

FIA - FUNDAÇÃO INSTITUTO DE ADMINISTRAÇÃO
PÓS- GRADUAÇÃO “LATO-SENSU” – ESPECIALIZAÇÃO EM GESTÃO DE
NEGÓCIOS DE ENERGIA ELÉTRICA

Caio Farias Zarconi Cavalcanti Duarte

Fabício Miguel Cunha

Felipe Ramalho Ferreira da Silva

ANÁLISE DE VIABILIDADE FINANCEIRA DA MODERNIZAÇÃO DE
EMPREENDIMENTOS HIDRELÉTRICOS NÃO-COTISTAS

São Paulo

2020

Caio Farias Zarconi Cavalcanti Duarte

Fabício Miguel Cunha

Felipe Ramalho Ferreira da Silva

**ANÁLISE DE VIABILIDADE FINANCEIRA DA MODERNIZAÇÃO DE
EMPREENDIMENTOS HIDRELÉTRICOS NÃO-COTISTAS**

Monografia apresentada à Fundação Instituto de Administração - FIA como requisito para obtenção do certificado de conclusão do curso de Pós-Graduação Lato Sensu – Especialização em Gestão de Negócios de Energia Elétrica.

Orientador: Prof. Anderson V. P. Tonelli,
M.Sc.

São Paulo

2020

FOLHA DE APROVAÇÃO

Caio Farias Zarconi Cavalcanti Duarte

Fabício Miguel Cunha

Felipe Ramalho Ferreira da Silva

ANÁLISE DE VIABILIDADE FINANCEIRA DA MODERNIZAÇÃO DE EMPREENDIMENTOS HIDRELÉTRICOS NÃO-COTISTAS

___/___/___

Banca Examinadora:

Prof. Anderson V. P. Tonelli, M.Sc.

Prof. Dr.

Prof. Dr.

Julgamento

Assinatura

RESUMO

O presente trabalho visa avaliar a viabilidade do investimento em modernização de empreendimentos hidrelétricos pertencentes ao Mecanismo de Realocação de Energia (MRE), de forma a realizar uma análise técnica e regulatória da atratividade dos projetos do ponto de vista das geradoras não-cotistas, a partir da simulação de uma usina modelo, para diferentes cenários de custo de energia, custo de investimento e tempo restante para final da concessão, a fim de obter-se diferentes projeções da viabilização do projeto, através dos resultados da taxa interna de retorno (TIR) e valor presente líquido (VPL) de cada cenário. Os principais temas abordados envolvem a visão global do parque instalado, tipos de outorga, tipos de agentes de geração, ambientes de comercialização de energia, modalidades de operação e mecanismo de realocação de energia. Além disso, estuda-se a regulação econômica para os diferentes tipos de agentes, os Procedimentos de Regulação Tarifária, os relatórios de revisão ordinária e extraordinária de garantia física, dentre outras normas que regulam o setor de geração.

Palavras-chave: Modernização de Turbinas Hidrelétricas, Eficientização de Turbinas, Regulação Elétrica, Usinas não-cotistas, MRE, TIR, VPL.

ABSTRACT

The present work aims to evaluate the feasibility of investing in modernization of hydroelectric projects belonging to the Energy Reallocation Mechanism, in order to carry out technical and regulatory analysis of the attractiveness of the projects from the point of view of non-quota generators, simulating a model plant for different scenarios of energy cost, investment cost and time remaining until the end of the concession so to evaluate different projected scenarios through results of internal rate of return (IRR) and net present value (NPV). The main topics covered involve the global vision of the installed equipment, types of concession, types of generation agents, energy trading environments, operating modalities and energy reallocation mechanism. In addition, the economic regulation for the different types of agents, the Tariff Regulation Procedures and the reports of ordinary and extraordinary physical guarantees revisions are studied among other rules that regulate the generation sector.

Key words: Modernization of Hydro turbines, Brazilian Hydroelectric Regulations, non-quota plants, Energy Reallocation Mechanism, IRR, NPV.

SUMÁRIO

RESUMO	4
ABSTRACT	5
SUMÁRIO	6
LISTA DE SIGLAS	8
1. INTRODUÇÃO E OBJETIVOS	9
2. DESENVOLVIMENTO	12
2.1. Hidrelétricas no Brasil	12
2.2. Características e Definições	13
2.2.1. Tipo de Outorga e Autorização para Operação	13
2.2.2. Tipos de Agentes de Geração	14
2.2.3. Ambientes de Comercialização de Energia	14
2.2.4. Autorizações, Concessões e Registros de Geração	15
2.2.5. Modalidades de Operação	17
2.2.6. Compensação Financeira pela Utilização de Recursos Hídricos -CFURH	18
2.2.7. Mecanismo de Realocação de Energia	20
2.3. Regulação Econômica	21
2.4. Cálculo de Garantia Física	22
2.5. Modernização de Usinas Hidrelétricas	23
3. METODOLOGIA	26
3.1. Universo de Usinas com Potencial de Modernização	26
3.2. Premissas Técnicas	27
3.2.1. Capacidade Instalada	27
3.2.2. Aumento de Eficiência Hidráulica	28
3.2.3. Incremento de Garantia Física	28
3.2.4. Incremento de Potência	29
3.2.5. Prazo da Concessão	29

3.3. Elementos Financeiros	29
3.3.1. Custo do Investimento	29
3.3.2. Preço PPA	30
3.3.3. Taxa de Desconto	30
3.3.4. Taxa de Depreciação	30
3.4. Encargos e Impostos	31
3.4.1. CFURH	31
3.4.2. Regime de Tributação e incidência de Impostos	31
3.5. Modelos de Usinas Simulados	32
4. ANÁLISE DOS RESULTADOS	33
5. CONCLUSÃO E CONSIDERAÇÕES FINAIS	39
6. REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS	40

LISTA DE SIGLAS

ACL - Ambiente de Contratação Livre

ACR - Ambiente de Contratação Regulada

AHE - Aproveitamento Hidrelétrico

ANEEL - Agência Nacional de Energia Elétrica

BEN - Balanço Energético Nacional

CCEE - Câmara de Comercialização de Energia Elétrica

CGH - Central Geradora Hidrelétrica

CME - Custo Marginal de Expansão

CMO - Custo Marginal de Operação

EPE - Empresa de Pesquisa Energética

FNDTC - Fundo Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico

GAG - Gestão dos Ativos de Geração

GF - Garantia Física

MMA - Ministério do Meio Ambiente

MME - Ministério de Minas e Energia

O&M - Operação e Manutenção

ONS - Operador Nacional do Sistema Elétrico

PPA - Power Purchase Agreement (Contrato de Compra de Energia)

PCH - Pequena Central Hidrelétrica

PDE - Plano Decenal de Energia

PRORET - Procedimentos de Regulação Tarifária

RAG - Receita Anual de Geração

SIN - Sistema Integrado Nacional

TIR - Taxa Interna de Retorno

UHE - Usina Hidrelétrica

VPL - Valor Presente Líquido

WACC - Weighted Average Cost of Capital (Custo Médio Ponderado de Capital)

1. INTRODUÇÃO E OBJETIVOS

A matriz elétrica brasileira, diferentemente da matriz elétrica média mundial, é caracterizada por ser predominantemente renovável. Tal fato é consequência da predominância da energia hidráulica na matriz nacional, impulsionada pelo grande potencial oferecido pelas características territoriais do país. Segundo dados do Balanço Energético Nacional 2019, as hidrelétricas representam mais de 65% da energia elétrica gerada no Brasil, sendo que segundo dados do PDE 2029 essa participação deve se manter acima dos 50% nos próximos dez anos (EPE, 2019).

Ao mesmo tempo que possui grande importância na matriz elétrica, cerca de 45% do potencial instalado das hidrelétricas brasileiras possuem data de entrada em operação superior a 45 anos (EPE, 2019). Isso é um fato relevante levando-se em conta que, segundo o Manual de Controle Patrimonial do Setor Elétrico, o tempo de vida útil esperado para uma turbina hidrelétrica é de 40 anos e, para um gerador, de 30 anos a partir de sua entrada em operação (ANEEL, 2015).

Com o avanço da idade desses equipamentos e as mudanças hidrológicas ao longo dos anos, estima-se que investindo-se na modernização das usinas mais antigas, é possível obter um ganho de energia acima de 500 MWm, levando-se em conta que uma única usina poderia atingir em média 15% de incremento da sua capacidade (EPE, 2019). Apesar da necessidade, os investimentos em modernização das usinas hidrelétricas em muitos casos esbarra na viabilidade financeira para o gerador, contando que muitas vezes o benefício dessa energia adicional não é reconhecido integralmente pelo arcabouço regulatório hoje em voga.

Os diferentes modelos de outorgas regulados pela ANEEL podem determinar a viabilidade de uma modernização, uma vez que há regras diferentes para cada uma delas. Em relação às concessionárias, hoje, no Brasil, parte das usinas hidrelétricas se enquadram no regime de cotas, onde a remuneração é calculada sobre suas cotas de garantia física e repassada diretamente às distribuidoras, fato que minimiza o risco hidrológico, porém impossibilita ao agente

potenciais ganhos no ACL. Outra parte das usinas, licitadas após a MP 579 de 2012, se classificam como regime misto, e possuem no mínimo 70% da sua energia contratada, por um valor já fixado no leilão, sendo que até 30% da energia gerada pode ser comercializada diretamente no ACL, o que pode trazer grande incentivo para modernizações em cenários de tendência de alta no preço da energia (Cordeiro, Diogo Mac, 2016). Como característica, as usinas cotistas recebem para operar e manter a usina, sendo que os investimentos necessários são englobados previamente na RAG e o capital remunerado pela WACC regulatória, de forma que há menos flexibilidade ao agente na tomada de decisão de investir ou não investir. Além dessas, diversos agentes que possuem contratos de concessão assinados a partir de 1998, foram classificados como produtores independentes e autoprodutores, garantindo o direito de comercialização do total ou parte de sua garantia física no ACR por meio de “Leilões de Energia Existente” ou diretamente no ACL (White Paper Instituto Acende Brasil, 2011). Por fim, à parte das concessionárias, existem as autorizadas, as quais possuem regulação menos restritiva para operação.

