de abastecimento de energia elétrica, fato decorrente da falta de investimento no setor;
- Entre os anos de 2001 e 2007, após a alteração do limite máximo das PCHs para 30.000 kW, foi adicionada a matriz elétrica mais de 800.000 kW de empreendimentos localizados entre 10.000 e 30.000 kW. Isso representou aproximadamente 80% da capacidade instalada de PCHs no mesmo período.
- A construção desses empreendimentos possibilitará o aumento da capacidade de geração do País, bem como trará impactos regionais e locais positivos como a geração de renda e de

empregos, melhoria da infra-estrutura e aumento da arrecadação de impostos;

- Empreendimentos localizados entre 30.000 e 50.000 kW não seriam grandes o suficiente para terem preços competitivos;
- Alguns empreendimentos, embora pudessem ter potência superior a 30.000 kW, foram construídas com potência instalada inferior ao seu potencial hidráulico somente para fazer jus aos benefícios concedidos às PCHs. Assim sendo, seria possível aumentar a capacidade instalada desses empreendimentos através de sua repotenciação;
- Existe grande representatividade dos empreendimentos que seriam beneficiados com o PLS nº 274. Existem 48 UHEs com potência entre 30.000 e 50.000 kW em diversos estágios do processo de licenciamento, totalizando aproximadamente 2.000.000 kW;
- Empreendimentos economicamente viáveis entre 1.000 e 30.000 kW estariam cada vez mais escassos, o que poderia ocasionar uma desaceleração na expansão de geração de energia hidrelétrica desse setor;

A aprovação deste Projeto de Lei será, portanto, o cenário futuro considerado para fins deste estudo. Cabe ressaltar que, em nenhum momento é feita menção sobre a alteração da área alagada máxima permitida e que caracteriza uma Pequena Central Hidrelétrica. Será considerado, então, que este limite será mantido nos atuais 3,0 km², ou de até 13,0 km², desde que obedecida a inequação existente na Resolução.

4. Metodologia

Diante do cenário apresentado no item anterior faremos um levantamento dos dados sobre aproveitamentos hidrelétricos existentes no Brasil para que possamos corroborar ou não as informações apresentadas. Após esse levantamento faremos um Estudo de Viabilidade Técnica e Econômica de um aproveitamento hipotético para que possamos ver o impacto dos benefícios que uma PCH possui na viabilidade de um projeto.

4.1. Levantamento de dados dos empreendimentos existentes

O levantamento de dados foi realizado utilizando o Sistema de Informações Georreferenciadas do Setor Elétrico – SIGEL. O sistema foi criado pela ANEEL com o objetivo de tornar-se um instrumento de referência na busca de informações gerais relativas às atividades do setor. Dentro do sistema é possível obter informações, através de filtros de busca, sobre geração, transmissão e distribuição utilizando diversas bases cartográficas e mapas temáticos, fazendo desta uma ferramenta muito útil nos meios corporativos e acadêmicos.

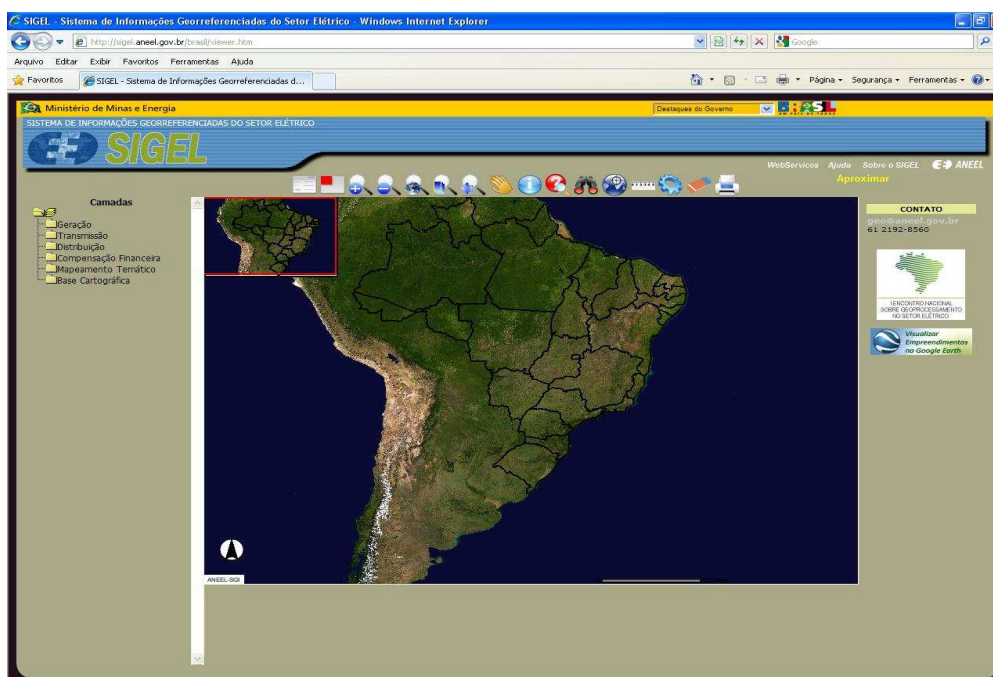


Figura 8 - Visão geral do site do SIGEL.

Uma vez dentro do SIGEL, a identificação das informações relevantes ao escopo do projeto foi obtida através da ativação da camada de Geração “Usinas Hidrelétricas – UHE” e a Base Cartográfica “Divisão Estadual”. De posse deste mapa utilizou-se a ferramenta “Pesquisa Avançada”. Essa ferramenta permite fazer buscas específicas através de expressões lógicas. Tais expressões lógicas são compostas de um campo, um operador lógico e um valor. Para obtermos as informações necessárias foi utilizada a seguinte expressão lógica:

```
“TEMATICOS_VETOR.ANEEL.sigel_ahe_uhe3.P_OUT_KW > 30000  
AND TEMATICOS_VETOR.ANEEL.sigel_ahe_uhe3.P_OUT_KW <= 50000”
```

Essa expressão cria um filtro em que usinas maiores que 30.000 kW e menores ou iguais a 50.000 kW serão selecionadas conforme pode ser observado no mapa abaixo:

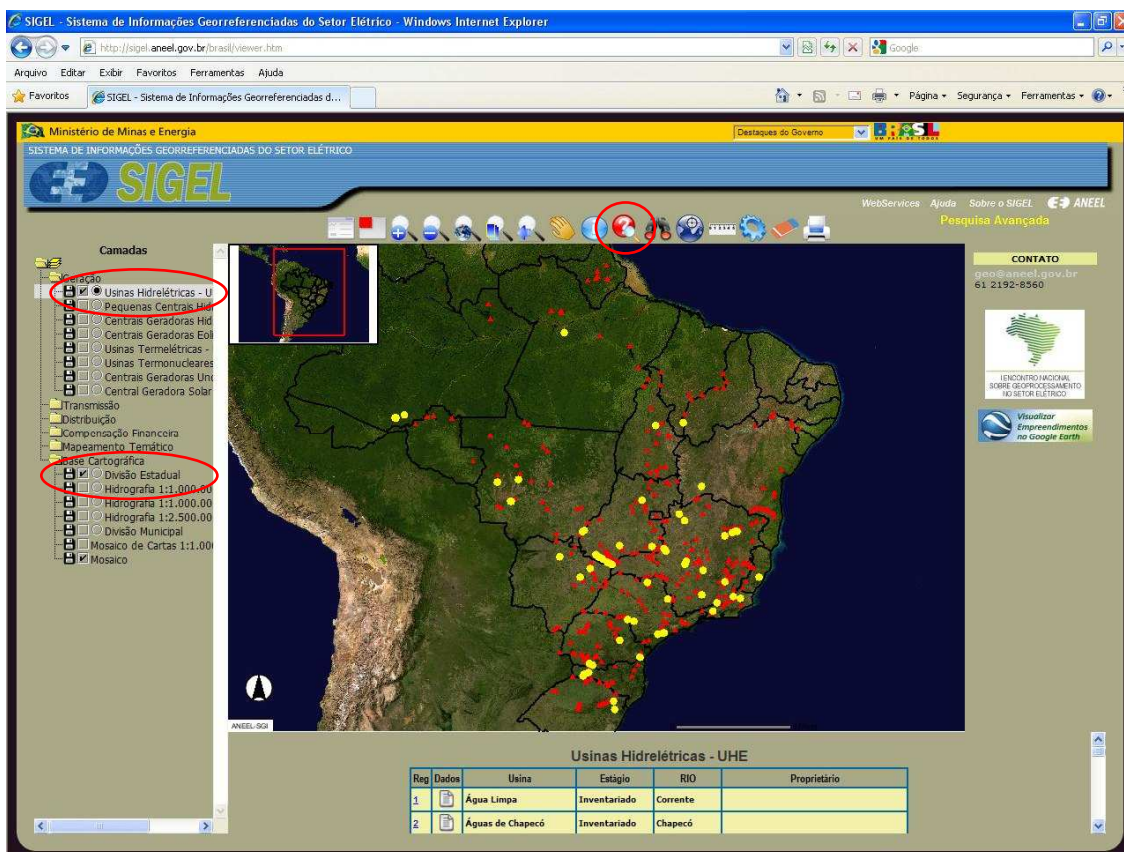


Figura 9 – Os pontos amarelos destacam as UHEs entre 30.000 kW e 50.000 kW existentes no Brasil.

4.1.1. Quantidade de empreendimentos existentes e potência gerada

Após a utilização da expressão lógica obtivemos uma lista de 58 empreendimentos em diversos estágios e com diversas áreas alagadas resultando num total de 1.738.020 kW excluindo-se os empreendimentos já em operação. Tais empreendimentos foram inseridos em uma planilha contendo filtros de busca para que se possa manipular livremente de acordo com as nossas necessidades.

Usinas Hidrelétricas Beneficiadas							
Atualizado em 19/05/2009							
Índice	Estado	Usina	Estágio	Rio	Potência (kW)	Área Alagada (km ²)	Proprietário
1	GO	Água Limpa	Inventariado	Corrente	34.500	-	
2	SC	Águas de Chapecó	Inventariado	Chapecó	42.000	16,36	
3	MG	Aliança	Inventariado	Araçuaí	35.000	37,51	
4	GO	Alvorada Baixo	Inventariado	Corrente	44.800	-	
5	GO/MT	Araguainha	Inventariado	Araguaia	48.000	57,40	
6	SP	Barra	Operação	Juquiá-Guaçu	40.400	2,02	Companhia Brasileira de Alumínio
7	MG	Barra do Braúna	Construção	Rio Pomba	39.000	11,44	Barra do Braúna Energética S.A.
8	SP	Barretos	Inventariado	Pardo	46.500	28,26	
9	MG	Berilo	Inventariado	Araçuaí	40.000	10,80	
10	MG	Bom Retiro	VB com Aceite	Piranga	45.000	2,12	
11	AM	Cachoeira Caracol	Inventariado	Endimari	32.600	0,95	
12	AM	Cachoeira do Meio	Inventariado	Ituxi	44.900	53,03	
13	AM	Cachoeira Santo Antônio	Inventariado	Curuquetê	48.400	93,72	
14	AM	Cachoeira São José	Inventariado	Endimari	36.000	103,78	
15	MS	Cachoeirinha	VB com Registro	Indaiá Grande	30.260	30,38	
16	PR	Cachoeirinha	Outorga	Chopim	45.000	5,31	Chopim Energia S.A.
17	MG	Camargos	Operação	Grande	46.000	50,47	CEMIG Geração e Transmissão S/A
18	RJ	Cambuci	VB Aprovado	Paraíba do Sul	50.000	7,29	
19	RS	Canastra	Operação	Santa Maria	44.800	0,05	Companhia Estadual de Energia Elétrica
20	PA	Curuá-Una	Operação	Curuá-Una	30.300	121,00	Centrais Elétricas do Norte do Brasil S/A.
21	GO/MT	Diamantino	Inventariado	Araguaia	46.000	41,00	
22	MG	Escada Grande	VB com Registro	Paranaíba	41.000	40,74	
23	RS	Espigão Preto	Inventariado	das Antas	34.000	2,10	
24	GO	Espora	Operação	Corrente	32.000	30,66	Espora Energética S/A
25	GO	Foz do Corrente	Inventariado	Corrente	49.500	-	
26	GO	Foz do Laje II	Inventariado	Veríssimo	36.000	0,00	
27	SP	Fumaça	Operação	Juquiá-Guaçu	36.400	6,92	Companhia Brasileira de Alumínio
28	MG	Gamela	VB com Registro	Paranaíba	47.000	30,18	
29	BA	Gatos I - Reavaliação	PB Aprovado	Formoso	33.000	13,50	
30	PR	Guaricana	Operação	Arraial	36.000	165,00	Copel Geração S/A.
31	GO	Itumirim	Outorga	Corrente	50.000	30,66	Companhia Energética Itumirim
32	MG	Ivon	Inventariado	Araçuaí	35.000	44,00	
33	MT	Juba I	Operação	Juba	42.000	0,92	Itamarati Norte S/A - Agropecuária
34	MT	Juba II	Operação	Juba	42.000	2,79	Itamarati Norte S/A - Agropecuária
35	MT	Juruena	VB com Registro	Juruena	46.000	1,94	
36	MG	Lagoinha	VB com Registro	Indaiá	37.100	19,27	
37	GO	Laguna	VB com Registro	Maranhão	36.000	16,29	
38	SP	Limoeiro	Operação	Pardo	32.000	2,27	AES Tietê S/A
39	SC	Nova União	Inventariado	Chapecózinho	32.400	2,63	
40	GO	Olho D'Água	Outorga	Corrente	33.000	-	J. Malucelli Construtora de Obras Ltda
41	PR/SP	Ourinhos	Operação	Paranapanema	44.000	4,33	Companhia Brasileira de Alumínio
42	MT	Paiaçuá	VB com Registro	do Sangue	35.200	6,80	
43	SP	Paranapanema	Operação	Paranapanema	31.500	1,49	Santa Cruz Geração de Energia S/A
44	MG	Peixe Bravo	VB com Registro	Paraopeba	45.960	78,55	
45	MG	Peixe Cru	Inventariado	Jequitinhonha	45.000	5,78	
46	TO	Perdida 2	VB com Registro	Perdida	48.000	35,43	
47	MG	Picada	Operação	do Peixe	50.000	1,10	Paraibuna de Energia Ltda. e Votorantim Metais Zinco S/A
48	SC	Porto Ferreira	VB com Registro	Chapecó	49.300	7,26	
49	SP	Salto do Iporanga	Operação	Açungui	36.870	2,69	Companhia Brasileira de Alumínio
50	RJ	Santa Cecília (Elevatória)	Operação	Paraíba do Sul	34.960	2,50	Light Energia S/A.
51	MS	São Domingos	Outorga	Verde	48.000	15,00	Eletrosul Centrais Elétricas S/A
52	MS	Sucuri	VB com Registro	Coxim	38.000	4,97	
53	ES	Suiça	Operação	Santa Maria da Vitória	31.590	0,60	Energest S/A.
54	MG	Taboca	VB com Registro	Indaiá	35.800	67,56	
55	MA/PI	Taquara	Inventariado	Paraíba	43.000	62,20	
56	PR	Tibagi	Inventariado	Tibagi	47.000	9,40	
57	PR	Trindade	VB com Registro	Chopim	36.500	-	
58	GO	Verde 11 Alto	VB com Registro	Verde	48.300	22,90	

Tabela 5 - UHEs entre 30.000 kW e 50.000 kW existentes no Brasil.

