

UNIVERSIDADE DE SÃO PAULO
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA ELÉTRICA E COMPUTAÇÃO
GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

Lucas Silva Corrêa
Luiz Fernando Rodrigues Dona

Estudo de viabilidade de pequenas centrais hidrelétricas no Brasil

São Carlos

2017

Lucas Silva Corrêa
Luiz Fernando Rodrigues Dona

Estudo de viabilidade de pequenas centrais hidrelétricas no Brasil

Monografia apresentada ao curso de Engenharia Elétrica, da Escola de Engenharia de São Carlos da Universidade de São Paulo, como requisito para a obtenção do título de Engenheiro Eletrecista.

Orientador: Prof Dr. Frederico Fábio Mauad.

São Carlos

2017

AUTORIZO A REPRODUÇÃO TOTAL OU PARCIAL DESTA TRABALHO,
POR QUALQUER MEIO CONVENCIONAL OU ELETRÔNICO, PARA FINS
DE ESTUDO E PESQUISA, DESDE QUE CITADA A FONTE.

S586e Silva-Corrêa, Rodrigues-Dona, Lucas, Luiz Fernando
Estudo de viabilidade de pequenas centrais
hidrelétricas no Brasil / Lucas, Luiz Fernando
Silva-Corrêa, Rodrigues-Dona; orientadora Frederico
Fabio Mauad. São Carlos, 2017.

Monografia (Graduação em Engenharia Elétrica com
ênfase em Sistemas de Energia e Automação) -- Escola de
Engenharia de São Carlos da Universidade de São Paulo,
2017.

1. pequenas centrais hidrelétricas. 2. Santa
Catarina. 3. matriz energética brasileira. I. Título.

FOLHA DE APROVAÇÃO

Nome: Lucas Silva Corrêa

Título: "Estudo de viabilidade de pequenas centrais hidrelétricas no Brasil"

Trabalho de Conclusão de Curso defendido e aprovado
em 27 / 11 / 17,

com NOTA 8,0 (oito), pela Comissão Julgadora:

Prof. Associado Frederico Fabio Mauad - Orientador - SHS/EESC/USP

Prof. Assistente Carlos Goldenberg - SEL/EESC/USP

Mestre Bruno Bernardo dos Santos - Doutorando - SHS/EESC/USP

Coordenador da CoC-Engenharia Elétrica - EESC/USP:
Prof. Associado Rogério Andrade Flauzino

FOLHA DE APROVAÇÃO

Nome: Luiz Fernando Rodrigues Dona

Título: "Estudo de viabilidade de pequenas centrais hidrelétricas no Brasil"

Trabalho de Conclusão de Curso defendido e aprovado

em 27/11/17,

com NOTA oitó (8,0), pela Comissão Julgadora:

Prof. Associado Frederico Fabio Mauad - Orientador - SHS/EESC/USP

Prof. Assistente Carlos Goldenberg - SEL/EESC/USP

Mestre Bruno Bernardo dos Santos -Doutorando - SHS/EESC/USP

Coordenador da CoC-Engenharia Elétrica - EESC/USP:
Prof. Associado Rogério Andrade Flauzino

RESUMO

CORRÊA, L. S., DONA, L. F. R. **Estudo de viabilidade de pequenas centrais hidrelétricas no Brasil**. 2017. Trabalho de Conclusão de Curso (Engenharia Elétrica com Ênfase em Sistemas de Energia e Automação) – Escola de Engenharia de São Carlos, Universidade de São Paulo, São Carlos, 2017.

O presente trabalho irá tratar do cenário elétrico brasileiro e as alternativas para suprir as demandas do crescimento econômico do país. O Estado vem sofrendo uma forte pressão para a diversificação das fontes produtoras de energia elétrica, com um cenário tendendo cada vez mais para fontes renováveis. No entanto, essas fontes renováveis estão muito abaixo do necessário para atender as demandas do desenvolvimento. O fato é que com o crescimento da economia, o país recebe cada vez mais investimentos, levando o desenvolvimento da infraestrutura do país crescer de forma muito rápida, o que geralmente não é acompanhado pelos investimentos no setor de geração, distribuição e transmissão. Mesmo com algumas grandes obras que agregam um grande montante de potência instalada na matriz energética nacional, como Itaipu e Tucuruí, essas hidrelétricas não são capazes de suprir as demandas geradas pelo crescimento das indústrias, do aumento de uso de eletrodomésticos de alta potência e outras tendências do crescimento econômico. Em meados de 2001, o Brasil se viu em meio a uma crise energética que ficou conhecida com “apagão”. Essa crise foi decorrente de uma forte estiagem e a falta de investimentos em projetos de expansão energética. Tal fato aconteceu em um período em que o país se encontrava em uma forte onda de desenvolvimento, fazendo com que alternativas fossem pensadas para superar essa situação. Uma das grandes alternativas pensadas para auxiliar as fontes de energia existentes foi o desenvolvimento e incentivos à criação das PCHs (Pequenas Centrais Hidrelétricas). Portanto juntamente com as normas de implantação e o cenário atual, será analisado a importância das PCHs no processo de reestruturação da matriz energética brasileira e o papel que estas desempenham na matriz. Além da análise da matriz como um todo, será feita uma mais específica para o estado com mais projetos viáveis que é Santa Catarina.

Palavras chave: Pequenas centrais hidrelétricas, fontes renováveis, matriz energética.

ABSTRACT

CORRÊA, L. S., DONA, L. F. R. **Feasibility study of small hydropower plants in Brazil**. 2017. Undergraduation monograph (Electrical Engineering with Emphasis on Energy Systems and Automation) - School of Engineering of São Carlos, University of São Paulo, São Carlos, 2017.

The present work will deal with the Brazilian electric scenario and the alternatives to meet the demands of the country's economic growth. The government has been under pressure to diversify the sources of electric power, with a scenario tending for renewable sources. However, these renewable sources are far below about what is needed to meet the demands of development. The fact is that with the growth of the economy, the country receives a lot of investments that lead the development of the country's infrastructure to grow very fast, which is not usually accompanied by investments in the generation, distribution and transmission sector. Even with some major works that add a large amount of installed power in the national energy matrix, such as Itaipu and Tucuruí. These hydroelectric plants are not able to supply the demands generated by the growth of industries, the increase in the use of high power appliances and other trends growth. In mid-2001 Brazil found itself in the middle of an energy crisis that became known as "blackouts." This crisis was due to a severe drought and the lack of investments in energy expansion projects. This happened at a time when the country was in a strong wave of development, causing alternatives to be designed to overcome this situation. One of the great alternatives designed to help existing energy sources was the development and incentives for the creation of SHPs. Therefore, with the implementation of rules and the current scenario, will be analyzed the importance of SHPs in the process of restructuring the Brazilian energy matrix and the role it plays in the matrix. Besides the analysis in the matrix, it will be made a more specific analysis with the state that has the most viable projects which is Santa Catarina.

Keywords: Small hydropower plants, renewable sources, energy matrix.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 - Produção Anual de Energia	26
Figura 2 - Consumo de energia elétrica.....	27
Figura 3 - De 1880 a 1930.....	28
Figura 4 - De 1931 a 1945.....	28
Figura 5 - De 1946 a 1962.....	29
Figura 6 - De 1963 a 1979.....	29
Figura 7 - De 1980 a 1992.....	29
Figura 8 - De 1993 a 2002.....	30
Figura 9 - Pequenas Centrais de Baixa Queda	41
Figura 10 - Pequena Central Afastada da Queda.....	42
Figura 11 - Pequena Central Afastada da Queda sem Canal.....	43
Figura 12 - Pequena Central com Alta Queda e Próxima da Barragem	44
Figura 13 - Barragem de concreto	46
Figura 14 - Barragem de Enrocamento.....	46
Figura 15 - Vertedouro	47
Figura 16 - Tomada de água	48
Figura 17 - Câmara de carga	49
Figura 18 - Chaminé de equilíbrio.....	50
Figura 19 - Casa de Maquinas	51
Figura 20 - Turbinas	52
Figura 21 - Turbina Pelton	53
Figura 22 - Turbina Francis.....	54
Figura 23 - Turbina Michell- Banki	55
Figura 24 - Turbina Kaplan	56
Figura 25 - Fluxograma de Atividades em Estudos e Projetos Básicos de uma PCH.....	60
Figura 26 - Fluxograma de etapas para implantação de uma PCH	61
Figura 27 - Oferta de Potência de Geração Elétrica – 2016	65
Figura 28 - Potência em (MW) Contratada	67
Figura 29 - Preço Médio (R\$/MWh e US\$/MWh).....	67
Figura 30 - Usinas pertencentes à CELESC.....	71
Figura 31 - Usinas CELESC.....	72

Figura 32 - Usinas Pertencentes a Parceiros da CELESC	72
Figura 33 - Bacias hidrográficas Santa Catarina	74

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 - Classificação de PCHs	38
Tabela 2 - Custos percentual de Minicentral	39
Tabela 3 - Vantagens e Desvantagens de turbinas não convencionais.....	57
Tabela 4 - Capacidade Instalada de Geração Elétrica – dez/2016.....	66
Tabela 5 - PCHs em construção e potência instalada por ano	68
Tabela 6 - Novas PCHs por estado	68

SUMÁRIO

1. INTRODUÇÃO.....	19
2. OBJETIVOS.....	21
3. HISTÓRIA E EVOLUÇÃO DO CENÁRIO ENERGÉTICO BRASILEIRO.....	23
3.1 Crises no Setor Energético.....	30
4. ÓRGÃOS DO SETOR ENERGÉTICO	35
5. PEQUENAS CENTRAIS HIDRELÉTRICAS	37
5.1.1 Custo médio.....	38
5.2 Tipos de Pequenas Centrais Hidrelétricas	40
5.2.2 Pequena Central Afastada da Queda	41
5.2.3 Pequena Central Afastada da Queda sem Canal	42
5.2.4 Pequena Central com Alta Queda e Próxima da Barragem	43
5.3 Estrutura de uma PCH	44
5.3.1 Barragem	45
5.3.1.1 Barragem de terra.....	45
5.3.1.2 Barragem de concreto.....	45
5.3.1.3 Barragem de Enrocamento	46
5.3.2 Vertedouro.....	47
5.3.3 Tomada D'água	47
5.3.4 Sistema de Adução	48
5.3.5 Câmara de Carga	49
5.3.6 Chaminé de Equilíbrio	49
5.3.7 Casa de Máquinas.....	50
5.3.8 Turbina	51
5.3.8.1 Pelton.....	52
5.3.8.2 Francis	53
5.3.8.3 Michell- Banki.....	54
5.3.8.4 Kaplan	55
5.3.8.5 Turbinas não convencionais	56
6. PROJETOS E LEIS	59
6.1 Processos para implantação de uma PCH.....	59
6.2 Leis para implantação de uma PCH.....	62

6.3 Vantagens e Incentivos	62
7. MATRIZ ENERGÉTICA BRASILEIRA	65
7.1 Projeções para o setor	68
8. ESTUDO DE CASO: SANTA CATARINA	71
8.1 Programa Santa Catarina mais Energia.....	73
8.2 Situação das PCHs em Santa Catarina.....	74
9. CONCLUSÃO.....	75
10. REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS	77

1. INTRODUÇÃO

O Brasil necessita cada vez mais de energia elétrica, hoje a principal fonte de energia para o dia-a-dia das pessoas. O país está em uma crescente no consumo de energia e é preciso uma diversificação da matriz energética, para que esta não fique tão dependente de poucas fontes de energia, aumentando a confiabilidade e segurança do sistema interligado.

O Brasil possui um território muito vasto e com muitas comunidades isoladas isso dificulta a distribuição de energia pelo sistema, por isso os estudos e investimentos em fontes alternativas de energia são tão importantes para o sistema de transmissão e distribuição. Os incentivos dados pelo governo federal são iniciativas importantes para atrair investidores para projetos de energia renovável.

Com esse crescimento na demanda e visando melhorar a matriz energética brasileira, o governo federal criou programas para incentivar os empreendimentos para geração de energia elétrica por fontes alternativas e renováveis. Estes tentam criar condições atrativas para os investidores do setor privado, dando incentivos como: fiscais, agilidade nos processos de outorgas e concessão, livre comercialização, melhor inserção na matriz, financiamentos por bancos, entre outros. Como exemplo, podemos citar o PROINFA (Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia), que foi o programa lançado em 2002 pelo governo federal para incentivar e expandir a geração por fontes alternativas, como: PCH, eólica e solar.

Dentre essas fontes temos as PCHs (Pequenas Centrais Hidrelétricas). O Brasil tem um grande potencial para geração hídrica, cerca de 62% da energia gerada no país é proveniente de aproveitamentos hidráulicos. Neste contexto as PCHs se tornam uma alternativa interessante para a diversificação da matriz energética. Esses aproveitamentos necessitam menos capacidade de reservatórios e podem ser implantados em localidades mais próximas do consumidor final, diminuindo também os gastos com linhas de transmissão para transportar a energia gerada por essas pequenas centrais.

Com muito potencial hídrico a ser explorado ainda, as PCHs ganharam força com os programas de incentivos e também como fonte alternativa em relação às UHE (Usinas hidrelétricas) fazendo com que o sistema seja menos dependente dessas grandes usinas tornando o sistema menos vulnerável.

2. OBJETIVOS

O objetivo deste estudo é mostrar a participação das PCHs na matriz energética brasileira e a viabilidade das mesmas para a diversificação desta matriz. Como objetivos secundários serão comentados as leis e processos para outorga das PCHs, e por fim um estudo de caso de um estado em específico.

3. HISTÓRIA E EVOLUÇÃO DO CENÁRIO ENERGÉTICO BRASILEIRO

A evolução da energia elétrica se desdobra em meios de fornecimentos energéticos mais simples até a construção de grandes estruturas com o mesmo propósito. Ela está diretamente ligada ao desenvolvimento da humanidade e sua demanda. Serão apresentados no presente estudo pontos que elucidam o progresso do cenário energético e alguns de seus acontecimentos.

Na história do Brasil existiram diversos tipos de recursos energéticos explorados, iniciando-se com o uso da lenha, alavancando a exploração do ouro e da cana de açúcar. Posteriormente com um forte crescimento da exploração do café, passou a se utilizar mais o carvão mineral (SEGURA, 2012).

Nas décadas finais do século XIX até o final de 1930 ocorreu à promoção da economia cafeeira no estado de São Paulo, sendo essencial para solidificar a eletricidade no Brasil. Explana-se que o progresso da produção cafeeira originou alguns ramos de atividade, como: ferrovias, expansão urbana, assalariamento, atividades industriais e atividades de serviços. A eletrificação, por sua vez, se intricava no processo.

Deve-se ao fato que representantes de forças políticas ligadas à atividade cafeeira estavam envolvidas com grupos de concessionárias de eletricidade, e a mesma tornou-se membro do desenvolvimento do capitalismo no Brasil (SAES, 1986).

Somente entre 1901 e 1930 que passou a se explorar a geração de energia elétrica, devido às dificuldades de importação do carvão mineral devido a Primeira Guerra Mundial (SEGURA, 2012).

De acordo com Dias et al. (1998) nos períodos de 1889 (2 anos antes ao ano supracitado) a 1930 o Brasil adotava medidas isoladas de regulamentação do setor de energia elétrica, e pouco intervinha nesse mercado. As tarifas de energia eram ditadas a partir da cláusula ouro, isto é, as concessionárias poderiam fazer alterações de cobranças de acordo com a oscilação da moeda nacional e internacional.

