

**CLAUDIO REMIR RAMPIM**

**ANALISE ECONOMICA E REGULATÓRIA DE RENOVAÇÃO  
DE CONCESSÕES DE USINAS HIDRELÉTRICAS**

Trabalho de Conclusão de Curso apresentado ao curso MBA em Executivo em Administração: Setor Elétrico, de Pós-Graduação *lato sensu*, Nível de Especialização, da FGV/IDE como pré-requisito para a obtenção do título de Especialista.

**Orientador: Franklin Kelly Miguel, PhD**

**Curitiba - Paraná**

**2019**

CLAUDIO REMIR RAMPIM

**ANÁLISE ECONOMICA E FINANCEIRA DE RENOVAÇÃO DA CONCESSÕES DE  
USINAS HIDRELÉTRICAS: USINA HIDRELÉTRICA APUCARANINHA**

Franklin Kelly Miguel, PhD

Orientador

**Trabalho de Conclusão de Curso apresentado ao curso MBA em  
Executivo em Administração: Setor Elétrico de Pós-Graduação *lato  
sensu*, Nível de Especialização, do Programa FGV Management  
como pré-requisito para a obtenção do título de Especialista  
TURMA 01/2017**

Curitiba- Paraná  
2019

---

---

O Trabalho de Conclusão de Curso

ANÁLISE ECONÔMICA E REGULATÓRIA DE RENOVAÇÃO DE CONCESSÕES  
DE GERAÇÃO: USINA HIDRELÉTRICA DE APUCARANINHA

elaborado por Claudio Remir Rampim e aprovado pela Coordenação Acadêmica foi aceito como pré-requisito para a obtenção Curso de Pós-Graduação *lato sensu*, Nível de Especialização, do Programa FGV Management, MBA em Executivo em Administração: Setor Elétrico

Data da aprovação: \_\_\_\_\_ de \_\_\_\_\_ de \_\_\_\_\_

---

Coordenador Acadêmico  
Prof. Fabiano Simões Coelho, Ph.D.

---

Professor orientador  
Prof. Franklin Kelly Miguel, Ph.D.

---

*Dedicatória (opcional)*

## Agradecimientos (opcional)

## DECLARAÇÃO

Declaro que os dados utilizados neste Trabalho de Conclusão de Curso referentes à Empresa Copel Geração e Transmissão S/A foram obtidos a partir da divulgação da própria empresa em fontes publicamente disponíveis. Além disso, este trabalho é de cunho estritamente acadêmico, não servindo de base para quaisquer tomadas de decisão econômica por parte de seu usuário.

....., de, ..... de 20\_\_ \_\_

(assinatura)

Claudio Remir Rampim

---

---

**TERMO DE COMPROMISSO**

O aluno Claudio Remir Rampim, abaixo-assinado, do Curso MBA Executivo - Setor Elétrico, do Programa FGV Management, realizado nas dependências da instituição conveniada ISAE, no período de .....de..... a ..... de ....., declara que o conteúdo do trabalho de conclusão de curso intitulado: Análise Econômica e Regulatória de Renovação de Concessões de Geração: Usina Hidrelétrica Apucarantina, é autêntico, original, e de sua autoria exclusiva.

Curitiba, 16 de julho 2019.

(assinatura)

(Nome do aluno)

---

## Sumário

1	INTRODUÇÃO.....	11
2	Uma breve história da energia elétrica no Brasil .....	12
2.1	A legislação antes do código de águas.....	12
2.2	Decreto 5.407 de 1904 .....	13
2.3	Evolução do setor antes do código de águas.....	14
2.4	Código de Águas de 1934.....	16
2.5	Período de 1946 a 1962 .....	19
2.6	Regulamentação do Código de Águas em 1957 .....	21
2.7	Período de 1963 a 1979 .....	23
2.8	Década de 80 .....	23
3	A constituição de 1988, a desestatização e o modelo de concorrência .....	24
3.1	Lei da privatização 8.031/1990.....	24
3.2	Lei geral das concessões 8.987/95.....	25
3.3	Lei 9.074/1995 .....	26
3.4	Lei 9.427/1996 .....	28
3.5	Lei 10.848/2004 .....	29
3.6	Lei 11.445/2007 .....	29
3.7	Síntese das leis 9.427/96 e 10.848/04.....	29
4	Regime de cotas (Lei 12.783/13) .....	<b>Erro! Indicador não definido.</b>
5	Regime Híbrido (Lei 13.203/15).....	<b>Erro! Indicador não definido.</b>
6	Decreto 9.271/18.....	40
7	Consulta Pública 33 .....	42
8	Estudo de caso: Análise financeira e regulatória de renovação de concessão da UHE APC 43	
8.1	Análise Regulatória .....	43
8.2	Análise financeira: RAG total e seus componentes .....	44
8.2.1	Determinação do GAG total.....	44
8.2.2	Determinação do GAG de Operação e Manutenção .....	45
8.2.3	Determinação da GAG de melhorias .....	46
8.2.4	Determinação da GAG de Ampliações.....	47

---



---

8.2.5	Determinação do CAIMI.....	47
8.3	Determinação da RAG total .....	47
8.4	Análise financeira: receitas em caso de não renovação com venda de energia .....	48
8.5	Custos Gerenciáveis: O&M e Melhorias .....	48
8.6	Análise financeira: VPL com margem de 20% da RAG e juros de 5% .....	49
8.7	Análise financeira: ponto de equilíbrio do VPL.....	50
8.8	Análise financeira: ponto de equilíbrio da TIR.....	51
9	Conclusão.....	52
10	Bibliografia .....	53

---

## RESUMO

A concessão da Usina Hidrelétrica Apucarantina termina em 12 de outubro de 2025 e pertence a Companhia Paranaense de Energia – Copel. A lei 12.783 estabelece a possibilidade de renovação de concessões, porém deve ser solicitada com 5 anos de antecedência, ou seja, até 12 de outubro de 2020. Portanto como detentora da concessão deve analisar se esta renovação é viável, tanto do ponto de vista regulatório quanto econômico-financeiro.

---

# 1 INTRODUÇÃO

A partir do código de águas de 1934, a legislação brasileira estabeleceu uma divisão clara entre a propriedade das terras e o potencial hidráulico dos rios, sendo que este passou a pertencer a união. O estado pode explorá-lo diretamente ou através de autorização, permissão ou concessão, condição esta que permanece até hoje. Além disso, tais mecanismos sempre foram por tempo limitado, variando ao longo da história do setor elétrico, sendo assim, seja permissão, autorização ou concessão, sempre irão vencer. Cabe então ao empreendedor que detém a outorga, ficar atento a legislação e suas mudanças de forma a tomar a melhor decisão para a empresa acerca das alternativas e viabilidade de renovar ou não uma concessão.

O presente trabalho tem como objetivo fazer um breve histórico sobre a evolução da legislação de renovação de concessões hidráulicas, de modo a demonstrar sua instabilidade e a necessidade permanente dos concessionários em manter-se atento aos movimentos da legislação brasileira de modo a estar apto a tomar a melhor decisão possível quando do vencimento de suas concessões. Devido sua complexidade, não tem propósito e nem seria possível exaurir o tema. Por outro lado, apresenta um estudo de caso, cuja escolha recaiu sobre a Usina Hidrelétrica Apucarantina, motivado pelo fato de que sua concessão irá vencer em 2025.

Como se verá ao longo do trabalho, a empresa tem, neste momento, a opção de renovar a concessão antecipadamente considerando a legislação atual ou deixar transcorrer nas condições atuais até seu término. Qual a melhor opção? Somente a própria empresa pode responder, mas é possível analisar cenários sobre a decisão mais provável a ser tomada. Importante destacar que, considerando a instabilidade da legislação, caso o concessionário opte pela segunda alternativa, deverá permanecer atento para novas possibilidades.

---

## 2 REFERENCIAL TEÓRICO

### 2.1 Uma breve história da energia elétrica no Brasil

Para a exata compreensão do ambiente legal e institucional no qual os contratos de concessão, objeto do presente estudo de caso, foram concebidos, imperioso que se discorra, ainda que brevemente, sobre a evolução legislativa e a concepção do setor elétrico brasileiro.

#### 2.1.1 A legislação antes do código de águas

Ao final do século XIX, a energia elétrica dava seus primeiros passos e sua legislação pode ser considerada como inexistente. Por este motivo o regime de exploração dos serviços de eletricidade no Brasil foi definido com base nos contratos de concessão de outros serviços públicos [SAES, 2009].

O primeiro setor de serviços públicos a se organizar no Brasil foi o de estradas de ferro. O Decreto nº 641 de 26 de junho de 1852 definia o regime de concessão para interesses particulares, segundo as seguintes cláusulas[SAES, 2009]:

- 90 anos de concessão;
- direito de desapropriação de terrenos particulares e cessão gratuita de terrenos públicos para a construção das linhas;
- cobrança de tarifas conforme tabela fixada pela companhia e governo;
- garantia de rentabilidade de capital investido (de juros) de até 5% a.a.;
- direito de resgate da concessão com reversão dos bens da companhia para o governo ao fim do prazo do contrato.

Por outro lado, a utilização dos rios foi estabelecida pela Lei de 29 de agosto de 1828, porém tratava da navegação, construção de canais, pontes e não tratava do potencial hidráulico dos rios. Segundo SAES, na época prevaleciam os preceitos descentralizadores, em que os Conselhos das Províncias seriam responsáveis pelos seus próprios rios e as Câmaras Municipais por aquelas concessões que ficassem restritas às cidades. Essa descentralização dos poderes

---

seria ainda mais acentuada com a promulgação da constituição republicana de 24 de fevereiro de 1891, que tinha caráter mais liberal que a anterior de 1824 [SAES, 2009].

O artigo nº 179 no inciso 22 da Constituição do Império, de 25 de março de 1824, resguardava o direito de propriedade ao cidadão, salvo nos casos em que o “bem público” se sobrepusesse aos interesses privados. Percebe-se que não existe nenhuma referência à exploração dos recursos naturais, entre eles a água [SAES, 2009].

Art. 179. A inviolabilidade dos Direitos Civis, e Politicos dos Cidadãos Brasileiros, que tem por base a liberdade, a segurança individual, e a propriedade, é garantida pela Constituição do Imperio, pela maneira seguinte.

XXII. E'garantido o Direito de Propriedade em toda a sua plenitude. Se o bem publico legalmente verificado exigir o uso, e emprego da Propriedade do Cidadão, será elle préviamente indenmisado do valor della. A Lei marcará os casos, em que terá logar esta unica excepção, e dará as regras para se determinar a indemnisação.

Já a Constituição de 24 de fevereiro de 1891, no seu artigo nº 72 no inciso 17, estabeleceu aos proprietários o direito de explorar os recursos naturais do solo e do subsolo.

Art 72 - A Constituição assegura a brasileiros e a estrangeiros residentes no País a inviolabilidade dos direitos concernentes à liberdade, à segurança individual e à propriedade, nos termos seguintes:

§ 17 - O direito de propriedade mantém-se em toda a sua plenitude, salva a desapropriação por necessidade ou utilidade pública, mediante indenização prévia. As minas pertencem aos proprietários do solo, salvas as limitações que forem estabelecidas por lei a bem da exploração deste ramo de indústria.

Como pode ser observado, não há separação entre a propriedade e o recurso energético. Alias, não há sequer referência ao recurso energético.

### **2.1.2 Decreto 5.407 de 1904**

A primeira regulamentação aos contratos de concessão veio através da publicação do decreto nº 5.407 de 1904, que autorizava o governo a promover o aproveitamento da força hidráulica para a geração de energia elétrica que seria empregada em serviços federais.