Podemos observar que o estado que apresenta o maior número de aproveitamentos é Minas Gerais com um total de 13. O gráfico abaixo mostra como se dá a dispersão dos aproveitamentos por estado:

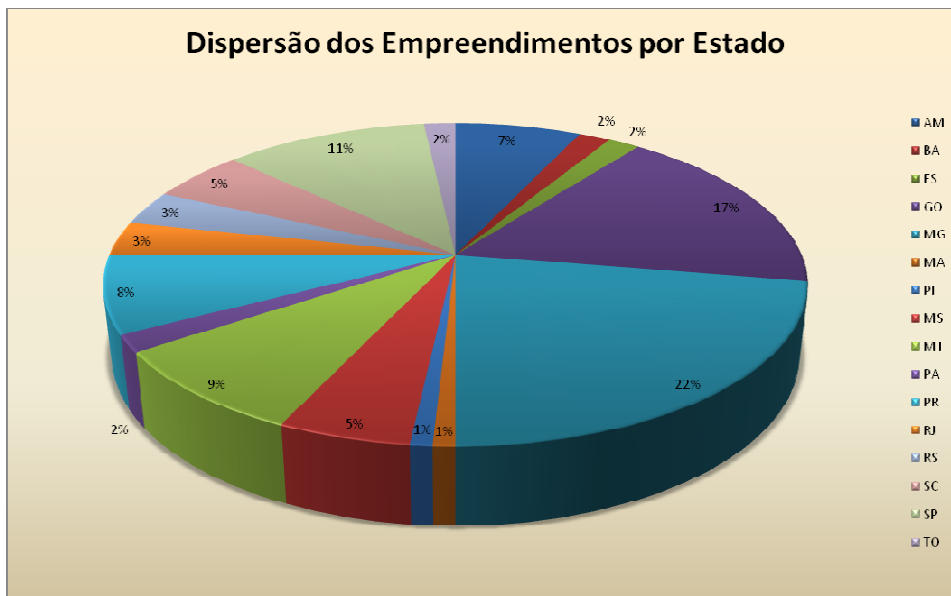


Gráfico 6 – Dispersão dos empreendimentos por estado.

Podemos observar no gráfico abaixo a relação do número de empreendimentos existente com o tamanho da área alagada.

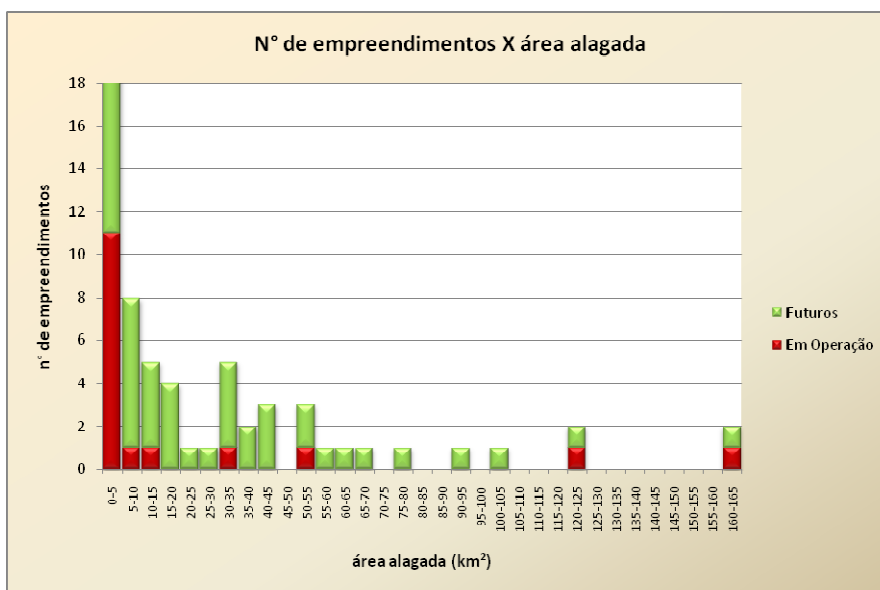


Gráfico 7 – Relação do número de empreendimentos pela área alagada.

Para fins deste estudo consideraram-se as seguintes premissas para o enquadramento do empreendimento como beneficiário em um cenário futuro:

- Empreendimentos com área alagada máxima igual ou inferior a 13,0 km²;
- Empreendimentos em fase de construção, outorga, viabilidade, elaboração de projeto básico e inventariados;

Após a aplicação desses filtros o número de empreendimentos beneficiados caiu para apenas 15, significando uma potência de 614.500 kW. Observamos que Minas Gerais continua sendo o estado com o maior número de aproveitamentos beneficiados, com 04 no total.

Usinas Hidrelétricas Beneficiadas							
Atualizado em 19/05/2009							
Índice	Estado	Usina	Estágio	Rio	Potência (kW)	Área Alagada (km ²)	Proprietário
7	MG	Barra do Braúna	Construção	Rio Pomba	39.000	11,44	Barra do Braúna Energética S.A.
9	MG	Berilo	Inventariado	Araçuaí	40.000	10,80	
10	MG	Bom Retiro	VB com Aceite	Piranga	45.000	2,12	
11	AM	Cachoeira Caracol	Inventariado	Endimari	32.600	0,95	
16	PR	Cachoeirinha	Outorga	Chopim	45.000	5,31	Chopim Energia S.A.
18	RJ	Cambuci	VB Aprovado	Paraíba do Sul	50.000	7,29	
23	RS	Espigão Preto	Inventariado	das Antas	34.000	2,10	
26	GO	Foz do Laje II	Inventariado	Verissimo	36.000	0,00	
35	MT	Juruena	VB com Registro	Juruena	46.000	1,94	
39	SC	Nova União	Inventariado	Chapecózinho	32.400	2,63	
42	MT	Paiaguá	VB com Registro	do Sangue	35.200	6,80	
45	MG	Peixe Cru	Inventariado	Jequitinhonha	45.000	5,78	
48	SC	Porto Ferreira	VB com Registro	Chapecó	49.300	7,26	
52	MS	Sucuri	VB com Registro	Coxim	38.000	4,97	
56	PR	Tibagi	Inventariado	Tibagi	47.000	9,40	

Tabela 6 - UHEs entre 30.000 kW e 50.000 kW beneficiadas no cenário futuro.

Não foi possível obter informações suficientes para analisar se os empreendimentos com área alagada maior do que 3,0 km² se enquadrariam na inequação existente na Resolução ANEEL nº 394. Portanto, considerou-se que os empreendimentos acima seriam considerados como PCHs num cenário futuro.

4.2. Estudo de caso particular de um aproveitamento hipotético

Com o objetivo de demonstrar o impacto da mudança de classificação dos aproveitamentos beneficiados iremos realizar uma análise financeira de um empreendimento hipotético, inicialmente classificado como UHE e posteriormente como PCH.

Um empreendimento é tido como viável se os benefícios econômicos e sócio-ambientais compensem os investimentos realizados. Os benefícios econômicos significam o investidor obter o retorno do investimento realizado. Os benefícios sócio-ambientais significam melhorias no padrão de vida da população. Essas melhorias são advindas da utilização da energia gerada, do aumento da oferta de empregos diretos e indiretos, do desenvolvimento local e em alguns casos do aumento da produção agrícola e possibilidade de lazer no entorno do reservatório.

Neste trabalho não iremos contemplar os benefícios sócio-ambientais que o empreendimento pode trazer por não se tratar do escopo do estudo. A suposição a ser feita é que o empreendimento é sócio-ambientalmente viável.

4.2.1. Metodologia para análise financeira do empreendimento

A análise financeira do empreendimento será realizada através de um diagrama de fluxo de caixa com base em todos os custos estimados. O fluxo de caixa irá considerar todas as receitas e despesas e irá permitir a avaliação da viabilidade financeira do empreendimento no período que iremos determinar. Tal análise será realizada considerando o ponto de vista do empreendedor e para melhor visualização utilizaremos os métodos de Valor Presente Líquido – VPL, Taxa Interna de Retorno – TIR e Payback Descontado.

4.2.2. Definição das premissas básicas do empreendimento

Conforme foi dito anteriormente, a realização da análise financeira é baseada em receitas e custos estimados do empreendimento. Para tal, será necessário definir uma série de premissas básicas. Abaixo apresentaremos uma ficha resumo com as premissas básicas necessárias para a realização da análise financeira e adiante iremos detalhá-las.

PCH HIPOTETICA		
Premissas		
Data Base da Análise (dd/mm/aaaa)	01/07/2009	
DESCRIÇÃO		Observações
GERAL		
Localização (Estado)	MG	De acordo com a metodologia aplicada
Potência Instalada (MW)	50,00	De acordo com a metodologia aplicada
Fator de Capacidade	0,53	Média do SIN para hidrelétricas
Energia Assegurada (MW médio)	26,50	Potência Instalada x Fator de Capacidade
Prazo da Autorização (anos)	30	Prazo típico concedido pela ANEEL
Início da Construção (mmm/aaaa)	jan/2010	
Prazo da Construção (meses)	24	Prazo típico de construção
Prazo da Operação (anos / meses)	28	Prazo de Autorização subtraído do prazo de construção
CONEXÃO		
Fará parte do SIN?	Sim	De acordo com a metodologia aplicada
Concessionária Distribuidora	CEMIG	De acordo com a metodologia aplicada
LT ligada a rede básica?	Sim	De acordo com a metodologia aplicada
INVESTIMENTO		
Data Base do Investimento (dd/mm/aaaa)	01/07/2009	
Investimento (R\$)	145.750.000,00	Valor típico de mercado (5.500,00 R\$/x10 ³ /MW médio)
Equity (%)	20,0%	De acordo com a sistemática do BNDES
Debt (%)	80,0%	De acordo com a sistemática do BNDES
Financiador	BNDES	
RECEITAS		
Preço de Venda de Energia (R\$/MWh)	135,00	Valor do 1º Leilão de Fontes Alternativas para PCHs
Receita Anual Venda de Energia (R\$/ano)	31.338.900,00	
CUSTOS E DESPESAS		
Operação & Manutenção (R\$ x 10 ³)	7.287,50	5% do investimento inicial
TUSD ⁽²⁾ (R\$/KW instalado - mensal)	3,96	Considerar 50% de desconto no encargo

Tabela 7 - Ficha resumo das premissas básicas comuns a ambos os cenários para a análise financeira.

4.2.2.1. Localização

A localização do empreendimento se faz necessária, pois algumas taxas e impostos sofrem variação dependendo de sua localização. Com o objetivo de obtermos a maior representatividade dos empreendimentos no estudo em questão escolhemos o estado de Minas Gerais como localização por possuir o maior número de empreendimentos beneficiados com o cenário proposto.

4.2.2.2. Potência Instalada

Representa a potência máxima gerada no aproveitamento. A potência instalada será fundamental na análise financeira do empreendimento, uma vez que ela irá definir se o empreendimento será ou não classificado como uma PCH. Em nossa simulação utilizaremos uma Potência Instalada de 50,0 MW.

4.2.2.3. Fator de Capacidade

É a relação entre a produção efetiva da usina e a sua capacidade instalada. Foi utilizado um fator de capacidade de 0,53 que, segundo o Ministério de Minas e Energia – MME corresponde ao atual fator de capacidade médio das hidrelétricas no País.

4.2.2.4. Energia Assegurada

Energia Assegurada: Segundo o Decreto no 2.655, de 2 de julho de 1998, a energia assegurada de cada empreendimento hidrelétrico constitui o seu limite de contratação. Considera-se energia assegurada a fração a ela alocada da energia assegurada global do sistema. Essa premissa será fundamental

2 TUSD é a Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição de Energia Elétrica. É um encargo legal do setor elétrico que incide sobre fornecedores e consumidores de energia elétrica, estabelecida pelo § 6º do art. 15 da Lei nº 9.074, de 07 de Julho de 1995.

para o cálculo da receita com a venda de energia gerada pelo empreendimento. Para o cálculo da Energia Assegurada utilizou-se a fórmula abaixo:

Energia Assegurada = Potência Instalada x Fator de Capacidade

Obtivemos, assim, um valor de 26,50 MW médio.

4.2.2.5. Prazo de Autorização

É o período de tempo concedido pela ANEEL ao empreendedor para que este possa usufruir a receita obtida com a geração de energia, podendo ser prorrogado ao seu final. Utilizaremos aqui o prazo de 30 anos, prazo típico que a ANEEL têm concedido à Pequenas Centrais Hidrelétricas.