Apesar da possibilidade da venda de energia no ACL poder aumentar a atratividade para investimentos em modernização, vale pontuar que, com exceção das usinas cotistas, qualquer necessidade de substituição ou reforma de equipamentos para as AHEs não serão remunerados, uma vez que trata-se de um risco que deveria estar atrelado ao negócio de venda de energia (ANEEL, 2018). Esse ponto, aliado a alta taxa de depreciação dos equipamentos das usinas hidrelétricas brasileiras, ressalta o risco em que o sistema se expõe em relação à falhas e perda de eficiência dos equipamentos, uma vez que as empresas não possuem obrigação de renovar os seus ativos e há alta incerteza de retorno do investimento dada volatilidade do custo da energia.

Outro ponto relevante é o fato da grande maioria das usinas hidrelétricas estarem vinculadas ao Mercado de Realocação de Energia e serem despachadas centralizadamente pelo ONS (CCEE, 2018), fatores que dificultam a previsibilidade real dos lucros com modernizações.

Dado o exposto, o estudo busca a avaliação da viabilidade financeira para a modernização de empreendimentos hidrelétricos, do ponto de vista das geradoras não-cotistas, com foco em intervenções que resultem em um aumento de produção de energia, tanto em relação à placa das máquinas, como em relação ao ganho real dado o aumento de perdas frente ao envelhecimento do parque gerador, com o objetivo de esclarecer o retorno do investimento em relação à melhora de rendimento das máquinas e, assim, aumentar a produção anual de energia para uma mesma quantidade de água.

2. DESENVOLVIMENTO

2.1. Hidrelétricas no Brasil

Como medida para que o suprimento de energia elétrica seja garantido, as hidrelétricas operam na base da geração do setor energético brasileiro. Segundo dados de julho de 2020 da Aneel, a geração de energia elétrica de fonte hídrica corresponde a 62,52% de toda potência outorgada dos empreendimentos em operação no Brasil.

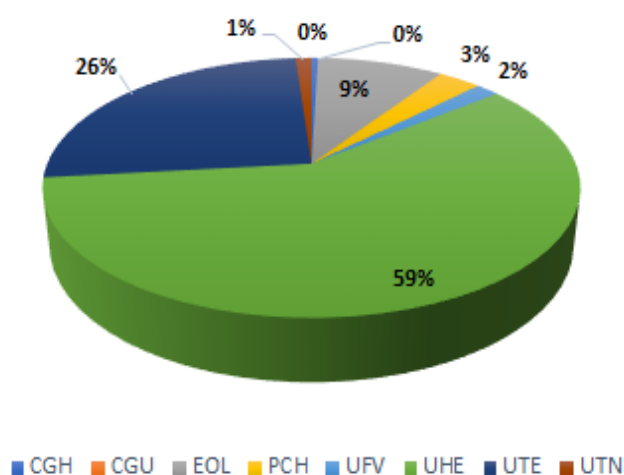


Figura 1: Capacidade Instalada de Usinas Hidrelétricas (ANEEL, 2020)

Apesar de possuir grande parcela da geração, em um horizonte de curto prazo, o PDE 2029 mostra um baixo acréscimo na capacidade das hidrelétricas, cenário que é alterado a partir de 2025, quando há uma evolução da capacidade instalada das UHEs, relacionada à entrada em operação de novas usinas.

Outro ponto relevante presente no PDE 2029, é a abordagem à necessidade de modernização das usinas hidrelétricas no Brasil. Segundo estudo da EPE, aproximadamente 45% do potencial instalado, advém de usinas hidrelétricas com tempo de operação superior a 45 anos, fato que demonstra o alto grau de deterioração dos ativos no setor.

2.2. Características e Definições

Os Aproveitamentos Hidrelétricos (AHEs) no Brasil classificam-se em Centrais Geradoras de Energia Elétrica (CGHs), Pequenas Centrais Hidrelétricas (PCHs) e Usinas Hidrelétricas (UHEs).

As principais características que distinguem essas usinas de geração de energia são referentes a capacidade de geração, documentos e procedimentos necessários para implantação do empreendimento (registro ou concessão), classificação do agente de geração e tipo de operação por parte do Operador Nacional do Sistema (ONS). Apesar de existirem diversas diretrizes e variáveis regulatórias que geram contratos de concessão específicos e atípicos, a idéia deste capítulo é trazer as definições gerais que regem os empreendimentos hidrelétricos no Brasil.

2.2.1. Tipo de Outorga e Autorização para Operação

No quadro abaixo estão relacionadas as definições para cada tipo de AHEs existentes no Brasil, de acordo com classificação da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), bem como os documentos e atos administrativos que autorizam o início da operação do empreendimento:

TIPO	DEFINIÇÃO	ESTUDO DE INVENTÁRIO	OUTORGA DE AUTORIZAÇÃO	OUTORGA DE CONCESSÃO
Central Geradora Hidrelétrica com Capacidade Instalada Reduzida (CGH)	I - Potência Instalada igual ou inferior a 5.000 kW	Não necessário	Apenas Registro (Comunicado de Implantação)	Não aplicável
Pequena Central Hidrelétrica (PCH)	I - potência instalada superior a 5.000 kW e igual ou inferior a 30.000 kW ; II - área de reservatório de até 13 km ² (exceto reservatórios de regularização ou feitos para outras finalidades que não geração de energia elétrica)	Necessário	Aplicável	Não aplicável
Usina Hidrelétrica (UHE)	I - potência instalada superior a 5.000 kW e igual ou inferior a 50.000 kW , desde que não sejam enquadrados como PCH e estejam sujeitos à outorga de autorização; II - potência instalada superior a 50.000 kW, sujeitos à outorga de concessão; e III - independente da potência instalada, tenham sido objeto de outorga de concessão ou de autorização.	Necessário	Aplicável	Aplicável

Tabela 1 - Tipos de Outorgas para AHE (Fonte: ANEEL)

2.2.2. Tipos de Agentes de Geração

Os proprietários de usinas hidrelétricas são agentes no mercado de comercialização e podem ser definidos de acordo com as seguintes classificações:

- **Autoprodutor de energia elétrica** - É a pessoa física ou jurídica ou empresas reunidas em consórcio que recebem concessão ou autorização para produzir energia elétrica destinada ao seu uso exclusivo;
- **Concessionária de Serviço Público (ou Permissionária)** - Agente Titular de Serviço Público Federal delegado pelo Poder Concedente mediante licitação, na modalidade de concorrência, à pessoa jurídica ou consórcio de empresas para exploração e prestação de serviços públicos de energia elétrica, regulamentado pela Lei nº 8.987 de 13 de fevereiro de 1995;
- **Produtor Independente de Energia Elétrica - PIE** - É a pessoa jurídica ou empresas reunidas em consórcio que recebam concessão ou autorização do poder concedente para produzir energia elétrica destinada ao comércio de toda ou parte da energia produzida, por sua conta e risco.

2.2.3. Ambientes de Comercialização de Energia

Existem os seguintes ambientes de comercialização de Energia Elétrica:

- **Ambiente de Comercialização Regulada (ACR)**: Através de leilões de venda de energia elétrica regulados as usinas apresentam ofertas e os vencedores celebram contratos visando atender a demanda das distribuidoras de energia elétrica;
- **Ambiente de Comercialização Livre (ACL)**: A usina negocia e celebra contratos bilaterais de venda de energia elétrica diretamente com consumidor;

- **Auto Produção:** O proprietário da usina realiza geração para atender a sua própria carga de consumo de energia elétrica.

2.2.4. Autorizações, Concessões e Registros de Geração

De acordo com o Art. 20º, inciso VIII, da Constituição Federal, os potenciais de energia hidráulica são bens da União e, de acordo com o Art. 21º, inciso XII, b, é sua competência explorar, diretamente ou mediante autorização, estes potenciais hidroenergéticos.

Dessa forma, com base na Resolução Normativa nº 875/2020 da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), os atos nos quais a União permite a exploração de AHEs são os seguintes:

- **Registro:** As CGHs precisam apenas comunicar a ANEEL sobre sua concepção e início de operação. Não existem PCHs e nem UHEs enquadrados apenas como registro;
- **Outorga de Autorização:** De forma geral, as PCHs são sujeitas a Autorização e representam 94% dos empreendimentos neste regime, mas existem determinadas exceções onde UHEs e CGHs podem ser enquadradas nesta situação;
- **Outorga de Concessão:** Para as UHEs, que tem potência instalada acima de 50 MW, é necessária a Outorga de Concessão para início da operação. Também existem casos onde PCHs e CGHs possam se enquadrar nesse regime, mas de acordo com dados da ANEEL em 20/07/2020, dos empreendimentos que necessitam concessão 71% são UHEs, 27% PCHs e 2% CGHs.