Art. 1º Fica o Governo autorizado a promover administrativamente ou por concessão o aproveitamento da força hydraulica para transformação em energia electrica applicada a serviços federaes.

Havia também a previsão de que uma vez encerrado o prazo de concessão, os bens deveriam ser revertidos ao Poder Concedente:

---

Art. 3º O prazo da concessão será fixado para cada caso, não podendo exceder de 90 anos. Findo esse prazo, ficarão pertencendo à União, sem indenização alguma, todas as obras, bemfeitorias, machinas, installações, transmissões, terrenos e materiaes do concessionario.

Apesar de o art. 6º estabelecer regras para tarifa, era pratica da época utilizar a Clausula Ouro, e as tarifas eram revistas mensalmente pela variação cambial.

Logo, a regulamentação à época, restringia-se a Constituição de 1891, ao Decreto nº 5.407 de 1904, que disciplinou a concessão de aproveitamento hidrelétrico, e a regulamentação da cláusula ouro, que permitia a revisão das tarifas de energia pela variação cambial.

Foi nesse cenário de pouca regulamentação que se deu o início da expansão do setor elétrico no Brasil, atraindo tanto investidores nacionais com estrangeiros.

### **2.1.3 Evolução do setor antes do código de águas**

A história da energia elétrica no Brasil começa no ano de 1879, com a inauguração da iluminação elétrica da antiga Estação da Corte, hoje Estação Dom Pedro II, com 6 lâmpadas de arco voltaico substituindo bicos de gás e produzindo melhor iluminação. A energia era oriunda de locomóvel onde era acoplado geradores de corrente continua (dínamo). Importante ressaltar que no mesmo ano Thomas Edson construí a primeira central elétrica para distribuição de energia em Nova Iorque, sendo assim o início do uso de energia elétrica no Brasil se deu *paripasso* com os países mais desenvolvidos. Apesar de não haver legislação específica, a iluminação era tratada como serviço público e foi concedida por dom Pedro II a empresa de Thomas Edison, a Edison Eletric Light Co.[EXÉRCITO]

As atividades de geração, transmissão, distribuição e comercialização de energia elétrica eram integradas e eram de competência dos Municípios, não havendo, à época, qualquer regulamentação federal sobre a exploração dos potenciais hidrelétricos.

Em 1883, a cidade de Campos no Rio de Janeiro se torna a primeira cidade do Brasil e da América Latina a receber iluminação elétrica. Eram 39 lâmpadas e a energia era oriunda de três dínamos de 52kW acoplados a uma máquina térmica fabricada especificamente para este fim [EXÉRCITO].

A primeiro aproveitamento hidráulico é datado de 1883, a usina Ribeirão do Inferno, localizada no rio homônimo, em Diamantina (MG). A usina tinha desnível de apenas 5 metros,

---

com dois geradores de corrente contínua de 6kW cada, acionados por roda hidráulica de madeira e era de uso privado, fornecendo energia para mineração [EXÉRCITO].

Vale também mencionar que em 1887, a cidade de Porto Alegre foi a primeira capital do país a ter um serviço permanente de fornecimento de elétrica, restrito a consumidores particulares, com energia da termelétrica de 160 KW da Companhia Fiat Lux. Neste mesmo ano também foi criada a Companhia Força e Luz no Rio de Janeiro para fornecer iluminação elétrica à mais de 100 lâmpadas do município.

O primeiro aproveitamento hidráulico de maior porte no Brasil para é datado de 1889, a usina Marmelos no rio Paraibuna (MG). A usina, com dois geradores de corrente alternada de 125kW cada, operando com frequência de 60Hz era utilizada para fornecer energia para a cidade de Juiz de Fora (MG) [EXÉRCITO].

Em 1892 a usina de Marmelos, em Juiz de Fora, foi considerada por alguns o ‘marco zero’ da história do setor de energia elétrica – a primeira unidade de geração hidrelétrica construída especificamente para o atendimento de serviços públicos urbanos.

A maioria dos empreendimentos eram voltados para o suprimento de energia elétrica para fins específicos, como os bondes elétricos em São Paulo e no Rio de Janeiro e assim como em outros países, os primeiros investimentos no setor elétrico deram-se por companhias privadas, que receberam concessões exclusivas em grandes cidades e para grandes indústrias, como ocorreu com a São Paulo Tramway, Light and Power Company Limited, criada em Toronto, no Canadá, em 1899, para oferecer serviços de iluminação e bondes elétricos ao município de São Paulo. Destaque-se também a Companhia americana AMFORP- American Power Company, que em 1927 obteve concessões em várias cidades brasileiras e inclusive organizou a formação da Cia Força e Luz no Paraná.

Portanto, nesse período constatou-se uma forte presença de capital estrangeiro, o que foi importante para o desenvolvimento do setor industrial no país, bem como para instalar companhias de serviço público.

Foi nesse período que surgiram os primeiros contratos de concessão, voltados exclusivamente para a exploração de potenciais hidrelétricos, os quais, contudo, não possuíam a mesma configuração jurídica tal como hoje conhecemos.

---

Como não havia qualquer regulação federal para se atribuir a concessão dos serviços de energia elétrica, cada município estabelecia as suas próprias regras, de forma que os contratos eram firmados mediante ajuste bilateral entre os entes governamentais e os próprios empreendedores.

### **2.1.4 Código de Águas de 1934**

A partir da revolução de 1930 e a ascensão de Getúlio Vargas ao Poder, o país passou a adotar uma política mais nacionalista, culminando com a alteração da configuração do papel do Estado, inclusive no setor elétrico, que no período de 1931 a 1945 foi marcado pela participação do Estado.

Foi nesse período que se iniciou um movimento de estatização, dada a política nacionalista vigente à época, que concebia que a energia era um fator estratégico de produção e que, portanto, não poderia ser deixado nas mãos do controle estrangeiro.

Apesar de somente ser promulgado em 1934, o código das águas tem seu início em 1906, a partir de uma lei autorizando o presidente da república a elaborar um projeto com esta finalidade. O projeto fica a cargo de Alfredo Valadão, que apresenta o projeto ao congresso em 1907. Ficou retido na comissão de constituição e justiça até 1911, quando foi encaminhado ao senado para ser estudado junto com o código civil. Logo no ano seguinte foi devolvido a câmara devido ao entendimento que deveria ser separado do código civil, ficando lá parado até 1916. É reanalisada por uma nova comissão e apresentada ao plenário em 1917, porém a votação somente ocorreu em 1920. Entrou novamente em análise para inclusão de emendas, sendo o parecer do relator concluído em 1923. Deste ponto em diante, o tema não seria mais tratado até a dissolução do congresso em 1930.

A assunto volta a ser tratado após a revolução ou golpe de 1930 com a ascensão de Getúlio Vargas ao poder, sendo o tema coordenado por Juarez Távora, ministro da agricultura na época. Finalmente o código foi estabelecido pelo decreto 24.643 de 10 de julho de 1934.

O código trata do uso de água de forma ampla, sendo o livro III destinado exclusivamente para o tema das forças hidráulicas e da indústria hidroelétrica.

Entre as diversas inovações (no sentido jurídico da palavra) trazidas pelo código de águas no setor de energia é possível destacar:



- A separação entre a propriedade da terra e o potencial hidráulico, passando este a ser da nação:

Art. 145 - As quedas d'água e outras fontes de energia hidráulica são bens imóveis e tidas como coisas distintas e não integrantes das terras em que se encontrem [...]

Art. 147 - As quedas d'água e outras fontes de energia hidráulica existentes em águas públicas de uso comum ou dominicais são incorporadas ao patrimônio da Nação, como propriedade inalienável e imprescritível.

- A exploração do aproveitamento hidráulico far-se-á por regime de autorização ou concessão estabelecido no próprio código, sendo preservado os contratos já firmados:

Art. 139. O aproveitamento industrial das quedas de águas e outras fontes de energia hidráulica, quer do domínio público, quer do domínio particular, far-se-há pelo regime de autorizações e concessões instituído neste Código.

§ 1º Independe de concessão ou autorização o aproveitamento das quedas d'água já utilizadas industrialmente na data da publicação deste Código, desde que sejam manifestadas na forma e prazos prescritos no art. 149 e enquanto não cesse a exploração; cessada esta cairão no regime deste Código.

- É dispensável concessão ou autorização para aproveitamentos inferiores a 50kW:

§ 2º Também ficam excetuados os aproveitamentos de quedas d'água de potência inferior a 50 kws. Para uso exclusivo do respectivo proprietário.

- Depende de simples autorização aproveitamentos de até 150kW:

Art. 141. Dependem de simples autorização, salvo o caso do § 2º, do art. 139, os aproveitamentos de quedas de água e outras fontes de energia de potência até o máximo de 150kws. quando os permissionários forem titulares de direitos de ribeirinhidades com relação à totalidade ou ao menos à maior parte da seção do curso d'água a ser aproveitada e destinem a energia ao seu uso exclusivo.

- Depende de concessão os aproveitamentos acima de 150kW, independente do uso e os aproveitamentos que se destinam a utilidade pública:

Art. 140. São considerados de utilidade pública e dependem de concessão.

a) os aproveitamentos de quedas d'água e outras fontes de energia hidráulica de potência superior a 150 kW. Seja qual for a sua aplicação.

b) os aproveitamentos que se destinam a serviços de utilidade pública federal, estadual ou municipal ou ao comércio de energia seja qual for a potência.

- Tanto as concessões como as autorizações passam a ser de atribuição exclusiva do governo federal, podendo ser delegada aos estados:

Art. 150. As concessões serão outorgadas por decreto do Presidente da República, referendado pelo ministro da Agricultura.

Art. 171. As autorizações são outorgadas por ato do ministro da Agricultura.

Art. 191. A União transferirá aos Estados as atribuições que lhe são conferidas neste código, para autorizar ou conceder o aproveitamento industrial das quedas d'água e outras fontes de energia hidráulica, mediante condições estabelecidas no presente capítulo.

Art. 192. A transferência de que trata o artigo anterior terá lugar quando o Estado interessado possuir um serviço técnico-administrativo, a que sejam afetos os assuntos concernentes ao estudo e avaliação do potencial hidráulico, seu aproveitamento industrial, inclusive transformação em energia elétrica e sua exploração, com a seguinte organização:

- E finalmente dispositivos para restringir a participação de empresas estrangeiras e nacionalizar os aproveitamentos:

Art. 195. As autorizações ou concessões serão conferidas exclusivamente a brasileiros ou a empresas organizadas no Brasil.

§ 1º As empresas a que se refere este artigo deverão constituir suas administrações com maioria de diretores brasileiros, residentes no Brasil, ou delegar poderes de gerência exclusivamente a brasileiros.

§ 2º Deverão essas empresas manter nos seus serviços, no mínimo, dois terços de engenheiros e três quartos de operários brasileiros.

Art. 199. Em lei especial será regulada a nacionalização progressiva das quedas d'água ou outras fontes de energia hidráulica julgadas básicas ou essenciais à defesa econômica ou militar da nação.

Art. 163 - As tarifas de fornecimento da energia serão estabelecidas, exclusivamente, em moeda corrente no país e serão revistas de três em três anos (BRASIL, 1934: 36)8 .

O Artigo 157 estabelecia que o prazo de vigência dos contratos de concessões foi fixado em 30 (trinta) anos, admitindo-se a prorrogação em até 50 (cinquenta) anos, em casos específicos em que ficasse provado que as obras e instalações das usinas necessitassem de investimentos que não permitissem a sua amortização nesse período.