Até os anos de 1920 havia grande presença de iniciativas nacionais, serviços municipais e participação de um grupo denominado Light dentro do setor elétrico. Iniciou-se,

a partir deste momento, um processo de fusão e incorporação de empresas privadas nacionais (DIAS et al., 1998).

Na década de 1920, ao mesmo tempo em que houve um processo de concentração empresarial em torno das concessionárias estrangeiras, que adquiriram a maior parte das empresas privadas nacionais e municipais existentes, houve também um considerável avanço técnico na produção de eletricidade. A instalação das primeiras centrais elétricas construídas com técnicas mais avançadas para a construção de barragens, como a Usina de Cubatão, em 1921, da The São Paulo Light and Power, permitiu que se ampliasse a oferta de energia elétrica, liberando o consumo da proximidade das fontes, fato que significou grande avanço no desenvolvimento e no desenho urbano e industrial que se formava (LORENZO, 1993, s.p.).

Segundo Dias et al (1998) e ainda sobre a década de 1920 pode-se mencionar que a indústria de energia elétrica foi caracterizada a partir de dois elementos básicos: A construção de centrais geradoras de maior envergadura e a intensificação do processo de concentração e centralização de empresas concessionárias.

Com um aumento considerável do uso dos recursos hídricos do país, o governo passou a tomar medidas protecionistas, criando o Código de Águas em 1934, que deu o direito de posse de todos os recursos hídricos do país.

Destaca-se então que foi no Governo de Getúlio Vargas que o Código de Águas foi regulamentado, a fim de normalizar os setores de energia elétrica e águas. Esse código faz a diferenciação entre propriedade do solo, quedas d'águas e demais fontes de energia, com intuito de exploração ou aproveitamento industrial. Ela empregou o regime de permissão e concessões para aproveitamento hidrelétrico. O Código das Águas permitiu que fosse feito um controle com maior rigurosidade sobre as concessionárias de distribuição de energia elétrica e ordenar a fiscalização contábil, técnica e financeira das empresas pertencentes ao setor. Não só, estipulou que as autorizações seriam dadas a brasileiros ou a empresas formadas no país (BARDELIN, 2004).

Até o final da década de 1930, aproximadamente 40% do setor de energia elétrica ainda era de posse do capital privado, contudo o mesmo não estava se adequando para suprir a demanda do desenvolvimento brasileiro. A partir desta conjuntura o governo federal investiu

no setor, desenvolvendo um plano de geração e transmissão que se intensificaram na década de 60 (BARDELIN, 2004).

Nos anos de 1950 e 1960, o setor energético se industrializou com a aplicação financeira de estatais. O governo uniu-se para a implementação de base e infraestrutura nas áreas de hidroeletricidade, petróleo e carvão. Esse desenvolvimento prosseguiu com a presidência de Juscelino Kubitschek, que previa desenvolver a indústria nacional, para reduzir a dependência das exportações (SEGURA, 2012).

Na década de 1960 foram criados a Eletrobrás e do Ministério de Minas e Energia (MME), iniciando um planejamento coeso no setor elétrico nacional. Isto é, anteriormente as usinas eram edificadas sem uma análise de bacias hidrográficas, bem como os sistemas de transmissão eram simplistas (BARDELIN, 2004).

Durante os anos de 1960, 1970, foram concebidas empresas estatais, dentre elas podemos citar Itaipu- uma Binacional, que fornece mais de 90% da sua energia para o Brasil (SEGURA, 2012).

Em 1973 o presidente Emilio Garrastazu Médici e o Paraguaio Alfredo Stroessner assinaram o tratado de criação de Itaipu. O mesmo visava acentuar o aproveitamento hidrelétrico do Rio Paraná. O tratado foi elaborado durante o governo de Juscelino Kubitschek e posteriormente abolido pelas forças conservadoras de João Goulart (GERMANI, 2003).

A usina teve suas obras iniciadas no ano de 1974, em 1982 ela foi inaugurada, e suas operações comerciais se estabeleceram em 1984. Durante seu pico de obras 40.000 mil trabalhadores prestavam serviço entre canteiros de obras e escritórios entre Brasil e Paraguai, sendo necessária a construção de mais de 9.000 mil moradias as margens do Rio Paraná para abrigar esses trabalhadores (GERMANI, 2003).

Em relação ao fornecimento a usina fornece 17% de energia consumida no Brasil e 76% no Paraguai (ITAIPU, 2016). Sendo a segunda maior usina hidrelétrica do mundo e dentro do cenário brasileiro.

Figura 1 - Produção Anual de Energia

Ano	N. de unidades instaladas	Produção de energia(GWh)
1984	0 - 2	277
1985	2 - 3	6.327
1986	3 - 6	21.853
1987	6 - 9	35.807
1988	9 - 12	38.508
1989	12 - 15	47.230
1990	15 - 16	53.090
1991	16 - 18	57.517
1992	18	52.268
1993	18	59.997
1994	18	69.394
1995	18	77.212
1996	18	81.654
1997	18	89.237
1998	18	87.845
1999	18	90.001
2000	18	93.428
2001	18	79.307
2002	18	82.914
2003	18	89.151
2004	18	89.911
2005	18	87.971
2006	19	92.690
2007	20	90.620
2008	20	94.685
2009	20	91.651
2010	20	85.970
2011	20	92.245
2012	20	98.287
2013	20	98.630
2014	20	87.795
2015	20	89.215
2016	20	103.098
Total	20	2.415.789

Fonte: ITAIPU (2017).

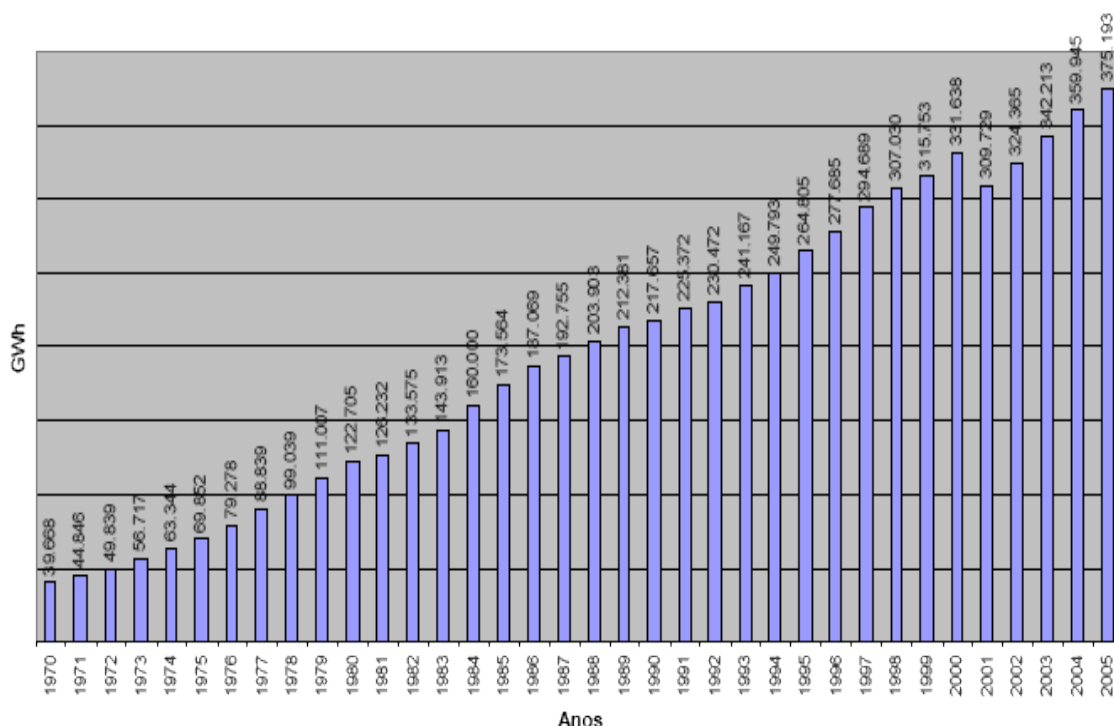
Em 2016, a usina de Itaipu produziu 103.098.366 megawatts-hora (MWh), acumulando 2.415.789.823 MWh. A imagem acima ilustra o número anual de energia produzida durante os períodos de 1984 a 2016 (ITAIPU, 2017).

Em 1980 iniciaram-se estudos sobre empreendimento com significativos impactos, e sobre os efeitos socioambientais das hidrelétricas. Nessa mesma década buscaram-se novas iniciativas de reorganização e incentivos de pequenas centrais hidrelétricas.

Em 1982 foi confeccionado pela Eletrobrás em parceria com órgãos de fomento a pesquisa, Universidades e fabricantes de equipamentos para PCHs, um material denominado manual de pesquisa de pequenas centrais hidrelétricas. O material trata sobre o incentivo do aproveitamento hidrelétrico nacional (DAMASCENO, 2014).

Analisando os dados do Balanço Energético Nacional (BEN) verifica-se que o Brasil teve um crescimento médio de 6,72% de consumo de energia elétrica nos últimos 35 anos. Porém durante os anos de 2002 a 2005 – período pós-crise- o crescimento médio foi 4,91% ao ano.

Figura 2 - Consumo de energia elétrica



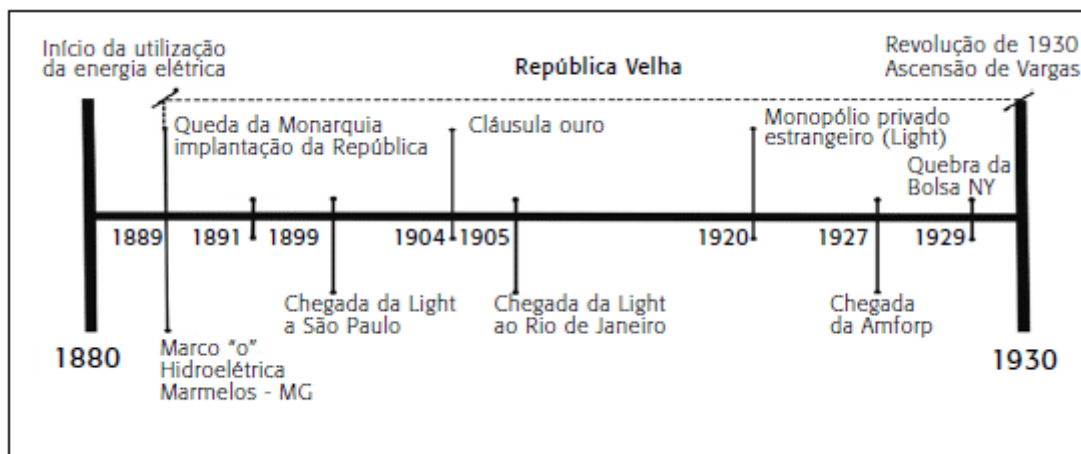
Fonte: CANAL ELETRO (2017).

Segundo Teixeira (2002) a energia elétrica se enquadra como ponto importante para a humanidade, na qual seu consumo é um dos indicadores do desenvolvimento da população mundial.

No Brasil a energia elétrica apresenta uma evolução e crescimento constante, pois a população utiliza cada vez mais aparelhos que demandam dessa energia. Concomitante a esse fato há uma necessidade de prosperidade quanto a geração, transmissão e distribuição de energia. Ocorre que, os pontos citados acima não acontecem na mesma velocidade que a demanda de consumo. Relaciona-se esse déficit a falta de planejamento e investimento gerando racionamentos, aumento de preços e cortes temporários de fornecimento de energia (BARDELIN, 2004).

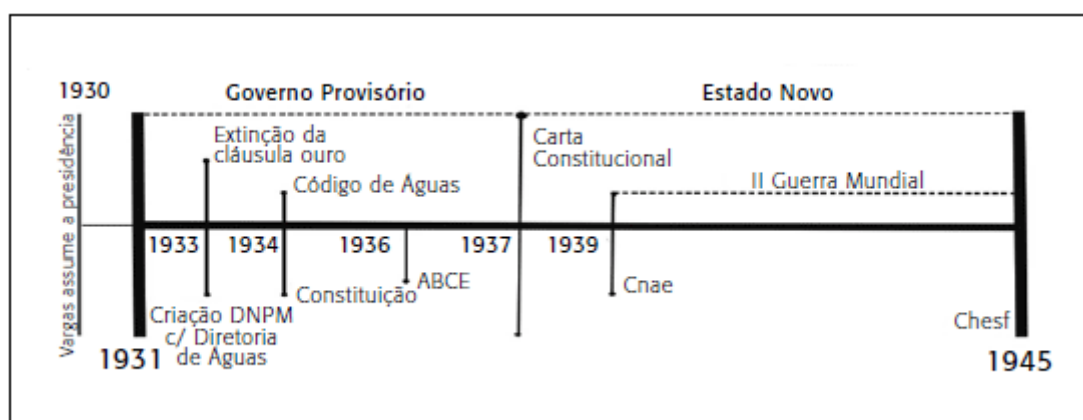
Após uma breve pontuação da história da energia elétrica serão apresentados, a seguir, linhas cronológicas, que também, tratam sobre a evolução, acontecimentos economia, e suas respectivas forças políticas relacionados a eletricidade de forma mais concisa nos períodos de 1880 a 2002. Explicado por Gomes e Vieira (2009).

Figura 3 - De 1880 a 1930



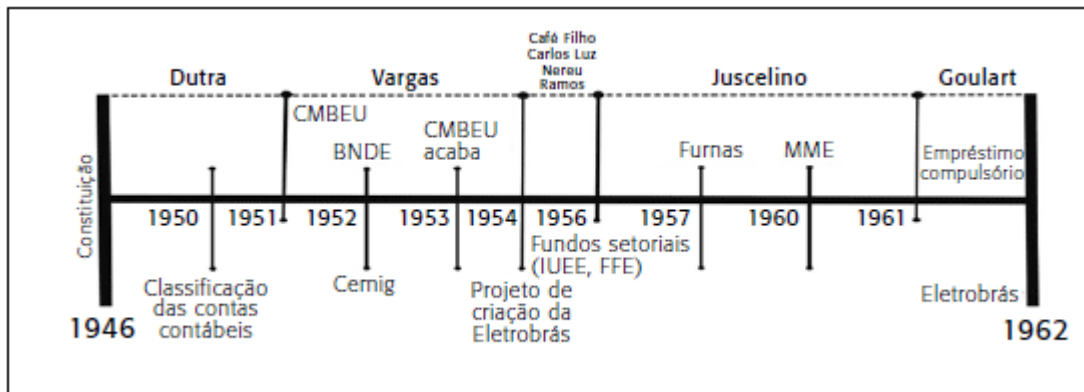
Fonte: Gomes e Vieira (2009).