Na tabela 2 é possível verificar a relação de empreendimentos em cada regime:

	NÚMERO DE USINAS	POTÊNCIA OUTORGADA (kW)
REGISTRO	709	759.755,13
AUTORIZAÇÃO	493	6.695.345,62
CONCESSÃO	308	103.884.326,92
TOTAL	1510	111.339.427,67

Tabela 2 - Empreendimentos por Regime (Fonte: ANEEL)

Apesar de quantitativamente a distribuição de empreendimentos em cada um dos regimes ser equilibrada, pelo critério de potência outorgada observa-se um predomínio das concessões, conforme figura 2:

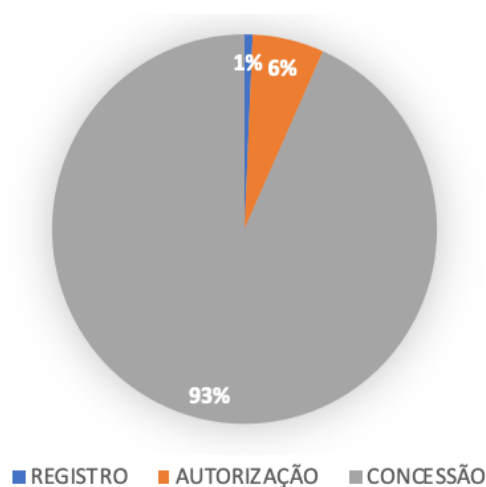


Figura 2 - Potência Outorgada de AHEs por Regime (Fonte: ANEEL)

Já as concessões dividem-se da seguinte forma:

- Usinas Não-cotistas: possuem liberdade para operar no ACL e ACR;
- Usinas Puramente Cotistas: Operam obrigatoriamente no mercado regulado;
- Usinas Mistas: Operam obrigatoriamente ao menos 70% da produção no ACR.

As usinas cotistas e mistas, em termos de Potência, representam 23% do total de empreendimentos hidrelétricos, conforme observado na figura 3. Também é possível verificar pela tabela 3, a origem dessas usinas por potência instalada.

■ USINAS COTISTAS ■ USINAS NÃO COTISTAS

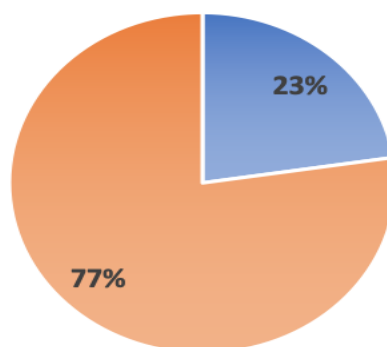


Figura 3 - Participação de Usinas Cotistas e Não Cotistas de Fonte Hídrica (Fonte: ANEEL)

DESCRIÇÃO	POTENCIA (MW)
Prorrogadas + Usina Três Irmãos	16123,63
Leilão nº 12/2015	6061,70
Leilão nº 01/2017	2922,00
Prestação Temporária	69,60
POTÊNCIA TOTAL	25176,93

Tabela 3 - Relação de Usinas Hidrelétricas Costistas e Mistas por Potência (Fonte: Resolução Normativa ANEEL n. 2746/2020)

2.2.5. Modalidades de Operação

O Operador Nacional do Sistema (ONS) é o responsável pela operação de todo o Sistema Interligado Nacional (SIN). De forma resumida, o ONS deve garantir que exista energia gerada em quantidade suficiente para atender a carga de energia elétrica, com o menor custo possível ao consumidor.

De acordo com o Submódulo 26.2 dos Procedimentos do ONS, os empreendimentos são sujeitos a ter ou não:

- **Programação centralizada:** a usina tem o programa de geração estabelecido de forma coordenada e centralizada pelo ONS, em bases mensais, semanais e diárias;

- **Despacho centralizado:** a usina tem o despacho de geração no tempo real coordenado, estabelecido, supervisionado e controlado pelo ONS.

Além disso, de acordo com seu tamanho e características, os empreendimentos hidrelétricos podem ser classificados em três modalidades:

- **TIPO I** - Programação e despacho centralizados;
- **TIPO II** – Programação centralizada e despacho não centralizado;
- **TIPO III** – Programação e despacho não-centralizados.

A tabela 4 demonstra a participação das usinas de fonte hídrica em operação em cada modalidade, de acordo com a potência instalada, segundo dados do Sistema Sintegra do ONS referentes ao mês de junho/2020,

CLASSIFICAÇÃO	POTÊNCIA (MW)
AHEs DO TIPO 1	100913
AHEs DO TIPO 2	878,5
AHEs DO TIPO 3	5466,6
USINAS NÃO CADASTRADAS NO ONS	4080,9
TOTAL	111339

Tabela 4: Potência de AHEs por Modalidade de Operação (Fonte: ONS)

Dessa forma, fica evidente que o ONS realiza a programação e despacho da maior parcela da geração de usinas hidrelétricas e, conseqüentemente, as concessionárias não têm gerência sobre o despacho de operação dessas plantas.

2.2.6. Compensação Financeira pela Utilização de Recursos Hídricos -CFURH

As usinas concessionárias de geração de energia elétrica recolhem compensação financeira pela utilização dos recursos hídricos (CFURH), que é calculada da seguinte forma:

- $CFURH = 7\% \times \text{energia gerada no mês} \times \text{Tarifa Atualizada de Referência (TAR)}$.

A TAR é definida anualmente pela Agência Nacional de Energia Elétrica e historicamente foi quantificado conforme figura 4:

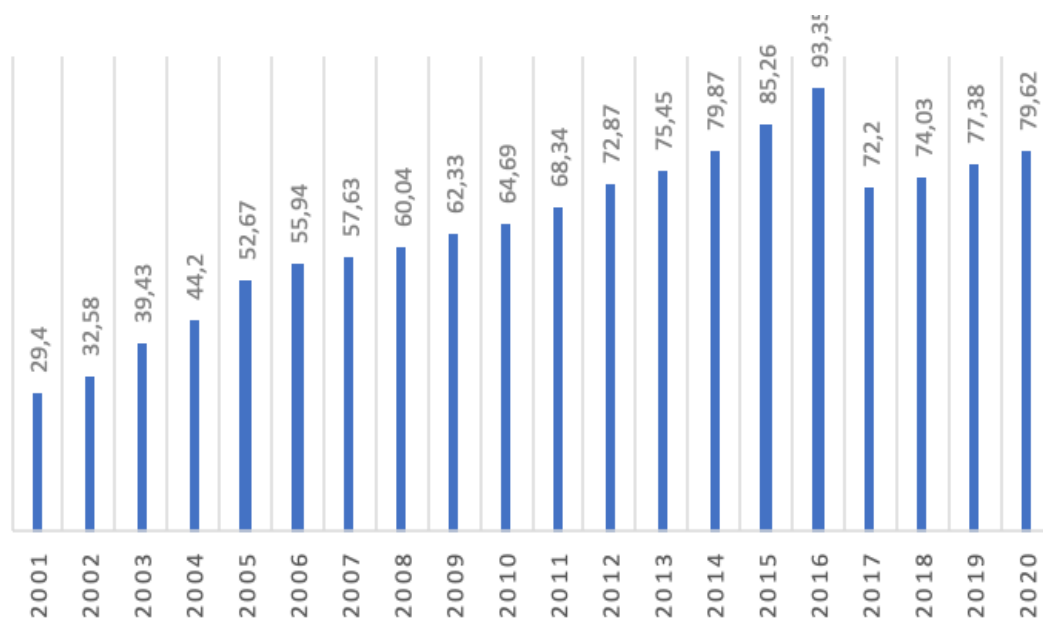


Figura 4: Valor TAR Histórico (R\$/MWh) (Fonte:ANEEL)

Os recursos oriundos da CFURH são divididos conforme figura 5:

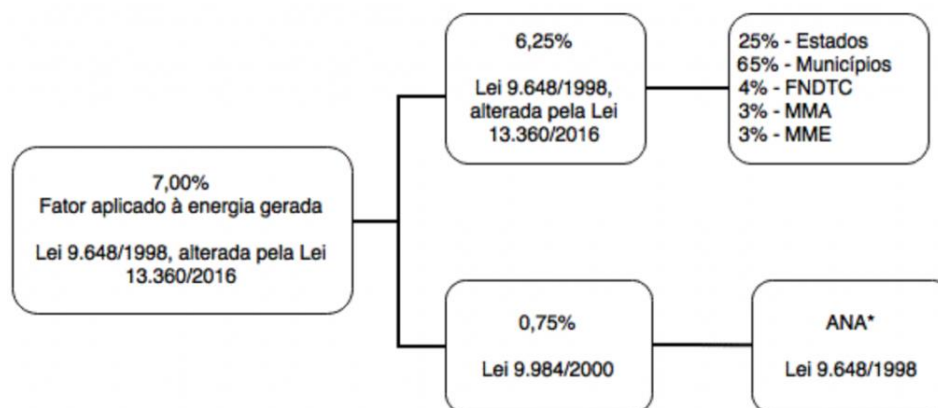


Figura 5: Valores e divisão do CFURH (Fonte: ANEEL)

Já a usina hidrelétrica de Itaipu possui um regime próprio e, ao invés de recolher compensação financeira, gera Royalties, que são divididos entre estados e municípios afetados e a montante, MME, MMA e FNDTC. Os valores acumulados do recolhimento de Royalties e CFURH nos últimos anos podem ser verificados na figura 6:

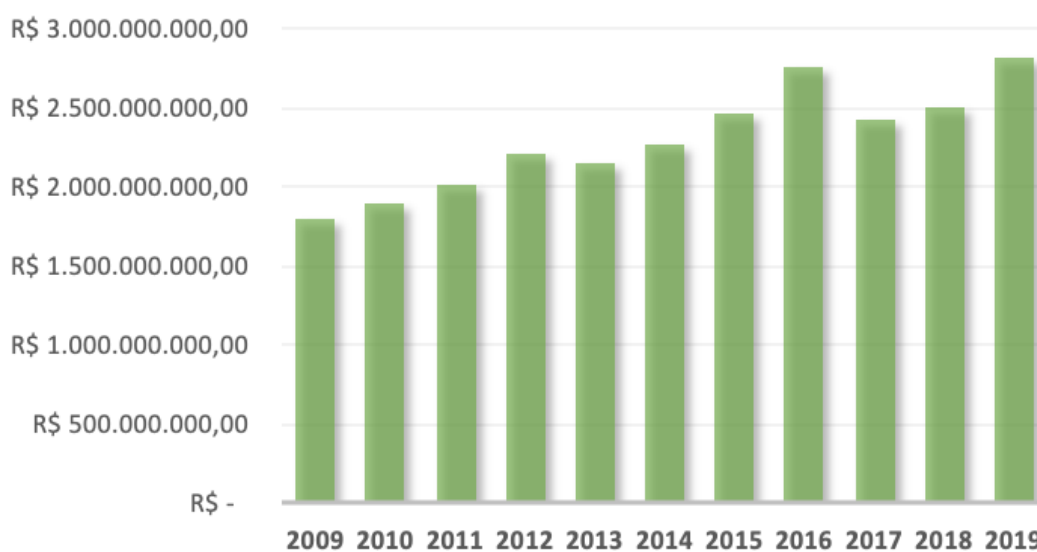


Figura 6: Arrecadação com Royalties e CFURH (Fonte: ANEEL)

2.2.7. Mecanismo de Realocação de Energia

Para garantir a modicidade tarifária, o despacho é feito de forma centralizada pelo ONS, que considera a disponibilidade dos reservatórios, as afluições hidrológicas, dentre outros fatores. Esse formato de operação, não oferece flexibilidade de despacho à geradora que independentemente de seus compromissos de venda de energia, terá sua geração determinada pelo Operador.

De acordo com o CCEE (2019), “o Mecanismo de Realocação de Energia (MRE) foi concebido para compartilhar entre seus integrantes os riscos financeiros associados à comercialização de energia pelas usinas hidráulicas despachadas de modo centralizado e otimizado pelo ONS.” De forma geral, o MRE permite a realocação da energia entre os geradores, de maneira que a soma da garantia física de todas as usinas, devem corresponder ao montante total gerado pelos respectivos geradores, sem relação direta com o montante energia que cada gerador fornece naquele período.

A Participação no MRE é obrigatória para usinas hidrelétricas sujeitas ao despacho centralizado, ou seja TIPO I do ONS. Dessa forma, pode-se dizer que quase todas usinas hidrelétricas com potência instalada acima de 50 MW obrigatoriamente são participantes do MRE, sendo que a participação neste

mecanismo é opcional para PCHs. Neste sentido, observa-se que ao menos 90% da capacidade hidrelétrica instalada está obrigatoriamente vinculada ao MRE, evidenciando a fundamental relevância deste mecanismo no ambiente de comercialização brasileiro.

2.3. Regulação Econômica

A regulação que rege o setor elétrico tem como principal diretriz proporcionar a segurança energética em equilíbrio com a modicidade tarifária. A regulação atual do setor é muito influenciada pela MP 579 (posteriormente convertida na lei 12.783/2013), a qual deu origem às usinas cotistas a partir da renovação das concessões outorgadas antes de 1995. Grande parte dos geradores não aceitaram os termos da renovação, dessa forma suas “cotas” foram licitadas e adquiridas por outras empresas, gerando a figura das usinas mistas.

Como principal característica, as usinas cotistas possuem sua remuneração baseada na RAG, tarifa que considera a soma entre os investimentos (CAPEX) e as despesas operacionais (OPEX), sendo esse último, dentre outros fatores, composto pela potência instalada da usina e pelo índice de ajuste de indisponibilidade (Ajl), o qual pode incrementar ou reduzir o valor da receita de O&M.

Já as usinas mistas possuem sua remuneração composta parte pela RAG e parte por comercialização de energia, sendo esse percentual definido na assinatura do contrato de concessão e limitado a um percentual mínimo de 70% da geração destinado ao regime de cotas.

Outras concessionárias surgiram a partir da Lei nº 9.074, de 1995, a qual criou a figura do Produtor Independente e do Autoprodutor de Energia. Ambos se enquadram no regime concorrencial de geração e comercialização de energia, sendo que seus investimentos e custos operacionais devem ser cobertos pela própria venda da energia no ACL ou no ACR.

Ainda incluem-se, com menor capacidade de produção, as PCHs e CGHs, as quais, como os produtores independentes, baseiam seus retornos financeiros na venda da energia, de forma a gerar caixa para investimentos e custos de O&M.

2.4. Cálculo de Garantia Física

O montante de energia assegurada para cada usina participante do MRE é referente à garantia física calculada para cada gerador. Tal montante, é verificado nas revisões ordinárias de garantias físicas ordinárias das UHEs, que ocorrem a cada 5 (cinco) anos, sendo que seu valor total pode ser reduzido em no máximo 10% durante toda a concessão, limitado a 5% de redução entre ciclos.

Tal procedimento está regulamentado pelo Decreto nº 2.655, que dispõe sobre as regras a serem aplicadas nas revisões ordinárias, dentre outros temas.

Art. 21. A cada usina hidrelétrica corresponderá um montante de energia assegurada, mediante mecanismo de compensação da energia efetivamente gerada. (Redação dada pelo Decreto nº 3.653, de, 7 de novembro de 2000)

§ 2º Considera-se energia assegurada de cada usina hidrelétrica participante do MRE a fração a ela alocada da energia assegurada do sistema, na forma do disposto no caput deste artigo.

§ 3º A energia assegurada relativa a cada usina participante do MRE, de que trata o parágrafo anterior, constituirá o limite de contratação para os geradores hidrelétricos do sistema, nos termos deste regulamento.

§ 4º O valor da energia assegurada alocado a cada usina hidrelétrica será revisto a cada cinco anos, ou na ocorrência de fatos relevantes.

§ 5º As revisões de que trata o parágrafo anterior não poderão implicar redução superior a cinco por cento do valor estabelecido na última revisão, limitadas as reduções, em seu todo, a dez por cento do valor de base, constante do respectivo contrato de concessão, durante a vigência deste.

§ 6º A alocação da energia assegurada, de que trata o caput, e as revisões previstas nos §§ 4º e 5º, propostas, em conjunto pelo GCOI e GCPS e seus sucessores, serão homologadas pela ANEEL.

Além das revisões ordinárias, os geradores de energia possuem a opção de solicitar uma revisão extraordinária, vinculada ao acontecimento de algum fato relevante, como por exemplo uma modernização/eficientização ou repotenciação da unidade geradora da usina. Com uma melhor eficiência, a turbina produz mais

energia com o mesmo volume de água. A nova garantia física (GF) é calculada pela otimização do balanço hidrotérmico entre subsistemas através do modelo NEWAVE (CEPEL) e depois da otimização as usinas são individualizadas pelo modelo SUISHI (CEPEL). Esses modelos utilizam séries históricas e sintéticas de demanda para no final apresentar a carga crítica que o conjunto de hidrelétricas consegue atender em pelo menos 95% das simulações somando-se a carga das usinas termelétricas de modo a atingir uma igualdade entre CMO (diretamente ligado à quantidade de energia térmica despachada) e CME (número fixo que indica quantos R\$ para 1 MWh de expansão).

Em suma, a eficientização de uma usina gera aumento de sua GF (Garantia Física) quando a carga crítica do SIN aumenta, fixando-se o CMO constante (igual ao CME).

2.5. Modernização de Usinas Hidrelétricas

Além das unidades geradoras, uma usina hidrelétrica é composta de uma série de sistemas que são responsáveis pela sua produtividade como automação, operação remota, sistemas mecânicos, sistemas de proteção, transformadores e subestação.

Cada unidade geradora é composta de turbina, gerador e sistemas auxiliares mecânicos e elétricos. Uma turbina é um sistema hidráulico que compreende desde a tomada d'água até a saída do tubo de sucção (ou descarga do canal defluente), passando pelo rotor da turbina. Há basicamente dois tipos de conversão de energia, sendo (i) por impulso e (ii) por reação. Conversão por impulso é feita através de turbinas do tipo Pelton, que são bem escassas no Brasil (com duas grandes usinas somente, Henry Borden e Parigot de Souza). Para conversão por reação, há basicamente dois tipos de turbinas, (i) Radial (tipo Francis, com pás fixas) e (ii) Axial (predominantemente tipo Kaplan, com pás articuladas).