A revisão das tarifas passou a ser trienal sob a forma de serviço pelo custo, ou seja, a fixação dos preços baseava-se nas despesas de exploração, reservas de depreciação e remuneração do capital investido, avaliado pelo custo histórico do investimento (artigo 180).

---

Foi abolida a cláusula ouro, que foi utilizada em muitos contratos de concessão anteriores, pelo qual a tarifa era indexada pelo preço do ouro, prevendo-se que as tarifas fossem fixadas em moeda corrente do país (artigo 163).

Como pode ser observado, o código de águas é de natureza nacionalista e de concentração de poder, destoando bastante do caráter liberal e federalista da constituição de 1891. Por este motivo que diversos dispositivos do código de águas foram incluídos nas constituições de 1934 e na de 1937.

Embora o Código de Águas tenha sido considerado um marco, sua aplicação foi limitada, pois houve a necessidade de regulamentação de várias normas, como o regime econômico-financeiro dos modelos de concessão, a competência para a exploração das quedas d'águas entre os entes federativos e da geração termoelétrica, por exemplo, que não era contemplada.

Veja-se que o art. 2º do Código de Águas conferiu o direito de propriedade sobre os cursos de águas à três esferas de governo: União, Estados e Municípios, o que gerou disputa entre os entes federativos e ensejou a necessidade da edição, em 1938, do decreto-lei 852, que passou a disciplinar que seria da União Federal a competência para a exploração de cursos d'água que desembocam ou se originem em países estrangeiros, que sirvam de limites a Estados ou percorram mais de um Estado.

Criou-se nesse período, no ano de 1939, o Conselho Nacional de Águas e Energia, que seria o precursor da ANEEL, e tinha como atribuições a promoção da utilização racional da energia hidráulica e dos recursos hidráulicos e o exame das questões pertinentes à exploração e a utilização da energia elétrica no país.

Em síntese, com o advento do Código de Águas em 1934, o setor elétrico, que estava carente de regulamentação, passou por alterações significativas, centralizando-se no governo federal as decisões sobre os aproveitamentos hidrelétricos.

### **2.1.5 Período de 1946 a 1962**

Diante da recessão econômica que ocorria no período, da guerra na Europa e do novo regime tarifário, que não era atrativo para investimentos privados, houve uma retração no desenvolvimento do setor elétrico brasileiro. A ausência de investimentos fez com que o crescimento da capacidade de geração se tornasse mais lenta. Por outro lado, a demanda pela

---

energia elétrica continuava a crescer devido a industrialização, urbanização e crescimento econômico.

Foi nesse contexto que a União e alguns Estados passaram a destinar significativos investimentos para geração de energia elétrica, com predominância absoluta para as fontes hidráulicas, criando várias empresas, como a Companhia Hidrelétrica do São Francisco (CHESF) em 1945, as Centrais Elétricas de Minas Gerais S.A (Cemig) em 1952, as Centrais Elétricas de Furnas em 1947, a Companhia Paranaense de Energia (Copel) em 1954 e as Centrais Elétricas Brasileiras S.A em 1961.

Outras empresas estatais, em outros segmentos, também foram constituídas nesse período, como o Banco Nacional do Desenvolvimento Econômico e Social (BNDES) em 1952 e a Petrobrás, que foi criada em 1953.

Destaque-se também a criação do Ministério de Minas e Energia em 1960, e a inauguração da maior hidrelétrica do Brasil em 1964 – a Usina Hidrelétrica de Furnas.

Diante dos investimentos alocados na geração hidrelétrica, concebeu-se um sistema interligado, visando a mitigação de riscos hidrológicos, conferindo-se à Eletrobrás a incumbência de coordenar o desenvolvimento do sistema através de uma confiável rede interconectada nacionalmente.

Anteriormente, os projetos hidroelétricos eram elaborados sem qualquer coordenação entre as empresas. Não havia qualquer regramento acerca do aproveitamento dos cursos do rio por várias empresas.

Com a organização do sistema Eletrobrás, no início da década de 1960, o setor elétrico brasileiro já era essencialmente público [SAES, 2009]. A geração e transmissão eram dominadas pela União – com algumas empresas estatais que exerciam atividades de geração, por força de convênios firmados com a União – e os serviços de distribuição eram prestados pelas empresas estaduais.

A fiscalização e regulação desses serviços era realizada por órgãos vinculados aos Estados, como o CNAEE – Conselho Nacional de Águas e Energia Elétrica, o DNPM – Divisão de Águas no Departamento de Produção Mineral, posteriormente transformado em departamento nacional de Águas e Energia (DNAEE), na estrutura do Ministério das Minas e

---

Energia e o GCOI – Grupo Coordenador de Operação o Sistema Interligado, responsável pelas ordens de despacho das usinas.

Para a expansão do setor elétrico, criou-se em 1954, através da Lei nº 2.308, o imposto único sobre energia elétrica (IEE), que foi empregado em um fundo de eletrificação e contribuiu para a constituição das empresas estatais. Tal imposto era arrecadado na fatura de energia e parte da arrecadação, que correspondia a 40%, era destinada à União Federal, sendo que o restante, que correspondia a 60% do total arrecadado, era dos Municípios, Estados e Distrito Federal. (art. 4º e 5º).

A parcela dos recursos que eram destinados à União Federal era empregada no financiamento de instalações de produção, transmissão e distribuição de energia, bem como no desenvolvimento da indústria de material elétrico, através de um fundo de eletrificação, como assim previa o art. 1º da lei que o instituiu.

### **2.1.6 Regulamentação do Código de Águas em 1957**

Em 1957 foi editado do Decreto 41.091, que veio a regulamentar o Código de Águas, e passou a disciplinar não só as concessões para aproveitamentos hidrelétricos, mas também para distribuição e transmissão.

A concessão poderia ser outorgada nas seguintes hipóteses: a) para o aproveitamento limitado e imediato da energia hidráulica de um trecho de determinado curso d'água ou de todo um determinado curso d'água; b) para o aproveitamento progressivo da energia hidráulica de um determinado trecho de curso d'água ou de todo um determinado curso d'água; c) para um conjunto de aproveitamento da energia hidráulica de trechos de diversos cursos d'água, d) para distribuição de energia, com exclusividade, em zona determinada; e, e) para a transmissão de energia, somente às empresas que forem concessionárias de distribuição de energia elétrica.

Proibia-se à época a comercialização de energia, existindo regra expressa que vedava qualquer intermediação entre o gerador de energia e o distribuidor (Artigo 71).

Nesse período as concessões eram outorgadas à pedido do interessado, mediante decreto federal emitido pelo Presidente da República e referendado pelo Ministro da Agricultura (Artigo 81).

---

O decreto nº 41.091/57 manteve a regulação tarifária baseada no regime do serviço pelo custo estabelecida no Código de Águas, inovando apenas na introdução de um regime de remuneração garantida, no qual as concessionárias, por lei, ganhavam o direito de remuneração mínima de 10% e máxima de 12% sobre o capital investido (Artigo 161).

Uma novidade introduzida pelo decreto em seu artigo 71 foi a da possibilidade de realização de licitações sob a modalidade de concorrência, para a outorga de concessões, antecipando-se ao regramento constitucional advindo com a Constituição de 1988.

Um sistema de autofinanciamento do setor elétrico também foi previsto por meio da quota de amortização ou quota de reversão (art. 165), acrescida nas faturas de energia com o fim precípua de assegurar a indenização dos ativos remanescentes ao final da concessão.

A quota de reversão era aplicada aos contratos de concessão com previsão de indenização por reversão ao final da concessão (art. 91) e a quota de amortização, por sua vez, era aplicada aos contratos de concessão que não previam indenização por reversão ao final da concessão.

Além das reservas destinadas à reversão e à amortização das concessões e ao imposto único de energia (IEE), que constituíam importantes fontes de recursos para o financiamento da expansão do setor elétrico, nesse período também foi criado o empréstimo compulsório sobre a energia elétrica através da lei federal nº 4.156 de 28 de novembro de 1962.

O empréstimo compulsório foi criado para o fim de financiar a expansão do setor elétrico e era exigido dos consumidores de energia elétrica, que os pagavam juntamente com as suas contas de energia e, em contrapartida ao pagamento, recebiam títulos emitidos pela Eletrobrás, que conferia o direito ao resgate das respectivas obrigações, inicialmente em 10 (dez) anos e, posteriormente, em 20 (vinte) anos, devidamente atualizadas e acrescidas de juros de 6% ao ano, procedimento este que era disciplinado no artigo 4º da aludida lei e também pelo art. 1º, §2º da Lei 4.364/64 .

Portanto, nesse período o financiamento do setor deu-se nas seguintes bases: empréstimo compulsório de energia, imposto único de energia, reservas para amortização e reversão, o que, conforme adiante será demonstrado, não foi suficiente para fazer frente aos investimentos necessários para a expansão do setor elétrico.

---

### **2.1.7 Período de 1963 a 1979**

Entre os anos de 1964 a 1967 o Brasil vivenciou o período da ditadura, onde houve o saneamento das finanças públicas e a estabilização econômica, com o milagre econômico.

No setor elétrico as fontes de financiamento não foram suficientes para a sua expansão, resultando, na prática, no esgotamento do estado em financiar o desenvolvimento do setor.

Ainda assim, o processo de estatização do setor teve continuidade. Como exemplos, Eletrobrás adquiriu todas as empresas do grupo Amforp em 1964 e a compra da Light foi concluída em 1979, caracterizando a estatização total do setor. Também neste período foi criada a Eletrosul em 1968 e a Eletronorte em 1976 e desta forma o planejamento e expansão do setor foi transferido para as empresas públicas.

### **2.1.8 Década de 80**

Na década de 80 o Brasil se deparou com uma grande crise, caracterizada pela inflação e pelo endividamento externo, sobretudo em razão da elevação das taxas de juros do mercado internacional.

A grave crise econômica que se instalou no Brasil também atingiu o setor elétrico e, inclusive, as companhias estatais, que suspenderam os seus investimentos, em que pese a crescente demanda por energia, conforme explanado por João Paulo Pombeiro Gomes e Marcelo Milano Falcão Vieira, em artigo intitulado “O campo da Energia Elétrica no Brasil”, vejamos:

A partir da moratória do México, em 1982, a situação ficou ainda mais crítica, porque suspendeu os empréstimos financeiros externos concedidos ao Brasil. O grande endividamento externo das empresas do setor elétrico, fruto dos empréstimos para investir nas suas obras, dificultou a gestão econômico financeira das empresas e paralisou ou adiou obras e projetos.

A fixação da tarifa, realizada pela área econômica do governo, foi utilizada como política anti-inflacionária, provocando a perda do valor real da tarifa e contribuindo para diminuir o valor das receitas e dos impostos setoriais, colaborando para a descapitalização das empresas de energia elétrica, como o congelamento da tarifa, decorrente da implantação do Plano Cruzado, em 1986. A equalização da tarifa colaborou, também, para o agravamento da crise, já que o modelo funcionava transferindo recursos das empresas superavitárias para aquelas que tinham prejuízos, por exemplo, como ocorria na maioria das empresas de distribuição do Norte e Nordeste.

---

Diante desse cenário, passou-se a se questionar qual seria o papel do Estado: se deveria manter a sua intervenção do setor elétrico, como até então ocorria, ou se deveria transferir as atividades de energia elétrica à exploração da iniciativa privada, passando a se dedicar exclusivamente as atividades que lhe são inerentes, como saúde, segurança e educação.