Figura 4 - De 1931 a 1945



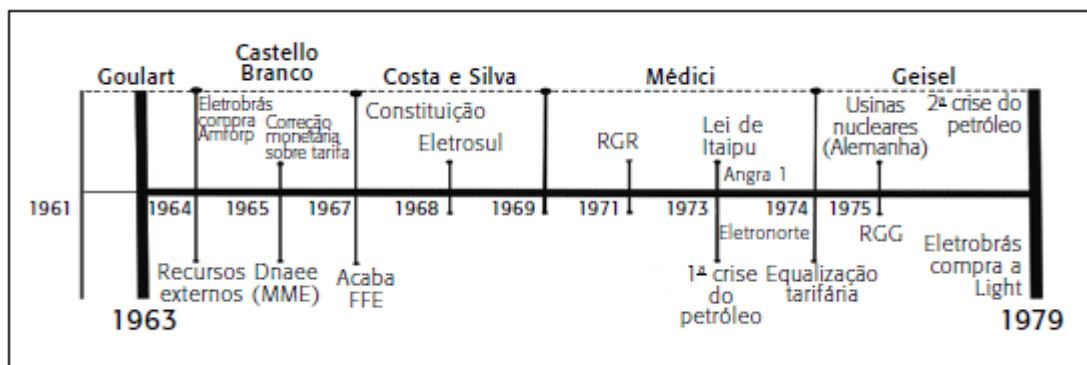
Fonte: Gomes e Vieira (2009).

Figura 5 - De 1946 a 1962



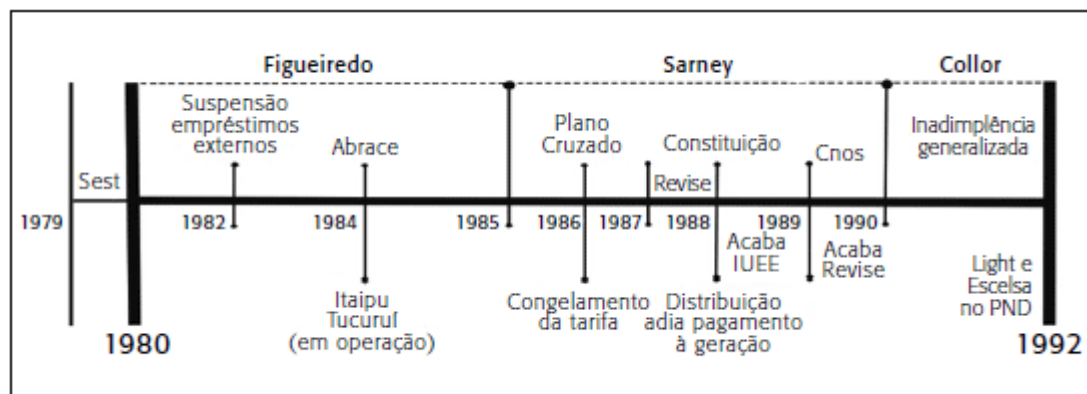
Fonte: Gomes e Vieira (2009).

Figura 6 - De 1963 a 1979



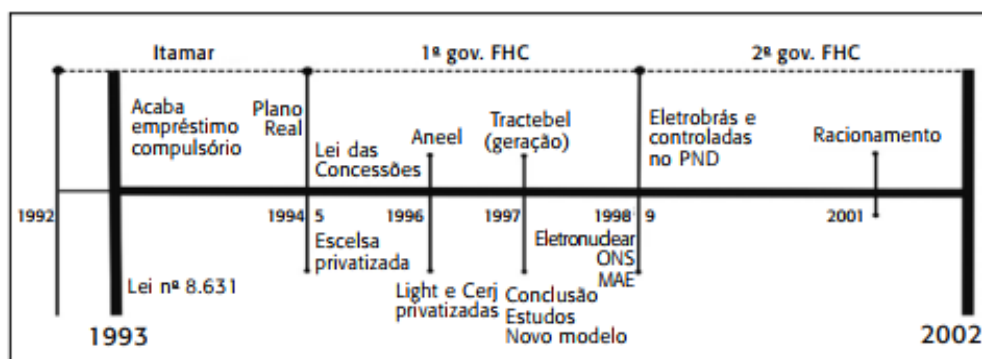
Fonte: Gomes e Vieira (2009).

Figura 7 - De 1980 a 1992



Fonte: Gomes e Vieira (2009).

Figura 8 - De 1993 a 2002



Fonte: Gomes e Vieira (2009).

3.1 Crises no Setor Energético

Após o levantamento de acontecimentos que acometeram o Brasil e o cenário energético, pontua-se que existiram períodos críticos de racionamento. Observou-se que ocorreram crises no setor elétrico antes mesmo da mais popular e lembrada: “O apagão” de 2002. Serão abordados nesse subitem eventos que são menos conhecidos, entretanto relevantes para a história da energia elétrica.

Durante o período de 1953 a 1955 as cidades de São Paulo e Rio de Janeiro sofreram racionamentos constantes. A light era a concessionária e fornecedora responsável por essas cidades, contudo seus reservatórios atingiram níveis de água muito baixos. Mesmo em tempos de chuva o fornecimento de energia era instável. A cidade do Rio de Janeiro sofreu cortes de 5 a 7 horas diárias, bem como a cidade de São Paulo, que sofriam por cortes de energia sem um aviso antecedente (BARDELIN, 2004).

O estado de Minas Gerais também foi alvo da crise e do racionamento de energia elétrica no ano de 1959 (DIAS et al, 1998). A partir de então, no ano de 1960, foi implantada a atual estrutura do setor elétrico com a criação da Eletrobrás e Ministério de Minas e Energia.

As cidades supracitadas retomaram a sofrer com a crise e com o racionamento nos anos de 1963 e 1964, e sua principal causa foi a falta de investimento necessário para caminhar junto ao ritmo do crescimento do país e a demanda do aumento de energia elétrica (BARDELIN, 2004).

Outra crise que as empresas do setor energético sofreram foi nos anos seguintes em que houve a estatização e a energia passou a ser fornecida e tabelada pelo estado. As empresas tinham suas receitas inferiores a suas despesas, principalmente em épocas de alta inflação, resultando em um alto índice de dívidas.

De acordo com Bardelin (2004), nos anos de 1986 e 1987 o Brasil enfrentou uma crise de abastecimento de energia nas respectivas regiões: Sul e Nordeste. O sudeste por sua vez, correu sério risco de, também, passar por um período de racionamento energético. Para que fosse evitada tal crise na região sudeste, foram tomadas medidas emergenciais como o cancelamento de ofertas especiais do tipo "energia garantida por tempo determinado", implantação do horário de verão em todo o território nacional durante 02/11/1985 a 28/02 1986, e investimentos de um milhão de dólares diariamente para ativar o funcionamento de termelétricas como: Piratininga (SP), Iguapé (MG) e Santa Cruz (RJ).

Retomando, a crise de 1985 acometeu a região Sul do Brasil, quando as obras para geração de energia atrasaram, e a taxa de crescimento econômico foi acima do que estava sendo previsto e prioritariamente os reservatórios responsáveis pelo abastecimento da região chegaram a níveis inferiores a 40%. Foi necessário um racionamento de três meses que se iniciou no primeiro trimestre de 1986. A clientela precisava reduzir em 20% seu consumo. (DNAEE, 1986)

Por possuir menor potencial hidroelétrico a região do Nordeste demandou a necessidade de importar energia de outras regiões do Brasil. Em 1987 enfrentou-se um período de racionamento no setor energético. As principais causas foram: o baixo volume das águas dos mananciais hídricos e atraso de obras hidrelétricas previstas- o atraso relaciona-se a problemas financeiros que a Eletrobrás estava enfrentando. As principais regiões que enfrentaram a crise foram à região do Nordeste o sul do Pará e o estado de Tocantins.

O controle do consumo de energia elétrica tinha como meta inicial reduzir 15% consumo e posteriormente para 10%, o racionamento aconteceu nos períodos de janeiro 1987 a janeiro de 1988. Entre os períodos de março a maio de 1987 os consumidores não estavam sujeitos a penalidades caso não cumprissem as metas estipuladas. Contudo no mês de maio de 1987 passou a cobrar uma taxa denominada tarifas especial de racionamento (TER), estendendo-se até o término do racionamento.

De acordo com Bastos (1988) na data de 18 de janeiro de 1988 o ministro das Minas e Energia assinou o fim do racionamento da região do Nordeste, pois água do Lago de Sobradinho alcançou 35% de seu volume necessário para utilização e foi finalizada algumas obras que estavam pendentes.

No ano 2001 a população sofreu com mudanças de hábitos para que o consumo de energia fosse minimizado. O risco do corte energético em todo país era preocupante e iminente. O fenômeno que levou a esses acontecimentos ficou conhecido como "APAGÃO".

As causas que levaram a ocorrer racionamento de energia elétrica no Brasil, entre junho de 2001 e fevereiro de 2002, poderiam ser resumidas em: a oferta de energia não seria suficiente para suprir o consumo, mas os fatores que englobam as razões do racionamento possuem uma complexidade maior. Quando há o crescimento no consumo de energia elétrica, tornam-se necessários investimentos adequados na geração de energia elétrica, pois com o crescimento do consumo, se não houver uma contrapartida de investimentos na geração, o mercado de energia elétrica pode entrar em déficit de abastecimento de energia, o racionamento pode se tornar o caminho para contenção de consumo, o que acabou ocorrendo entre 2001 e 2002 no país. (BARDELIN, 2004, p. 32)

A partir de 1 de julho de 2001 os consumidores (população) tiveram que cortar em 20% seu consumo, caso não fosse efetivada essa redução, a população era taxada a um aumento no valor da energia. Exemplificando: quem consumisse até 100 quilowatts/hora mensalmente não precisariam fazer nenhuma economia.

Já os consumidores que excediam essa faixa estavam sujeitos a multas. A primeira infração teria suas luzes cortadas durante três dias, em caso de reincidência a energia era novamente cortada por seis dias (PINTO, S.D.).

Aqueles que excedessem a quantidade de 200 quilowatts/hora seriam taxados em 50 % de acréscimo nas contas finais. Aos que elevassem seus gastos mensais acima de 500 quilowatts/hora, estariam sujeitos a uma sobretaxa de 200% (PINTO, S.D.).

O âmbito de energia elétrica já vinha sofrendo uma crise que estava ligada principalmente a falta de planejamento no setor e a ausência de investimentos de geração e distribuição de energia (PINTO, S.D.).

O aumento populacional e o aumento contínuo do consumo de energia foram fatores agravantes a crise. Somado a eles, o Brasil sofreu no ano de 2001 uma escassez de chuva, e mais de 90% da produção de energia elétrica advinham de usinas hidrelétricas. Sem as chuvas os reservatórios estavam abaixo do nível adequado para geração satisfatória de energia. (PINTO, S.D)

Algumas áreas do país possuíam mais energia e outras estavam em falta, à falta de linhas de transmissão impossibilitou que o governo pudesse remanejar as distribuições entre as regiões (PINTO,S.D.).

A fim de reestruturar o setor de fornecimento de energia elétrica, o governo preparou um plano de contingência (acionamento de termelétricas) e para investimento em linhas de transmissão. A crise no setor foi de grandes proporções, de acordo com o Tribunal de Contas da União, o prejuízo estimado foi de 54,2 bilhões de reais (PINTO,S.D.).

4. ÓRGÃOS DO SETOR ENERGÉTICO

Para Barbosa (2005, p.44) um órgão regulador é,

Agência Reguladora, no direito brasileiro, é uma autarquia especial, criada por lei, também com estrutura colegiada, com a incumbência de normatizar, disciplinar e fiscalizar a prestação, por agentes econômicos públicos e privados, de certos bens e serviços de acentuado interesse público, inserido no campo da atividade econômica que o Poder Legislativo entendeu por bem destacar e entregar à regulamentação autônoma e especializada de uma entidade administrativa relativamente independente da Administração Central.

A Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) foi à pioneira em órgãos reguladores no Brasil, aprovada pela lei 9.427 de 26/12/1996. Assim como a ANEEL, existem outros órgãos importantes para o funcionamento do mercado energético como:

- 1) Ministério das Minas e Energia (MME);
- 2) Comitê Planejador da Expansão do sistema elétrico (CCPE);
- 3) Operador Nacional do Sistema (ONS);
- 4) Mercado Atacadista de Energia (MAE).

De acordo com Bardelin (2004) serão descritos a seguir as responsabilidades e funções de cada agente já mencionado.

Ministério das Minas e Energia-

Seu principal objetivo é aprimorar e melhorar o aproveitamento dos recursos energéticos do país. É responsável, também, por formular a política e diretrizes do setor de energia.

Comitê Planejador da Expansão do Sistema Elétrico-

Esse determinado agente planeja a expansão do sistema elétrico. Este planejamento é base indicativa para geração, bem como é determinativo para a transmissão de energia elétrica.

Operador Nacional do Sistema -

É responsável pela administração operacional e financeira dos serviços de transmissão e condições de acesso à rede. Dentre suas funções também planeja o âmbito operacional de curto prazo, supervisionando e controlando operações de geração e transmissão, como finalidade de aprimorar os custos e garantir confiabilidade.

Detém a responsabilidade de contabilização física de energia elétrica através de medições do mercado. Maximizar a produção de energia elétrica do sistema de geração como um todo. É válido ressaltar que a ONS é uma instituição composta por todos os agentes do sistema elétrico e sem fins lucrativos.

Agência Nacional de Energia Elétrica –

É esse agente responsável por fixar os preços das tarifas e os padrões de qualidade. É ele quem estimula a eficiência econômica, bem como a universalização do serviço de distribuição. Desta maneira evita abusos comerciais e técnicos- por falta de concorrência- dentro do setor em âmbito nacional.

É um agente regulador e fiscalizador das atividades do meio energético brasileiro. Outras de suas funções são: realizar licitações e conceder autorizações de geração e transmissão, monitorar comportamentos que não são competitivos e equilibrar confrontos entre agentes.

Mercado Atacadista de Energia -

O mercado Atacadista de Energia tem como incumbência designar saldos e fluxos entre os sub-mercados, assim como identificar as restrições e penalidades. Proporciona ampla liberdade de negociação da energia elétrica.

Parte do seu papel é contabilizar a energia consumida, a contratada e também a ofertada no mercado. A partir destas medições ele define o preço de curto prazo também conhecido como Spot.

5. PEQUENAS CENTRAIS HIDRELÉTRICAS

5.1 Conceito de Pequena Central Hidrelétrica

De acordo com Mauad, Ferreira e Trindade (2017) a resolução nº 394 de 4 de dezembro de 1998, revogaram as antigas portarias e redefiniram uma pequena central hidrelétrica a partir de seu aproveitamento hidrelétrico com potência maior ou igual a 1,0 MW e menor ou igual a 30,0 MW, e sua área total do reservatório menor ou igual a 3,0 km², com cota d'água associada a vazão de cheia com tempo de recorrência de 100 anos.

No ano de 2003, a ANEEL, reavaliou as definições de PCHs e por meio da Resolução nº 652 e considerou as seguintes condições (mesmo que a área total exceda 3 km²):

A inequação $A = < (14-P)/H_b$, deve ser atendida. Onde P: Potência elétrica instalada em [MW]; A: área do reservatório [km²]; H_b: queda bruta em [m], definida pela diferença entre os níveis d'água máximos normal de montante e normal de jusante.

E como segunda condição é a comprovação junto a Agência Nacional de Águas, Comitês de Bacias Hidrográficas e órgãos de gestão de recursos hídricos e ambientais de que o reservatório foi dimensionado para objetivos diferentes aos de geração de energia.

A partir de 2015, por meio da lei nº 13.097, as especificações de PCHs foram novamente modificadas, sendo representadas pela Tabela 1.