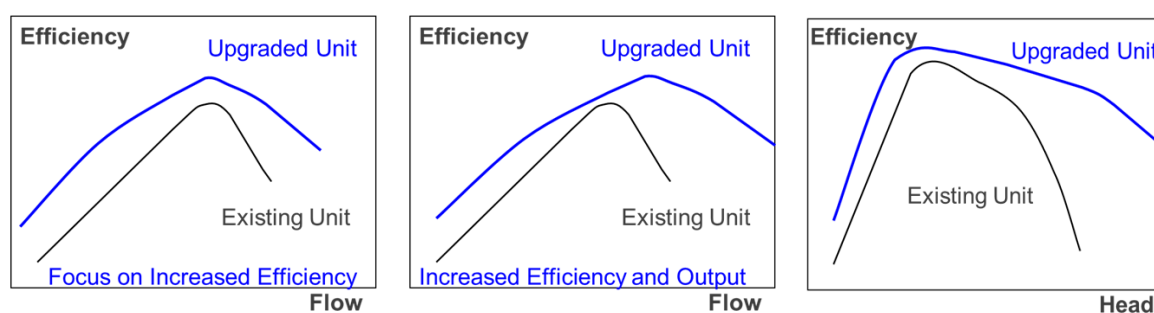
Em uma turbina de reação, os trechos a montante do rotor compostos pelo

conduto forçado e caixa espiral não são objetos de modernização (salvo em raras exceções) e possuem uma fórmula de perda de carga fixa em função da vazão. Similarmente, o trecho a jusante do rotor composto pelo tubo de sucção geralmente também não é abordado em uma modernização típica, com exceção de alguns casos onde há uma deficiência de projeto flagrante nesse elemento gerando turbulências secundárias que elevam as perdas.

Excluindo-se esses dois trechos da análise, restam os ramos compostos pelo pré-distribuidor (composto por travessas fixas), distribuidor (composto por palhetas articuladas) e o próprio rotor da turbina. A modernização visando o aumento do rendimento hidráulico (ou Eficientização) tem como alvo alterações no perfil hidráulico desses três ramos, culminando quase que necessariamente em uma troca de rotor Francis/Kaplan, ou pelo menos troca de pás de rotor Kaplan. Também, geralmente ocorre mudança no perfil das palhetas móveis acarretando a troca das peças e, em alguns casos, alteração no perfil das travessas fixas.

É comum também ocorrer um aumento da potência máxima que a turbina pode operar, muitas vezes envolvendo adicionalmente a modernização do gerador com troca de classe de isolamento dos enrolamentos.

Para ambos os casos, tanto de aumento de eficiência quanto de aumento de potência, tem-se um aumento na garantia física (GF) da usina, calculado pelos modelos NEWAVE e SUSHI no contexto integrado do SIN. A figura 7 mostra curvas de eficiência típicas em uma modernização de turbinas com aumento de eficiência, aumento de eficiência e potência e aumento de eficiência em toda a faixa de quedas.



↑ de Eficiência

↑ Eficiência & Potência

↑ Eficiência em toda a faixa de quedas

Figura 7: Upgrade Hidráulico de Turbina: Aumento de Eficiência e/ou Potência (Cunha & Coulson 2014)

Adicionalmente, em uma intervenção de aumento de eficiência e/ou potência, também é de natural conveniência a reforma e modernização de todos os sistemas mecânicos que garantem a operação da turbina com máxima confiabilidade, ou seja, reduzindo significativamente o risco de indisponibilidade indesejada e segurança dos equipamentos. Assim, é de praxe reformar-se o mecanismo do distribuidor, sistemas de óleo, sistemas de água de resfriamento, vedação do eixo, dentre outros sistemas.

Por fim, uma modernização típica também traz o estado-da-arte de automação, sensores, materiais ecológicos e provisões para que a máquina possa operar como compensador síncrono (serviço ancilar).

De forma resumida, uma modernização pode envolver todos ou alguns aspectos a seguir:

- Aumento de eficiência (eficientização) sobre o intervalo de operação visando aumento de produção de energia com a mesma quantidade de água (ENA - Energia Natural Afluyente);
- Aumento de potência máxima, permitindo uma melhor resposta da usina à demanda de ponta;
- Aumento de confiabilidade (ou redução efetiva dos índices de indisponibilidade (forçada ou programada));
- Aumento da facilidade de operação e manutenção (com automação, sistemas de detecção de falhas, emprego de materiais mais duráveis e de fácil manutenção).

3. METODOLOGIA

Há uma grande quantidade de cenários e variáveis que influenciam de forma significativa na análise da viabilidade financeira de um investimento em efficientização (ou seja, aumento de produção anual de energia com a mesma quantidade de água) de uma turbina hidrelétrica.

Dessa forma, optou-se por fixar algumas grandezas de acordo com um valor médio razoável e representativo. Já para os diferentes cenários, foi adotada a estratégia de simular cada um deles de modo a se obter um resultado comparativo.

3.1. Universo de Usinas com Potencial de Modernização

De acordo com a nota EPE-DEE-088-2019, para uma lista de 56 usinas no Brasil que correspondem ao critério de idade maior que 25 anos e potência instalada maior que 100 MW, é esperado que a eficiência delas atinja em média 92,4% após a modernização, com um aumento médio estimado de 2% a 3%.

Dessa lista, separou-se como amostra 5 usinas que já tiveram esse processo realizado nos últimos anos, como visto na tabela 5. Interessante observar que todas elas são do tipo Francis. Ainda não houve efficientização de usinas contendo máquinas do tipo Kaplan e tampouco Pelton.

Usina	Início Operação	Ano de Reforma	Idade	Pot. MW	Resultado
Mascarenhas de Moraes	1973	2007	34	198	Substituição de rotores e geradores. Aumento da capacidade instalada de 180 MW para 198 MW. Aumento do rendimento de 89,4% para 90,9%, acréscimo de 11,5 MWm de GF.
Chavantes	1970	2013	43	414	Substituição de rotores e geradores. Aumento do rendimento de 89% para 92,6%, acréscimo de 5,7 MWm de GF.
Capivara	1977	2013	36	619	Modernização de rotores e geradores. Aumento do rendimento de 85% para 90%, acréscimo de 15,6 MWm de GF.
Salto Osório	1975	2017	42	1104	Modernização de rotores e geradores. Aumento de 25,67 MW de capacidade e Aumento do rendimento de 90% para 92,4%, acréscimo de 13,9 MWm de GF.
Salto Santiago	1980	2012	32	1420	Substituição de rotores e geradores. Aumento do rendimento de 90% para 94,7%, acréscimo de 32,1 MWm de GF.

Tabela 5: Usinas Eficientizadas com Revisão Extraordinária (Fonte: EPE-DEE-088-2019)

3.2 Premissas Técnicas

Visto que há uma grande variedade de tipos de usinas, tamanhos e benefícios distintos de uma eventual modernização, para efeitos de estudo, convencionou-se adotar algumas premissas técnicas que definiriam uma usina hipotética com uma potência instalada e idade que sejam típicas do universo de usinas potenciais existentes no parque nacional.

3.2.1. Capacidade Instalada

Do total de 56 usinas identificadas no relatório EPE-DEE-088-2019, tem-se o somatório de 53,7 GW de potência instalada. Retirando a usina de Itaipu de 7 GW por ser um ponto muito fora da curva, a média de potência instalada é de 849 MW. Assim, optou-se por empregar a capacidade instalada média em todas as simulações realizadas.

3.2.2. Aumento de Eficiência Hidráulica

Apesar do aumento estimado atingir a marca de 92,4% (EPE-DEE-088-2019), o nível real de eficiência antes da modernização varia de usina para usina e depende basicamente de dois fatores que podem desviar o valor real medido do valor de placa (de acordo com a curva de colina do projeto original):

- Deterioração dos equipamentos aumentando as perdas hidráulicas;
- Mudança da hidrologia padrão para qual a turbina fora projetada fazendo com que ela opere em média fora do ponto ótimo de queda e vazão.

Como ação desses dois fatores, a mesma nota (EPE-DEE-088-2019) define em 0,05 pontos percentuais como a deterioração típica da eficiência de uma turbina por ano de operação desde seu comissionamento. Das 56 usinas do relatório, tem-se a idade média em 46,7 anos, ou uma idade média ponderada pela capacidade da usina em 40 anos. Assim, para uma usina típica de 40 anos, estima-se que haja uma deterioração da eficiência de 2%.

3.2.3. Incremento de Garantia Física

Como se propõe analisar a viabilidade de investimento em efficientização da turbina, calculou-se o retorno financeiro somente sobre o adicional de GF obtido com a modernização, mesmo que o investimento seja proporcional à potência instalada. Também foi considerado que o aumento da garantia física seja idêntico ao aumento de geração anual em MW médios.

Tomando esses casos como exemplo, observou-se um ganho médio de GF de 1,85% frente à potência instalada, com exceção de Mascarenhas de Moraes que teve um ganho significativo, 5,8% (que pode ser considerado um ponto fora da curva, muito otimista).

Além disso, foi simulado qual seria o retorno do investimento em efficientização quando considerada a recuperação do estado original de rendimento da máquina dada sua deterioração ao longo dos anos (valor de 2% para uma usina

de idade média de 40 anos).

3.2.4 Incremento de Potência

Embora em uma modernização de unidade geradora hidrelétrica, além da efficientização da turbina, seja bastante comum haver também um aumento de potência, os efeitos desse benefício adicional devem ser avaliados por um estudo adicional. Dessa forma, será considerado neste estudo somente os benefícios da efficientização da turbina.

3.2.5. Prazo da Concessão

Para fins do estudo, foram considerados dois prazos para final da concessão distintos, sendo 15 e 30 anos a partir do início da operação do projeto de modernização, com reembolso dos valores não totalmente indenizados.