Assim, no final da década de 80 o setor elétrico passou a ser desestatizado ante o esgotamento da capacidade de financiamento do Estado e das empresas públicas de energia elétrica, cenário agravado pelo descontrole inflacionário da época.

## **2.2 A constituição de 1988, a desestatização e o modelo de concorrência**

O processo de desestatização teve as suas bases lançadas na Constituição Federal de 1988, que admitiu, de forma expressa, que os serviços de energia elétrica poderiam ser prestados pela iniciativa privada, através de contratos de concessão, os quais deveriam ser precedidos de licitação:

Art. 21. Compete à União:

XII. explorar, diretamente ou mediante autorização concessão ou permissão:

b) os serviços e instalações de energia elétrica e o aproveitamento energético dos cursos de água, em articulação com os Estados onde se situam os potenciais hidroenergéticos.

Art. 175 Incumbe ao Poder Público, na forma da lei, diretamente ou sob regime de concessão ou permissão, sempre através de licitação, a prestação de serviços públicos.

Parágrafo único. A lei disporá sobre:

I – o regime das empresas concessionárias e permissionárias de serviços públicos, o caráter especial de seu contrato e de sua prorrogação, bem como as condições de caducidade, fiscalização e rescisão da concessão ou permissão;

II – os direitos dos usuários;

III– política tarifária;

IV – a obrigação de manter serviço adequado.

### **2.2.1 Lei da privatização 8.031/1990**

Posteriormente, na década de 90, ocorreu a privatização de diversos ativos sob o controle estatal, sendo promulgada nessa época a lei nº 8.031/90, iniciando-se o Programa

---



Nacional de Desestatização, que também incluiu a reestruturação do setor elétrico, mediante a edição de novas regras ao setor elétrico que tinham como premissas:

- assegurar um mercado competitivo e de baixo risco para estimular a redução de custos e tarifas;
- aprimorar a gestão do setor elétrico para melhor alocação de recursos na economia;
- assegurar recursos para expansão do sistema quando o Estado já não tinha condições de fazê-la e atrair novos investidores para o setor.

## **2.2.2 Lei geral das concessões 8.987/95**

A lei nº 8.987 de 13 de fevereiro de 1995, conhecida como Lei Geral de Concessões, veio a regulamentar o art. 175 da Constituição Federal de 1988, e foi fundamental para que se iniciasse a reestruturação do setor elétrico, disciplinando a forma como se daria a outorga das concessões ou permissão e instituindo, pela primeira vez no Brasil, um regime jurídico geral para as concessões e permissões de serviços públicos.

Dentre as regras estabelecidas por esse diploma legal convém destacarmos:

- a obrigatoriedade de prévia licitação para a outorga de concessão de serviço público,
- a exigência de prazo determinado para concessão, renovável por licitação;
- a definição de critérios para o julgamento das licitações de concessão, fixando-se a tarifa de serviço público a ser prestado, que passou a ser redefinida em contrato;
- a definição de critérios de reajuste e de revisão de tarifas.

Na época em que foi editado o referido diploma legal, havia muitas concessões outorgadas sem licitação sem que o empreendimento tivesse sido implantado e também concessões com prazo indeterminado e prazo vencido. Diante disso, a lei nº 8.987/95 decretou a extinção das referidas concessões, que haviam sido outorgadas sem licitação, inclusive antes da Constituição Federal de 1988:

Art. 43. Ficam extintas todas as concessões de serviços públicos outorgadas sem licitação na vigência da Constituição de 1988.

Parágrafo único. Ficam também extintas todas as concessões outorgadas sem licitação anteriormente à Constituição de 1988, cujas obras ou serviços não tenham

---

sido iniciados ou que se encontrem paralisados quando da entrada em vigor desta Lei.

No que tange as concessões outorgadas sem licitação, que estavam com as obras atrasadas, a lei nº 8.987/95 determinou a apresentação de um plano efetivo de conclusão das obras, sob pena de extinção da concessão, vejamos:

Art. 44. As concessionárias que tiverem obras que se encontrem atrasadas, na data da publicação desta Lei, apresentarão ao poder concedente, dentro de cento e oitenta dias, plano efetivo de conclusão das obras.

Parágrafo único. Caso a concessionária não apresente o plano a que se refere este artigo ou se este plano não oferecer condições efetivas para o término da obra, o poder concedente poderá declarar extinta a concessão, relativa a essa obra.

Importante salientar que esta lei não tratou de prorrogação de concessão, tema que ficou por conta da Lei 9.074/95, porém ratificou a validade dos contratos vigentes conforme artigo 42:

Art. 42. As concessões de serviço público outorgadas anteriormente à entrada em vigor desta Lei consideram-se válidas pelo prazo fixado no contrato ou no ato de outorga, observado o disposto no art. 43 desta Lei.

### **2.2.3 Lei 9.074/1995**

Ainda em 1995 foi editada a Lei nº 9.074, em 07 de julho de 1995, que passou a disciplinar especificamente sobre as concessões de energia elétrica, introduzindo diversas regras sobre a outorga e prorrogação das concessões e permissões de serviços públicos. Também foi criada a figura do produtor independente de energia, que era autorizado a produzir e vender energia elétrica destinada por sua conta e risco.

Outro aspecto relevante foi a introdução um novo regime de concessão de geração de energia elétrica, que até então era explorado normalmente por empresas estatais sob o regime de serviço público, e passou a ser exercida pela tanto por empresas estatais como pela iniciativa privada, sob o regime de concessão de uso de bem público:

Art. 5º São objeto de concessão, mediante licitação:

I - o aproveitamento de potenciais hidráulicos de potência superior a 1.000 KW e a implantação de usinas termelétricas de potência superior a 5.000 KW, destinados a execução de serviço público;(…)

Art. 13. O aproveitamento de potencial hidráulico, para fins de produção independente, dar-se-á mediante contrato de concessão de uso de bem público, na forma desta Lei.

---

Portanto, a partir do advento da Lei nº 9.074/95, o regime de serviço público para a exploração dos potenciais hidrelétricos foi abolido, criando-se um novo regime, o da produção independente de energia, mediante a concessão de uso do bem público.

Destaque-se que nas concessões outorgadas após a Lei nº 9.074/95, sob o regime de produção independente de energia, a outorga passou a ser onerosa, ou seja, há a previsão do pagamento pelo uso do bem público, ao contrário das concessões outorgadas sob o regime do serviço público, antes da Lei nº 9.074/95, em que não há a previsão do pagamento pelo uso do bem público, mas tão somente da reserva global de reversão (RGR), que era um encargo pago mensalmente pelas concessionárias de geração, transmissão e distribuição de energia, que era destinado a Conta de Reversa Global de Reversão, a qual tinha por escopo financiar os projetos de melhoria e expansão para as empresas do setor elétrico.

Estabeleceu-se ainda que o instrumento para a outorga seria definido segundo a potência do empreendimento, ou seja, os potenciais hidráulicos com potência superior a 10.000 kW deveriam ser explorados mediante concessão de uso de bem público, precedida de licitação, enquanto que os potenciais hidráulicos com potência superior a 1.000 kW e igual ou inferior a 10.000 kW poderiam ser explorados mediante autorização quando de uso exclusivo do autoprodutor:

Art. 7 São objeto de autorização:

II - o aproveitamento de potenciais hidráulicos, de potência superior a 1.000 KW e igual ou inferior a 10.000 KW, destinados a uso exclusivo do autoprodutor.

Posteriormente, conforme veremos adiante, estes limites foram alterados, com a legislação superveniente.

Em relação aos prazos para as novas concessões de geração, a lei nº 9.074/95 estabeleceu que a vigência dos respectivos contratos seria igual ao prazo necessário para a amortização dos investimentos, limitado a 35 (trinta e cinco) anos, contados da data de assinatura do contrato, admitindo-se nova prorrogação, no mesmo prazo.

Art. 4º. As concessões, permissões e autorizações de exploração de serviços e instalações de energia elétrica e de aproveitamento energético dos cursos de água serão contratadas, prorrogadas ou outorgadas nos termos desta e da Lei nº 8.987 e das demais. (...) §2º As concessões de geração de energia elétrica, contratadas a partir desta Lei terão o prazo necessário à amortização dos investimentos, limitado a trinta e cinco anos, contado da data de assinatura do imprescindível contrato,

---

podendo ser prorrogado no máximo por igual período, a critério do poder concedente, nas condições estabelecidas no contrato.

Por outro lado, as concessões outorgadas previamente à Lei n 8.987/95, poderiam ser prorrogadas por até 20 (vinte) anos com vistas a assegurar a qualidade do atendimento aos consumidores a custos adequados, conforme disposto no art. 19 da Lei nº. 9.074/95.

Art. 19. A União poderá, visando garantir a qualidade do atendimento aos consumidores a custos adequados, prorrogar, pelo prazo de até vinte anos, as concessões de geração de energia elétrica, alcançadas pelo art. 42 da Lei 8.987, de 1995, desde que requerida a prorrogação, pelo concessionário, permissionário ou titular de manifesto ou de declaração de usina termelétrica, observado o disposto no art. 25 desta Lei.

## 2.2.4 Lei 9.427/1996

A Lei nº 9.427 de 26.12.1996, que criou a Agência Nacional de Energia Elétrica ANEEL, também dispôs sobre o prazo das concessões, estabelecendo em seu artigo 27, que os contratos de concessão de serviço público de energia elétrica e de uso de bem público, celebrados no período de sua vigência e os decorrentes da aplicação dos artigos. 4º e 19 da lei nº 9.074/95, teriam cláusula de prorrogação da concessão, admitindo-se, assim, a prorrogação de sua vigência, desde que o serviço estivesse sendo prestado adequadamente.

Um resumo das regras introduzidas pela Lei nº 9.074/95 e 9.427/96, podem ser sintetizadas a seguir

Caso	Tratamento
<b>1) concessões de geração a partir dessa lei (art. 19 da Lei 9.074/95)</b>	possibilidade de prorrogação por 20 (vinte) anos a fim de se assegurar custos adequados.
<b>2) concessões de geração que não tenham entrado em operação e que apresentem plano de conclusão e participação superior a 1/3 de capital privado. (art. 20 da Lei 9.074/95)</b>	podem ser prorrogadas pelo prazo necessário á amortização do investimento, limitada a 35 anos.
<b>3) para promover outorga de nova concessão simultaneamente com privatização de serviços públicos prestado por pessoas jurídicas sob controle direto ou indireto da União, Estados, DF ou Municípios (art. 27 e 30 da Lei 9.074/95)</b>	nova concessão com prazo necessário à amortização do investimento, limitado a 30 anos

<p><b>4) contratos de concessão de serviço público e de uso de bem público celebrados na vigência desta Lei, conterão cláusula de prorrogação.</b></p>	<p>admitida a prorrogação enquanto o contrato estiver sendo prestado nas condições estabelecidas pelo Poder Concedente e em prol dos interesses dos consumidores.</p>
--------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------	-----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------

### **2.2.5 Lei 10.848/2004**

A Lei nº 10.848/2004 também promoveu alterações no prazo de vigência das concessões, vedando a prorrogação dos contratos de concessão, e estabelecendo como limite máximo a vigência de 35 (trinta e cinco) anos, contados da assinatura do respectivo contrato, bem como revogou o art. 27 da Lei nº 9.427/96, que admitia a previsão de cláusula de prorrogação da vigência dos contratos de concessão.

No entanto, considerou válidos os contratos de concessão assinados anteriormente à sua promulgação e que continham cláusula de prorrogação, bem como admitiu uma única prorrogação, pelo prazo máximo de 20 (vinte) anos, aos contratos de concessão celebrados anteriormente à sua publicação.