4.2.2.6. Prazo de Construção

Prazo compreendido entre o início das obras até a entrada em operação da usina. Utilizaremos um prazo de 24 meses de construção, valor típico para esse tipo de empreendimento. Vale ressaltar que a construção da usina se dará após a ANEEL emitir autorização e, portanto, o prazo de construção estará inserido dentro do período de autorização.

4.2.2.7. Conexão

Representa a conexão da usina com um sistema elétrico. Em nosso estudo iremos considerar que o empreendimento fará parte do Sistema Interligado Nacional e, portanto, não receberá subsídio da Conta de Consumo de Combustível – CCC⁽³⁾. A conexão da usina ao sistema pode ser feita de duas formas: através de uma concessionária de distribuição ou através de uma concessionária de transmissão, dependendo de sua

³ CCC é um encargo do setor elétrico criada pelo art. 13, inciso III da Lei nº 5.899, de 05 de Julho de 1973, tendo como objetivo subsidiar a energia elétrica gerada em áreas ainda não ligadas ao Sistema Interligado Nacional.

localização. A proximidade com uma subestação de energia definirá a que tipo de concessionário a usina estará ligada.

Iremos supor que a usina estará ligada ao sistema da Companhia Energética de Minas Gerais – CEMIG e, portanto, terá a Tarifa de Uso de Sistema de Distribuição – TUSD como encargo de transmissão. Segundo a Resolução ANEEL nº 797 de 07 de Abril de 2009 a tarifa é de R\$ 3,98 por kilowatt.

4.2.2.8. Investimento

É o valor total necessário para a construção do empreendimento. Por não ser objetivo desse trabalho e se tratar de um caso hipotético não iremos dimensionar a usina para obter o valor estimado de investimento. Para determinar esse valor utilizaremos o valor médio de mercado de R\$ 5.500.000,00⁴ (cinco milhões e quinhentos mil reais) por megawatt médio gerado pela usina. Com isso obtivemos o valor de investimento de R\$ 145.750.000,00 (cento e quarenta e cinco milhões, setecentos e cinquenta mil reais).

4.2.2.9. Capital Próprio (Equity) e Capital Financiado (Debt)

O Equity e o Debt representam, respectivamente, o valor que o empreendedor desembolsará e o valor que ele tomará emprestado de algum financiador. O Equity representa o montante que será aportado pelo investidor e o seu desembolso deverá ocorrer durante o período de construção da usina.

É possível optar por 2 sistemas distintos de amortização, o sistema da Tabela Price, que envolve o pagamento do financiamento em prestações constantes ou o sistema SAC (Sistema de Amortização Constante), onde as prestações são variáveis. Neste estudo o financiador será o Banco Nacional de

⁴O valor de mercado foi estimado através da experiência do autor na área de análise financeira de empreendimentos hidrelétricos.

Desenvolvimento Econômico Social – BNDES e será utilizado o sistema de amortização do tipo sistema SAC, segundo sua metodologia.

O BNDES possui uma linha de apoio financeiro permanente ao setor elétrico. Abaixo podemos observar uma tabela com as condições específicas para cada caso.

Linha de Financiamento	Remuneração do BNDES		Custo Financeiro		Participação Máxima do BNDES (%)	
	(% a.a.)		FINEM	BNDES Automático	FINEM	BNDES Automático
	FINEM ⁽¹⁾	BNDES Automático ⁽²⁾				
Energia Elétrica - Geração (exceto térmicas a carvão ou a óleo)	0,9	1,3	TJLP ⁽³⁾	80% TJ-462 ⁽⁴⁾ 20% CESTA ⁽⁵⁾	80	60
Energia Elétrica - Geração Térmica a carvão ou a óleo	1,8	1,3	50% TJLP 50% TJ-462	80% TJ-462 20% CESTA	60	60
Energia Elétrica - Transmissão	1,3	1,3	TJLP	80% TJ-462 20% CESTA	70	60
Energia Elétrica - Distribuição	1,3	1,3	50% TJLP 50% TJ-462	80% TJ-462 20% CESTA	60	60
Capital de giro associado	2,5	2,5	TJ-462 ou CESTA ou IPCA	80% TJ-462 20% CESTA	Correspondente à linha de financiamento associada	
Aquisição de bens de capital associado	0,9	0,9	TJLP	TJLP	80	80

(1) Financiamento destinado a projetos de investimento de valor mínimo de R\$ 10 milhões.

(2) Financiamento destinado a projetos de investimento de valor até R\$ 10 milhões.

(3) Taxa de Juros de Longo Prazo.

(4) Taxa de Juros Medida Provisória 462 = TJLP + 1,0% a.a.

(5) Variação do dólar norte-americano ou variação da UMBNDES acrescido dos encargos da Cesta de

Tabela 8 – Condições específicas de financiamento do BNDES. (fonte: BNDES)

O nosso caso se enquadra na linha de Geração, destinada a hidrelétricas, pequenas centrais hidrelétricas, termoeletricas, nuclear e co-geração a gás ou a óleo. O Financiamento de Empreendimentos – FINEM será o produto adequado por se tratar de um investimento maior que R\$ 10 milhões.

O BNDES fixou os seguintes prazos máximos de amortização de projetos de energia elétrica:

Segmentos	Distribuição
Geração	
- Hídrica (UHEs) com capacidade instalada igual ou superior a 1.000 MW	20 anos
- Hídrica (UHEs) com capacidade instalada superior a 30 MW e inferior a 1.000 MW	16 anos
- Pequenas Centrais Hidrelétricas - PCHs	14 anos
- Eólica	14 anos
- Termelétrica, Co-geração a Gás e Bioeletricidade	14 anos
Transmissão	14 anos
Distribuição	6 anos

Tabela 9 – Prazos máximos de amortização por segmento.

Iremos, portanto, utilizar um prazo de amortização do financiamento de 16 anos quando classificarmos o empreendimento como UHE e de 14 anos quando classificarmos como PCH.

Utilizaremos a participação máxima oferecida pelo BNDES para esse produto que é de 80%. O capital próprio, portanto, será de 20% do investimento total.

4.2.2.10. Receitas

A receita do empreendimento hipotético virá unicamente da venda de energia. Em um empreendimento real essa receita pode advir de obtenção de créditos de carbono, por exemplo. Utilizaremos um preço de venda de energia de 135,00 R\$/MWh, valor médio do 1º Leilão de Fontes Alternativas (2007) para a categoria de PCHs, segundo a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE (disponível através do endereço eletrônico).

4.2.2.11. Custos e Despesas

Os custos e despesas do empreendimento provêm basicamente da construção da usina, despesas de operação e manutenção, despesas financeiras, impostos, taxas e encargos de transmissão. Os impostos, taxas e despesas de operação e manutenção serão detalhados mais adiante.

4.2.3. Análise Financeira do empreendimento

Definidas as premissas básicas iremos agora de fato realizar a análise financeira do empreendimento considerando os dois cenários propostos: O empreendimento classificado como UHE e o empreendimento classificado como PCH.

A análise financeira será feita através de um fluxo de caixa. Para a determinação do fluxo de caixa do empreendimento iremos utilizar a planilha de demonstração de resultados sugerida pela Eletrobrás em seu documento “Diretrizes para Estudos e Projetos Básicos de Pequenas Centrais Hidrelétricas - PCH” (Eletrobrás, 1998) com algumas pequenas alterações, pois além do VPL iremos calcular a TIR e o Payback Descontado. A planilha pode ser vista abaixo:

ITENS	ANOS				
	0	1	n
(+) Receita da Venda de Energia					
(-) Operação e Manutenção					
(-) Depreciação					
(-) Despesa Financeira (Juros)					
(-) Impostos e Taxas					
. RGR(Uso de Bem Público-UBP)					
. Fiscaliz. ANEEL(*) - TFSEE					
. Compensação Financeira					
. PIS					
. COFINS					
. Outros					
(-) Encargos de Transmissão(Pedágio)					
(-) Seguros					
(=) Resultado Operacional Bruto					
(-) Provisões para I. Renda					
(=) Resultado Operacional Líquido					
(+) Depreciação					
(+) Subsídio da C.C.C					
(-) Contribuição Social					
(-) Investimentos Fixos					
(-) Amortização					
(+) Valor Residual do Empreendimento					
(=) Fluxo de Caixa do Empreendimento					
Valor Presente Líquido (VPL)					

Taxa de Desconto = i%

Tabela 10 - Planilha de demonstração de resultados (fonte: Eletrobrás).

Horizonte de Planejamento (n) - Representa o horizonte de planejamento ou o prazo para a recuperação do capital em anos, utiliza-se usualmente o prazo de validade da autorização concedida pela ANEEL. O prazo utilizado será de 30 anos conforme descrito anteriormente.

Receita de Venda de Energia – Representa a receita anual com a venda de energia em uma determinada tarifa. A tarifa utilizada será de 135,00 R\$/MWh conforme descrito anteriormente.

Custos Anuais de Operação e Manutenção - Representam os custos de operação e manutenção da usina e de todo o pessoal administrativo durante o período de análise. O custo de operação e manutenção deverá ser baseado em: composição de custos, experiências anteriores, grau de automação, etc., porém na falta de outros métodos, a ANEEL sugere utilizar como estimativa o valor de 5% do custo total do investimento inicial. Este será o valor que será utilizado.

Depreciação – Representa o valor anual de depreciação da usina, permitido por lei. A Resolução ANEEL nº 002, de 24 de Dezembro de 1997 define as taxas anuais de depreciação a serem utilizadas por tipo de unidade cadastrada. Em ambos os cenários utilizaremos uma taxa anual de depreciação de 10%.

Despesa Financeira – Representa o custo do financiamento (juros), durante o período de amortização estipulado, bem como os juros durante a construção, para o empréstimo tomado. O tipo de financiamento e os juros serão detalhados em cada caso.

Impostos e Taxas – Os impostos e taxas anuais incidentes no empreendimento. Deverão ser considerados, prioritariamente:

- Cotas Anuais da Reserva Global de Reversão (RGR) – O valor é estabelecido anualmente pela ANEEL. A ANEEL recomenda considerar como estimativa 2,5% do investimento anual do

concessionário, no empreendimento, observado o limite de 3,0% da receita anual de venda de energia oriunda do mesmo.

- Taxa de Fiscalização da ANEEL (TFSEE) – O valor é estabelecido anualmente pela ANEEL. Como estimativa, a ANEEL recomenda considerar 0,5% do valor da receita anual de venda de energia do empreendimento. A Lei 9.648, de 27 de maio de 1998 estabeleceu desconto de 50% no uso do sistema de distribuição e transmissão para todas as PCHs, independente do tipo de exploração (produção independente ou autoprodução).
- Compensação Financeira - Refere-se a pagamento devido aos estados e municípios pelo uso dos recursos hídricos. Segundo a ANEEL este valor pode ser estimado, considerando-se 6,75% do montante de energia gerada, valorada à tarifa estabelecida pela ANEEL (60,04 R\$/MWh), para este fim. Atualmente as PCHs estão isentas de pagamento.
- PIS e COFINS – Significam Programa de Integração Social e Contribuição para Financiamento da Seguridade Social, nessa ordem e suas alíquotas de contribuição são, respectivamente, de sessenta e cinco centésimos por cento (0,65%) e de três por cento (3%). São calculados sobre a receita operacional bruta.

Encargos de Transmissão – Refere-se ao custo do uso da rede de transmissão de energia elétrica. No caso deste estudo a tarifa será a TUSD da CEMIG que, segundo a Resolução ANEEL nº 797 de 07 de Abril de 2009, é de 3,98 R\$/kW para ambos os cenários. Atualmente as PCHs têm desconto de 50% nos encargos de transmissão.

Seguros – Refere-se ao custo do seguro contratado pelo empreendedor. Estimou-se um valor de 1,0% do investimento total anualmente.

Contribuição Social – A Contribuição Social foi instituída pela Lei nº 7.689/1988 e o produto de sua arrecadação se destina ao programa de seguridade social. Desde 2003, por força da Lei nº 10.684/2003, a base cálculo para pessoas jurídicas optantes por lucro presumido é de doze por cento (12%) da receita bruta obtida pelo empreendimento. A alíquota da Contribuição Social desde 2000 é de nove por cento (9%) sobre a base de cálculo.

Provisões para Imposto de Renda – Representam a provisão para pagamento do imposto sobre a renda. A constituição da provisão para pagamento do imposto de renda é obrigatória para todas as pessoas jurídicas. O cálculo da alíquota será dado da seguinte forma:

- Resultado Operacional Bruto < R\$ 240.000,00: 15%;
- Resultado Operacional Bruto > R\$ 240.000,00: 15% sobre R\$ 240.000,00 somado a 25% sobre a diferença entre o Resultado Operacional Bruto e R\$ 240.000,00.

Investimento Fixo – Representa o montante de capital próprio investido na implantação do empreendimento. Neste estudo esse valor será de 20% do investimento total. Essa parcela representará o Equity, como foi descrito anteriormente e o desembolso será de 40% e 60% do seu valor total no primeiro e segundo ano, respectivamente.

Amortização – Representa a parcela do financiamento correspondente as amortizações do valor de empréstimo obtido com o BNDES. Os valores correspondentes das parcelas serão detalhados em cada caso.

Valor Residual – Representa o valor residual da usina no final do horizonte de planejamento ou recuperação do capital. Não será utilizado nesse estudo.

Taxa de desconto i (%) – A ANEEL recomenda utilizar como taxa de desconto o custo médio de oportunidade do capital podendo-se, alternativamente, utilizar a taxa mínima de atratividade – TMA requerida pelo investidor. Essa taxa representa o mínimo que um investidor se propõe a ganhar quando faz um investimento. Utilizaremos uma TMA de 10%, valor médio de mercado para PCHs.

Consideramos ainda que o suprimento de energia não esteja sendo feito diretamente aos consumidores finais. Desta forma o ICMS não será considerado, pois o mesmo só incide sobre operações de comercialização de energia elétrica destinadas a consumidores finais.