Tabela 1 - Classificação de PCHs

CATEGORIA	QUANTO A POTÊNCIA	QUANTO A ALTURA
	PRODUÇÃO INDEPENDENTE E AUTOPRODUÇÃO	DA QUEDA
PCH	Entre 3 MW E 50 MW	Entre 25 E 130 m
Minicentral	Entre 100 KW e 3 MW	Entre 20 e 100 m
Microcentral	Até 100KW	Entre 15 e 50 m

Fonte: Adaptado de Brasil (1982).

5.1.1 Custo médio

Quando se trata dos custos da construção de uma PCH, os gastos tendem a serem mais baixos, devido às dimensões dos projetos e a padronização dos equipamentos.

Como as dimensões são menores e geralmente são construídas em ambientes rurais, pelo próprio produtor, que utiliza as ferramentas e mão-de-obra existentes na propriedade, pode-se estimar que o custo gira em torno de 800 a 1600 R\$/KW (MAUAD, FERREIRA E TRINDADE, 2017).

Tabela 2 - Custos percentual de Minicentral

COMPONENTE DO CUSTO	%
1) MÁQUINAS E EQUIPAMENTOS	
a) Turbina BULBO S + Regulador Automático de Velocidades + Volante + Peças de reserva	25,32
b) Gerador + Excitador + Regulador Automático de Tensões + Peças de reserva.	5,70
c) Grade + Válvula Borboleta	4,86
d) Conduto Forçado + Junta de Dilatação	5,08
e) Transformador Elevador	2,41
f) Painéis + Quadros de comando, proteção, medição, sinalização.	4,28
g) Carregadores para Baterias + Acessórios	0,38
SUBTOTAL	48,51
2) ENGENHARIA CONTRATADA	
a) Projeto + Acompanhamento na área	2,46

mecânica.	
b) Gerenciamento da obra + Fiscalização	2,99
c) Serviços topográficos, Cálculo estrutural	0,25
d) Mão-de-obra de montagem, supervisão e comissionamento da turbina.	5,70
SUBTOTAL	11,40
3) CONSTRUÇÃO CIVIL/MATERIAL	
a) Aço para concreto armado 70,347 kg	3,05
b) Concreto usinado 889,5 m ³ +pedra britada	4,38
c) Tábuas + laminados + formas	1,53
SUBTOTAL	8,96
4) MATERIAIS E PEÇAS DIVERSAS	
a) Pintura, calçamento, caixilharia, Inst. Elétrica e hidráulica, cabos elétricos, etc...	11,14
5) MÃO - DE - OBRA	
a) montagem cond. Forçado e válvula	1,83
b) Mão-de-obra na construção civil	18,16
SUBTOTAL	19,99
TOTAL	100

(continuação da tabela) Fonte: Mauad, Ferreira e Trindade (2017)

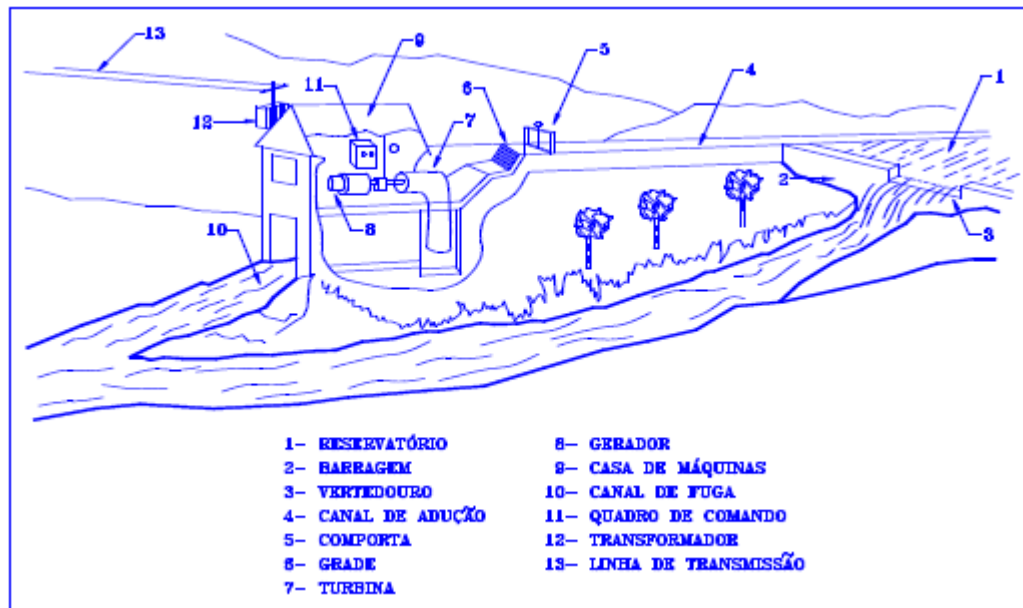
5.2 Tipos de Pequenas Centrais Hidrelétricas

As pequenas centrais hidrelétricas são diferenciadas e divididas em Pequena Central de Baixa Queda, Pequena Central Afastada da Queda, Pequena Central Afastada da Queda sem Canal, Pequena Central Com Alta Queda e Próxima da Barragem. A estrutura básica de todas elas é conduzir a água de pequenos reservatórios ($= <3 \text{ Km}^2$) para as turbinas, onde a energia hidráulica é transformada em energia elétrica (MAUAD, 2004).

5.2.1 Pequenas Centrais de Baixa Queda

Consiste em uma estrutura que possui uma câmara de carga que transporta a água para a turbina na central de máquinas. É bastante instalada em lugares de baixas quedas, com até 3 m. conforme se ilustra na figura 9 (MAUAD, 2004).

Figura 9 - Pequenas Centrais de Baixa Queda

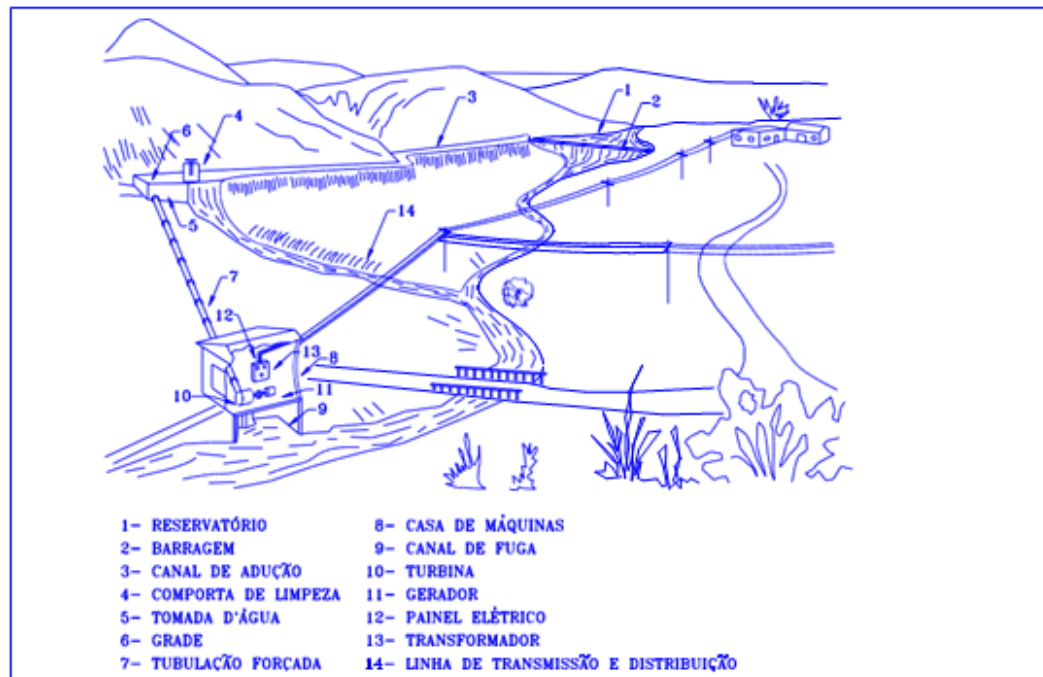


Fonte: Mauad (2004)

5.2.2 Pequena Central Afastada da Queda

Trata-se de uma canaleta de adução, onde uma câmara de carga, a qual é unida à casa de máquinas por uma tubulação. Tais PCHs são características de lugares onde a casa de máquinas é instalada distante da queda, pois assim aproveita-se mais a cachoeira, ilustrado na figura 10 (MAUAD, 2004).

Figura 10 - Pequena Central Afastada da Queda

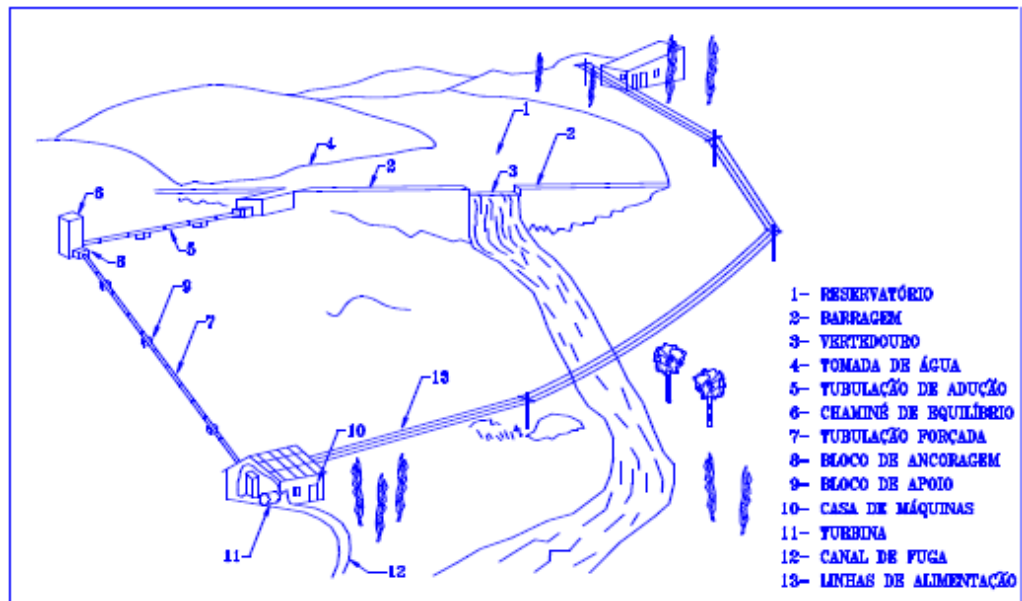


Fonte- Mauad (2004)

5.2.3 Pequena Central Afastada da Queda sem Canal

Caracteriza uma tubulação de adução unida a uma chaminé de equilíbrio a qual está ligada à central de máquinas por um tubo. Trata-se de uma PCH construída quando a barragem esta distante da central de máquinas, e a possibilidade de construção de um canal que passa pela encosta é nula, como representa a figura 11 (MAUAD, 2004).

Figura 11 - Pequena Central Afastada da Queda sem Canal

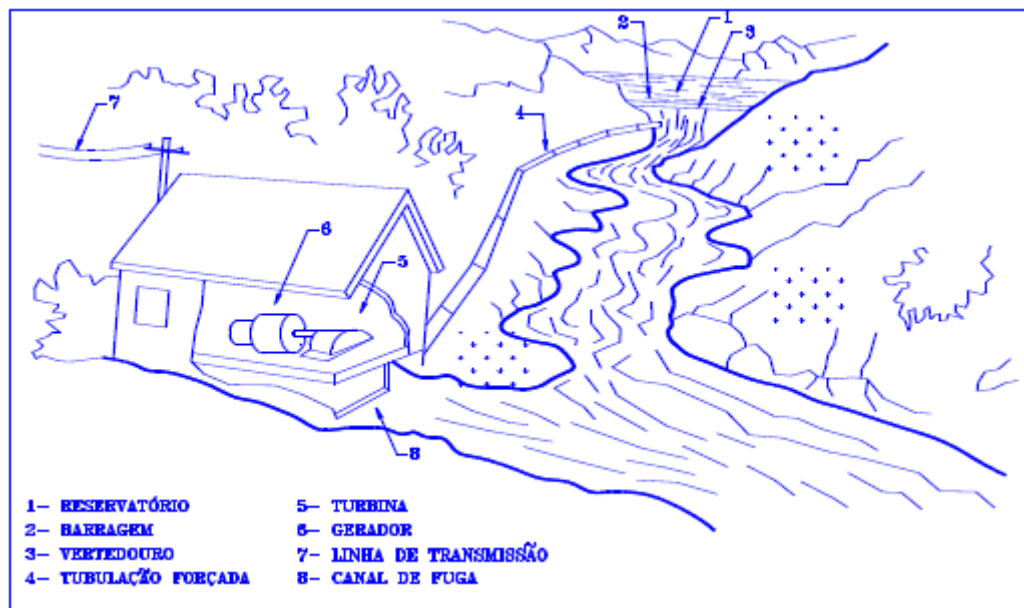


Fonte- Mauad (2004)

5.2.4 Pequena Central com Alta Queda e Próxima da Barragem

Consiste em uma tubulação ligada entre a barragem e a casa de máquinas. Trata-se de uma PCH muito utilizada quando a distância entre a barragem e a casas de máquinas é pequena e a altura da queda é maior que 3m, como ilustra a figura 12 (MAUAD, 2004).

Figura 12 - Pequena Central com Alta Queda e Próxima da Barragem



Fonte- Mauad (2004)

5.3 Estrutura de uma PCH

Uma Pequena Central Hidrelétrica possui vários elementos na sua estrutura, que contempla desde equipamentos na sua entrada ate a sua saída. Como exemplo desses componentes, temos:

- a) Barragem;
- b) Vertedouro;
- c) Tomada d'água;
- d) Sistema de adução;
- e) Câmara de carga;
- f) Chaminé de equilíbrio;
- g) Casa de máquinas;
- h) Turbinas;
- i) Gerador. (MAUAD, 2004).

5.3.1 Barragem

A barragem de uma Pequena Central Hidrelétrica é construída para que através dos vertedouros o nível do rio permaneça constante. Como as PCHs são construídas para trabalhar a fio d'água, que nada mais é que a vazão firme do rio, essa barragem não tem função como nas grandes hidrelétricas, que funcionam para armazenar água. São muito utilizadas em rios que sofrem grandes mudanças em seu volume de água.

A maioria das barragens construídas nas PCHs, são de terra, enrocamento e de concreto. Variando de acordo com o local e sua topologia geográfica (MAUAD, FERREIRA E TRINDADE, 2017).

5.3.1.1 Barragem de terra

Esse tipo de barragem é muito utilizada para PCH'S onde o solo é levemente ondulado. Geralmente implantadas em locais onde as margens sejam resistentes, e quase sempre o seu eixo é posicionado em locais onde o rio é mais estreito, para que a barragem não tenha um volume grande. São divididas em: Zonadas e Homogêneas.

a) Zonadas – Possui seu núcleo impermeável, e duas camadas permeáveis, constituída de materiais que evitam deslizamentos.

b) Homogêneas – Construída em solos bastante úmidos, argiloso e impermeável. (MAUAD, 2004).