### **2.2.6 Lei 11.445/2007**

Por fim, a Lei nº 11.445, de 05 de maio de 2007, promoveu alterações no artigo 42 da Lei nº 8.987/95, autorizando ao Poder Concedente, uma vez vencido o prazo de vigência do contrato de concessão, a transferir a concessão de serviço público, sem licitação, para outro agente, dispositivo este que deve ser interpretado em conformidade com a Constituição Federal, exigindo-se prévia licitação para a outorga da nova concessão, conforme recente decisão da Ação Direta de Inconstitucionalidade – ADI 4058 – pelo Supremo Tribunal Federal, em acórdão publicado em 14.02.2019.

### **2.2.7 Síntese das leis 9.427/96 e 10.848/04**

<p><b>Fundamento</b> <b>Legal</b></p>	<p><b>Caso</b></p>	<p><b>Tratamento</b></p>
<p>art. 27 da lei 9.427/96</p>	<p>contratos de concessão de serviço público e de uso de bem público</p>	<p>previsão de cláusula de prorrogação desde que prestado nas condições estabelecidas no contrato.</p>

art. 8º da Lei 10.848/2004	concessões de geração anterior a 11.12.2003	prazo necessário à amortização dos investimentos, limitado a 35 anos, podendo ser prorrogado no máximo por 20 anos
art. 8º. §9º da Lei 10848/2007	concessões de geração a partir de 11/12/2003	prazo necessário para a amortização dos investimentos, limitado a 35 anos
art. 17 da Lei 10.848/2007 (do decreto nº 5.911 de 2006)	concessões de uso de bem público enquadrado no art. 17 (energia botox)	possibilidade de uma única prorrogação mediante contratação de pelo menos 60% em leilões de energia nova de 2005-7 pelo prazo do CCEAR
art. 58 da Lei 11.445/2007	concessões vencidas	o serviço pode ser prestado pelo Poder Concedente ou delegado a terceiros mediante contrato
art. 58 da lei 11.445/2007	concessão sem prazo definido	ocorre o vencimento do contrato de concessão em 31.12.2010 e os investimentos ainda não amortizados serão indenizados

## 2.3 Regime de Cotas (Lei 12.783/13)

A Lei nº 12.783 de 11 de janeiro de 2013, resultado da Medida Provisória nº 579/2012, propôs a renovação das concessões das usinas de geração hidrelétrica cujos contratos de concessão foram firmados sem licitação, antes da publicação da Lei nº 8.987/95, e/ou que foram prorrogadas por um prazo máximo de 30 (trinta) anos, vejamos:

*Art. 1º A partir de 12 de setembro de 2012, as concessões de geração de energia hidrelétrica alcançadas pelo art. 19 da Lei nº 9.074, de 7 de julho de 1995, poderão ser prorrogadas, a critério do poder concedente, uma única vez, pelo prazo de até 30 (trinta) anos, de forma a assegurar a continuidade, a eficiência da prestação do serviço e a modicidade tarifária.*

*§ 1º A prorrogação de que trata este artigo dependerá da aceitação expressa das seguintes condições pelas concessionárias:*

*I - Remuneração por tarifa calculada pela Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL para cada usina hidrelétrica;*

*II - Alocação de cotas de garantia física de energia e de potência da usina hidrelétrica às concessionárias e permissionárias de serviço público de distribuição de energia elétrica do Sistema Interligado Nacional - SIN, a ser definida pela Aneel, conforme regulamento do poder concedente;*

*III - submissão aos padrões de qualidade do serviço fixados pela Aneel;*

*(...)*

*§7º O disposto neste artigo aplica-se às concessões de geração de energia hidrelétrica que, nos termos do art. 19 da Lei nº 9.074, de 1995, foram ou não prorrogadas, ou que estejam com pedido de prorrogação em tramitação.*

Para tanto, como premissa para a renovação, a concessionária deveria renunciar ao regime de concessão até então vigente, que baseava-se na liberdade de comercialização de energia elétrica em qualquer ambiente de contratação, passando a se vincular ao regime de cotas de garantia física, no qual a geradora, compulsoriamente, deve destinar a totalidade da energia gerada às concessionárias de distribuição de energia elétrica do Sistema Interligado Nacional (SIN).

Logo, ao se sujeitar ao regime de prorrogação instituído pela Lei nº 12.783/2013, as geradoras deverão também se abdicar da liberdade de comercialização que até então gozavam, quando tinham a opção de vender a sua energia, tanto no mercado livre (ACL), quanto no mercado regulado (ACR).

Além da alocação da garantia física da usina às distribuidoras de energia, através de cotas, a geradora deve se sujeitar aos padrões de qualidade estabelecidos pela agência reguladora, devendo também se submeter a uma remuneração por tarifa.

A seguir, será discorrido brevemente acerca das condições para a renovação.

### **2.3.1 Regime de Cotas de Garantia Física**

O regime de cotas consiste na alocação da energia proveniente das usinas hidrelétricas às concessionárias de distribuição de energia elétrica do Sistema Interligado Nacional – SIN.

Segundo dispõe a Lei nº 12.783/2013, as cotas serão definidas e revisadas periodicamente pela Aneel, conforme regulamento, devendo ser objeto de contrato a ser firmado entre as distribuidoras e as concessionárias de geração que tiverem as suas concessões prorrogadas, denominado Contrato de Cotas de Garantia Física de Energia e de Potência (CCGF).

No rateio e alocação das cotas a lei também enuncia como premissa a busca do equilíbrio na redução da tarifa das concessionárias e permissionárias de distribuição, vejamos:

*Art. 1º (...)*

---

*§ 2º A distribuição das cotas de que trata o inciso II do § 1º e respectiva remuneração obedecerão a critérios previstos em regulamento, devendo buscar o equilíbrio na redução das tarifas das concessionárias e permissionárias de distribuição do SIN.*

*§ 3º As cotas de que trata o inciso II do § 1º serão revisadas periodicamente e a respectiva alocação às concessionárias e permissionárias de distribuição será formalizada mediante a celebração de contratos, conforme regulamento do poder concedente.*

Com vistas a regulamentar o regime de cotas e a prorrogação das concessões, sobreveio o decreto federal nº 7.805, em 14 de setembro de 2012, o qual definiu premissas para o rateio da garantia física das usinas através de cotas, vejamos:

*Art. 4º A alocação inicial das cotas de garantia física de energia e de potência, bem como o mecanismo para compensar as variações no nível de contratação das concessionárias de distribuição do Sistema Interligado Nacional - SIN, a serem definidos pela ANEEL, observarão a necessidade de atendimento ao mercado e o equilíbrio na redução das tarifas das concessionárias de distribuição do SIN.*

*§ 1º A definição do rateio a que se refere o caput buscará a alocação das cotas de garantia física de energia e de potência de forma proporcional ao mercado de cada concessionária de distribuição do SIN, limitada ao respectivo montante de energia contratada mediante Contratos de Comercialização de Energia no Ambiente Regulado – CCEARs - adicionado do montante de reposição.*

Estabeleceu-se também a aplicação do mecanismo de cessão compulsória dos contratos de compra de energia no ambiente regulado (CCEARs) a fim de assegurar o equilíbrio das tarifas e a compensação das variações no nível de contratação das concessionárias de distribuição, assegurando-se a estas, inclusive, o repasse dos custos de aquisição de energia elétrica às tarifas de seus consumidores finais, caso tal mecanismo não atenda os fins a que se propõe.

À ANEEL foi atribuída a competência para fixação das cotas de garantia física das usinas hidrelétricas para as concessionárias de distribuição, sendo que assim o fez através da edição da Resolução Homologatória nº 2.318/2017 que homologou as cotas de 2018, 2019 e 2020.

Houve alteração também na regra quanto a assunção dos riscos hidrológicos, que são os riscos associados aos geradores de fonte hidráulica em relação a produção de energia elétrica na quantidade suficiente para cobrir a sua garantia física, que é lastreada em seus contratos de venda de energia. Antes da Lei nº 12.783/2013, tal risco era assumido pelos geradores, sendo que agora deslocou-se para as distribuidoras de energia, com a possibilidade de repasse às tarifas do consumidor, vejamos:

---



*Art. 1º (...)*

*§ 5º Nas prorrogações de que trata este artigo, os riscos hidrológicos, considerado o Mecanismo de Realocação de Energia MRE, serão assumidos pelas concessionárias e permissionárias de distribuição o SIN, com direito de repasse à tarifa do consumidor final.*

Com a inversão do ônus quanto ao risco hidrológico, do qual o gerador se desvencilhou, o prêmio associado a esse risco foi excluído das tarifas, passando a contemplar apenas os custos de operação e manutenção das usinas. Assim, as usinas que aderirem às novas regras, passando a ser ‘cotistas’, perceberão uma alteração drástica na forma de sua remuneração, conforme se detalhará a seguir.

### **2.3.2 Remuneração por Tarifa Calculada pela Aneel**

O regime de prorrogação das concessões instituído pela Lei nº 12.783/2013 prevê que a geradora seja remunerada por uma tarifa, a ser definida pela agência reguladora, denominada de Receita Anual de Geração (RAG), que é baseada apenas nos custos de operação e manutenção (GAG), tributos encargos, tarifas de uso dos sistemas de transmissão e distribuição (TUST e TUSD), bem como parcela de investimentos vinculados a bens reversíveis que ainda não foram amortizados e nem depreciados e que ainda não foram indenizados pelo Poder Concedente, vejamos:

*Art. 15. A tarifa ou receita de que trata esta Lei deverá considerar, quando houver, a parcela dos investimentos vinculados a bens reversíveis, ainda não amortizados, não depreciados ou não indenizados pelo poder concedente, e será revisada periodicamente na forma do contrato de concessão ou termo aditivo.*

*(...)*

*§ 2º Fica o poder concedente autorizado a pagar, na forma de regulamento, para as concessionárias que optarem pela prorrogação prevista nesta Lei, nas concessões de transmissão de energia elétrica alcançadas pelo § 5º do art. 17 da Lei nº 9.074, de 1995, o valor relativo aos ativos considerados não depreciados existentes em 31 de maio de 2000, registrados pela concessionária e reconhecidos pela Aneel*

*§ 5º As tarifas das concessões de geração de energia hidrelétrica e as receitas das concessões de transmissão de energia elétrica, prorrogadas ou licitadas nos termos desta Lei, levarão em consideração, dentre outros, os custos de operação e manutenção, encargos, tributos e, quando couber, pagamento pelo uso dos sistemas de transmissão e distribuição*

*§ 6º As informações necessárias para o cálculo da parcela dos investimentos vinculados a bens reversíveis, ainda não amortizados ou não depreciados, das concessões prorrogadas nos termos desta Lei, que não forem apresentadas pelos concessionários, não serão consideradas na tarifa ou receita inicial, ou para fins de indenização*

*§ 7º As informações de que trata o § 6º, quando apresentadas, serão avaliadas e consideradas na tarifa do concessionário a partir da revisão periódica, não havendo recomposição tarifária quanto ao período em que não foram consideradas.*

---

§ 8º O regulamento do poder concedente disporá sobre os prazos para envio das informações de que tratam os §§ 6º e 7º

Portanto, a RAG é composta por dois componentes: o OPEX, que está associado aos custos de operação e manutenção, através de uma parcela denominada de Custo da Gestão dos Ativos de Geração (GAG) e pelo CAPEX, que está vinculado ao emprego de capital para investimentos vinculados a bens reversíveis, associados a custos decorrentes de melhorias e ampliações executadas nas usinas hidrelétricas através de duas parcelas: o *GAG Melhorias* e o *GAG Ampliações*, excluindo-se do seu valor a parcela necessária à cobertura das despesas com tributos (PIS/PASEP e COFINS) e considerados eventuais ajustes decorrentes de indisponibilidade ou desempenho da geração.