Dadas as premissas básicas iremos, então, montar os cenários propostos.

4.2.3.1. Cenário 1: Empreendimento classificado como Usina Hidrelétrica.

A proposta do cenário 1 é demonstrar quais as consequências para a análise financeira ao considerarmos as premissas propostas para UHEs. Classificar o empreendimento em UHE traz, do ponto de vista do investidor, algumas desvantagens em relação a uma PCH. As UHEs atualmente são obrigadas a pagar a taxa de Compensação Financeira aos estados e municípios e não recebem desconto nos encargos de transmissão.

A ficha resumo abaixo demonstrará os resultados obtidos. O fluxo de caixa completo bem como o sistema de financiamento se encontra no Anexo deste estudo.

UHE HIPOTETICA		
Resultados e Informações Relevantes		
Data Base da Análise (dd/mm/aaaa)	1/7/2009	
DESCRIÇÃO		
GERAL		
Localização (cidade / estado)	MG	
Potência Instalada (MW)	50,00	
Energia Assegurada (MW médio)	26,50	
Fator de Capacidade	0,53	
Custo Unitário (R\$/KW)	2.915,00	
Custo por Energia Produzida (R\$/MWh)	627.853,88	
ECONÔMICO		
TMA (%)	10,00	Valor médio de mercado
TIR (%)	8,81	
VPL (R\$)	(12.007.131,57)	
Payback Descontado (anos)	35,21	

Tabela 11 – Resultados da análise financeira do cenário 1.

Podemos observar que o custo unitário de geração elétrica ficou em 2.915,00 R\$/kW, valor bem próximo dos valores de referência para UHEs desta potência, segundo o MME.

Fonte de geração	US\$/kW
Hidrelétrica	1.330
Potencial até 60.900 MW	1.100
Potencial entre 60.900 e 70.900 MW	1.450
Potencial entre 70.900 e 80.900 MW	1.800
Potencial até 80.900 MW	2.500
PCH	1.200
Cogeração a partir de biomassa de cana	900
Centrais eólicas	1.200
Resíduos sólidos urbanos	1.250
Centrais nucleares	2.200
Térmicas a carvão mineral	1.600
Térmicas a gás natural	750
Outras usinas (motores diesel)	500

Tabela 12 – Custo de Investimento referenciais na geração de energia elétrica
(fonte: PNE 2030 – 2007)

A análise financeira mostrou que a UHE Hipotética não é economicamente viável com as premissas atuais. O empreendimento apresentou um VPL negativo de 12.007.131,57 e uma TIR de 8,81%. O retorno do investimento inicial se dará apenas 35 anos e 3 meses após a construção da usina.

4.2.3.2. Cenário 2: Empreendimento classificado como Pequena Central Hidrelétrica

O cenário 2 propõe que o empreendimento seja classificado como PCH e, assim, receba todos os benefícios inerentes. Portanto, o empreendimento torna-se isento de pagar Compensação Financeira bem como passa a usufruir do desconto de 50% nos encargos de transmissão.

A ficha resumo abaixo apresenta os resultados obtidos. Assim como no cenário 1, o fluxo de caixa completo bem como o sistema de financiamento se encontra no Anexo deste estudo.

PCH HIPOTETICA		
Resultados e Informações Relevantes		
Data Base da Análise (dd/mm/aaaa)	1/7/2009	
DESCRIÇÃO		
GERAL		
Localização (cidade / estado)	MG	
Potência Instalada (MW)	50,00	
Energia Assegurada (MW médio)	26,50	
Fator de Capacidade	0,53	
Custo Unitário (R\$/KW)	2.915,00	
Custo por Energia Produzida (R\$/MWh)	627.853,88	
ECONÔMICO		
TMA (%)	10,00	Valor médio de mercado
TIR (%)	14,15	
VPL (R\$)	41.328.670,65	
Payback Descontado (anos)	21,00	

Tabela 13 - Resultados da análise financeira do cenário 2.

O custo unitário de geração também se encontra próximo ao valor de referência para PCHs e como é possível observar, o resultado da análise financeira da PCH Hipotética foi mais satisfatório do que o obtido no cenário 1. Neste cenário obtivemos um VPL positivo de 41.328.670,65 e uma TIR de 14,15%. O retorno do investimento se dará 21 anos após a construção da usina. Este resultado sem dúvida é bastante favorável e tornará viável a implantação do projeto do ponto de vista do empreendedor.

5. Resultados obtidos

De posse dos dados levantados e obtidos podemos, então, comentar os resultados alcançados e avaliar as suas consequências.

5.1. Comparação entre os resultados de ambos os cenários

Com os resultados obtidos com as análises financeiras de ambos os cenários podemos notar que ocorre uma mudança positiva bastante sensível no fluxo de caixa quando alteramos as premissas de UHE para PCH. O fato de não ter que pagar Compensação Financeira e obter desconto nos encargos de transmissão fez com que o VPL passasse de uma situação de inviabilidade para uma situação perfeitamente viável.

É possível observar que a diferença no VPL foi maior que 50 milhões. Tal diferença ocorreu apenas com a mudança das duas condições citadas acima. Mudanças nos trâmites de aprovação do empreendimento juntos aos órgãos ambientais e reguladores, alterações no custo das medidas compensatórias e alterações no preço de venda de energia não foram consideradas por não se tratar dos objetivos deste estudo, mas certamente seriam consideradas em um estudo de caso real.

A mudança de cenário sem dúvida seria um grande incentivo ao setor elétrico e poderia levar a um novo aquecimento no mercado de Pequenas Centrais Hidrelétricas podendo gerar empregos diretos e indiretos bem como melhorias na infra-estrutura.

5.2. Avaliação dos impactos na matriz energética brasileira

De posse de todos os dados obtidos no estudo podemos avaliar qual será o impacto da entrada em operação dos empreendimentos beneficiados com a aprovação do Projeto de Lei do Senado.

Podemos notar que, devido a restrições provenientes do tamanho do reservatório, apenas 15 dos 58 aproveitamentos localizados no estudo puderam efetivamente ser utilizados. Isso representa apenas 35,4% da

potência total pré-selecionada para empreendimentos localizados entre 30,0 e 50,0 MW. Teríamos um aumento de 0,55% na matriz elétrica brasileira, porém o acréscimo desta modalidade de geração seria de 17,73%.

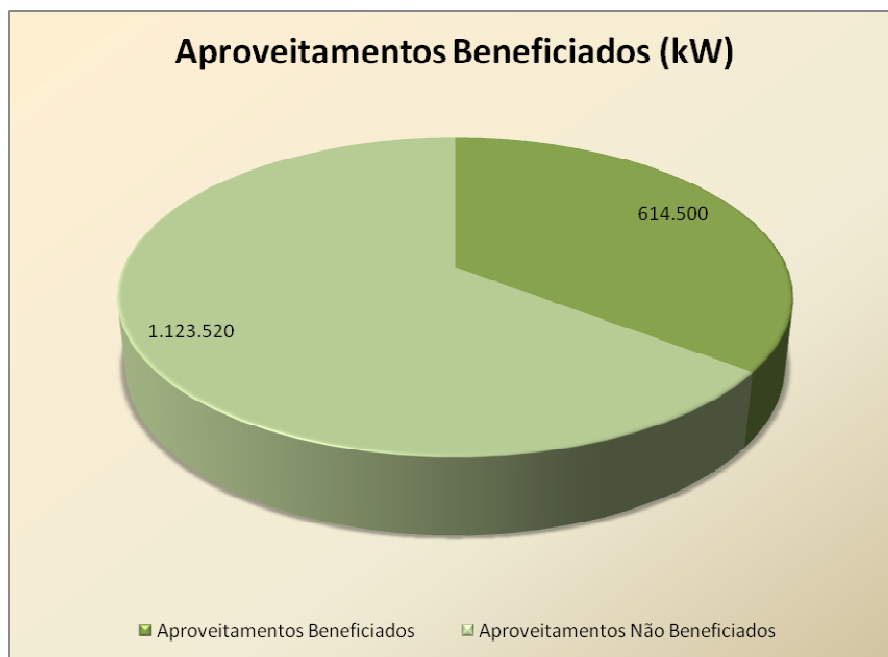


Gráfico 8 – Potência efetivamente aproveitável com o cenário futuro.

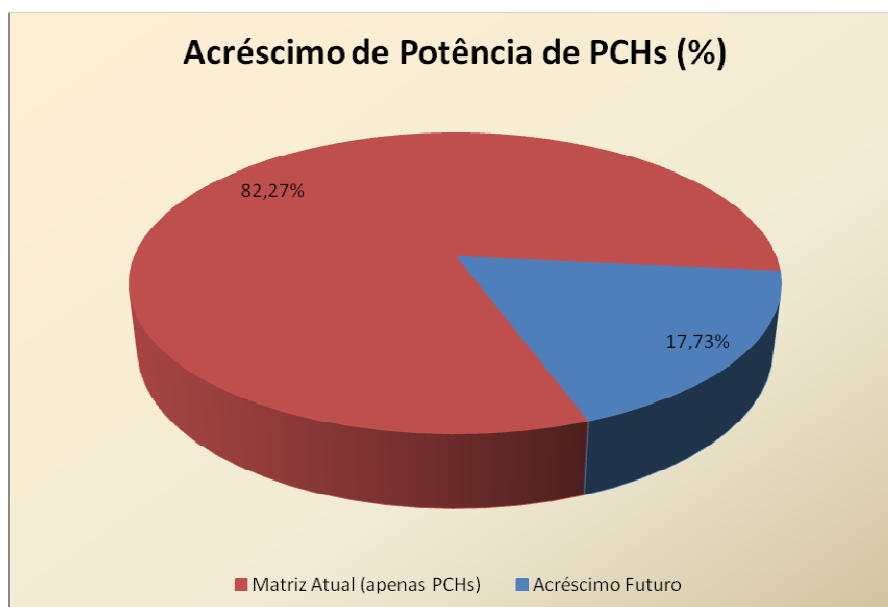


Gráfico 9 – Acréscimo de potência relativa à PCHs com o cenário futuro (em relação à matriz atual).

Vale resaltar que neste estudo não foram contempladas as usinas com capacidade de repotencialização que seriam beneficiadas com o cenário futuro.

Podemos observar que os impactos na Matriz Elétrica do Brasil, a princípio, não seriam muito significativos. Representaria aproximadamente 10% do total da expansão prevista pelo PNE 2030 e 8,1% do total estimado a se aproveitar. Possivelmente o impacto real seria maior se considerássemos as usinas que poderiam ser repotencializadas.

6. Conclusões e Recomendações

Com os dados obtidos foi possível chegar a algumas conclusões sobre o estudo do caso em questão:

6.1. Sobre a alteração do limite máximo de potência das PCHs

Como foi possível observar, a alteração do limite máximo de potência das PCHs seria extremamente benéfica do ponto de vista do empreendedor, pois viabilizaria projetos que atualmente se encontram inviabilizados e aumentaria a margem de lucro daqueles projetos que porventura fossem repotencializados. Somado a isso, tais empreendimentos teriam maior facilidade burocrática para implantação e menores custos com estudos básicos conforme pode ser observado nos fluxogramas de implantação de empreendimentos mostrados anteriormente.

O fato de mantermos inalterada a área máxima do reservatório nos atuais 13 km², fez com que os impactos ambientais das PCHs não fossem significativamente ampliados. Os impactos sociais e econômicos, no geral, seriam benéficos em curto prazo, pois a construção desses empreendimentos geraria empregos diretos e indiretos, bem como benefícios da melhoria na infra-estrutura. Entretanto, em longo prazo, deve-se salientar que essa alteração

significaria que estados e municípios deixariam de receber a Compensação Financeira pelo uso dos seus recursos hídricos para empreendimentos dessa faixa de potência, o que seria um impacto econômico negativo. Estimou-se que os governos deixariam de arrecadar algo em torno de 15 milhões de reais anualmente.

É importante ter em mente que a alteração da classificação de UHEs de 50 MW para PCHs não significa que os impactos ambientais dos mesmos serão atenuados. As questões ambientais deverão continuar sendo tratadas com a mesma preocupação e cuidado de antes. Portanto, os órgãos reguladores deverão ter consciência disso no momento de elaboração dos marcos regulatórios e novas regras.

Seria importante reavaliar os critérios de enquadramento das PCH existentes na Resolução ANEEL N° 652, principalmente no tocante a inequação a ser atendida. Tal critério deveria ser estudado e avaliado cuidadosamente para que os benefícios de enquadramento fossem maximizados.

6.2. Sobre o impacto na Matriz Elétrica do Brasil

O impacto da alteração do limite máximo de potência das PCHs, desconsiderando-se os empreendimentos passíveis de repotencialização, seria pequeno. Como foi visto apenas uma fração dos empreendimentos existentes seria beneficiada e a potência por eles gerada seria relativamente pequena se comparada a capacidade atual de geração da matriz como um todo e as taxas de expansão dos últimos anos, porém, a adição da capacidade instalada de PCHs seria parecida com àquela experimentada entre 2001 e 2007 e por não resultar em um aumento significativo dos impactos ambientais, a alteração desse limite seria benéfica para matriz e para o setor elétrico por acarretar em um aumento da oferta de energia e um reaquecimento do mercado elétrico.

6.3. Sobre o Projeto de Lei do Senado nº 274/2008

O PLS nº 274/2008 foi criado com base em uma série de justificativas. O trabalho nos permitiu realizar uma análise crítica e detalhada em tais justificativas e avaliar sua consistência. Abaixo podemos ver a tabela com as justificativas propostas e as avaliações.