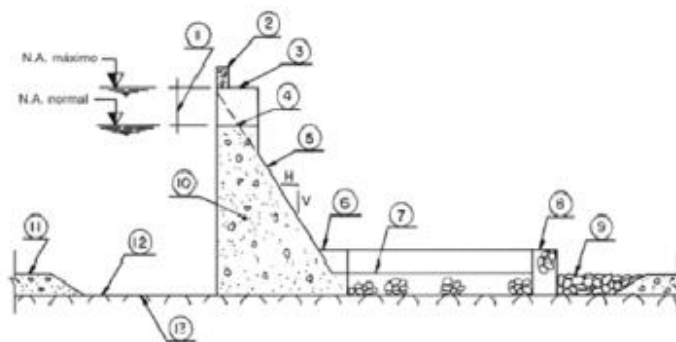
5.3.1.2 Barragem de concreto

Barragem construída em lugares onde o acesso e a construção sejam fáceis, devido a necessidade de brita e areia para juntamente com o cimento se construir a estrutura. A barragem tende a ser bastante resistente, e capaz de aguentar a força da água que infiltra nas fundações e ate mesmo a água armazenada no reservatório (MAUAD, 2004).

Figura 13 - Barragem de concreto

Legenda:

- 1 – Altura da lâmina d'água vertente
- 2 – Mureta de proteção
- 3 – Crista da barragem
- 4 – Crista do vertedouro
- 5 – Parâmetro de jusante
- 6 – Muro lateral da bacia de dissipação
- 7 – Alvenaria de pedra argamassa
- 8 – Muro final da bacia de dissipação
- 9 – Enrocamento de proteção
- 10 – Concreto massa
- 11 – Superfície natural do terreno
- 12 – Área de limpeza

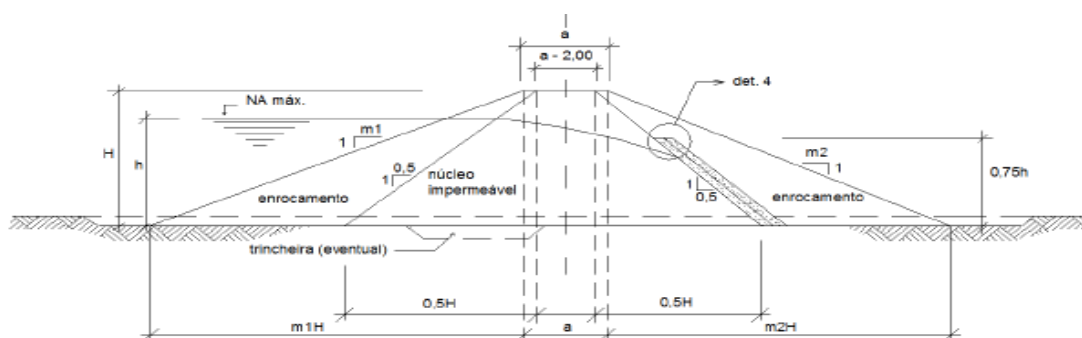


Fonte- Eletrobrás (1997)

5.3.1.3 Barragem de Enrocamento

Geralmente é instalada em locais rochosos, onde haja facilidade no acesso e na construção. Com espaldares de rocha e núcleo impermeável, essa barragem requer um local com material rochoso em quantidade suficiente, e possibilidade de utilização direta do material. O local necessita de fundações e ombreiras resistentes a estanques, e que a largura do vale, na cota da crista da barragem, deva ser mais estreita no trecho aproveitável do rio (MAUAD, 2004).

Figura 14 - Barragem de Enrocamento



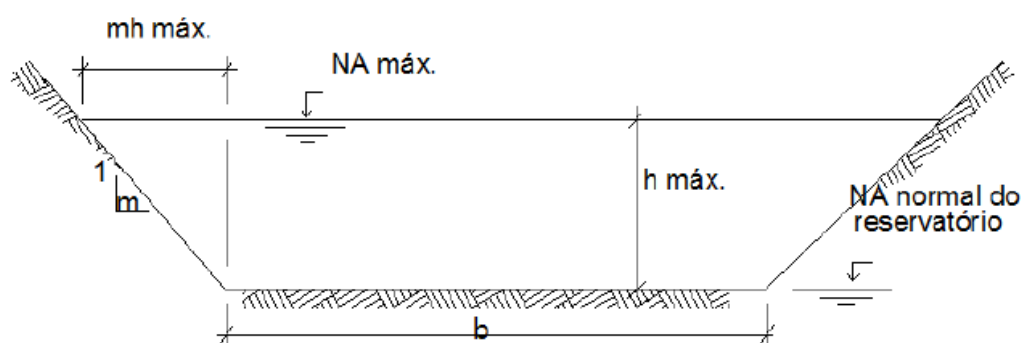
Fonte- Eletrobrás (1997)

5.3.2 Vertedouro

Controla o nível do reservatório, para que na época da cheia a água não passe por cima da barragem, funcionando então como um sistema de proteção.

Sua melhor forma estrutural vai depender do relevo e a topografia do local, sendo mais construído na crista da barragem, na lateral da barragem (acima do leito do rio) ou até mesmo ambas (MAUAD, 2004).

Figura 15 - Vertedouro



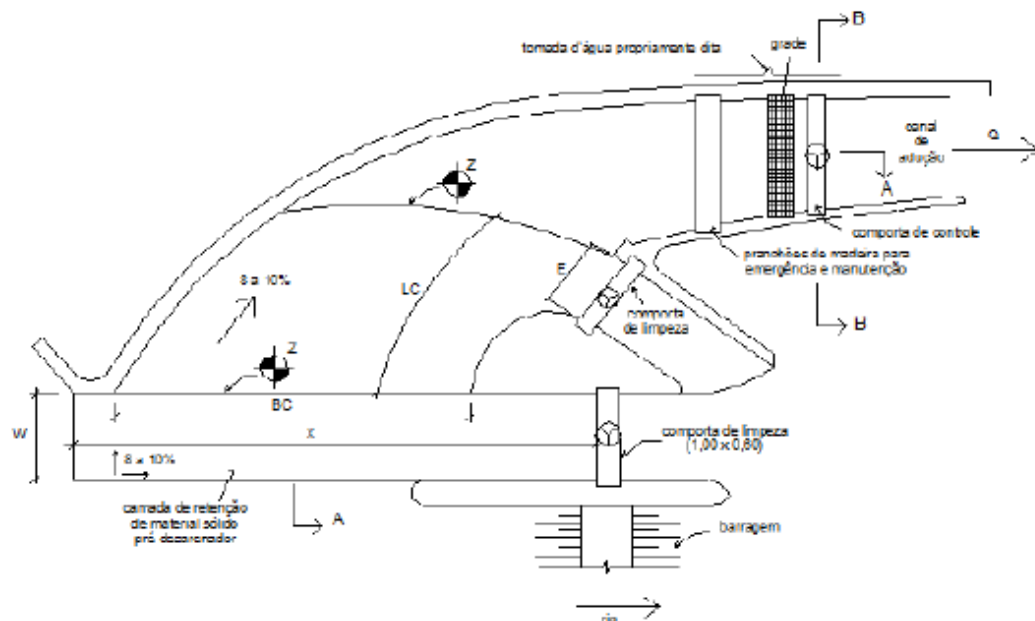
Fonte: Eletrobrás (1997)

5.3.3 Tomada D'água

Consiste na estrutura que guia a água até o local em onde ela vai se deslocar para as turbinas, conhecido como adutor. Como quase sempre se localiza perto da casa de máquina. Também tem a função de captar objetos que podem danificar as turbinas, através de grades, sedimentadores e desarenador.

Geralmente é um canal ou tubulação (Figura 16). Seu arranjo vai depender da topologia do local, e deve ser bastante estudado com intuito de evitar o acúmulo de sedimentos que possam danificar a turbina (MAUAD, 2004).

Figura 16 - Tomada de água



Fonte- Eletrobrás (1997)

5.3.4 Sistema de Adução

Representa o conjunto de estruturas que tem como finalidade conduzir a água até as turbinas. Formado por:

- a) Tomada d' água;
- b) Canal;
- c) Castelo d' água;
- d) Chaminé de equilíbrio;
- e) Tubulação forçada;
- f) Registros.

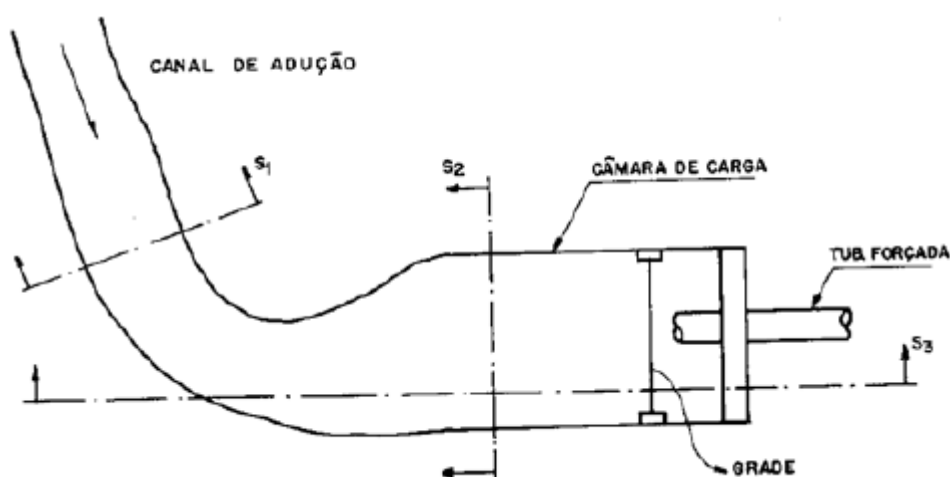
Geralmente implantada quando a casa de maquinas não é incorporada a barragem (MAUAD, 2004).

5.3.5 Câmara de Carga

Seu papel é conduzir a água vinda do canal até a tubulação forçada. Também funciona para reter impurezas e objetos. Deve-se tomar cuidado no dimensionamento do seu volume, pois para grandes quedas, como superior a 25 m, este tem que ser capaz de suportar 60 segundos de funcionamento absoluto da turbina (tempo necessário para que a inércia d'água no seu interior volte a vazão normalmente).

Já para alturas entre 10 e 25 metros basta a construção de um sangradouro lateral para suportar as elevadas pressões. Para menos de 10 metros o seu volume pode ser pequeno (SANTOS, 2010).

Figura 17 - Câmara de carga

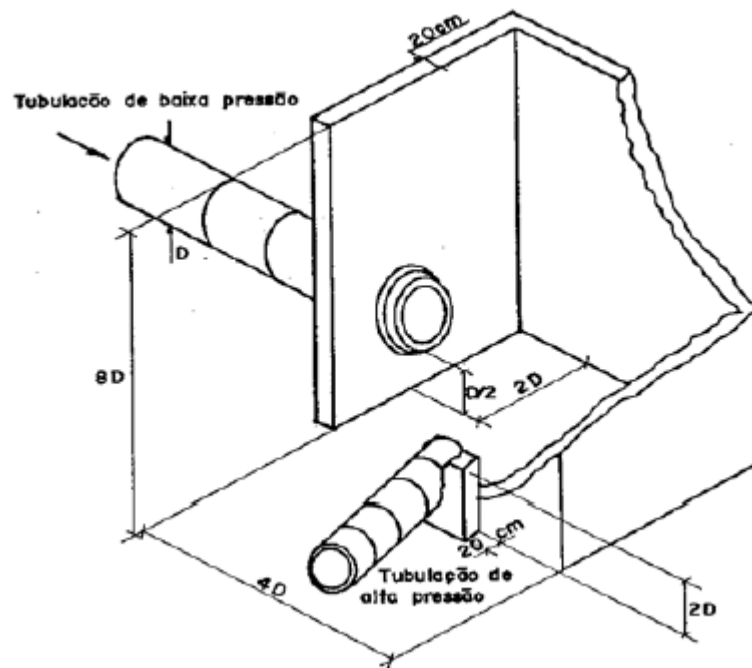


Fonte- Mauad (2004)

5.3.6 Chaminé de Equilíbrio

Sua função maior é de proteção do conduto de derivação, em projetos que a distância da barragem e da casa de máquinas é grande em relação a queda. Como sistema de proteção, ela absorve variações repentinas de volume de água, conhecido como *golpe aríete* (MAUAD, 2004).

Figura 18 - Chaminé de equilíbrio



Fonte: Mauad (2004)

5.3.7 Casa de Máquinas

Local onde se encontra o coração da PCH, pois é nele que a energia hidráulica é convertida em energia elétrica. É na casa de máquinas que estão instaladas a turbina, o comando, o gerador e o painel de controle. Seu dimensionamento depende da potência, das dimensões, tipo e quantidade de máquinas. É necessária a criação de um centro de operações (MAUAD, 2004).

Figura 19 - Casa de Maquinas



Fonte- <http://www.atiaiaenergia.com.br/pchs/gargantaDaJararaca.php>

5.3.8 Turbina

Consiste no sistema que converte a energia hidráulica gerada pela passagem da água pelo rotor, em energia mecânica através da sua rotação.

Sua estrutura consiste em cinco partes, sendo elas:

- a) Caixa espiral – responsável por distribuir a água igualmente na entrada da turbina
- b) Tubo de sucção – responsável por conduzir a água de volta para o rio
- c) Rotor e eixo – responsável por converter a energia hídrica em energia mecânica
- d) Pré-Distribuidor – Direciona a água para a entrada do distribuidor
- e) Distribuidor – Regula a vazão de água, controlando a potência. (MELLO, S.D.).

Esse funcionamento acontece, quando a água através do conduto forçado é levada para a turbina, onde um conjunto de palhetas móveis controla sua vazão. Posteriormente a água chega ao rotor da turbina e a energia mecânica é gerada (MELLO, S.D.).

Quando se trata da escolha da turbina, é um assunto que deve ser tratado com bastante atenção, pois essa escolha irá facilitar ou dificultar bastante a eficiência da PCH. Portanto na escolha da turbina que melhor se adequa ao projeto, não pode se levar somente em consideração o preço, pois uma boa garantia e uma assistência imediata em caso de problemas faz muita diferença na sua eficiência. (MELLO, S.D.).

Essa escolha da turbina geralmente se restringe entre os tipos Kaplan, Hélice, Francis e Pelton. E essa escolha leva em consideração, além do que foi citado acima, fatores como altitude do local, a vazão, queda líquida e altura de sucção (MELLO, S.D.).

Figura 20 - Turbinas

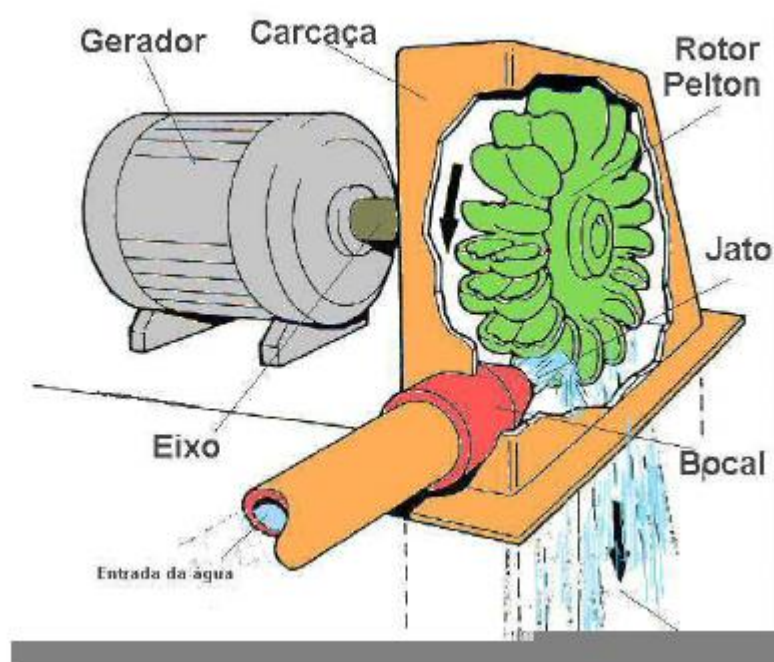


Fonte- http://www.hacker.ind.br/produtos_turbinas_hidraulicas.php

5.3.8.1 Pelton

Devido a sua grande capacidade de transformar a energia potencial em energia cinética no jato injetor, estas são conhecidas como turbinas de ação. Posteriormente essa energia cinética será transformada em energia mecânica no rotor. São geralmente instaladas em local onde a queda d'água são grandes (100m a 500m). Tem-se como pontos positivos que mesmo em situações adversas de operação, esta consegue um bom desempenho, devido a capacidade de trabalhar com bocais independentes. Já o ponto negativo é que devido a alta velocidade com que as paletas da turbinam jogam a água no rotor, esta faz uma grande pressão causando erosões (MELLO, S.D.).