3.3. Elementos Financeiros

3.3.1. Custo do Investimento

Em levantamento apurado pelo EPE-DEE-088, os custos de modernização variaram entre 122 R\$/kW_{instalado} e 634 R\$/kW_{instalado} em 2018. Para efeito de simulação, como esse trabalho foca objetivamente na viabilidade financeira da efficientização de uma intervenção exclusivamente na turbina, adotou-se três valores possíveis para o custo de CAPEX, sendo:

- Cenário Pessimista: R\$/kW_{instalado}: 634,00
- Cenário Mais Provável (média): R\$/kW_{instalado}: 378,00
- Cenário Otimista: R\$/kW_{instalado}: 122,00

Para tais valores, foi considerado o emprego de 100% (cem por cento) de capital próprio do investidor, dividido de forma igual em 2 anos, que é o tempo típico que leva uma modernização de uma unidade geradora abrangendo desde a engenharia com ensaio de modelo reduzido em laboratório, passando pela

manufatura do rotor da turbina até a desmontagem da máquina existente e comissionamento dos novos equipamentos.

3.3.2. Preço PPA

Para definição do preço da energia, por se tratar de uma valor que tem alta volatilidade, por influência de fatores em que há dificuldade de previsibilidade (incidência de chuvas, níveis do reservatórios, políticas públicas, consumo de energia, dentre outros), foram adotados três cenários diferentes (otimista, mais provável e pessimista), considerando uma variação de $\pm 25\%$ sobre a média dos resultados dos últimos 10 leilões de energia para UHEs (desvio padrão da amostra de aproximadamente 26%).

- Cenário Pessimista (-25%): R\$/MWh 86,77
- Cenário Mais Provável (média): R\$/MWh 115,70
- Cenário Otimista (+25%): R\$/MWh 144,62

(Fonte: ANEEL)

3.3.3. Taxa de Desconto

Para o cálculo do VPL adotou-se a mesma premissa do PDE 2029, sendo a taxa de desconto igual à 8% ao ano.

3.3.4. Taxa de Depreciação

A depreciação do ativo influencia diretamente o fluxo de recebimento do adicional de receita sobre o investimento e a taxa de amortização anual do ativo substituído. Considerando-se a substituição da turbina, adotou-se a taxa de depreciação de 2,5% ao ano, conforme MCPSE, totalizando uma vida útil de 40 anos para o ativo, tempo que será adotado como vida útil regulatória para o estudo.

3.4. Encargos e Impostos

3.4.1. CFURH

O valor de Compensação Financeira dos Recursos Hídricos foi calculado considerando-se o valor vigente da TAR definido pela ANEEL, sendo em 2020 igual à R\$79,62.

- $CFURH = 7\% \times \text{energia gerada no mês} \times R\$79,62$

3.4.2. Regime de Tributação e incidência de Impostos

O regime de tributação adotado da Empresa Geradora de Energia Elétrica no qual foram realizadas a simulação foi lucro real. Foram consideradas as seguintes premissas sobre os impostos incidentes:

- **Imposto sobre Produtos Industrializados (IPI):** De acordo com a Tabela de Incidência do Imposto sobre Produtos Industrializados (**TIPI**), não há incidência deste imposto na geração de energia elétrica;
- **Imposto sobre Circulação de Bens e Serviços (ICMS):** Não há incidência deste imposto na produção de energia elétrica;
- **PIS e COFINS:** Esses impostos incidem na produção de energia elétrica. Porém, por serem impostos do tipo não cumulativo, no qual são aproveitados os créditos oriundos de aquisições que alteram o valor final efetivamente recolhido. Dessa forma, nas simulações foi considerada a alíquota de 9,25% sobre a receita bruta, bem como aproveitada a mesma alíquota dos investimentos realizados;
- **Imposto de Renda (IR) e Contribuição Social sobre o Lucro Líquido (CSLL):** Foi considerada a alíquota combinada de 34,5% sobre o lucro líquido.

3.5. Modelos de Usinas Simulados

A simulação realizada teve por objetivo selecionar diferentes custos de investimento e diferentes preços de energia, a fim de verificar possíveis vantagens e desvantagens do agente, aplicando-se os parâmetros técnicos e financeiros predefinidos. Os casos foram simulados conforme os seguintes fatores, totalizando 18 casos distintos. A viabilidade dos investimentos foram calculadas a partir dos valores de TIR e VPL obtidos.

- Tipos de Concessão: Não-Cotista;
- Capacidade Instalada: 849 MW;
- Idade considerada: 40 anos.
- Custo de Investimento por capacidade ($R\$/kW_{\text{instalado}}$): R\$ 122,00/
R\$378,00/R\$ 634,00
- Preço da Energia/MWh: R\$ 86,77/R\$ 115,70/R\$ 144,62;
- Prazo para Final da Concessão: 15 e 30 anos (a partir da energização do empreendimento).

4. ANÁLISE DOS RESULTADOS

Após a simulação dos 18 casos distintos, a partir das variações de custo do investimento, preço da energia e prazo final da concessão, e considerando-se como modelo uma usina não cotista, com capacidade instalada de 849 MW, obteve-se os resultados conforme tabela 6.

Simulação (nº)	Tempo para final da Concessão (Anos)	Preço PPA (R\$/MW)	Custo do Investimento (R\$/kW instalado)	Benefício por restauração da Eficiência Original?	TIR (%)	VPL (Milhões)
1	15	86,77	122,00	Não	5,7	-13,8
2	15	86,77	378,00	Não	-0,7	-159,9
3	15	86,77	634,00	Não	-2	-306,0
4	30	86,77	122,00	Não	7,4	-5,4
5	30	86,77	378,00	Não	0,8	-170,7
6	30	86,77	634,00	Não	-0,8	-336,0
7	15	115,70	122,00	Não	9	6,2
8	15	115,70	378,00	Não	0,4	-139,9
9	15	115,70	634,00	Não	-1,3	-286,0
10	30	115,70	122,00	Não	10,4	21,0
11	30	115,70	378,00	Não	2	-144,3
12	30	115,70	634,00	Não	0,1	-309,6
13	15	144,62	122,00	Não	12,2	26,3
14	15	144,62	378,00	Não	1,6	-119,8
15	15	144,62	634,00	Não	-0,6	-266,0
16	30	144,62	122,00	Não	13	47,4
17	30	144,62	378,00	Não	3	-118,0
18	30	144,62	634,00	Não	1	-283,3

Tabela 6 - Resultados de TIR e VPL Obtidos para os Casos Simulados

Com os resultados coletados, observa-se que para mais de 70% dos casos, a taxa de retorno do investimento realizado se mostrou positiva, ao mesmo tempo que, também para mais de 70% dos casos, o valor do VPL (R\$) se mostrou negativo, dados que podem ser melhor visualizados nas figuras 8 e 9.

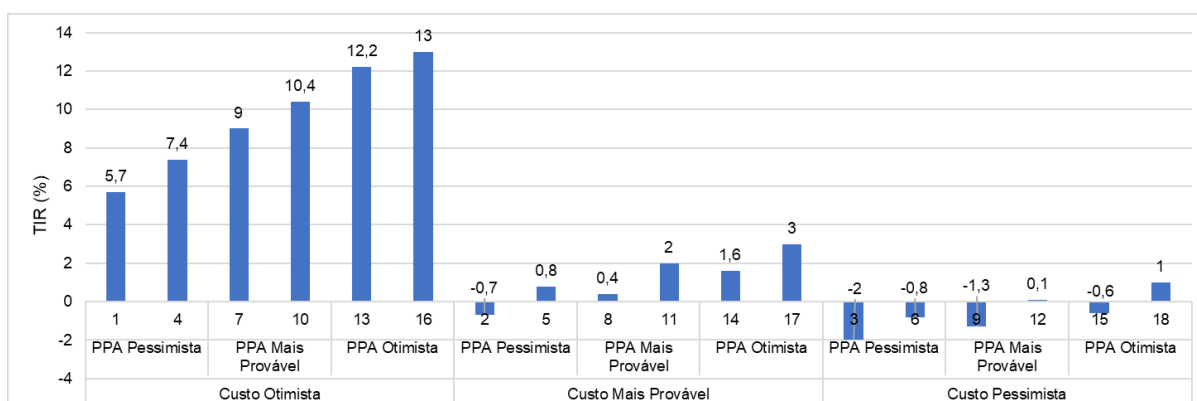


Figura 8 - TIR (%) por N° da Simulação/ Preço PPA/ Custo do Investimento

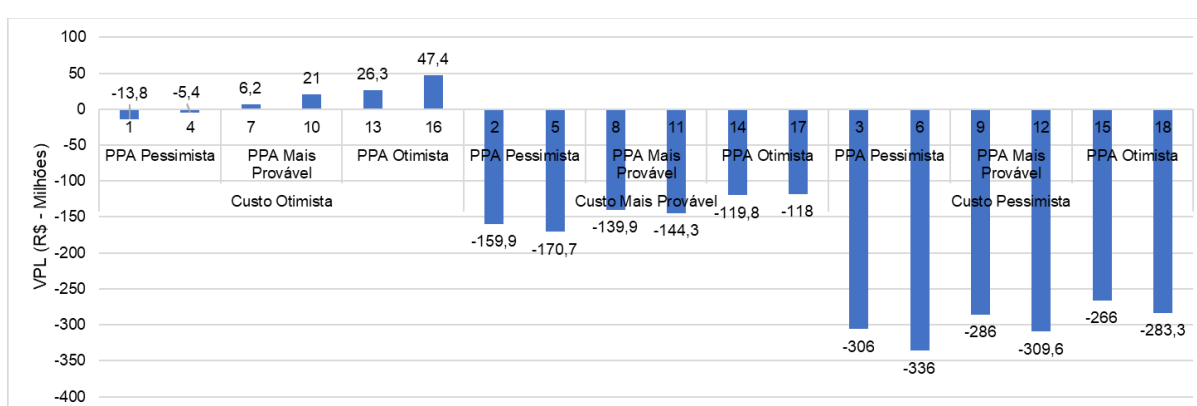


Figura 9 - VPL (R\$ - Milhões) por N° da Simulação/ Preço PPA/ Custo do Investimento