JUSTIFICATIVAS	CONCLUSÕES	AVALIAÇÃO
O País estaria sendo ameaçado ultimamente por uma crise de abastecimento de energia elétrica, fato decorrente da falta de investimento no setor;	Favorável em parte	Atualmente o País não sofre uma crise de energia elétrica. O setor tem crescido, porém a necessidade que o crescimento do Brasil demanda, supera os atuais investimentos no setor.
Entre os anos de 2001 e 2007, após a alteração do limite máximo das PCHs para 30.000 kW, foi adicionada a matriz elétrica mais de 800.000 kW de empreendimentos localizados entre 10.000 e 30.000 kW. Isso representou aproximadamente 80% da capacidade instalada de PCHs no mesmo período.	Favorável	Foram adicionados cerca de 800.000 kW na matriz elétrica advindas de empreendimentos nessa faixa de potência. A aprovação do Projeto de Lei criaria um cenário para a entrada de aproximadamente 600.000 kW na matriz elétrica.
A construção desses empreendimentos possibilitará o aumento da capacidade de geração do País, bem como trará impactos regionais e locais positivos como a geração de renda e de empregos, melhoria	Favorável	Apesar de pequena, a capacidade de geração do País será ampliada e trará impactos positivos aos locais de implantação.
Empreendimentos localizados entre 30.000 e 50.000 kW não seriam grandes o suficiente para terem preços competitivos;	Favorável em parte	Muitos dos empreendimentos são inviáveis por questões ambientais e não por questões econômicas.
Alguns empreendimentos, embora pudessem ter potência superior a 30.000 kW, foram construídas com potência instalada inferior ao seu potencial hidráulico somente para fazer jus aos benefícios concedidos às PCHs. Assim sendo, seria possível aumentar a capacidade instalada desses empreendimentos através de sua repotenciação;	Favorável	A alteração do limite máximo possibilitaria a repotencialização de empreendimentos de potência instalada inferior ao seu potencial hidráulico podendo aumentar consideravelmente o efeito do Projeto de Lei.
Existe grande representatividade dos empreendimentos que seriam beneficiados com o PLS nº 274. Existem 48 UHEs com potência entre 30.000 e 50.000 kW em diversos estágios do processo de licenciamento, totalizando aproximadamente 2.000.000 kW;	Desfavorável	Muitos AHE nesta faixa possuem área alagada muito grande e tornaria a classificação como PCH inviável.
Empreendimentos economicamente viáveis entre 1.000 e 30.000 kW estariam cada vez mais escassos, o que poderia ocasionar uma desaceleração na expansão de geração de energia hidrelétrica desse setor;	Favorável	Atualmente empreendimentos economicamente e ambientalmente viáveis estão cada vez mais escassos.

Tabela 14 – Justificativas propostas no PLS nº 274/2008 e as avaliações realizadas.

A mudança de limite certamente iria, em um primeiro momento, eliminar uma possível desaceleração na expansão de geração de energia, porém, quando os empreendimentos economicamente viáveis de 50 MW acabassem, tal desaceleração iria ocorrer da mesma forma. Uma possível solução para tal problema seria o escalonamento dos benefícios recebidos pelas PCHs. Desta forma, empreendimentos de menor potência receberiam maiores benefícios e tais benefícios iriam diminuindo à medida que a potência dos empreendimentos aumentasse. O gráfico abaixo demonstra como a atratividade seria influenciada pela potência do empreendimento valendo-se do escalonamento de benefícios.

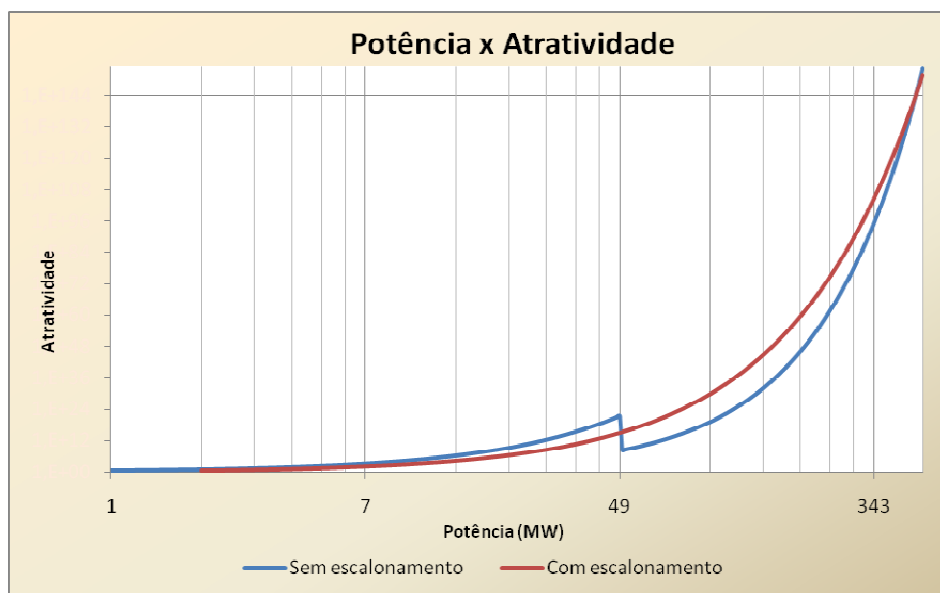


Gráfico 10 – Atratividade das usinas com escalonamento de benefícios.

Observamos, portanto, que algumas das justificativas são bastante plausíveis enquanto outras demandariam melhor formulação para embasarem a aprovação do Projeto de Lei do Senado.

7. Referências Bibliográfica

- i. AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – ANEEL. **Atlas de Energia Elétrica do Brasil 3ª Edição**. Brasília, 2008.
- ii. AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – ANEEL. Resolução ANEEL nº 394, de 04 de dezembro de 1998. Estabelece os critérios para o enquadramento de empreendimentos hidrelétricos na condição de pequenas centrais hidrelétricas. **Diário Oficial da República Federativa do Brasil**. Brasília, 07 de dezembro de 1998.
- iii. AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – ANEEL. Resolução ANEEL nº 652, de 09 de dezembro de 2003. Estabelece os critérios para o enquadramento de aproveitamento hidrelétrico na condição de Pequena Central Hidrelétrica (PCH). **Diário Oficial da República Federativa do Brasil**. Brasília, 10 de dezembro de 2003.
- iv. AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – ANEEL. Resolução Homologatória ANEEL nº 797, de 07 de Abril de 2009. Homologa o resultado do reajuste tarifário anual sobre as tarifas de fornecimento de energia elétrica, estabelece as receitas anuais relativas às instalações de conexão, fixa as Tarifas de Uso dos Sistemas de Distribuição - TUSD, o valor da Taxa de Fiscalização de Serviços de Energia Elétrica - TFSEE, referentes à CEMIG Distribuição S.A. **Diário Oficial da República Federativa do Brasil**. Brasília, 08 de Abril de 2009.
- v. AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – ANEEL. Resolução ANEEL nº 002, de 24 de Dezembro de 1997. Aprova as taxas anuais de depreciação e determina que os concessionários do serviço público de energia elétrica procedam ao cálculo e à contabilização das quotas periódicas de depreciação, tomando por base os saldos contábeis registrados nas respectivas Unidades de Cadastro - UC. **Diário Oficial da República Federativa do Brasil**. Brasília, 29 de Dezembro de 1997.
- vi. BANCO NACIONAL DO DESENVOLVIMENTO ECONÔMICO E SOCIAL – BNDES. **Linhas de Financiamento de Energia Elétrica**. Disponível em <http
http://www.bndes.gov.br/SiteBNDES/bndes/bndes_pt/Areas_de_Atuação/

- nfraestrutura/Energia_Eletrica/index.html> Acesso em: 15 de Julho de 2009.
- vii. BAJAY, S. V; SANTOS, A.H.M. **O Desenvolvimento Nacional e as Pequenas Centrais Hidrelétricas - Uma Visão Histórica**. São Paulo, 1986.
- viii. BERTOLO, Luiz Antônio. **Payback – Material baseado no curso ministrado pelo Prof. Bertolo na FAFICA**. Catanduva, 2001. Disponível em <<http://www.bertolo.pro.br /Adminfin/AnallInvest/PAY%20BACK.pdf>> Acesso em: 05 de Julho de 2009.
- ix. BRASIL – Ministério de Minas e Energia – Secretária de Planejamento e Desenvolvimento Energético. **Plano Nacional de Energia 2030**. Brasília, 2007.
- x. BRASIL – Ministério de Minas e Energia – Secretária de Planejamento e Desenvolvimento Energético. **Matriz Energética Nacional 2030**. Brasília, Novembro de 2007.
- xi. BRASIL – Ministério de Minas e Energia – Secretária de Planejamento e Desenvolvimento Energético. **Resenha Energética Brasileira**. Brasília, Abril de 2009.
- xii. BRASIL – Ministério de Minas e Energia – CEPEL. **Manual de Inventário Hidrelétrico de Bacias Hidrográficas**. Rio de Janeiro, 2007.
- xiii. BRASIL. **Constituição da República Federativa do Brasil**. Brasília, 05 de Outubro de 1988.
- xiv. BRASIL. Projeto de Lei do Senado n.º 274 de 08 de Junho de 2008. Dispõe sobre alteração do limite de potência que caracteriza as pequenas centrais hidrelétricas e amplia incentivos e investimentos em geração de energia elétrica de outras fontes alternativas. **Diário do Senado Federal**. Brasília, 09 de Julho de 2008.
- xv. BRASIL. Lei nº 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. **Diário Oficial da República Federativa do Brasil**. Brasília, 07 de Julho de 1995.
- xvi. BRASIL. Lei nº 9.427 de 26 de Dezembro de 1996. Institui a Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL, disciplina o regime de concessões

- de serviços públicos de energia elétrica e dá outras providências. **Diário Oficial da República Federativa do Brasil**. Brasília, 27 de Dezembro de 1996.
- xvii. BRASIL. Lei nº 9.648 de 27 de Maio de 1998. Altera dispositivos das Leis 3.890-A de 25.04.1961; 8.666 de 21.06.1993, 8.987 de 13.02.1995; 9.074 de 07.07.1995; 9.427 de 26.12.1996, e autoriza o Poder Executivo a promover a reestruturação da Centrais Elétricas Brasileiras S.A - ELETROBRÁS e de suas subsidiárias e dá outras providências. **Diário Oficial da República Federativa do Brasil**. Brasília, 28 de Maio de 1998.
- xviii. BRASIL. Lei nº 5.899 de 27 de Julho de 1973. Dispõe sobre a aquisição de eletricidade da ITAIPU e dá outras providências. **Diário Oficial da República Federativa do Brasil**. Brasília, 09 de Julho de 1973.
- xix. BRASIL. Decreto nº 2.655 de 02 de Julho de 1998. Regulamenta o Mercado Atacadista de Energia Elétrica, define regras de organização do Operador Nacional do Sistema Elétrico, de que se trata a Lei nº 9.648, de 27 de Maio de 1998. **Diário Oficial da República Federativa do Brasil**. Brasília, 03 de Julho de 1998.
- xx. BRASIL. Lei nº 7.689, de 15 de Dezembro de 1988. Institui contribuição social sobre o lucro das pessoas jurídicas e dá outras providências. **Diário Oficial da República Federativa do Brasil**. Brasília, 15 de Dezembro de 1988.
- xxi. BRASIL. Lei nº 10.684, de 30 de Maio de 2003. Altera a legislação tributária, dispõe sobre parcelamento de débitos junto à Secretaria da Receita Federal, à Procuradoria-Geral da Fazenda Nacional e ao Instituto Nacional do Seguro Social e dá outras providências. **Diário Oficial da República Federativa do Brasil**. Brasília, 31 de Maio de 2003.
- xxii. CÂMARA DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA – CCEE. **Resultado do 1º Leilão de Fontes Alternativas (2007)**. Disponível em <http://www.ccee.org.br/cceeinterdsm/v/index.jsp?contentType=RESULTADO_LEILAO&vgnnextoid=2de4f87495bd1110VgnVCM1000005e01010aRCRD&qryRESULTADO-LEILAO-CD-RESULTADO-LEILAO=d92e3bbfb9543110VgnVCM1000005e01010a____&x=5&y=9> Acesso em: 27 de Julho de 2009.

- xxiii. CENTRAL INTELLIGENCE AGENCY. **The World Factbook 2009**. Washington, DC, 2009. Disponível em <https://www.cia.gov/library/publications/the-world-factbook/index.html>
Acesso em: 6 de Agosto de 2009.
- xxiv. CLEMENTE, Leonardo. **Seleção de Potência Instalada Ótima de PCHs no Contexto de Mercados Competitivos**. Curitiba, 2001.
- xxv. DEPARTAMENTO NACIONAL DE ÁGUAS E ENERGIA ELÉTRICA – DNAEE. Portaria nº 109, de 24 de novembro de 1982. Estabelece que para fins de análise pelo Departamento Nacional de Águas e Energia Elétrica - DNAEE, de projeto relativo a Pequena Central Hidrelétrica - PCH, será suficiente que o mesmo seja apresentado de conformidade com as recomendações constantes no Manual de Pequenas Centrais Hidrelétricas. **Diário Oficial da República Federativa do Brasil**. Brasília, 26 de novembro de 1982.
- xxvi. ELETROBRÁS. **Diretrizes para projetos de PCH**. Rio de Janeiro, 1998.
- xxvii. ENERGY INFORMATION ADMINISTRATION. **International Energy Outlook 2009**. Washington D.C, Maio de 2009.
- xxviii. ENERTRADE COMERCIALIZADORA DE ENERGIA. **Dicionário do Setor Elétrico**. Disponível em <http://www.enertrade.com.br/mercadolivre/?sessao=Gloss%C3%A1rio&contentID=540>
Acesso em: 25 de Julho de 2009.
- xxix. ESCRITÓRIO DO BANCO MUNDIAL NO BRASIL. **Licenciamento Ambiental de Empreendimentos Hidrelétricos no Brasil: Uma Contribuição para o Debate**. Brasília, 28 de Março de 2008. 3 vols.
- xxx. ESCOLA FEDERAL DE ENGENHARIA DE ITAJUBÁ – Centro de Estudos em Recursos Naturais e Energia. **Estudo de Vida Útil e Taxa de Depreciação**. Itajubá, Julho de 2001.
- xxxi. FILHO, Pedricto Rocha. **Pequenas Centrais Hidrelétricas do Estado do Rio de Janeiro**. Rio de Janeiro, Agosto de 2006.
- xxxii. MAY, Peter Hermann, LUSTOSA, Maria Cecília, VINHA, Valeria da. **Economia do Meio Ambiente**. Rio de Janeiro, 2003.
- xxxiii. PORTAL TRIBUTÁRIO. **Principais Tributos ou Sistemas de Tributação do Brasil**. Disponível em

<<http://www.portaltributario.com.br/tributos/>> Acesso em: 12 de Agosto de 2009.