Figura 21 - Turbina Pelton



Fonte- <http://meusite.mackenzie.com.br/mellojr/>

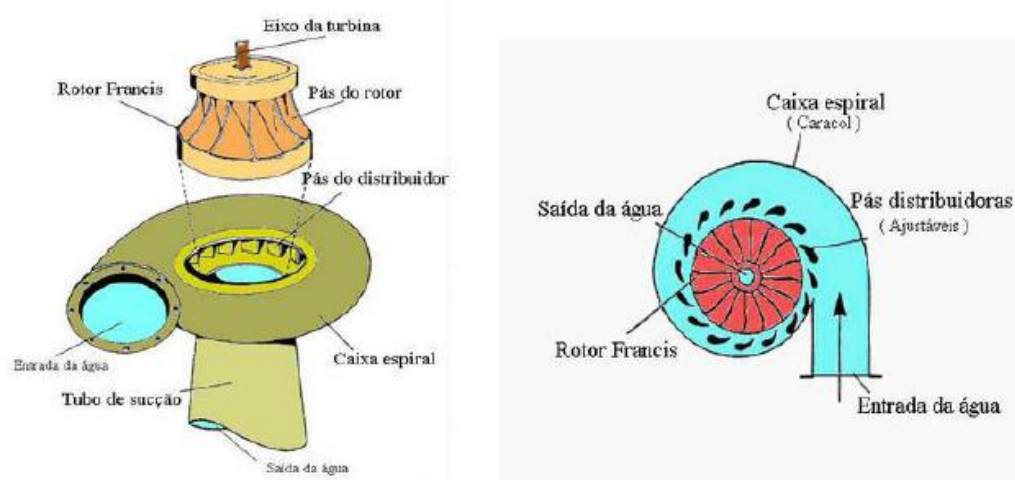
5.3.8.2 Francis

Uma turbina bastante utilizada para médias vazões. Hidrelétricas como Furnas, Tucuruí e outras a utilizam, pois apresentam um alto rendimento que cresce de acordo com a potência e o acabamento da turbina. Com um rendimento de 77% para baixas potências. Grandes máquinas possuem valor superior a 90% (MELLO, S.D.).

A sua instalação fica dividida entre a caixa espiral e a caixa aberta, onde na primeira é recomendada para quedas de mais de 10 metros e a segunda para menos de 10 metros. As de caixa espiral tem seu custo mais baixo devido a falta dos condutos forçados e da caixa espiral, e seu desempenho sob cargas parciais é de 70% da carga nominal. Em relação as de caixa aberta, tem-se que preocupar com a vedação da eixo, para que não aconteça infiltração e, também deve haver tubo de sucção em curva com cone de chapa metálica (MELLO, S.D.).

Outro tipo de turbina Francis, é a Turbina Francis com Rotor Duplo, que tem sido instalada em grande escala em pequenas instalações e obtendo bastante sucesso devido ao seu rotor duplo. (MELLO, S.D.)

Figura 22 - Turbina Francis



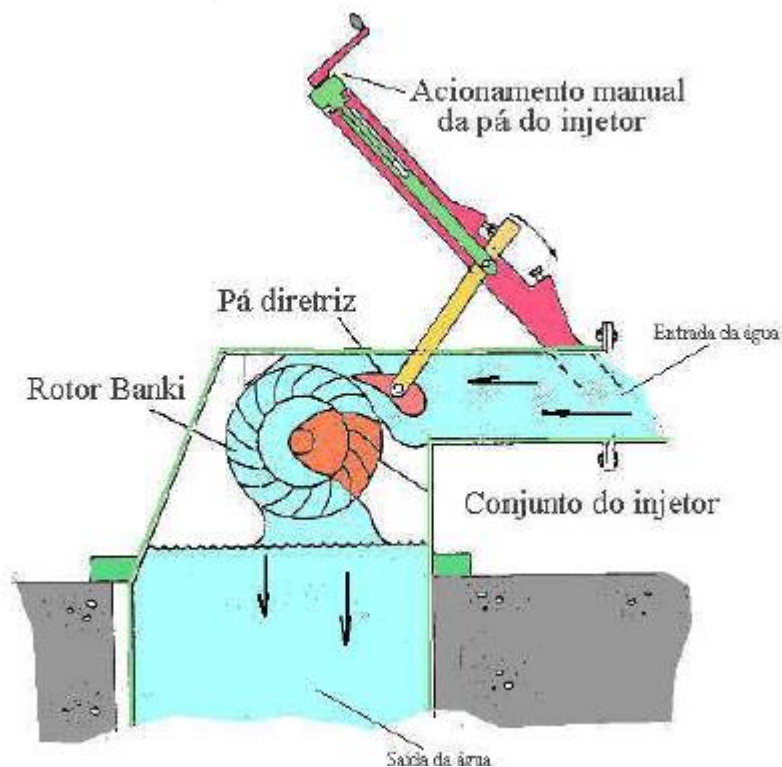
Fonte- <http://meusite.mackenzie.com.br/mellojr/>

5.3.8.3 Michell- Banki

Um turbina que tem como uma das suas características a simplicidade, sendo produzida em estabelecimentos pouco complexos. Bastante utilizada em pequenas centrais hidrelétricas nas áreas rurais. (MELLO, S.D.).

Os aspectos dessa turbina são: que mesmo trabalhando com cargas parciais, esta trabalha sob condições ideais de funcionamento; de fácil instalação - o que deixa mais barata sua instalação; trabalha em várias condições de vazão e queda, o que faz seu rendimento variar; construção e manutenção simples; mais barata quando compara a outras turbinas de baixa queda. (MELLO, S.D.)

Figura 23 - Turbina Michell- Banki



Fonte- <http://meusite.mackenzie.com.br/mellojr/>

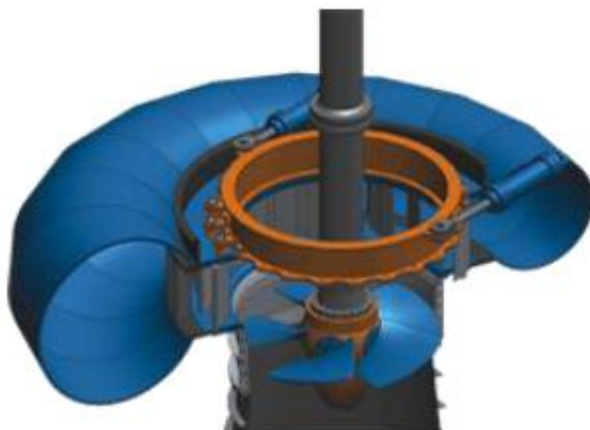
5.3.8.4 Kaplan

Turbina que foi desenvolvida a partir da turbina hélice, que tem como característica possuir de 3 a 4 pás usadas quando a queda não é muito grande, podendo variar de acordo com a altura da queda (chegando até 8 pás) (MELLO, S.D.).

Seu desempenho é bastante afetado quando a vazão está abaixo do normal. Com vazões parciais, é possível obter um bom rendimento quando se varia o passo das pás do rotor simultaneamente com as palhetas do distribuidor (MELLO, S.D.).

Sua fabricação é mais fácil, portanto se torna bastante indicada para pequenas centrais, onde uma das maiores prioridades é o baixo custo. Embora seu rendimento seja mais baixo, sua indicação é para baixas quedas, de 3 a 35 metros, e grandes vazões. (MELLO, S.D.)

Figura 24 - Turbina Kaplan



Fonte- <http://meusite.mackenzie.com.br/mellojr/>

5.3.8.5 Turbinas não convencionais

Acima foi citado alguns tipos de turbinas que são mais usadas pelas PCH's. No entanto existem outros tipos, que são as turbinas não convencionais, que serão apresentadas e comparadas na tabela 3.

Tabela 3 - Vantagens e Desvantagens de turbinas não convencionais

TIPOS	VANTAGENS	DESVANTAGENS	CAMPO DE APLICAÇÃO	Rendimento η (%)
Turbina de ação em geral	- Pouco propensa à cavitação - Boa eficiência a carga parcial - Facilidade de manutenção	- Baixa velocidade específica - Rendimento max. inferior à de reação - Operador nível acima do de jusante		
Michell-Banki	- Adequada à padronização - Somente com variação do comprimento do rotor, $D=\text{cte}$, cobre $nq=(40 \text{ a } 200)$ rpm - Permite o uso de tubo de sucção - Sem carga axial sobre os mancais	Eficiências ligeiramente inferiores às das congêneres (Pelton, Turgo)	$H=3 \text{ a } 100 \text{ m}$ $Q=0.02 \text{ a } 2.0 \text{ m}^3/\text{s}$ $P=1 \text{ a } 1000 \text{ kW}$ $n= 100 \text{ a } 1200 \text{ rpm}$ $nq=40 \text{ a } 200$ (SI)	60 a 75
Turbinas de Reação em geral	- Alta rotação específica - Projetos compactos - Alta eficiência máxima - Com uso do tubo de sucção há uso efetivo da queda disponível	- Requerem projetos e execução mais elaborados - Manutenção mais complexa e cara - Sujeitas a cavitação, são economicamente de uso limitado		

Fonte: Mauad (2004).

6. PROJETOS E LEIS

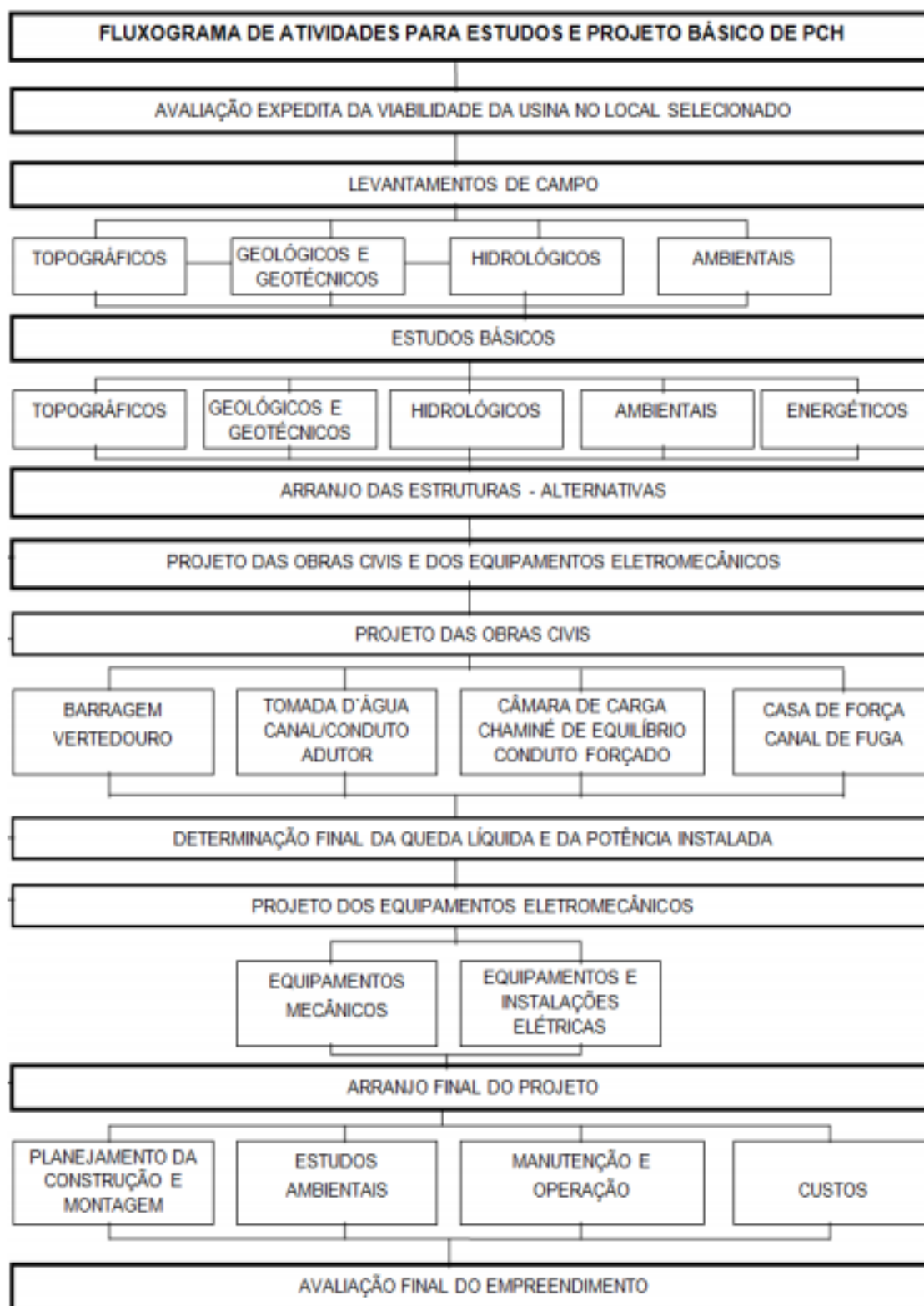
6.1 Processos para implantação de uma PCH

Os fluxogramas das figuras 25 e 26 têm como objetivo mostrar de uma forma mais clara e fácil de entender todos os processos que são necessários para abrir um empreendimento de uma PCH. Mostra os documentos e pedidos que devem ser feitos, bem como os órgãos responsáveis aos quais devem ser acionados. Estes descrevem o processo desde os estudos básicos do projeto até a sua conclusão com a PCH em operação.

Nas figuras 25 e 26 observar-se os processos de estudos geológicos e ambientais que devem ser realizados no início de cada projeto, bem como o estudo do aproveitamento hídrico do curso d'água a ser explorado. Depois de todos os dados obtidos e a verificação da viabilidade do projeto, entram os projetos de obra civil e mecânica da usina. Por fim depois de todos os projetos feitos é feita a avaliação final do projeto pela ANEEL, e posteriormente a emissão da outorga para o aproveitamento hidrelétrico.