Destaque-se que para que a concessionária seja remunerada pelos investimentos realizados em ativos, vinculados à concessão, que ainda não foram amortizados, imprescindível que apresente as informações necessárias para o cálculo dos investimentos tempestivamente à Aneel, no prazo assinalado em regulamento, sob pena de que este adicional de receita não seja computado na RAG.

O Submódulo 12.4 do Procedimento de Revisão Tarifária (PRORET), aprovado pela Resolução Normativa Aneel nº 818 de 19.06.2018, estabelece critérios e procedimentos para a realização de investimentos que serão considerados nas tarifas de aproveitamento hidrelétricos que renovaram as concessões ou foram licitados nos termos da Lei nº 12.783, de 11 de janeiro de 2013, enquanto que os investimentos em melhoria são disciplinados no Submódulo 12.1 do PRORET, que versa sobre a “Revisão Periódica da Receita Anual de Geração das Usinas Cotistas”.

O item 4 do Submódulo 12.4 do PRORET apresenta os investimentos em ampliações, passíveis de incremento de receita, vejamos:

*6. A partir do reajuste tarifário de 2015 as concessionárias de geração farão jus ao recebimento de adicionais de receitas, conforme abaixo:*

*I- remuneração de investimentos e custos de operação e manutenção associados a ampliações de potência instalada de geração autorizadas pelo Poder Concedente. (Grupo 3)*

*7. A concessionária tem o direito ao adicional de receita referente aos investimentos em ampliação a partir da data de entrada em operação comercial das instalações, sendo que o seu cálculo será realizado apenas no reajuste subsequente à conclusão da melhoria efetivamente comprovado por ato da fiscalização da ANEEL.*

---

(...)

*10. O aumento da potência instalada de energia em decorrência de investimentos realizados em ampliação implicará receita adicional de operação e manutenção, a ser atualizado até a data do reajuste anterior à entrada em operação comercial da ampliação e incorporado ao GAG no processo subsequente de reajuste.*

Segundo o Módulo 12.1 do PRORET as melhorias compreendem a instalação, a substituição ou a reforma de equipamento em instalação de geração existente, ou a adequação dessa instalação, visando manter a prestação de serviço adequado de geração de energia elétrica, como por exemplo, a reforma e modernização das instalações; a substituição de equipamentos por motivo de obsolescência, vida útil esgotada, falta de peças de reposição ou risco de danos às instalações; a execução de obras civis associadas às melhorias e modernizações da usina e ainda a repotenciação de unidades geradoras existentes.

O reconhecimento dos custos de capital associados aos investimentos em melhorias é reconhecido pela parcela GAG Melhorias, cujo valor é regulatório e contempla duas componentes: a Quota de Reintegração Regulatória - QRR e a Remuneração do Capital - RC.

### **2.3.3 Padrões de Qualidade**

O padrão de qualidade do serviço de geração é aferido de forma distinta às usinas que são despachadas pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS, e àquelas que não são despachadas centralizadamente, de acordo com os parâmetros definidos na Resolução Normativa Aneel nº 541 de 12.03.2013.

As usinas despachadas pelo ONS serão avaliadas a partir de um índice de indisponibilidade total, que compreende uma taxa de indisponibilidade forçada (TEIF) e uma taxa de indisponibilidade programada (IP), e tal avaliação refletirá na parcela de ajuste de indisponibilidade apurada ou desempenho apurado (Ajl), que integra o cálculo da receita anual de geração (RAG) e constitui um estímulo financeiro para que a concessionária melhore o seu desempenho.

Por outro lado, o critério para a apuração do padrão de qualidade das usinas que não são despachadas pelo ONS será o da geração média, que será comparada com a garantia física, através de um índice de desempenho.

---

### 2.3.4 Prazo para a Adesão

A concessionária deverá requerer a prorrogação com 60 (sessenta) meses, antes do término da outorga, sendo que o Poder Concedente poderá antecipar seus efeitos em 60 (sessenta) meses antes do término, vejamos:

*Art. 11. As prorrogações referidas nesta Lei deverão ser requeridas pelo concessionário, com antecedência mínima de 60 (sessenta) meses da data final do respectivo contrato ou ato de outorga, ressalvado o disposto no art. 5º.*

*§ 1º Nos casos em que o prazo remanescente da concessão for inferior a 60 (sessenta) meses da publicação da Medida Provisória 579, de 2012, o pedido de prorrogação deverá ser apresentado em até 30 (trinta) dias da data do início de sua vigência. (...)*

*Art. 12. O poder concedente poderá antecipar os efeitos da prorrogação em até 60 (sessenta) meses do advento do termo contratual ou do ato de outorga.*

A regra previu ainda que a renovação da concessão, nos termos ora apresentados, deve ser formalizada mediante a assinatura de contrato de concessão ou termo aditivo, que deverá ser assinado no prazo de 30 (trinta) dias contados da convocação, sendo que os prazos de vigência dos novos contratos de concessão serão contados do primeiro dia subsequente ao da assinatura do contrato de concessão ou termo aditivo, em se tratando de antecipação dos efeitos da prorrogação, e a partir do primeiro dia subsequente ao término do prazo de concessão.

Previu-se, por fim, que a prorrogação das concessões de geração de energia hidrelétrica, destinadas à autoprodução, cuja potência da usina seja igual ou inferior a 50 MW (cinquenta megawatts), se dará a título oneroso, através do pagamento pelo uso bem público, o qual será revertido em favor da modicidade tarifária.

Cabe aqui destacar que o prazo fixado para formalizar o pedido de prorrogação do contrato de concessão, segundo o regime de cotas, pode ser reduzido para 36 (trinta e seis) meses, caso o Projeto de Lei nº 10.985/2018, que se encontra em tramitação no Congresso Nacional, seja aprovado.

## 2.4 Regime Híbrido (Lei 13.203/15)

Como a Medida Provisória nº 579 foi um relativo fracasso em termos de atratividade econômica, tanto para renovação das concessões, como para os novos leilões, o governo federal

---

elaborou a Medida Provisória nº 688 em 18 de agosto de 2015, posteriormente convertida na Lei nº 13.203/15.

Essa lei relativizou o regime de cotas de garantia física, que impunha ao gerador a obrigação de destinar a totalidade da energia gerada ao mercado cativo, possibilitando que parcela da garantia física também pudesse ser destinada ao mercado livre, e também previu o pagamento da bonificação de outorga às licitações de concessões de usinas em regime de alocação de cotas de garantia física de energia.

*Art. 3º Os arts. 8º e 15 da Lei nº 12.783, de 11 de janeiro de 2013, passam a vigorar com as seguintes alterações:*

*"Art. 8º (...)*

*§ 6º A licitação de que trata o caput poderá utilizar os critérios estabelecidos nos incisos I e II do caput do art. 15 da Lei nº 8.987, de 13 de fevereiro de 1995, ou a combinação dos dois critérios.*

*§ 7º O pagamento pela outorga da concessão a que se refere o inciso II do caput do art. 15 da Lei nº 8.987, de 13 de fevereiro de 1995, será denominado, para fins da licitação de que trata o caput, bonificação pela outorga.*

*§ 8º A partir de data a ser estabelecida pelo Conselho Nacional de Política Energética - CNPE, a parcela da garantia física que não for destinada ao Ambiente de Contratação Regulada - ACR será de livre disposição do vencedor da licitação, não se aplicando a essa parcela o disposto nos §§ 1º a 3º do art. 1º.*

*§ 9º Exclusivamente na parcela da garantia física destinada ao ACR, os riscos hidrológicos, considerado o Mecanismo de Realocação de Energia - MRE, serão assumidos pelas concessionárias e permissionárias de distribuição do SIN, com direito de repasse à tarifa do consumidor final." (NR)*

Criou-se, assim, a figura do gerador misto, o qual pode destinar no mínimo 70% (setenta por cento) de sua garantia física ao ambiente de contratação regulada (ACR), mediante a celebração de contrato de cotas de garantia física (CCGF), e o restante, que perfaz o montante de 30% (trinta por cento) da garantia física, pode ser comercializada no ambiente de contratação livre (ACL), regra esta, contudo, aplicada apenas às concessões outorgadas para os novos leilões, ou seja, para aquelas concessões de geração de energia elétrica que não aceitaram as condições para a nova prorrogação.

Tal regra foi ditada pelo Conselho Nacional de Pesquisa Energética, mediante a Resolução nº 02/2015, através da qual definiu os parâmetros técnicos e econômicos para o Leilão ANEEL nº 01/2015, estabelecendo um período de transição de um ano, no qual o vendedor do leilão deveria destinar a totalidade de sua garantia física ao mercado cativo, sendo

---

que ultrapassado esse período, este passaria a ter liberdade para destinar parcela de sua garantia física ao mercado livre, vejamos:

*“Art. 1º Estabelecer os parâmetros técnicos e econômicos das licitações de concessões de geração de energia elétrica, de que trata o art. 8º da Lei nº 12.783, de 11 de janeiro de 2013, a seguir indicados: ...*

*III – percentuais da garantia física das usinas destinados ao Ambiente de Contratação Regulada - ACR, observado o disposto no art. 8º do Decreto no 7.805, de 14 de setembro de 2012:*

- a) cem por cento, de 1º de janeiro a 31 de dezembro de 2016; e*
- b) setenta por cento, a partir de 1º de janeiro de 2017*

Veja-se, portanto, que a partir de 2017 o regime de cotas de garantia física seria aplicado apenas a uma parcela da garantia física do gerador, que representa um montante de 70% (setenta por cento), a qual, compulsoriamente, deve ser destinada ao mercado cativo, sendo que em relação a parcela restante, que corresponde a 30% (trinta por cento) da garantia física, o gerador tem ampla liberdade para comercializar no mercado livre.

Posteriormente, previamente ao lançamento do Leilão ANEEL nº 01/2017, destinado à contratação de concessões de usinas hidrelétricas em regime de alocação de cotas de garantia física de energia e potência, o CNPE editou a Resolução nº 12, em 12 de maio de 2017, estabelecendo ao gerador, vencedor do leilão, a possibilidade de destinar 30% (trinta por cento) de sua garantia física ao mercado livre de energia, desde o início, sem qualquer período de carência ou transição, vejamos:

*Art. 1º Estabelecer os parâmetros técnicos e econômicos de licitação de concessões de geração de energia elétrica, de que trata o art. 8º da Lei nº 12.783, de 11 de janeiro de 2013, a seguir indicados:*

*I - valores mínimos de bonificação pela outorga por Usina Hidrelétrica, conforme consta no Anexo à esta Resolução;*

*II - forma de pagamento da bonificação pela outorga em parcela única, sendo 100% do montante à vista, no ato de assinatura do Contrato de Concessão, respeitados os valores mínimos definidos nos termos do inciso I;*

*III - percentual de 70% (setenta por cento) da garantia física das usinas destinado ao Ambiente de Contratação Regulada - ACR;*

*IV - remuneração do retorno dos valores mínimos de bonificação pela outorga, definidos nos termos do inciso I, pelo Custo Médio Ponderado de Capital (Weighted Average Capital Cost – WACC), à taxa de 8,08% (oito inteiros e oito centésimos por cento), real ao ano, deduzidos os tributos;*

*V - retorno, a partir do início da vigência do Contrato de Concessão, dos valores mínimos de bonificação pela outorga definidos nos termos do inciso I; e*

*VI - preço de referência da energia não contratada no ACR de R\$ 142,70 R\$/MWh (cento e quarenta e dois Reais e setenta centavos por Megawatt-hora), correspondente ao custo de oportunidade da projeção dos Preços de Liquidação das Diferenças - PLD para o*

---

*Submercado Sudeste/Centro-Oeste do período de janeiro de 2018 a dezembro de 2021, a ser acrescido das contribuições para os Programas de Integração Social e de Formação do Patrimônio do Servidor Público - PIS/PASEP e da Contribuição para o Financiamento da Seguridade Social – COFINS.*

A nova legislação, além de instituir a figura do regime híbrido de comercialização, também criou a bonificação pela outorga como o critério de seleção do leilão. Assim, o proponente que ofertar o maior valor de bonificação para a outorga, respeitados os valores mínimos fixados a esse título para cada usina, será o vencedor.