- xxxiv. REIS, Marcelo de Miranda. **Custos Ambientais Associados à Geração Elétrica: Hidrelétricas x Termelétricas à Gás Natural**. Rio de Janeiro, Janeiro de 2001.
- xxxv. RENEWABLE ENERGY POLICY NETWORK FOR THE 21ST CENTURY. **Renewables 2009 – Global Status Report**. Paris, Maio de 2009.
- xxxvi. ROMERO, Marcelo de Andrade, FARAH, Elcio Luiz, MACEDO JR, Gilberto Nobre, BEVILACQUA, Gilson Alves, ROMANINI, Regina Memrava. **Impactos Sócio-Econômicos e Ambientais Causados por Usinas Hidrelétricas. Estudo de Caso: UHE Eng. Sérgio Motta**. Santo André, Setembro de 2001.
- xxxvii. UDAI. **Small Hydropower for Sustainable Energy**. Waterloo, 14 de Setembro de 2007. Disponível em <<http://floatingsun.net/udai/files/Small%20Hydropower.pdf>> Acesso em: 12 de Agosto de 2009.
- xxxviii. WIKIPEDIA. **Water Wheel**. Disponível em <http://en.wikipedia.org/wiki/Water_wheel> Acesso em: 22 de Julho de 2009.

8. Anexos

Os fluxos de caixa e o sistema de financiamento presentes neste anexo são referentes às análises dos cenários propostos nos itens 4.2.3.1. e 4.2.3.2. A taxa de Juros utilizada foi calculada segundo critérios utilizados pelo BNDES para o caso em questão.

8.1. Fluxo de Caixa para o cenário 1 – UHE

ITENS	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
(+) Receita da Venda de Energia	-	-	31.338.900,00	31.338.900,00	31.338.900,00	31.338.900,00	31.338.900,00	31.338.900,00	31.338.900,00
(-) Operação e Manutenção (5%)	-	-	(7.287.500,00)	(7.287.500,00)	(7.287.500,00)	(7.287.500,00)	(7.287.500,00)	(7.287.500,00)	(7.287.500,00)
(-) Depreciação (10%)	-	-	(14.575.000,00)	(14.575.000,00)	(14.575.000,00)	(14.575.000,00)	(14.575.000,00)	(14.575.000,00)	(14.575.000,00)
(-) Despesa Financeira (Juros)	-	(8.919.900,00)	(8.362.406,25)	(7.804.912,50)	(7.247.418,75)	(6.689.925,00)	(6.132.431,25)	(5.574.937,50)	(5.017.443,75)
(-) Impostos e Taxas	-	-	-	-	-	-	-	-	-
. RGR(Uso de Bem Público-UBP)	-	-	(121.458,33)	(121.458,33)	(121.458,33)	(121.458,33)	(121.458,33)	(121.458,33)	(121.458,33)
. Fiscaliz. ANEEL(*) - TFSEE	-	-	(156.694,50)	(156.694,50)	(156.694,50)	(156.694,50)	(156.694,50)	(156.694,50)	(156.694,50)
. Compensação Financeira	-	-	(940.793,78)	(940.793,78)	(940.793,78)	(940.793,78)	(940.793,78)	(940.793,78)	(940.793,78)
. PIS	-	-	(203.702,85)	(203.702,85)	(203.702,85)	(203.702,85)	(203.702,85)	(203.702,85)	(203.702,85)
. COFINS	-	-	(940.167,00)	(940.167,00)	(940.167,00)	(940.167,00)	(940.167,00)	(940.167,00)	(940.167,00)
. Outros	-	-	-	-	-	-	-	-	-
(-) Encargos de Transmissão (Pedágio)	-	-	(2.222.100,00)	(2.222.100,00)	(2.222.100,00)	(2.222.100,00)	(2.222.100,00)	(2.222.100,00)	(2.222.100,00)
(-) Seguros	(1.457.500,00)	(1.457.500,00)	(1.457.500,00)	(1.457.500,00)	(1.457.500,00)	(1.457.500,00)	(1.457.500,00)	(1.457.500,00)	(1.457.500,00)
(=) Resultado Operacional Bruto	(1.457.500,00)	(10.377.400,00)	(4.928.422,71)	(4.370.928,96)	(3.813.435,21)	(3.255.941,46)	(2.698.447,71)	(2.140.953,96)	(1.583.460,21)
(-) Provisões para I. Renda	-	-	-	-	-	-	-	-	-
(=) Resultado Operacional Líquido	(1.457.500,00)	(10.377.400,00)	(4.928.422,71)	(4.370.928,96)	(3.813.435,21)	(3.255.941,46)	(2.698.447,71)	(2.140.953,96)	(1.583.460,21)
(+) Depreciação	-	-	14.575.000,00	14.575.000,00	14.575.000,00	14.575.000,00	14.575.000,00	14.575.000,00	14.575.000,00
(+) Subsidio da C.C.C	-	-	-	-	-	-	-	-	-
(-) Contribuição Social	-	-	(53.226,97)	(47.206,03)	(41.185,10)	(35.164,17)	(29.143,24)	(23.122,30)	(17.101,37)
(-) Investimentos Fixos	(17.490.000,00)	(11.660.000,00)	-	-	-	-	-	-	-
(-) Amortização	-	-	(7.287.500,00)	(7.287.500,00)	(7.287.500,00)	(7.287.500,00)	(7.287.500,00)	(7.287.500,00)	(7.287.500,00)
(+) Valor Residual do Empreendimento	-	-	-	-	-	-	-	-	-
(=) Fluxo de Caixa do Empreendimento	(21.862.500,00)	(42.792.200,00)	(7.550.995,10)	(5.872.492,92)	(4.193.990,73)	(2.515.488,55)	(836.986,37)	841.515,81	2.520.018,00
Fluxo Caixa Cumulativo	(21.862.500,00)	(64.654.700,00)	(72.205.695,10)	(78.078.188,02)	(82.272.178,75)	(84.787.667,30)	(85.624.653,67)	(84.783.137,86)	(82.263.119,86)
Valor Presente Descontado	(21.862.500,00)	(39.751.230,84)	(6.515.925,65)	(4.707.392,37)	(3.122.995,30)	(1.740.011,72)	(537.816,57)	502.301,00	1.397.305,50
Fluxo de Caixa Cumulativo Descontado	(21.862.500,00)	(61.613.730,84)	(68.129.656,49)	(72.837.048,86)	(75.960.044,16)	(77.700.055,88)	(78.237.872,45)	(77.735.571,45)	(76.338.265,95)
Valor Presente Líquido (VPL)	(R\$ 12.007.131,57)								
TIR (%)	8,81%								
Payback Descontado (anos)	35,21								

Tabela 15 – Fluxo de caixa para UHE

ITENS	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
(+) Receita da Venda de Energia	31.338.900,00	31.338.900,00	31.338.900,00	31.338.900,00	31.338.900,00	31.338.900,00	31.338.900,00	31.338.900,00	31.338.900,00
(-) Operação e Manutenção (5%)	(7.287.500,00)	(7.287.500,00)	(7.287.500,00)	(7.287.500,00)	(7.287.500,00)	(7.287.500,00)	(7.287.500,00)	(7.287.500,00)	(7.287.500,00)
(-) Depreciação (10%)	(14.575.000,00)	(14.575.000,00)	(14.575.000,00)	(14.575.000,00)	(14.575.000,00)	(14.575.000,00)	(14.575.000,00)	(14.575.000,00)	(14.575.000,00)
(-) Despesa Financeira (Juros)	(4.459.950,00)	(3.902.456,25)	(3.344.962,50)	(2.787.468,75)	(2.229.975,00)	(1.672.481,25)	(1.114.987,50)	(557.493,75)	-
(-) Impostos e Taxas	-	-	-	-	-	-	-	-	-
. RGR(Uso de Bem Público-UBP)	(121.458,33)	(121.458,33)	(121.458,33)	(121.458,33)	(121.458,33)	(121.458,33)	(121.458,33)	(121.458,33)	(121.458,33)
. Fiscaliz. ANEEL(*) - TFSEE	(156.694,50)	(156.694,50)	(156.694,50)	(156.694,50)	(156.694,50)	(156.694,50)	(156.694,50)	(156.694,50)	(156.694,50)
. Compensação Financeira	(940.793,78)	(940.793,78)	(940.793,78)	(940.793,78)	(940.793,78)	(940.793,78)	(940.793,78)	(940.793,78)	(940.793,78)
. PIS	(203.702,85)	(203.702,85)	(203.702,85)	(203.702,85)	(203.702,85)	(203.702,85)	(203.702,85)	(203.702,85)	(203.702,85)
. COFINS	(940.167,00)	(940.167,00)	(940.167,00)	(940.167,00)	(940.167,00)	(940.167,00)	(940.167,00)	(940.167,00)	(940.167,00)
. Outros	-	-	-	-	-	-	-	-	-
(-) Encargos de Transmissão (Pedágio)	(2.222.100,00)	(2.222.100,00)	(2.222.100,00)	(2.222.100,00)	(2.222.100,00)	(2.222.100,00)	(2.222.100,00)	(2.222.100,00)	(2.222.100,00)
(-) Seguros	(1.457.500,00)	(1.457.500,00)	(1.457.500,00)	(1.457.500,00)	(1.457.500,00)	(1.457.500,00)	(1.457.500,00)	(1.457.500,00)	(1.457.500,00)
(=) Resultado Operacional Bruto	(1.025.966,46)	(468.472,71)	89.021,04	646.514,79	1.204.008,54	1.761.502,29	2.318.996,04	2.876.489,79	3.433.983,54
(-) Provisões para I. Renda	-	-	(36.000,00)	(137.628,70)	(277.002,13)	(416.375,57)	(555.749,01)	(695.122,45)	(834.495,88)
(=) Resultado Operacional Líquido	(1.025.966,46)	(468.472,71)	125.021,04	784.143,49	1.481.010,67	2.177.877,86	2.874.745,05	3.571.612,24	4.268.479,42
(+) Depreciação	14.575.000,00	14.575.000,00	14.575.000,00	14.575.000,00	14.575.000,00	14.575.000,00	14.575.000,00	14.575.000,00	14.575.000,00
(+) Subsídio da C.C.C	-	-	-	-	-	-	-	-	-
(-) Contribuição Social	(11.080,44)	(5.059,51)	961,43	6.982,36	13.003,29	19.024,22	25.045,16	31.066,09	37.087,02
(-) Investimentos Fixos	-	-	-	-	-	-	-	-	-
(-) Amortização	(7.287.500,00)	(7.287.500,00)	(7.287.500,00)	(7.287.500,00)	(7.287.500,00)	(7.287.500,00)	(7.287.500,00)	(7.287.500,00)	(7.287.500,00)
(+) Valor Residual do Empreendimento	-	-	-	-	-	-	-	-	-
(=) Fluxo de Caixa do Empreendimento	4.198.520,18	5.877.022,36	7.555.524,54	9.234.026,73	10.912.528,91	12.591.031,09	14.269.533,27	15.948.035,46	17.626.537,64
Fluxo Caixa Cumulativo	(78.064.599,68)	(72.187.577,32)	(64.632.052,78)	(55.398.026,05)	(44.485.497,15)	(31.894.466,06)	(17.624.932,78)	(1.676.897,33)	15.949.640,31
Valor Presente Descontado	2.162.568,82	2.812.010,91	3.358.228,51	3.812.612,94	4.185.457,76	4.486.057,32	4.722.796,75	4.903.234,29	5.034.176,43
Fluxo de Caixa Cumulativo Descontado	(74.175.697,13)	(71.363.686,22)	(68.005.457,70)	(64.192.844,77)	(60.007.387,01)	(55.521.329,69)	(50.798.532,94)	(45.895.298,64)	(40.861.122,21)