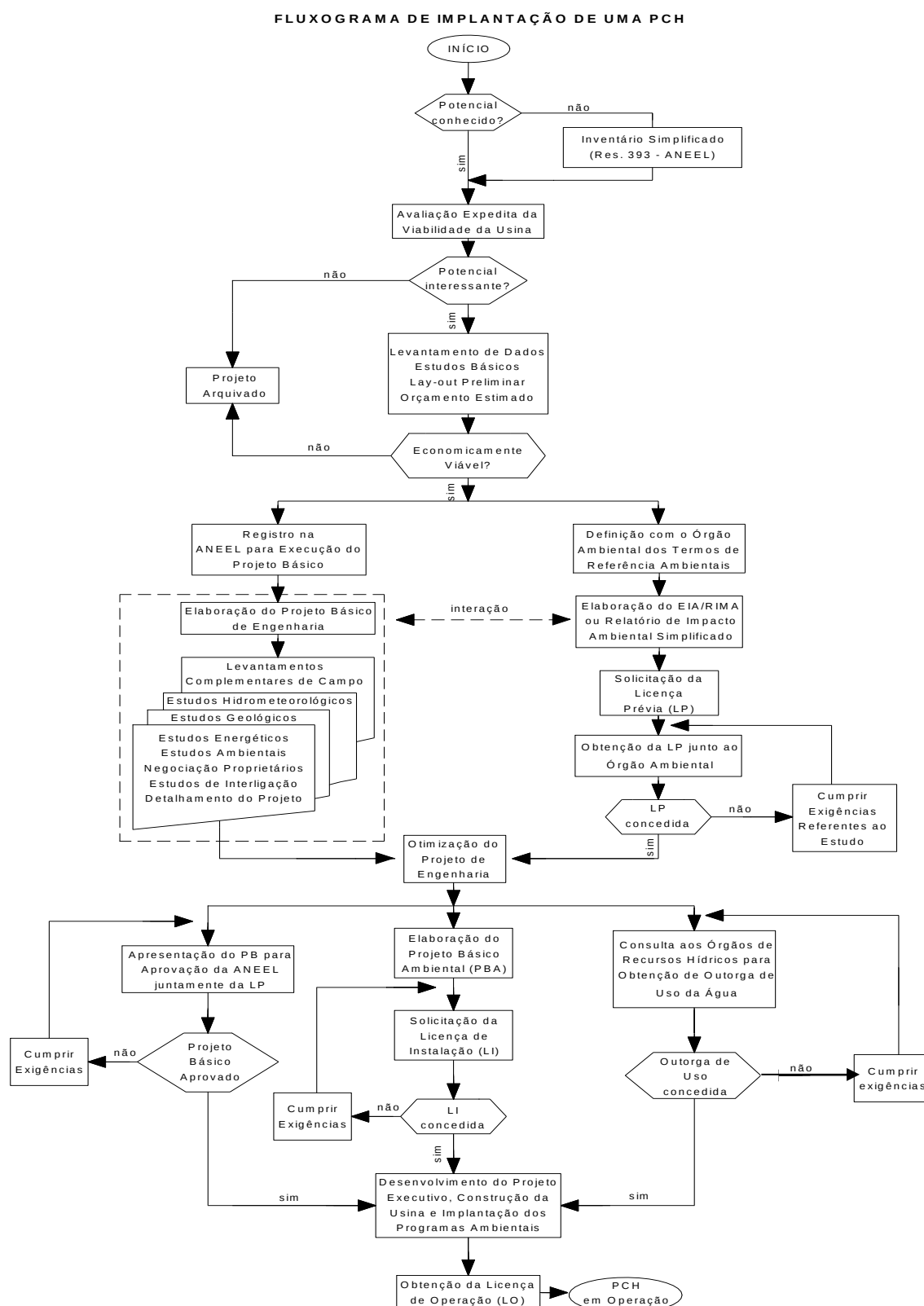
As PCHs levam vantagens nos processos de outorga em relação às UHE, devido aos menores impactos ambientais, menor tempo de construção e menores investimentos para a execução da obra. Essas vantagens podem ser grandes aliadas das PCHs, atraindo cada vez mais o investidor privado para o setor.

Figura 25 - Fluxograma de Atividades em Estudos e Projetos Básicos de uma PCH



Fonte: Eletrobrás (2016).

Figura 26 - Fluxograma de etapas para implantação de uma PCH



Fonte- Eletrobrás (2016).

6.2 Leis para implantação de uma PCH

LEI Nº 9.433, DE 8 DE JANEIRO DE 1997. Lei nacional para a exploração de recursos hídricos.

RESOLUÇÃO NORMATIVA Nº 673, DE 4 DE AGOSTO DE 2015. Resolução normativa da ANEEL que possui toda documentação necessária para a concessão de outorga de exploração de recursos hídricos através de uma PCH.

RESOLUÇÃO NORMATIVA Nº 482, DE 17 DE ABRIL DE 2012. Resolução normativa da ANEEL que estabelece condições gerais para o acesso de microgeração e minigeração distribuída aos sistemas de distribuição de energia elétrica, o sistema de compensação de energia elétrica.

6.3 Vantagens e Incentivos

Os incentivos e vantagens das PCHs em relação às grandes usinas hidrelétricas podem ser grandes aliados a novos investimentos. Pelo guia do empreendedor de pequenas centrais hidrelétricas publicados pela ANEEL (Agência Nacional de Energia Elétrica) em 2003, podemos citar algumas destas vantagens:

- Menor impacto ambiental;
- Menor tempo de construção;
- Apoio do PROINFA;
- Reservatórios menores;
- Melhor adaptação a diversos cursos d'água;
- Descontos para utilização de sistemas de transmissão e distribuição, descontos não inferiores do que 50%;
- Auxílio para financiamento através de instituições financeiras como o BNDES (Banco Nacional do Desenvolvimento Econômico e Social), este tem programas que financia até 70% dos empreendimentos em PCHs com 100% de taxas de juros em longo prazo;

- Produção mais perto do centro consumidor;
- Maior facilidade para obtenção de autorização de outorgas;
- Diversificar a matriz energética brasileira;
- Livre comercialização com consumidores com carga acima de 500 KW, Lei nº 10.438, de 26 de abril de 2002;
- Participação no rateio da CCC (Conta de Consumo de Combustível), quando substituir geração térmica a óleo diesel em sistemas isolados.
- autorização não onerosa para explorar o potencial hidráulico, Lei nº 9.074, de 7 de julho de 1995;
- isenção relativa à compensação financeira pela utilização de recursos hídricos, Lei nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996;
- Isenção da aplicação de 1% ao ano da receita líquida em P&D do setor energético, Lei nº 9.991, de 24 de julho de 2000.

As desvantagens encontradas pelo setor hoje, são:

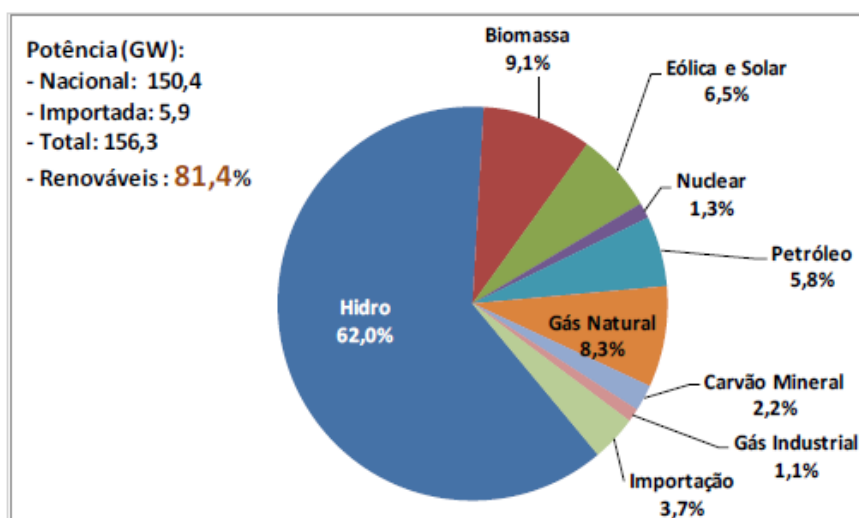
- Alta carga tributária na execução dos projetos, cerca de 34,5%;
- Energia Eólica, maior concorrente das PCHs, pois possui maiores incentivos por parte do governo e um menor custo por MW gerado.
- Burocracia nas outorgas, mesmo sendo mais fácil do que uma outorga para UHE, ainda há uma grande lentidão nos processos de outorga para exploração, o que aumenta o custo no projeto inicial. (ANEEL, 2003)

7. MATRIZ ENERGÉTICA BRASILEIRA

A atual matriz energética brasileira mostra ainda um grande domínio dos recursos hídricos na geração de energia. Estes representam mais da metade da produção do país, e dentro dessa produção, as pequenas centrais hidrelétricas tem um papel ligeiramente importante representando 5,4% da produção de energia com 453 usinas operantes segundo a resenha energética brasileira de 2016 publicada pelo MME (Ministério de Minas e Energia).

A figura 28 mostra um aumento de 211 MW de potência instalada através de PCHs e CGHs no ano de 2016, oriundos de novas usinas que entraram em operação. Na figura 27 e na tabela 4 podemos observar os valores em porcentagens e potência instalada na matriz energética do Brasil.(MME, 2017)

Figura 27 - Oferta de Potência de Geração Elétrica – 2016



Fonte: MME (2017).

Tabela 4 - Capacidade Instalada de Geração Elétrica – dez/2016

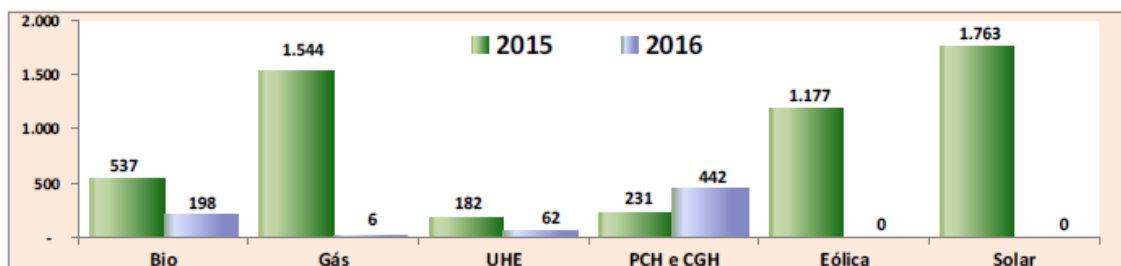
Fonte	Nº Usinas	Potência Instalada (MW)	Estrutura % da Potência	Expansão n-(n-1) MW
Hidroelétrica (*)	1.259	96.925	64	5.205
UHE	220	91.499	60,9	5.002
PCH	453	4.941	3,3	203
CGH	586	484	0,3	0
Biomassa	534	14.187	9	785
Bagaço de Cana	399	10.903	7,3	371
Bioqás	29	119	0,1	40
Lixívia e outras	106	3.166	2,1	375
Eólica	413	10.124	7	2.564
Solar	44	24	0	4
Urânio	2	1.990	1	0
Gás	192	14.671	10	773
Gás Natural	156	12.965	8,6	537
Gás Industrial	36	1.707	1,1	237
Óleo	2.220	8.877	6	196
Do qual Óleo Combustível	41	4.057	2,7	-84
Carvão Mineral	13	3.389	2	0
Desconhecidas	30	150	0	-5
Subtotal	4.707	150.338	100	9.523
Geração Distribuída	8.908	84	100	68
Solar	8.691	61	72,9	48
Eólica	47	5	6,2	5
Hidro	24	5	6,5	5
Térmica	146	12	14,4	10
Total Nacional	13.615	150.422		9.591
Dos quais renováveis	11.158	121.344	80,7	8.626
Disponibilidade com importação		156.271		

Fonte: MME (2017).

Podemos observar pelos dados que há predominância de geração por recursos hídricos na matriz energética brasileira, o que justifica um estudo sobre implantação de PCHs, pois estes empreendimentos além de poderem ser lucrativos têm facilidade para os projetos e grande potencial hídrico para ser explorado.

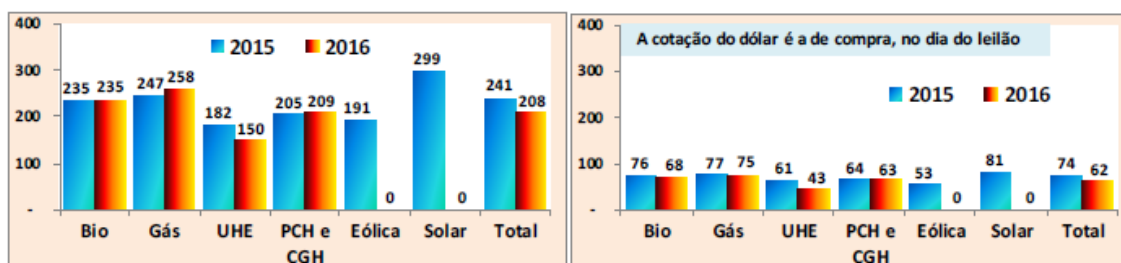
Nas figuras 28 e 29 tem-se um comparativo do aumento de demanda contratada no 23º LEN (Leilão de Energia Nova) e no 10º LER (Leilão de Energia de Reserva) das PCHs e CGHs (Centrais Geradoras Hidrelétricas), comparado com as outras fontes renováveis. Também foi feito o custo médio do MWh desses novos empreendimentos. No montante geral em 2015 foi contratada uma quantidade maior de potência, porém em relação a PCHs e CGHs houve um aumento considerável. (MME, 2017)

Figura 28 - Potência em (MW) Contratada



Fonte: MME (2017).

Figura 29 - Preço Médio (R\$/MWh e US\$/MWh)



Fonte: MME (2017).

Pelos gráficos podemos observar que o custo por MWh gerado por PCHs e CGHs só é mais caro que o custo de geração da energia eólica, o principal concorrente para os investimentos em PCHs.

Pode-se observar também que houve um grande aumento do montante contratado de PCHs e CGHs, que foi praticamente o dobro do contratado em 2015, sendo o empreendimento energético de maior crescimento no ano de 2016.

Com crescimento pela demanda de energia o estudo de PCHs é de grande importância para a matriz energética brasileira, pois esta precisa de novos empreendimentos para uma maior confiabilidade e segurança do sistema como um todo. E as PCHs seriam uma boa opção por poderem ser instaladas mais perto do consumidor final, causando uma menor dependência das UHE.

7.1 Projeções para o setor

Nas tabelas 5 e 6 têm-se os números em MW que poderão ser inseridos na matriz energética do Brasil para os próximos anos através de novos empreendimentos de PCHs, bem como a potência instalada que será disponibilizada para a matriz energética brasileira. Os dados foram obtidos do relatório de acompanhamento de pequenas centrais hidrelétricas feito pela ANEEL. (ANEEL, 2017)

Tabela 5 - PCHs em construção e potência instalada por ano

Viabilidade	Quantidade de Usinas	2017 (MW)	2018 (MW)	2019 (MW)	2020 (MW)	2021 (MW)	2022 (MW)	2023 (MW)	2024 (MW)	Sem Previsão (MW)
Alta	29	65,38	142,02	82,46	9,30	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Média	111	0,00	50,50	132,40	748,95	181,20	103,29	49,87	0,00	0,00
Baixa	33	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	580,41
Total Anual (MW)		65,38	192,52	214,85	758,25	181,20	103,29	49,87	0,00	580,41
Total Fiscalizado (MW)		2.145,77								

Fonte: ANEEL (2017).

Tabela 6 - Novas PCHs por estado

Usinas em Projeto			
Estados	Quantidade	Viabilidade	Potência (MW)
MG	2	Alta	34,84
MS	2	Alta	47
MT	4	Alta	57,96
PR	5	Alta	48,8
SC	8	Alta	51,88
RS	1	Alta	18
RO	1	Alta	6,54
RJ	2	Alta	19,68
GO	2	Alta	59,99
TO	2	Alta	4,1

Fonte: Autor.