Aprofundando-se inicialmente nos valores da TIR (%), evidenciou-se que, quanto maior o tempo entre o investimento e o final da concessão, mais viável é o projeto, uma vez que mesmo considerando-se a indenização dos ativos não completamente depreciados ao término da concessão, um investimento mais próximo ao fim da concessão, limita o tempo em que as empresas irão usufruir da venda da energia, conforme apresentado na figura 10:

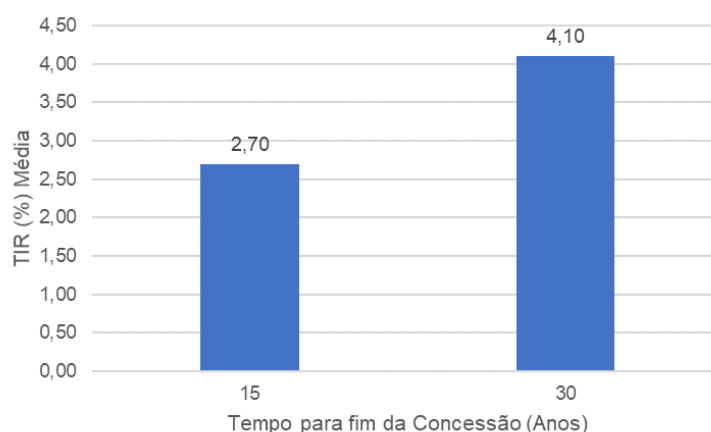


Figura 10 - TIR (%) Média por Tempo para Final da Concessão (Anos)

Apesar de tal diferença, observa-se que para ambos os tempos para fim da concessão simulados, o investimento se mostrou ter uma taxa de retorno positiva, o que sugere que independentemente da variação do preço da energia e do custo do investimento, em geral o negócio apresenta-se rentável.

Além disso, verificou-se que, conforme figura 11, a variação do custo do investimento é um fator preponderante na viabilidade do projeto, uma vez que, além de ser um fator que possui alta variação, para o maior investimento simulado, mais de 60% dos casos se mostraram inviáveis. Já para o preço da energia, por ser um fator com menor variação média quando comparado ao custo do investimento, esse se mostrou menos determinante para a viabilidade do investimento, conforme figura 12, uma vez que, mesmo para o preço PPA pessimista, 50% dos casos obtiveram uma TIR positiva.



Figura 11 - TIR (%) por Custo do Investimento (R\$/kW instalado)

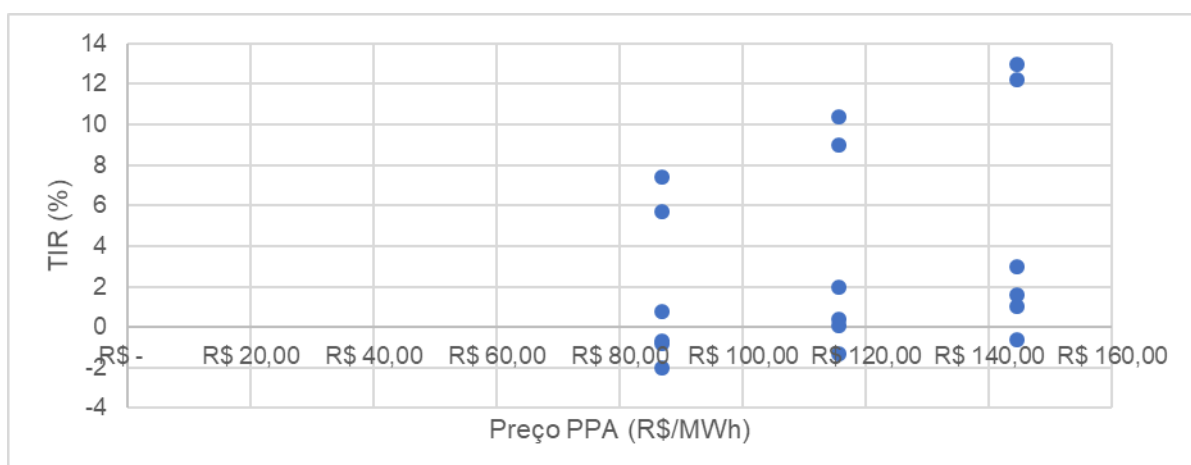


Figura 12 - TIR (%) por Preço PPA (R\$/MWh)

Para os valores de VPL obtidos, observou-se que, para a taxa de desconto utilizada (8% ao ano), os investimentos não se mostraram viáveis, com exceção para os valores otimistas de custo do investimento, sendo que mesmo nesse caso o VPL se mostrou pouco significativo em comparação aos demais valores de investimento simulados, conforme observado na figura 13.

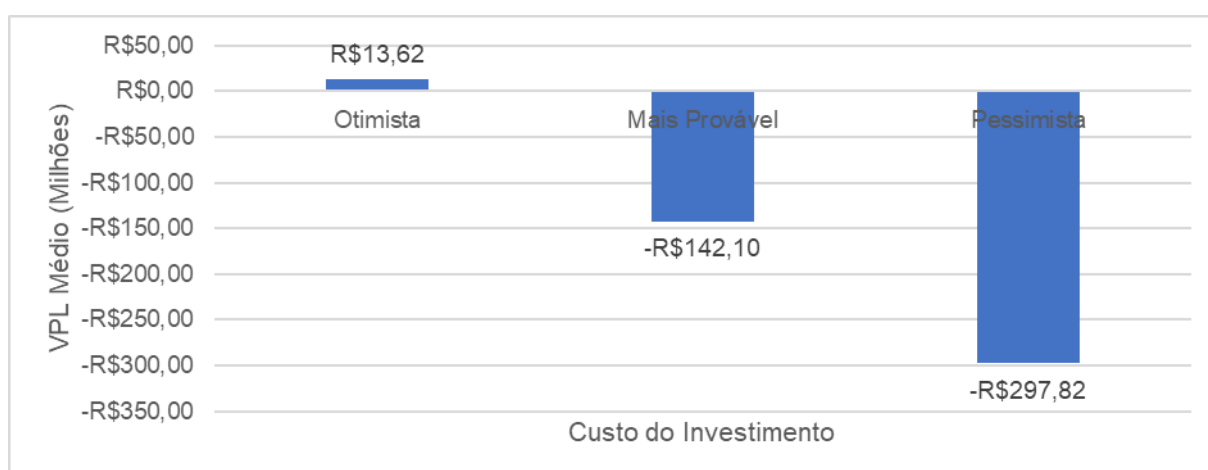


Figura 13 - VPL Médio (R\$ Milhões) por Custo do Investimento

Tal fato enfatiza a necessidade de incentivos fiscais, regulatórios ou através de políticas públicas, que permitam o aumento da atratividade do negócio, de forma a resultar não apenas em benefícios aos geradores, mas também ao próprio Estado e sociedade, através do aumento da eficiência na produção da energia.

Uma das possíveis ações seria reconhecer o benefício que o investidor traz ao sistema restaurando a eficiência original da máquina deteriorada ao longo dos anos. A tabela 7 mostra o resultado financeiro caso tal benefício fosse reconhecido. O cálculo considerou as mesmas premissas, porém com um adicional de garantia física de 2% a título de recuperação de eficiência original da máquina. Observa-se uma melhora significativa da taxa interna de retorno, mesmo para o pior cenário de remuneração de energia, para o qual ainda se tem uma TIR positiva mesmo considerando o valor de investimento pessimista.

Simulação (nº)	Tempo para final da Concessão (Anos)	Preço PPA (R\$/MW)	Custo do Investimento (R\$/kW instalado)	Benefício por restauração da Eficiência Original?	TIR (%)	VPL (Milhões)
1	15	86,77	122,00	Sim	15.4	46.6
2	15	86,77	378,00	Sim	2.7	-99.6
3	15	86,77	634,00	Sim	0.1	-245.7
4	30	86,77	122,00	Sim	16	74.0
5	30	86,77	378,00	Sim	4	-91.3
6	30	86,77	634,00	Sim	2	-256.6
7	15	115,70	122,00	Sim	22	88.3
8	15	115,70	378,00	Sim	4.9	-57.8
9	15	115,70	634,00	Sim	1.5	-204.0
10	30	115,70	122,00	Sim	23	128.9
11	30	115,70	378,00	Sim	7	36.4
12	30	115,70	634,00	Sim	3	-201.7
13	15	144,62	122,00	Sim	28.7	130.0
14	15	144,62	378,00	Sim	7.2	-16.1
15	15	144,62	634,00	Sim	2.8	-162.2
16	30	144,62	122,00	Sim	29	183.8
17	30	144,62	378,00	Sim	9	18.4
18	30	144,62	634,00	Sim	5	-146.9

Tabela 7 - Resultados de TIR e VPL Obtidos para os Casos Simulados Considerando Reconhecimento da Restauração da Eficiência Original da Máquina

Ao realizar-se uma análise geral dos resultados de todos os cenários estudados, verificou-se que o investimento em modernização simplesmente para incremento da garantia física, se mostrou na grande maioria dos casos, pouco viável, de forma que as empresas devem buscar outros ganhos com o investimento, como diminuição de OPEX ou em certos casos levar em conta a oportunidade de inserir-se no mercado de geração, o que pode diminuir a expectativa de retorno inicial.