Tabela 16 (continuação) – Fluxo de caixa para UHE

ITENS	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036
(+) Receita da Venda de Energia	31.338.900,00	31.338.900,00	31.338.900,00	31.338.900,00	31.338.900,00	31.338.900,00	31.338.900,00	31.338.900,00	31.338.900,00
(-) Operação e Manutenção (5%)	(7.287.500,00)	(7.287.500,00)	(7.287.500,00)	(7.287.500,00)	(7.287.500,00)	(7.287.500,00)	(7.287.500,00)	(7.287.500,00)	(7.287.500,00)
(-) Depreciação (10%)	(14.575.000,00)	(14.575.000,00)	(14.575.000,00)	(14.575.000,00)	(14.575.000,00)	(14.575.000,00)	(14.575.000,00)	(14.575.000,00)	(14.575.000,00)
(-) Despesa Financeira (Juros)	-	-	-	-	-	-	-	-	-
(-) Impostos e Taxas	-	-	-	-	-	-	-	-	-
. RGR(Uso de Bem Público-UBP)	(121.458,33)	(121.458,33)	(121.458,33)	(121.458,33)	(121.458,33)	(121.458,33)	(121.458,33)	(121.458,33)	(121.458,33)
. Fiscaliz. ANEEL(*) - TFSEE	(156.694,50)	(156.694,50)	(156.694,50)	(156.694,50)	(156.694,50)	(156.694,50)	(156.694,50)	(156.694,50)	(156.694,50)
. Compensação Financeira	(940.793,78)	(940.793,78)	(940.793,78)	(940.793,78)	(940.793,78)	(940.793,78)	(940.793,78)	(940.793,78)	(940.793,78)
. PIS	(203.702,85)	(203.702,85)	(203.702,85)	(203.702,85)	(203.702,85)	(203.702,85)	(203.702,85)	(203.702,85)	(203.702,85)
. COFINS	(940.167,00)	(940.167,00)	(940.167,00)	(940.167,00)	(940.167,00)	(940.167,00)	(940.167,00)	(940.167,00)	(940.167,00)
. Outros	-	-	-	-	-	-	-	-	-
(-) Encargos de Transmissão (Pedágio)	(2.222.100,00)	(2.222.100,00)	(2.222.100,00)	(2.222.100,00)	(2.222.100,00)	(2.222.100,00)	(2.222.100,00)	(2.222.100,00)	(2.222.100,00)
(-) Seguros	(1.457.500,00)	(1.457.500,00)	(1.457.500,00)	(1.457.500,00)	(1.457.500,00)	(1.457.500,00)	(1.457.500,00)	(1.457.500,00)	(1.457.500,00)
(=) Resultado Operacional Bruto	3.433.983,54	3.433.983,54	3.433.983,54	3.433.983,54	3.433.983,54	3.433.983,54	3.433.983,54	3.433.983,54	3.433.983,54
(-) Provisões para I. Renda	(834.495,88)	(834.495,88)	(834.495,88)	(834.495,88)	(834.495,88)	(834.495,88)	(834.495,88)	(834.495,88)	(834.495,88)
(=) Resultado Operacional Líquido	4.268.479,42	4.268.479,42	4.268.479,42	4.268.479,42	4.268.479,42	4.268.479,42	4.268.479,42	4.268.479,42	4.268.479,42
(+) Depreciação	14.575.000,00	14.575.000,00	14.575.000,00	14.575.000,00	14.575.000,00	14.575.000,00	14.575.000,00	14.575.000,00	14.575.000,00
(+) Subsídio da C.C.C	-	-	-	-	-	-	-	-	-
(-) Contribuição Social	37.087,02	37.087,02	37.087,02	37.087,02	37.087,02	37.087,02	37.087,02	37.087,02	37.087,02
(-) Investimentos Fixos	-	-	-	-	-	-	-	-	-
(-) Amortização	-	-	-	-	-	-	-	-	-
(+) Valor Residual do Empreendimento	-	-	-	-	-	-	-	-	-
(=) Fluxo de Caixa do Empreendimento	24.914.037,64	24.914.037,64	24.914.037,64	24.914.037,64	24.914.037,64	24.914.037,64	24.914.037,64	24.914.037,64	24.914.037,64
Fluxo Caixa Cumulativo	40.863.677,95	65.777.715,59	90.691.753,23	115.605.790,86	140.519.828,50	165.433.866,14	190.347.903,78	215.261.941,42	240.175.979,06
Valor Presente Descontado	6.609.848,44	6.140.128,60	5.703.788,76	5.298.456,81	4.921.929,23	4.572.159,06	4.247.244,83	3.945.420,19	3.665.044,30
Fluxo de Caixa Cumulativo Descontado	(34.251.273,77)	(28.111.145,17)	(22.407.356,41)	(17.108.899,60)	(12.186.970,37)	(7.614.811,31)	(3.367.566,48)	577.853,70	4.242.898,00

Tabela 17 (continuação) – Fluxo de caixa para UHE

ITENS	2037	2038	2039	2040
(+) Receita da Venda de Energia	31.338.900,00	31.338.900,00	31.338.900,00	31.338.900,00
(-) Operação e Manutenção (5%)	(7.287.500,00)	(7.287.500,00)	(7.287.500,00)	(7.287.500,00)
(-) Depreciação (10%)	(14.575.000,00)	(14.575.000,00)	(14.575.000,00)	(14.575.000,00)
(-) Despesa Financeira (Juros)	-	-	-	-
(-) Impostos e Taxas	-	-	-	-
. RGR(Usos de Bem Público-UBP)	(121.458,33)	(121.458,33)	(121.458,33)	(121.458,33)
. Fiscaliz. ANEEL(*) - TFSEE	(156.694,50)	(156.694,50)	(156.694,50)	(156.694,50)
. Compensação Financeira	(940.793,78)	(940.793,78)	(940.793,78)	(940.793,78)
. PIS	(203.702,85)	(203.702,85)	(203.702,85)	(203.702,85)
. COFINS	(940.167,00)	(940.167,00)	(940.167,00)	(940.167,00)
. Outros	-	-	-	-
(-) Encargos de Transmissão (Pedágio)	(2.222.100,00)	(2.222.100,00)	(2.222.100,00)	(2.222.100,00)
(-) Seguros	(1.457.500,00)	(1.457.500,00)	(1.457.500,00)	(1.457.500,00)
(=) Resultado Operacional Bruto	3.433.983,54	3.433.983,54	3.433.983,54	3.433.983,54
(-) Provisões para I. Renda	(834.495,88)	(834.495,88)	(834.495,88)	(834.495,88)
(=) Resultado Operacional Líquido	4.268.479,42	4.268.479,42	4.268.479,42	4.268.479,42
(+) Depreciação	14.575.000,00	14.575.000,00	14.575.000,00	14.575.000,00
(+) Subsídio da C.C.C	-	-	-	-
(-) Contribuição Social	37.087,02	37.087,02	37.087,02	37.087,02
(-) Investimentos Fixos	-	-	-	-
(-) Amortização	-	-	-	-
(+) Valor Residual do Empreendimento	-	-	-	-
(=) Fluxo de Caixa do Empreendimento	24.914.037,64	24.914.037,64	24.914.037,64	24.914.037,64
Fluxo Caixa Cumulativo	265.090.016,69	290.004.054,33	314.918.091,97	339.832.129,61
Valor Presente Descontado	3.404.592,94	3.162.650,20	2.937.900,79	2.729.122,89
Fluxo de Caixa Cumulativo Descontado	7.647.490,94	10.810.141,13	13.748.041,92	16.477.164,81

Tabela 18 (continuação) – Fluxo de caixa para UHE

8.2. Sistema de Financiamento para o cenário 1 – Sistema SAC

SISTEMA SAC				
Final do	Debt	Amortização (R\$)	Juros (R\$)	Prestação (R\$)
1 ano	(116.600.000,00)	(7.287.500,00)	(8.919.900,00)	(16.207.400,00)
2 ano	(109.312.500,00)	(7.287.500,00)	(8.362.406,25)	(15.649.906,25)
3 ano	(102.025.000,00)	(7.287.500,00)	(7.804.912,50)	(15.092.412,50)
4 ano	(94.737.500,00)	(7.287.500,00)	(7.247.418,75)	(14.534.918,75)
5 ano	(87.450.000,00)	(7.287.500,00)	(6.689.925,00)	(13.977.425,00)
6 ano	(80.162.500,00)	(7.287.500,00)	(6.132.431,25)	(13.419.931,25)
7 ano	(72.875.000,00)	(7.287.500,00)	(5.574.937,50)	(12.862.437,50)
8 ano	(65.587.500,00)	(7.287.500,00)	(5.017.443,75)	(12.304.943,75)
9 ano	(58.300.000,00)	(7.287.500,00)	(4.459.950,00)	(11.747.450,00)
10 ano	(51.012.500,00)	(7.287.500,00)	(3.902.456,25)	(11.189.956,25)
11 ano	(43.725.000,00)	(7.287.500,00)	(3.344.962,50)	(10.632.462,50)
12 ano	(36.437.500,00)	(7.287.500,00)	(2.787.468,75)	(10.074.968,75)
13 ano	(29.150.000,00)	(7.287.500,00)	(2.229.975,00)	(9.517.475,00)
14 ano	(21.862.500,00)	(7.287.500,00)	(1.672.481,25)	(8.959.981,25)
15 ano	(14.575.000,00)	(7.287.500,00)	(1.114.987,50)	(8.402.487,50)
16 ano	(7.287.500,00)	(7.287.500,00)	(557.493,75)	(7.844.993,75)
TOTAL		(116.600.000,00)	(75.819.150,00)	(192.419.150,00)

Amortização (7.287.500,00)

Tabela 19 – Amortização e juros anuais para o cenário 1.

Amortização – Representa o capital financiado total dividido pelo período de tempo de amortização.

Taxa de Juros (anual)	
TJLP	6,25%
Remuneração	
BNDES	0,90%
Risco de Crédito	0,50%
TOTAL	7,65%

Tabela 20 – Taxa de Juros (fonte: BNDES)

TJLP – Taxa de Juros a Longo Prazo.

8.3. Fluxo de Caixa para o cenário 2 – PCH

ITENS	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
(+) Receita da Venda de Energia	-	-	31.338.900,00	31.338.900,00	31.338.900,00	31.338.900,00	31.338.900,00	31.338.900,00	31.338.900,00
(-) Operação e Manutenção (5%)	-	-	(7.287.500,00)	(7.287.500,00)	(7.287.500,00)	(7.287.500,00)	(7.287.500,00)	(7.287.500,00)	(7.287.500,00)
(-) Depreciação (10%)	-	-	(14.575.000,00)	(14.575.000,00)	(14.575.000,00)	(14.575.000,00)	(14.575.000,00)	(14.575.000,00)	(14.575.000,00)
(-) Despesa Financeira (Juros)	-	(8.919.900,00)	(8.282.764,29)	(7.645.628,57)	(7.008.492,86)	(6.371.357,14)	(5.734.221,43)	(5.097.085,71)	(4.459.950,00)
(-) Impostos e Taxas	-	-	-	-	-	-	-	-	-
. RGR(Uso de Bem Público-UBP)	-	-	(121.458,33)	(121.458,33)	(121.458,33)	(121.458,33)	(121.458,33)	(121.458,33)	(121.458,33)
. Fiscaliz. ANEEL(*) - TFSEE	-	-	(156.694,50)	(156.694,50)	(156.694,50)	(156.694,50)	(156.694,50)	(156.694,50)	(156.694,50)
. Compensação Financeira	-	-	-	-	-	-	-	-	-
. PIS	-	-	(203.702,85)	(203.702,85)	(203.702,85)	(203.702,85)	(203.702,85)	(203.702,85)	(203.702,85)
. COFINS	-	-	(940.167,00)	(940.167,00)	(940.167,00)	(940.167,00)	(940.167,00)	(940.167,00)	(940.167,00)
. Outros	-	-	-	-	-	-	-	-	-
(-) Encargos de Transmissão (Pedágio)	-	-	(1.111.050,00)	(1.111.050,00)	(1.111.050,00)	(1.111.050,00)	(1.111.050,00)	(1.111.050,00)	(1.111.050,00)
(-) Seguros	(1.457.500,00)	(1.457.500,00)	(1.457.500,00)	(1.457.500,00)	(1.457.500,00)	(1.457.500,00)	(1.457.500,00)	(1.457.500,00)	(1.457.500,00)
(=) Resultado Operacional Bruto	(1.457.500,00)	(10.377.400,00)	(2.796.936,97)	(2.159.801,25)	(1.522.665,54)	(885.529,83)	(248.394,11)	388.741,60	1.025.877,32
(-) Provisões para I. Renda	-	-	-	-	-	-	-	(73.185,40)	(232.469,33)
(=) Resultado Operacional Líquido	(1.457.500,00)	(10.377.400,00)	(2.796.936,97)	(2.159.801,25)	(1.522.665,54)	(885.529,83)	(248.394,11)	461.927,00	1.258.346,65
(+) Depreciação	-	-	14.575.000,00	14.575.000,00	14.575.000,00	14.575.000,00	14.575.000,00	14.575.000,00	14.575.000,00
(+) Subsidio da C.C.C	-	-	-	-	-	-	-	-	-
(-) Contribuição Social	-	-	(30.206,92)	(23.325,85)	(16.444,79)	(9.563,72)	(2.682,66)	4.198,41	11.079,48
(-) Investimentos Fixos	(17.490.000,00)	(11.660.000,00)	-	-	-	-	-	-	-
(-) Amortização	-	-	(8.328.571,43)	(8.328.571,43)	(8.328.571,43)	(8.328.571,43)	(8.328.571,43)	(8.328.571,43)	(8.328.571,43)
(+) Valor Residual do Empreendimento	-	-	-	-	-	-	-	-	-
(=) Fluxo de Caixa do Empreendimento	(21.862.500,00)	(42.792.200,00)	(2.174.589,25)	(256.301,05)	1.661.987,16	3.580.275,37	5.498.563,58	7.416.851,79	9.335.140,00
Fluxo Caixa Cumulativo	(21.862.500,00)	(64.654.700,00)	(66.829.289,25)	(67.085.590,30)	(65.423.603,14)	(61.843.327,77)	(56.344.764,19)	(48.927.912,40)	(39.592.772,40)
Valor Presente Descontado	(21.862.500,00)	(42.792.200,00)	(2.174.589,25)	(256.301,05)	1.661.987,16	3.580.275,37	5.498.563,58	7.416.851,79	9.335.140,00
Fluxo de Caixa Cumulativo Descontado	(21.862.500,00)	(64.654.700,00)	(66.829.289,25)	(67.085.590,30)	(65.423.603,14)	(61.843.327,77)	(56.344.764,19)	(48.927.912,40)	(39.592.772,40)
Valor Presente Líquido (VPL)	R\$ 41.328.670,65								
TIR	14,15%								
Payback Descontado (anos)	21,00								