Pelas tabelas observa-se que o estado com maior potência instalada e com alta viabilidade, isto é com a documentação e obras em dia e projeção para entrar em operação em curto prazo é o estado de Goiás, e com maior número de usinas é Santa Catarina.

Pela tabela de PCHs em construção e potência instalada por ano têm-se as potências esperadas para os próximos três anos contando as com alta viabilidade. Observa-se um aumento para 2018, uma queda para 2019, e uma grande queda para o ano de 2020. Já para as de média viabilidade a previsão para entrada de energia no mercado é até 2023. No total serão mais 2.145,77 MW de energia que serão disponibilizados por PCHs até o ano de 2023. (ANEEL, 2017)

8. ESTUDO DE CASO: SANTA CATARINA

Como Santa Catarina tem o maior número de PCHs com alta viabilidade de projeto, será feito um estudo mais específico para mostrar o porquê este estado está avançando neste setor.

A CELESC (Centrais Elétricas de Santa Catarina) companhia de energia do estado trabalha hoje com 16 PCHs no seu fornecimento de energia, 12 próprias e quatro em parceria com a iniciativa privada totalizando 126 MW de potência instalada, com projeção de chegar a 1GW até 2030 com os projetos de ampliação. Na figura 30 é mostrado às localizações das usinas pertencentes à CELESC: (CELESC, 2017).

Figura 30 - Usinas pertencentes à CELESC



Fonte: CELESC (2017).

Na figura 31 são mostradas as PCHs que são pertencentes à CELESC e suas potências instaladas e as respectivas potências após os projetos de ampliação que estão sendo realizados, e na figura 32 são mostradas as PCHs pertencentes aos sócios privados da CELESC. (CELESC, 2017)

Figura 31 - Usinas CELESC

 Usinas Próprias	Ampliação
Celso Ramos [5,4MW]	+7,2MW
Ivo Silveira [2,6MW]	+9,4MW
Rio do Peixe [0,52MW]	+8,48MW
Pery [30MW]	
Caveiras [3,83MW]	+10MW
Garcia [8,92MW]	-
Salto [6,28MW]	+33,72MW
Palmeiras [24,6MW]	-
Cedros [8,4MW]	+3,5MW
Bracinho [15MW]	-
Piraí [0,78MW]	+1,22MW
São Lourenço [0,42MW]	-
Total 106,75MW	+73,52MW

Fonte: CELESC (2017).

Figura 32 - Usinas Pertencentes a Parceiros da CELESC

Com Sócios Privados
Em operação
Rondinha [9,6 MW]
Prata [3,0 MW]
Belmonte [3,6 MW]
Bandeirante [3,0 MW]
Em Obras
Xavantina [6,07MW]
Em Projeto
Campo Belo [10MW]
Painel [9,2MW]
+44,5 MW

Fonte: CELESC (2017).

Um fator importante para o crescimento de PCHs em SC é o programa Santa Catarina mais Energia lançado em 2015 pelo governo estadual. Este visa dar incentivos para o

desenvolvimento de empreendimentos em energias renováveis no estado, principalmente a PCHs e CGHs.

8.1 Programa Santa Catarina mais Energia

A SDS (Secretaria de Estado do Desenvolvimento Sustentável) criou e gerencia o grupo permanente de energia, este avalia os novos empreendimentos através de uma chamada pública (PROGRAMA SANTA CATARINA MAIS ENERGIA, 2017).

Após ser avaliado, o projeto vai para o JUCESC (Junta Comercial do Estado de Santa Catarina) que dá prioridade a empresas (SPEs) que aderirem ao programa. O órgão dá prioridade a empresas com capital maior ou igual a 5 milhões através de um atendimento especial chamado de via azul, respondendo em no máximo 48 horas (PROGRAMA SANTA CATARINA MAIS ENERGIA, 2017).

A FATMA (Fundação do Meio Ambiente) contratou mais funcionários, para agilizar os processos ambientais necessários para abrir novos empreendimentos (PROGRAMA SANTA CATARINA MAIS ENERGIA, 2017).

A Secretaria de Estado da Fazenda prorrogou a isenção de ICMS (Imposto Sobre Circulação de Mercadorias e Serviços) para a cadeia produtiva de energia elétrica, criando condições atrativas para novos investimentos. No caso específico das PCHs serão concedidos incentivos fiscais através do PRODEC (Programa de Desenvolvimento da Empresa Catarinense) (PROGRAMA SANTA CATARINA MAIS ENERGIA, 2017).

O BRDE (Banco Regional de Desenvolvimento do Extremo Sul) criou o programa BRDE Energia, este liberou cerca de R\$ 60 milhões para projetos de fontes de energia renovável nos três estados do sul (PROGRAMA SANTA CATARINA MAIS ENERGIA, 2017).

A CELESC compra energia das fontes renováveis cadastradas no programa e também participando com investimentos nos novos projetos. Além disso, esta se comprometeu a disponibilizar R\$ 30 milhões por três anos a partir do início do programa para o desenvolvimento de fontes renováveis em todo o estado, aumentando a eficiência energética do sistema (PROGRAMA SANTA CATARINA MAIS ENERGIA, 2017).

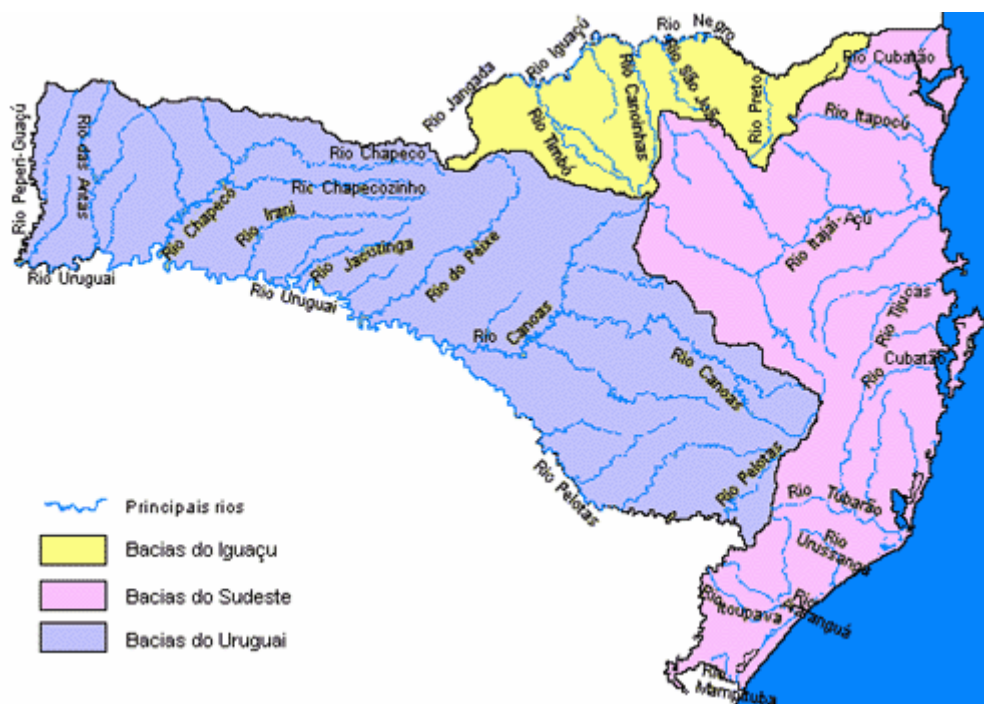
8.2 Situação das PCHs em Santa Catarina

Segundo o programa Santa Catarina mais energia, as PCHs representam cerca de 12% da energia hidráulica gerada no estado, que possui 68% da energia gerada através de recursos hídricos. Em construção existem 10 empreendimentos de fonte hidráulica, sendo que 28,6% referem-se à PCHs (PROGRAMA SANTA CATARINA MAIS ENERGIA, 2017).

E a projeção para o crescimento do setor de energia renovável em curto prazo é bastante otimista com cerca de 1.100 MW de potência instalada viabilizados nos próximos anos, sendo 17% destes por empreendimentos de PCHs. Dados do programa ainda mostram mais 90 projetos de PCHs e CGHs cadastrados (PROGRAMA SANTA CATARINA MAIS ENERGIA, 2017).

Pela figura 33 pode-se observar que o estado de Santa Catarina tem um grande potencial hídrico para a geração de energia elétrica. Existem rios em toda extensão do território, fazendo os empreendimentos em PHCs sejam uma boa alternativa para atingir consumidores em todas as regiões do estado.

Figura 33 - Bacias hidrográficas Santa Catarina



Fonte: CASAN (2017).

9. CONCLUSÃO

Em meio aos cenários atuais, onde a conscientização sobre a importância do meio ambiente e das fontes alternativas de energia, essas fontes passaram a ganhar força no cenário energético nacional. Os programas de incentivos e desenvolvimento de energias renováveis e alternativas iniciados pelo governo federal são de vital importância para o desenvolvimento desse setor no Brasil.

As PCHs são empreendimentos viáveis para promover esta diversificação na matriz energética. O Brasil possui um enorme potencial hídrico para aproveitamentos hidrelétricos através de PCHs em todo o território nacional, além de estas causarem menos impactos ambientais do que as grandes usinas. Possuem o custo para geração do MWh mais barato que a maioria das fontes renováveis, com exceção da eólica e das UHE, como pode ser observado na figura 29. Isso ressalta a viabilidade econômica dos empreendimentos de PCHs, mostrando que estas podem ser uma ótima opção de investimento. O setor ainda conta com incentivos dos programas governamentais para o mesmo, como o PROINFA.

No caso do estado de Santa Catarina temos um programa lançado pelo governo estadual em 2015 que contribuiu para o avanço de vários projetos de PCHs, além de investimentos realizados pela CELESC que passou a disponibilizar dinheiro para pesquisas de eficiência energética no estado. Esses incentivos aumentaram o número de projetos em Santa Catarina, pois o investimento nesses empreendimentos passou a ser mais atrativo para o produtor independente.

10. REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (ANEEL). **Acompanhamento das Pequenas Centrais Hidrelétricas**. Brasil, 2017.

_____. **Guia do Empreendedor de pequenas centrais hidrelétricas**. Brasil, 2003.

ATIAIA ENERGIA. **Garganta da Jararaca**. Disponível em: <<http://www.atiaiaenergia.com.br/pchs/gargantaDaJararaca.php>>. Acesso em: 29/11/2017.

BARDELIN, C. E. A. **Os efeitos do Racionamento de Energia Elétrica ocorrido no Brasil em 2001 2002 com ênfase no Consumo de energia elétrica**. Dissertação de Mestrado – Escola Politecnica, Universidade de São Paulo, São Paulo, 2004.

BASTOS, A. C. F. **Administração do Racionamento de Coelba Aspectos Institucionais e organizacionais**. Rio de Janeiro, 1988.

BARBOSA, J. B. Agências reguladoras: a metamorfose do Estado e da democracia (uma reflexão de Direito Constitucional e comparado). Revista de Direito Constitucional e Internacional, nº 50, ano 13, São Paulo: **Revista dos Tribunais**, 2005.

CANAL ELETRO. **Reduzindo a conta de energia com a instalação de grupos geradores**. Disponível em: <<https://sites.google.com/site/ocanaleleto/grupos-geradores>> Acesso em: 10/10/2017.

CENTRAIS ELÉTRICAS DE SANTA CATARINA (CELESC). <<http://www.celesc.com.br/portal/index.php/celesc-geracao/o-parque-gerador>> Acesso em: outubro 2017.

COMPANHIA DE ÁGUAS E SANEAMENTO CATARINENSE (CASAN). <<http://www.casan.com.br/menu-conteudo/index/url/bacias-hidrograficas#0>> Acesso em: 09/11/2017.

DAMASCENO, I. P. **Pequenas centrais hidrelétricas (PCHs): conceitos, normas e a PCH Malagone**. Dissertação de Mestrado- Universidade Federal de Uberlândia, 2014.

DIAS, R. F. et al. **Panorama de Setor de Energia Eletrica no Brasil**. Centro da memória da Eletricidade no Brasil, 1998.

DEPARTAMENTO NACIONAL DE ÁGUAS E ENERGIA ELÉTRICA (DNAEE). Comissão de coordenação de racionamento de energia elétrica da região sul. Síntese de relatório final, Brasil, 1986.

ELETROBRÁS CENTRAIS ELÉTRICAS BRASILEIRAS. **Critérios de projeto civil de usinas hidrelétricas**. Rio de Janeiro, 2003.

_____. **Instrução para estudos de viabilidade e aproveitamentos hidrelétricos**, Relatório técnico, Rio de Janeiro, 1997.

GERMANI, G. I. **Expropriados, Terra e água: o conflito de Itaipu**. Salvador: 2ª Ed. EDUFBA/ULBRA, 2003.

GOMES, J.P, VIEIRA, M. M. F. **O campo da energia elétrica no Brasil de 1880 a 2002**. Rio de Janeiro, 2009.

ITAIPU. **Produção ano a ano**. 2017 Disponível em:<<https://www.itaipu.gov.br/energia/producao-ano-ano>>. Acesso em: 26/10/2017.

_____. **Geração**. 2016. Disponível em:< <https://www.itaipu.gov.br/energia/geracao>>. Acesso em: 30/11/2017.

LORENZO, H. C. **Eletrificação, urbanização e crescimento industrial em São Paulo: 1880-1940**.1993. Tese (Doutorado em Geociências) - Instituto de Geografia e Ciências Econômicas, Universidade Estadual Paulista, São Paulo, 1993.

MAUAD, F. F. **Aproveitamentos hidrelétricos**. São Carlos, 2004.

MAUAD, F. F., FERREIRA, L. C., TRINDADE T. C. **Energia Renovável no Brasil: análise das principais fontes energéticas brasileiras**. São Carlos: EESC/USP, 2017.

MELLO, A. **Turbinas**. Disponível em: <<http://meusite.mackenzie.com.br/mellojr/>>. Acesso em: 30/11/2017.

MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA (MME). **Resenha Energética Brasileira 2017 - ano ref. 2016**.

PINTO, T. S. **O apagão energético de 2001**; Brasil Escola. Disponível em <<http://brasilecola.uol.com.br/historiab/apagao.htm>>. Acesso Em 30/11/ 2017.

PROGRAMA DE INCENTIVO ÀS FONTES ALTERNATIVAS DE ENERGIA (PROINFA). **ANEXO1-InstitucionalMME, 2009**.

PROGRAMA SANTA CATARINA MAIS ENERGIA <<http://www.scmaisenergia.sc.gov.br>> Acesso em: outubro 2017.

SAES, F. A. M. **A grande empresa de serviços públicos na economia cafeeira**. São Paulo: Hucitec, 1986.

SANTOS, G. G. **Estudo de viabilidade de uma PCH e sua inserção na matriz energética brasileira**. São Carlos : EESC/USP, 2010.

SEGURA, M. L. A evolução da matriz energética brasileira: o papel dos biocombustíveis e outras fontes alternativas. **Revista Âmbito Jurídico – Biodireito**. v. 15, n. 96, 2012.

TEIXEIRA, G. **O novo ciclo de energia nuclear**. Ed. Ano 8, n 23, 2002.