A forma de seu pagamento foi disciplinado na Resolução nº 12/2017 do CNPE, estabelecendo-se que este deve ser realizado à vista, em uma única parcela, no ato da assinatura do contrato de concessão, sendo que o valor pago pela geradora, vencedora da licitação, à título de bonificação de outorga, deverá ser restituído pelas distribuidoras, a uma taxa de 8,08%, à título de custo médio ponderado de capital (WACC), a partir do primeiro dia do mês subsequente ao da assinatura do contrato de concessão, ou a partir do primeiro dia do mês subsequente ao termo do contrato de concessão vigente.

Portanto, segundo o regime híbrido, instituído pela Lei 12.313/2015, a receita das geradoras não se restringirá aos custos de operação, denominada GAG O&M, mas também incorporará os valores relativos ao retorno da bonificação da outorga (RBO), diferenciando-se também nesse ponto em relação ao regime de cotas de garantia física.

Destaque-se que além da instituição do regime híbrido de contratação e da bonificação de outorga, a Medida Provisória nº 688/2015 estabeleceu um incentivo às concessionárias de geração por meio do Custo de Gestão dos Ativos de Geração (GAG) melhorias. Por meio deste mecanismo, o vencedor do leilão irá receber a GAG melhorias independentemente da avaliação da ANEEL.

Importante esclarecer que no regime híbrido tem-se uma limitação de 70% (setenta por cento) do valor da RAG, quanto do RBO, ou seja, o valor da remuneração da concessionária a esse título deve ser proporcional à parcela da energia que será alocada ao regime de cotas (ao mercado cativo), conforme se pode extrair da Nota Técnica nº 233/2018-SGT/ANEEL e da Nota Técnica 257/2015-SGT/ANEEL.

Assim, segundo esta regra, o novo concessionário terá como receita: o retorno da bonificação de outorga (RBO); a Receita Anual de Geração (RAG) composta pelos custos de

---



operação e manutenção (GAG de O&M e GAG de Melhorias), apurada apenas à energia alocada ao regime de cotas, e a receita da venda de 30% (trinta por cento) da garantia física, além dos encargos e tributos, inclusive os encargos de conexão e uso dos sistemas de transmissão ou de distribuição de responsabilidade da concessionária, ou seja, um aumento expressivo na receita se comparado às disposições previstas na Lei nº 12.783/13.

## **2.5 Decreto 9.271/18**

Conforme a Lei 9.074/1995, que instituiu a possibilidade de renovação da concessão no ato do leilão da concessionária de geração de energia sob controle direto ou indireto da União, de Estado, do DF ou de Município. Dessa forma, o Decreto 9.271/2018 regulamentou os artigos 26, 27, 28 e 30 dessa lei.

De acordo com o Decreto 9.271/2018, as concessões prorrogadas pela MP 579 não poderão enquadrar-se no disposto nesse decreto. Porém, esse decreto visa mudar as regras do setor estabelecidas pela MP 579, ou seja, o objetivo é estabelecer um processo de “descotização” e, dessa forma, as usinas comercializem a energia seja no ACL ou no ACR (NASCIMENTO, 2018).

Portanto, segundo Nascimento (2018), que é repórter da Agência Brasil, o decreto corrobora com a privatização das UHE’s pertencentes à Eletrobrás que não estão no regime de cotas. O exemplo disso é a UHE de Tucuruí, cuja concessão encerra-se em 2024.

Segundo Martiniano Neto (2018), as condições para renovação do contrato de concessão são as seguintes: já possuir contrato de concessão vigente no momento da privatização; prazo para a renovação dever ser maior que 5 anos; solicitação ou ratificação, por meio da transferência do controle acionário, de pedido enviado ao MME pelo contrato da usina a ser privatizada; regime de produtor independente de energia elétrica (PIE); e pagamento do valor da outorga de concessão.

---



Além disso, a empresa sob controle direto ou indireto de um dos entes federativos necessita encaminhar a manifestação do chefe da advocacia pública desse mesmo ente a qual a empresa pertença, além dos órgãos competentes para que possam autorizar a transferência de controle (MARTINIANO NETO, 2018).

Segundo Martiniano Neto (2018), com relação ao pagamento da outorga para a nova concessão, há critérios estabelecidos pelo MME e Ministério da Economia. Porém, quando a concessionária está sob controle da União, os valores e forma de pagamento são estabelecidos pelo MME, Ministério da Economia e conselho do Programa de Parcerias de Investimentos.

Ainda segundo Martiniano Neto (2018), cabe ressaltar que: calcula-se o valor mínimo da nova outorga de acordo com o benefício econômico-financeiro a ser obtido pela concessionária; a minuta de contrato necessita da aprovação da ANEEL; e os respectivos valores de mínimos de outorga de uso do bem público integram o edital da privatização da concessionária.

Segundo Nascimento (2018), a UHE Sergio Motta ou Porto Primavera, pertencentes à CESP, que tinha seu contrato com termino da concessão em 2028, atraiu interesse de investidores que disputaram sua privatização.

Segundo o TCU (2018), o governo federal aproveitou o objetivo do governo estadual, que visava à privatização da Companhia, para renovar a concessão dessa usina, de maneira que essa renovação aconteça juntamente com o leilão de privatização. Nesse sentido a renovação é de responsabilidade do MME e a privatização é do governo do estado de São Paulo.

A ANEEL aprovou o aprimoramento da minuta do contrato de concessão da UHE de Porto Primavera com prazo de 30 anos e no regime de PIE. Portanto, o concessionário terá liberdade de comercializar a sua energia (ANEEL, 2018).

Segundo a ANEEL (2018), a usina deve sempre atender as condições e qualificação que foram exigidas durante o leilão de licitação; encaminhar relatórios sobre informações técnicas, situação das instalações e manutenções; disponibilizar dados e informações sobre programas ambientais e apresentar o cadastro socioeconômico da população atingida pela Usina.

Além disso, o critério quanto à seleção das propostas é realizado de acordo com o maior valor ofertado por ações da empresa a ser privatizada. Portanto, o valor mínimo de outorga é

---

aplicado de acordo com o percentual de ágio do leilão de privatização (MARTINIANO NETO, 2018).

Cabe ressaltar que a ANEEL é responsável por fiscalizar quanto ao controle das ações nas mais diversas áreas da usina que for privatizada (ANEEL, 2018).

O TCU prescreveu ao MME que os valores dos contratos de venda de energia da UHE Porto Primavera, firmados nos leilões 2/2005 e 2/2006 da ANEEL, sejam levados em consideração para a renovação da concessão. Portanto, o valor mínimo da renovação da concessão, que seria de R\$ 1,098 bi, passaria a ser de R\$ 1,333 bi (TCU, 2018).

De acordo com a decisão (Acórdão 1587/2018) recomendou-se ao MME que busquem balancear a diferença entre o curto prazo da estimativa de precificação da energia no futuro e os contratos de longo prazo (TCU, 2018).

## 2.6 Consulta Pública 33

Segundo o BNDES, a Consulta Pública 33/2017 (CP 33), proposta pelo MME, apresenta as diretrizes para o aprimoramento e a reestruturação do setor elétrico. Dessa forma, a CP 33 visa instituir o novo marco regulatório, o qual almeja maior eficiência no setor, entre eles um maior alinhamento entre o mundo contratual e o operacional.

Segundo o Ministério da Fazenda (2018), o modelo brasileiro apresenta uma série de perda de eficiência devido ao seu modelo de despacho pelo custo marginal de operação e isso faz com que o gerador não busque cada vez mais melhorias de eficiência na usina. Uma alternativa é o despacho por oferta de preço e, portanto, o próprio gerador assumir seu risco de geração hidrelétrica e isso estimule ao gerador a ser mais eficiente. Portanto, a CP 33 propõe transformar o risco sistêmico em risco individual de cada usina.

Além disso, na CP 33 permanece a descotização, ou seja, a revogação do regime de cotas. A proposta beneficia tanto o ACL quanto o ACR, pois, nesse último, dá mais flexibilidade quanto à gestão para as distribuidoras.

---

## 3 ESTUDO DE CASO: UHE APUCARANINHA

A usina Hidrelétrica Apucarantina – UHE APC, com capacidade instalada de 10MW e garantia física de 6,71MW, está localizada no rio Apucarantina no município de Tamarana, Paraná, e foi inaugurada em 1949, sendo que sua concessão pertencia à Empresa Elétrica de Londrina S.A. Como sua concessão vence em 2025, a detentora da concessão, Copel Geração e Transmissão S. A. deve avaliar as possibilidades regulatórias de renovação e eventuais consequências, incluindo a avaliação financeira.

### 3.1 Análise Regulatória

Conforme já abordado, antes dos anos 90 o setor elétrico era fortemente estatal, e a Empresa Elétrica Londrina S.A. que era uma empresa municipal, foi incorporada pela Companhia Paranaense de Energia – Copel, pelo decreto 76.432/1975, de 13 de outubro de 1975, sendo sua concessão prorrogada por mais 30 anos, ou seja, até 14 de outubro de 2005.

O artigo 19 da lei 9.074/1995 permitiu a extensão da concessão da usina por mais 20 anos, sendo assim, sua concessão expira em 12 de outubro de 2025.

Já a lei 12.783/2013 permite a extensão da concessão da usina por mais 30 anos, resumidamente, nas seguintes condições:

- A energia da usina é alocada ao regime de cotas;
  - A concessionária receberá a Receita Anula de Geração - RAG - para prestar serviços de O&M;
  - A concessionária deverá requerer a prorrogação com antecedência mínima de 60 meses antes do término da outorga, sendo que o poder concedente pode antecipar seus efeitos em 60 meses antes do término.
-

Cabe ainda ressaltar que não outra há possibilidade de renovação que não esta, pois o Art 2º da lei 12.783/2013 impede tal possibilidade:

Art. 2º A outorga de concessão e autorização para aproveitamento de potencial hidráulico maior que 5.000 kW (cinco mil quilowatts) e inferior ou igual a 50.000 kW (cinquenta mil quilowatts), desde que ainda não tenha sido prorrogada e esteja em vigor quando da publicação desta Lei, poderá ser prorrogada a título oneroso, em conformidade com o previsto no § 1º-A. ([Redação dada pela Lei nº 13.360, de 2016](#))

Assim sendo, e não havendo no momento outra alternativa, cabe a concessionária tomar uma decisão no mais tardar até o dia 12 de outubro de 2020, requerendo ou não a prorrogação da concessão por mais 30 anos. Porém importante também realizar a análise financeira de tal decisão, objeto do próximo item.