Tabela 21 – Fluxo de caixa para PCH

ITENS	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
(+) Receita da Venda de Energia	31.338.900,00	31.338.900,00	31.338.900,00	31.338.900,00	31.338.900,00	31.338.900,00	31.338.900,00	31.338.900,00	31.338.900,00
(-) Operação e Manutenção (5%)	(7.287.500,00)	(7.287.500,00)	(7.287.500,00)	(7.287.500,00)	(7.287.500,00)	(7.287.500,00)	(7.287.500,00)	(7.287.500,00)	(7.287.500,00)
(-) Depreciação (10%)	(14.575.000,00)	(14.575.000,00)	(14.575.000,00)	(14.575.000,00)	(14.575.000,00)	(14.575.000,00)	(14.575.000,00)	(14.575.000,00)	(14.575.000,00)
(-) Despesa Financeira (Juros)	(3.822.814,29)	(3.185.678,57)	(2.548.542,86)	(1.911.407,14)	(1.274.271,43)	(637.135,71)	-	-	-
(-) Impostos e Taxas	-	-	-	-	-	-	-	-	-
. RGR(Uso de Bem Público-UBP)	(121.458,33)	(121.458,33)	(121.458,33)	(121.458,33)	(121.458,33)	(121.458,33)	(121.458,33)	(121.458,33)	(121.458,33)
. Fiscaliz. ANEEL(*) - TFSEE	(156.694,50)	(156.694,50)	(156.694,50)	(156.694,50)	(156.694,50)	(156.694,50)	(156.694,50)	(156.694,50)	(156.694,50)
. Compensação Financeira	-	-	-	-	-	-	-	-	-
. PIS	(203.702,85)	(203.702,85)	(203.702,85)	(203.702,85)	(203.702,85)	(203.702,85)	(203.702,85)	(203.702,85)	(203.702,85)
. COFINS	(940.167,00)	(940.167,00)	(940.167,00)	(940.167,00)	(940.167,00)	(940.167,00)	(940.167,00)	(940.167,00)	(940.167,00)
. Outros	-	-	-	-	-	-	-	-	-
(-) Encargos de Transmissão (Pedágio)	(1.111.050,00)	(1.111.050,00)	(1.111.050,00)	(1.111.050,00)	(1.111.050,00)	(1.111.050,00)	(1.111.050,00)	(1.111.050,00)	(1.111.050,00)
(-) Seguros	(1.457.500,00)	(1.457.500,00)	(1.457.500,00)	(1.457.500,00)	(1.457.500,00)	(1.457.500,00)	(1.457.500,00)	(1.457.500,00)	(1.457.500,00)
(=) Resultado Operacional Bruto	1.663.013,03	2.300.148,75	2.937.284,46	3.574.420,17	4.211.555,89	4.848.691,60	5.485.827,32	5.485.827,32	5.485.827,32
(-) Provisões para I. Renda	(391.753,26)	(551.037,19)	(710.321,11)	(869.605,04)	(1.028.888,97)	(1.188.172,90)	(1.347.456,83)	(1.347.456,83)	(1.347.456,83)
(=) Resultado Operacional Líquido	2.054.766,29	2.851.185,93	3.647.605,57	4.444.025,22	5.240.444,86	6.036.864,50	6.833.284,15	6.833.284,15	6.833.284,15
(+) Depreciação	14.575.000,00	14.575.000,00	14.575.000,00	14.575.000,00	14.575.000,00	14.575.000,00	14.575.000,00	14.575.000,00	14.575.000,00
(+) Subsídio da C.C.C	-	-	-	-	-	-	-	-	-
(-) Contribuição Social	17.960,54	24.841,61	31.722,67	38.603,74	45.484,80	52.365,87	59.246,94	59.246,94	59.246,94
(-) Investimentos Fixos	-	-	-	-	-	-	-	-	-
(-) Amortização	(8.328.571,43)	(8.328.571,43)	(8.328.571,43)	(8.328.571,43)	(8.328.571,43)	(8.328.571,43)	(8.328.571,43)	-	-
(+) Valor Residual do Empreendimento	-	-	-	-	-	-	-	-	-
(=) Fluxo de Caixa do Empreendimento	11.253.428,21	13.171.716,41	15.090.004,62	17.008.292,83	18.926.581,04	20.844.869,25	22.763.157,46	31.091.728,89	31.091.728,89
Fluxo Caixa Cumulativo	(28.339.344,20)	(15.167.627,79)	(77.623,16)	16.930.669,67	35.857.250,71	56.702.119,95	79.465.277,41	110.557.006,30	141.648.735,18
Valor Presente Descontado	11.253.428,21	13.171.716,41	15.090.004,62	17.008.292,83	18.926.581,04	20.844.869,25	22.763.157,46	31.091.728,89	31.091.728,89
Fluxo de Caixa Cumulativo Descontado	(28.339.344,20)	(15.167.627,79)	(77.623,16)	16.930.669,67	35.857.250,71	56.702.119,95	79.465.277,41	110.557.006,30	141.648.735,18

Tabela 22 (continuação) – Fluxo de caixa para PCH

ITENS	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036
(+) Receita da Venda de Energia	31.338.900,00	31.338.900,00	31.338.900,00	31.338.900,00	31.338.900,00	31.338.900,00	31.338.900,00	31.338.900,00	31.338.900,00
(-) Operação e Manutenção (5%)	(7.287.500,00)	(7.287.500,00)	(7.287.500,00)	(7.287.500,00)	(7.287.500,00)	(7.287.500,00)	(7.287.500,00)	(7.287.500,00)	(7.287.500,00)
(-) Depreciação (10%)	(14.575.000,00)	(14.575.000,00)	(14.575.000,00)	(14.575.000,00)	(14.575.000,00)	(14.575.000,00)	(14.575.000,00)	(14.575.000,00)	(14.575.000,00)
(-) Despesa Financeira (Juros)	-	-	-	-	-	-	-	-	-
(-) Impostos e Taxas	-	-	-	-	-	-	-	-	-
. RGR(Uso de Bem Público-UBP)	(121.458,33)	(121.458,33)	(121.458,33)	(121.458,33)	(121.458,33)	(121.458,33)	(121.458,33)	(121.458,33)	(121.458,33)
. Fiscaliz. ANEEL(*) - TFSEE	(156.694,50)	(156.694,50)	(156.694,50)	(156.694,50)	(156.694,50)	(156.694,50)	(156.694,50)	(156.694,50)	(156.694,50)
. Compensação Financeira	-	-	-	-	-	-	-	-	-
. PIS	(203.702,85)	(203.702,85)	(203.702,85)	(203.702,85)	(203.702,85)	(203.702,85)	(203.702,85)	(203.702,85)	(203.702,85)
. COFINS	(940.167,00)	(940.167,00)	(940.167,00)	(940.167,00)	(940.167,00)	(940.167,00)	(940.167,00)	(940.167,00)	(940.167,00)
. Outros	-	-	-	-	-	-	-	-	-
(-) Encargos de Transmissão (Pedágio)	(1.111.050,00)	(1.111.050,00)	(1.111.050,00)	(1.111.050,00)	(1.111.050,00)	(1.111.050,00)	(1.111.050,00)	(1.111.050,00)	(1.111.050,00)
(-) Seguros	(1.457.500,00)	(1.457.500,00)	(1.457.500,00)	(1.457.500,00)	(1.457.500,00)	(1.457.500,00)	(1.457.500,00)	(1.457.500,00)	(1.457.500,00)
(=) Resultado Operacional Bruto	5.485.827,32	5.485.827,32	5.485.827,32	5.485.827,32	5.485.827,32	5.485.827,32	5.485.827,32	5.485.827,32	5.485.827,32
(-) Provisões para I. Renda	(1.347.456,83)	(1.347.456,83)	(1.347.456,83)	(1.347.456,83)	(1.347.456,83)	(1.347.456,83)	(1.347.456,83)	(1.347.456,83)	(1.347.456,83)
(=) Resultado Operacional Líquido	6.833.284,15	6.833.284,15	6.833.284,15	6.833.284,15	6.833.284,15	6.833.284,15	6.833.284,15	6.833.284,15	6.833.284,15
(+) Depreciação	14.575.000,00	14.575.000,00	14.575.000,00	14.575.000,00	14.575.000,00	14.575.000,00	14.575.000,00	14.575.000,00	14.575.000,00
(+) Subsídio da C.C.C	-	-	-	-	-	-	-	-	-
(-) Contribuição Social	59.246,94	59.246,94	59.246,94	59.246,94	59.246,94	59.246,94	59.246,94	59.246,94	59.246,94
(-) Investimentos Fixos	-	-	-	-	-	-	-	-	-
(-) Amortização	-	-	-	-	-	-	-	-	-
(+) Valor Residual do Empreendimento	-	-	-	-	-	-	-	-	-
(=) Fluxo de Caixa do Empreendimento	31.091.728,89	31.091.728,89	31.091.728,89	31.091.728,89	31.091.728,89	31.091.728,89	31.091.728,89	31.091.728,89	31.091.728,89
Fluxo Caixa Cumulativo	172.740.464,07	203.832.192,95	234.923.921,84	266.015.650,72	297.107.379,61	328.199.108,49	359.290.837,38	390.382.566,26	421.474.295,15
Valor Presente Descontado	31.091.728,89	31.091.728,89	31.091.728,89	31.091.728,89	31.091.728,89	31.091.728,89	31.091.728,89	31.091.728,89	31.091.728,89
Fluxo de Caixa Cumulativo Descontado	172.740.464,07	203.832.192,95	234.923.921,84	266.015.650,72	297.107.379,61	328.199.108,49	359.290.837,38	390.382.566,26	421.474.295,15

Tabela 23 (continuação) – Fluxo de caixa para PCH

ITENS	2037	2038	2039	2040
(+) Receita da Venda de Energia	31.338.900,00	31.338.900,00	31.338.900,00	31.338.900,00
(-) Operação e Manutenção (5%)	(7.287.500,00)	(7.287.500,00)	(7.287.500,00)	(7.287.500,00)
(-) Depreciação (10%)	(14.575.000,00)	(14.575.000,00)	(14.575.000,00)	(14.575.000,00)
(-) Despesa Financeira (Juros)	-	-	-	-
(-) Impostos e Taxas	-	-	-	-
. RGR(Usos de Bem Público-UBP)	(121.458,33)	(121.458,33)	(121.458,33)	(121.458,33)
. Fiscaliz. ANEEL(*) - TFSEE	(156.694,50)	(156.694,50)	(156.694,50)	(156.694,50)
. Compensação Financeira	-	-	-	-
. PIS	(203.702,85)	(203.702,85)	(203.702,85)	(203.702,85)
. COFINS	(940.167,00)	(940.167,00)	(940.167,00)	(940.167,00)
. Outros	-	-	-	-
(-) Encargos de Transmissão (Pedágio)	(1.111.050,00)	(1.111.050,00)	(1.111.050,00)	(1.111.050,00)
(-) Seguros	(1.457.500,00)	(1.457.500,00)	(1.457.500,00)	(1.457.500,00)
(=) Resultado Operacional Bruto	5.485.827,32	5.485.827,32	5.485.827,32	5.485.827,32
(-) Provisões para I. Renda	(1.347.456,83)	(1.347.456,83)	(1.347.456,83)	(1.347.456,83)
(=) Resultado Operacional Líquido	6.833.284,15	6.833.284,15	6.833.284,15	6.833.284,15
(+) Depreciação	14.575.000,00	14.575.000,00	14.575.000,00	14.575.000,00
(+) Subsídio da C.C.C	-	-	-	-
(-) Contribuição Social	59.246,94	59.246,94	59.246,94	59.246,94
(-) Investimentos Fixos	-	-	-	-
(-) Amortização	-	-	-	-
(+) Valor Residual do Empreendimento	-	-	-	-
(=) Fluxo de Caixa do Empreendimento	31.091.728,89	31.091.728,89	31.091.728,89	31.091.728,89
Fluxo Caixa Cumulativo	452.566.024,03	483.657.752,92	514.749.481,80	545.841.210,69
Valor Presente Descontado	31.091.728,89	31.091.728,89	31.091.728,89	31.091.728,89
Fluxo de Caixa Cumulativo Descontado	452.566.024,03	483.657.752,92	514.749.481,80	545.841.210,69

Tabela 24 (continuação) – Fluxo de caixa para PCH

8.4. Sistema de Financiamento para o cenário 2 – Sistema SAC

SISTEMA SAC				
Final do	Debt	Amortização (R\$)	Juros (R\$)	Prestação (R\$)
1 ano	(116.600.000,00)	(8.328.571,43)	(8.919.900,00)	(17.248.471,43)
2 ano	(108.271.428,57)	(8.328.571,43)	(8.282.764,29)	(16.611.335,71)
3 ano	(99.942.857,14)	(8.328.571,43)	(7.645.628,57)	(15.974.200,00)
4 ano	(91.614.285,71)	(8.328.571,43)	(7.008.492,86)	(15.337.064,29)
5 ano	(83.285.714,29)	(8.328.571,43)	(6.371.357,14)	(14.699.928,57)
6 ano	(74.957.142,86)	(8.328.571,43)	(5.734.221,43)	(14.062.792,86)
7 ano	(66.628.571,43)	(8.328.571,43)	(5.097.085,71)	(13.425.657,14)
8 ano	(58.300.000,00)	(8.328.571,43)	(4.459.950,00)	(12.788.521,43)
9 ano	(49.971.428,57)	(8.328.571,43)	(3.822.814,29)	(12.151.385,71)
10 ano	(41.642.857,14)	(8.328.571,43)	(3.185.678,57)	(11.514.250,00)
11 ano	(33.314.285,71)	(8.328.571,43)	(2.548.542,86)	(10.877.114,29)
12 ano	(24.985.714,29)	(8.328.571,43)	(1.911.407,14)	(10.239.978,57)
13 ano	(16.657.142,86)	(8.328.571,43)	(1.274.271,43)	(9.602.842,86)
14 ano	(8.328.571,43)	(8.328.571,43)	(637.135,71)	(8.965.707,14)
TOTAL		(116.600.000,00)	(66.899.250,00)	(183.499.250,00)

Amortização (8.328.571,43)

Tabela 25 – Amortização e juros anuais para o cenário 1.

Amortização – Representa o capital financiado total dividido pelo período de tempo de amortização.

Taxa de Juros (anual)	
TJLP	6,25%
Remuneração	
BNDES	0,90%
Risco de Crédito	0,50%
TOTAL	7,65%

Tabela 26 – Taxa de Juros (fonte: BNDES)

TJLP – Taxa de Juros a Longo Prazo.