Os resultados também enfatizam que, apesar de haver uma grande oportunidade de ganho de energia com modernizações de UHEs no Brasil (estimado em acima de 500 MWm), as empresas encontram dificuldades em viabilizar o negócio, o que é comprovado pela escassez de projetos de

modernização de usinas hidrelétricas, comparativamente ao número de usinas e o alto grau de degradação dos equipamentos.

Além da dificuldade de justificar o investimento, o critério utilizado no relatório de “Revisão Ordinária de Garantia Física de Energia das Usinas Hidrelétricas – UHEs Despachadas Centralizadamente no Sistema Interligado Nacional - SIN” realizado em conjunto pelo MME, EPE e CEPEL, que limita a diminuição da garantia física em no máximo 10% durante todo o período de concessão do agente e 5% durante revisões, não condiz com a necessidade imediata de renovação do parque hidrelétrico, pois permitem aos agentes terem calculado seu risco de perda de receita ao não investir na renovação dos ativos.

Outro ponto interessante é a influência do tipo de concessão para a viabilidade do investimento, enquanto as usinas cotistas e mistas já possuem um valor pré estabelecido na própria RAG para investimentos na renovação dos ativos, com seu capital sendo remunerado pela WACC regulatória, que em 2020 está em 6,98%, e possuir potenciais ganhos com a diminuição do índice de indisponibilidade das máquinas (Ajl), e custos de O&M, as usinas não-cotistas, conforme já mencionado, devem basear seus ganhos principalmente na comercialização da energia acrescida (ou aumento da GF), o que dificulta a viabilização do investimento, levando-se em conta a volatilidade do preço da energia e da variação cambial que pode influenciar nos custos da modernização.

5. CONCLUSÃO E CONSIDERAÇÕES FINAIS

Em geral, com o desenvolvimento do trabalho, foi possível exemplificar os diferentes tipos de empreendimentos hidrelétricos, de acordo com sua capacidade instalada, tipo de despacho, tipo de outorga e seu enquadramento dentro e/ou fora do regime de cotas. A partir do tipo do agente, também foi possível entender o funcionamento da regulação econômica e as especificidades para cada concessão de forma a quantificar o retorno do investimento de uma modernização típica com foco em efficientização, isto é, aumentando o potencial de produção de energia anual.

Tendo em vista os aspectos estudados nas simulações, conclui-se que em grande parte dos casos é possível obter um retorno do investimento positivo ao investir-se na modernização da usina, porém com taxas de retorno muito baixas quando não negativas. Vale ressaltar que, ao comparar-se essa rentabilidade a uma taxa de retorno referência já utilizada em outros estudos do setor elétrico, grande parte dos resultados foram negativos, inviabilizando a execução do empreendimento considerando simplesmente o ganho da garantia física. Além disso, deve-se ter em consideração que uma vez que foi considerado nas simulações 100 % de capital próprio para investimento na modernização, não foram observados os possíveis benefícios por alavancagem financeira, que podem ocorrer no caso de um financiamento.

Por fim, foi possível verificar que ao simular uma hipotética alteração da regulação para remunerar o investidor de tal empreendimento sobre a restauração da eficiência original da turbina, obteve-se uma melhora na atratividade significativa, com taxas de retorno mais vantajosas, o que enfatiza a necessidade de um aprimoramento das formas de remunerar o agente a fim de que a rentabilidade do projeto não fique somente dependente do incremento da garantia física, mas leve em conta o benefício real que esse investimento pode trazer ao sistema com o aumento da eficiência energética e, conseqüentemente, a tendência de redução do CMO.

6. REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ANEEL - Agência Nacional de Energia Elétrica. Definição dos Agentes. Disponível em: <https://www2.aneel.gov.br/area.cfm?idArea=41>. Acesso em: 17 jul. 2020.

ANEEL - Agência Nacional de Energia Elétrica. Procedimentos de Regulação Tarifária, Submódulo 12.4: Autorização de Ampliações e Melhorias em Instalações de Geração. Versão 2.0 (após REN nº818/2020) Brasília: 2018.

ANEEL - Agência Nacional de Energia Elétrica. Procedimentos de Regulação Tarifária, Submódulo 12.3: Custo de Capital da Geração. Versão 2.1 (após REN nº882/2020) Brasília: 2020.

ANEEL - Agência Nacional de Energia Elétrica. Procedimentos de Regulação Tarifária, Submódulo 12.1: Revisão Periódica das Receitas de Geradoras. Versão 2.1 (após REN nº882/2020) Brasília: 2020.

ANEEL - Agência Nacional de Energia Elétrica. Resolução Normativa 367: Aprova o Manual de Controle Patrimonial do Setor Elétrico - MCPSE e dá outras providências. Brasília: 2009.

ANEEL - Agência Nacional de Energia Elétrica. Resultado dos Leilões. Disponível em: <https://app.powerbi.com/view?r=eyJrljoiYmMzN2Y0NGMtYjEyNy00OTNILWI1YzctZjlhZTUwMDg5ODE3liwidCI6IjQwZDZmOWI4LWVjYTctNDZhMi05MmQ0LWVhNGU5YzAxNzBIMSIsImMiOiR9&pageName=ReportSectioned9c5eb43f1717af5812>. Acesso em: 16 ago. 2020.

ANEEL - Agência Nacional de Energia Elétrica. Tarifa Atualizada de Referência. Disponível em: <https://www.aneel.gov.br/cfurh-tar>. Acesso em: 17 jul. 2020.

EMPRESA DE PESQUISAS ENERGÉTICAS. Estudo: EPE-DEE-088/2019-r0, Expansão de Geração - Repotenciação e Modernização de Usinas Hidrelétricas - Ganhos de Eficiência, Energia e Capacidade Instalada. Rio de Janeiro: EPE, 2019, p. 57.

EMPRESA DE PESQUISAS ENERGÉTICAS. Relatório: Balanço Energético Nacional 2019. Rio de Janeiro: EPE, 2019.

EMPRESA DE PESQUISAS ENERGÉTICAS E MINISTÉRIO DE MINAS DE ENERGIA. Relatório: Revisão Ordinária de Garantia Física de Energia das Usinas Hidrelétricas – UHEs Despachadas Centralizadamente no Sistema Interligado Nacional. Brasil: EPE e CEPEL, 2017, p. 104.

EMPRESA DE PESQUISAS ENERGÉTICAS E CENTRO DE PESQUISAS DE ENERGIA ELÉTRICA. Relatório: Plano Decenal de Energia 2029, Expansão de Geração - Repotenciação e Modernização de Usinas Hidrelétricas - Ganhos de Eficiência, Energia e Capacidade Instalada. Brasil: EPE e MME, 2019, p. 382.

CÂMARA DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA. Minuta: Mecanismo de Realocação de Energia. São Paulo: CCEE, 2018. p. 58.

CASELATO, Djalma. Livro: Modernização e Reabilitação de Usinas Hidrelétricas. Cotia-SP: Ed. Cajuína, 2019. p. 126.

CUNHA, Fabrício M.; COULSON, Stuart. Paper: Francis Turbine Retrofit with Runner Replacement. Hydrovision Brasil 2014, São Paulo SP, Brazil

FARIA, Diogo. Dissertação: Regulação Econômica da Geração Hidrelétrica: Análise da renovação das concessões pela lei 12.783/2013 e propostas de ajuste ao modelo. 2016. 147 f. Tese de Doutorado - Universidade de São Paulo, São Paulo, 2016.

INSTITUTO ACENDE BRASIL. Concessões do Setor Elétrico: Alternativas de Políticas Públicas, Expansão de Geração. Paper, São Paulo, ed. 5, p. 56, 2011.

“Lei No 12.783.” Dispõe sobre as concessões de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica, sobre a redução dos encargos setoriais e sobre a modicidade tarifária; e dá outras providências. Brasília, DF: Presidência da República, 11 de Janeiro de 2013.

“Lei No 13.203.” Dispõe sobre a repactuação do risco hidrológico de geração de energia elétrica; institui a bonificação pela outorga; e altera as Leis nos 12.783, de 11 de janeiro de 2013, que dispõe sobre as concessões de energia elétrica, e dá outras providências. Brasília, DF: Presidência da República, 08 de Dezembro de 2015.

“NT 232/2016-SGT/ANEEL.” Cálculo do Reajuste de Receita Anual de Geração – RAG, em regime de cotas, nos termos da Lei nº 12.783/2013, para o período de julho de 2016 a junho de 2017. Brasília: Agência Nacional de Energia Elétrica, 14 de Junho de 2016.

“REN N° 642.” Estabelece critérios e procedimentos para realização de investimentos que serão considerados nas tarifas de aproveitamentos hidrelétricos alcançados pela Lei nº12.783, de 11 de janeiro de 2013. Brasília, DF: Agência Nacional de Energia Elétrica, 16 de Dezembro de 2014.

“REN N° 818.” Aprova os Submódulos 12.1 e 12.4 dos Procedimentos de Regulação Tarifária – PRORET alcançados pela Lei nº12.783, de 11 de janeiro de 2013. Brasília, DF: Agência Nacional de Energia Elétrica, 19 de Junho de 2018.

“REN N° 875.” Estabelece os requisitos e procedimentos necessários à aprovação dos Estudos de Inventário Hidrelétrico de bacias hidrográficas, dentre outros critérios. Brasília, DF: Agência Nacional de Energia Elétrica, 10 de março de 2020.

.

TENAGLIA, GUSTAVO. Dissertação: Usinas hidrelétricas cotistas: aspectos técnicos e regulatórios sobre a qualidade do serviço prestado. 2017. 147 f. Tese de Mestrado - Universidade de São Paulo, São Paulo, 2017.