## 3.2 Análise financeira: RAG total e seus componentes

A decisão de renovar a concessão, a princípio, não tem impacto forte sobre os custos de O&M da usina, mas altera completamente a forma para obter a receita, pois a concessionária deixa de ter o direito de venda de energia e passa a receber a RAG – Receita Anual de Geração. Assim torna-se imprescindível realizar a análise do valor da RAG.

Basicamente, considerando as mesmas despesas, é necessário verificar o que é mais vantajoso: Obter a receita de venda de energia por mais cinco anos, ou seja, de 2020 a 2025 ou obter a RAG por mais 30 anos, ou seja, de 2020 a 2050. Nos tópicos a seguir esta análise será realizada utilizando a metodologia do VPL – Valor Presente Líquido.

De acordo com a lei 12.783/2013 a RAG é composta pela GAG total além de encargos de uso e conexão, Taxa de Fiscalização de Serviços de Energia Elétrica - TFSEE, Pesquisa e Desenvolvimento e Compensação Financeira pelo Uso de Recurso Hídrico - CFURH.

### 3.2.1 Determinação do GAG total

Em caso de renovação, o GAG – Custo Anual de Gestão de Ativos de Geração, pode ser calculado conforme estabelecido pela Nota Técnica 159/2018-SGT-ANEEL:

$$GAG_t = GAG_{O\&M_t} + GAG_{Melht} + GAG_{Amplt} + CAIMI_t$$

Onde:

- $GAG_t$ : Custo da Gestão dos Ativos de Geração em R\$/ano;
- $GAG_{O\&M}$ : Custos Operacionais Regulatórios;
- $GAG_{Melht}$ : Custo de Capital por Investimento em Melhorias;
- $GAG_{Amplt}$ : Custo de Gestão dos Ativos de Geração, decorrente de ampliações executadas nas usinas hidrelétricas, estabelecidas conforme submódulo 12.4 do PRORET; e
- $CAIMI_t$ : Custo Anual das Instalações Móveis e Imóveis

### 3.2.2 Determinação do GAG de Operação e Manutenção

A metodologia para cálculo da  $GAG_{O\&M}$  está estabelecido na Nota Técnica 92/2018-SRM-ANEEL, e tem como data base dezembro de 2016, e utiliza a fórmula abaixo:

$$GAG_{O\&M} = e^{12.692202+DESPACHO} \times CI^{0,64325} \times \text{ÁREA}^{0,018314} \times UG^{0,178376}$$

Onde:

- $GAG_{O\&M}$ : Custos Operacionais Regulatórios, aplicável às usinas cujos contratos de concessão tenham sido renovados sob o regime de cotas de garantia física e potência, regidos pela Lei 12.783/2013;
- $DESPACHO$ : Para as usinas que tenham despacho centralizado pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico - ONS igual a 0,3028; para aquelas que não tenham despacho centralizado pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico - ONS igual a 0;
- $CI$ : Capacidade Instalada em Operação;
- $\text{ÁREA}$ : Área do Reservatório, conforme ficha técnica (km<sup>2</sup>). Caso a ANEEL não disponha de valor atualizado e não seja apresentada ficha técnica ou outro comprovante a ser analisado pela ANEEL, o valor considerado será igual a 0,001 km<sup>2</sup>; e

- UG: Número de Unidades Geradoras. Caso a ANEEL não disponha de valor atualizado e não seja apresentada ficha técnica ou outro comprovante a ser analisado pela ANEEL, o valor considerado será igual a 1.

A Usina Hidrelétrica Apucarantina não é despachada centralizadamente, logo  $DESPACHO = 0$ . A Capacidade instalada  $CI$  é de 10MW, possuindo três Unidades Geradoras UG e uma área de reservatório de 2,53 Km<sup>2</sup>. Assim sendo, e aplicando os valores na fórmula, obtém-se:

$$GAG_{O\&M} = R\$ 1.717.897,35 \text{ (data base dezembro de 2016)}$$

### 3.2.3 Determinação da GAG de melhorias

A metodologia para cálculo da  $GAG_{Melh}$  também está estabelecida na Nota Técnica 92/2018-SRM-ANEEL, porém tem como data base o mês de julho de 2017, e deve ser realizado usando a fórmula abaixo:

$$GAG_{Melh} = Fator_{Anualização} \times e^{15.28132} \times CI^{0,731} \times UG^{0,49185} - Remuneração_{Anterior}$$

Onde:

- $GAG_{Melh}$ : Custos de Capital por Investimentos em Melhorias, aplicável às usinas cujos contratos de concessão tenham sido renovados sob o regime de cotas de garantia física e de potência, regidos pela Lei nº 12.783/2013;
- $Fator_{Anualização}$ : Fator de Anualização, o qual depende do número de unidades geradoras e do período restante do contrato de concessão, conforme Tabela 4;
- $CI$ : Capacidade Instalada em Operação;
- $ÁREA$ : Área do Reservatório, conforme ficha técnica (km<sup>2</sup>). Caso a ANEEL não disponha de valor atualizado e não seja apresentada ficha técnica ou outro comprovante a ser analisado pela ANEEL, o valor considerado será igual a 0,001 km<sup>2</sup>; e
- UG: Número de Unidades Geradoras. Caso a ANEEL não disponha de valor atualizado e não seja apresentada ficha técnica ou outro comprovante a ser analisado pela ANEEL, o valor considerado será igual a 1.

- Remuneração<sub>Anterior</sub>: Um quinto da remuneração por investimentos em melhorias recebida no ciclo anterior de vigência da RAG, corrigido pelo índice de preços IPCA.

O fator de Anualização da Usina Hidrelétrica Apucarantina, estabelecido na tabela 4 da mesma nota técnica, considerando que a usina tem 3 unidades geradoras UG é 0,0473796 e a remuneração anterior é zero, sendo assim e aplicando os valores na fórmula, obtém-se:

$$GAG_{Melh} = R\$ 1.896.079,01 \text{ (data base julho de 2017)}$$

### 3.2.4 Determinação da GAG de Ampliações

Segundo a concessionária atual, não há previsão de ampliação da usina, sendo assim:

$$GAG_{Amplt} = R\$ 0,00$$

### 3.2.5 Determinação do CAIMI

O CAIMI é uma parcela destinada a cobertura de custos administrativos e bens não reversíveis, como veículos e prédios administrativos por exemplo. Seu valor é um adicional de 5% usando como base a  $GAG_{O\&M}$ , observando um limite mínimo de R\$ 42.000,00, ou seja, na data base de dezembro de 2016 o CAIMI seria de R\$ 88.483,65.

### 3.2.6 Determinação da RAG total: receita em caso de renovação (30 anos)

Sendo assim, e considerando ajuste pelo IPCA até o mês de maio de 2019, a tabela a seguir apresenta o valor total da GAG.

Item	dez/16	jul/17	IPCA	mai/19
GAGom	1.769.672,99		1,091725	1.931.995,43
GAGmelh		1.896.079,01	1,076361	2.040.864,97
GAGAmpl				0
CAIMI - 5% de GAGom	88.483,65			96.599,77
Total GAG				4.069.460,16
TUST/TUSD				331.873,00
TFSEE				30.700,00
P&D				44.768,00
<b>Total RAG</b>				<b>4.476.801,16</b>

Para se obter a RAG – Receita Anual de Geração, é necessário acrescentar o custo de uso de rede básica ou sistema de distribuição, ou seja, TUST ou TUSD, a TFSEE – Taxa de

Fiscalização de Serviços de Energia Elétrica, Pesquisa e Desenvolvimento - P&D. Tais informações não são objeto deste estudo, e por serem de domínio público, foram fornecidos pela concessionária atual.

### **3.2.7 Receita em caso de não renovação: receitas com venda de energia até o final da concessão (5 anos)**

Em caso de não renovação, a concessionária tem o direito de comercializar a energia da usina. A empresa pode utilizar diversas estratégias de comercialização, mas para efeito desta análise, será considerada a venda da garantia física e GSF igual a 1. Sendo assim:

- GF=6,71MW
- Preço de energia considerado: R\$ 180,00 / MWh.
- Receita anual de venda: R\$ 10.580.000,00 / ano.
- Importante ressaltar neste momento que o presente trabalho não tem propósito nem possibilidade de realizar apuração precisa desta receita, pois dependeria de informações que fazem parte da estratégia de comercialização da empresa como um todo e não exclusivamente deste empreendimento. Logo o objetivo é utilizar valores razoáveis de forma que os resultados não somente fiquem condizentes com a realidade.

## **4 ANÁLISE**

### **4.1 Considerações iniciais**

A RAG é composta por custos de O&M, melhorias e custos não gerenciáveis, como impostos sobre receitas, TFSEE e CFURH. Nesta análise os custos gerenciáveis serão divididos em dois grupos, custos de O&M e investimento em Melhorias.

Os custos não gerenciáveis são de domínio público e facilmente obtidos. Por outro lado, os custos gerenciáveis dependem de cada empresa e são informações que podem ser consideradas estratégicas. Por este motivo os custos aqui apresentados não têm relação com os

---



custos reais e sequer foram solicitados à empresa. Porém é necessário ao menos estima-lo, trabalho que foi realizado da seguinte forma:

- Custo de O&M: será fixo ao longo da concessão, tanto na condição renovado como não renovado.
- Investimento em melhorias: será considerado fixo ao longo da concessão, tanto na condição de renovado como não renovado. Os custos em investimentos não são decorrentes de empréstimo. Uma parte da receita será usada para investimento, ou seja, é feito com capital próprio.
- Como a GAG OM e o CAIMI somados possui valor próximo a GAG Melhorias, em torno de 2 milhões de reais por ano, será considerado que as despesas de O&M e de melhorias sejam iguais.
- Foi considerado que todos os investimentos já realizados estão amortizados.
- Foi considerado que não há indenização por investimentos não amortizado.

## **4.2 VPL com margem de 20% da RAG e juros de 5%**

Nesta primeira análise, além das premissas já citadas no item anterior, será ainda considerado que:

- o valor de GAG total seja condizente com a realidade e além de cobrir todas as despesas permitam ao concessionário obter uma margem sobre a GAG total. Tal margem está sendo, arbitrariamente, estabelecida em 20% no primeiro ano para efeito de análise. Para os anos seguintes ela vai aumentar um pouco devido à redução de impostos em razão dos investimentos.
- Para o cálculo da VPL é necessário estabelecer uma taxa de juros, que nesse caso seria equivalente ao CAPM, já que foi considerado que não há utilização de capital de terceiros.

A tabela abaixo mostra o fluxo de caso para o primeiro ano. Como pode ser observado, para que o fluxo de caixa seja 20% da RAG, ou seja, de R\$ 895.359,00 os custos gerenciáveis

---

devem totalizar R\$ 1.719.038,00, sendo metade relativo ao custo de O&M e metade relativo a investimentos em melhorias. Com isso obtem-se um VPL de R\$ 15.042.867,00 no caso de uma renovação. Considerando que estes custos gerenciáveis sejam realistas e aplicando-os a concessão atual, o VPL obtido por mais cinco anos de concessão é de R\$ 19.165.915,00. Desta forma, considerando estas premissas, consta-se que não é viável renovar a concessão, pois além da VPL ser menor, os riscos associados a manter a concessão por 30 anos é muito superior ao risco de manter por cinco, fato este que não está precificado nesta tabela.

<b>Fluxo Caixa no primeiro ano</b>	<b>Renovando 30 anos</b>	<b>Não Renovando 5 anos</b>
<b>Receita Bruta - RAG</b>	<b>4.476.801</b>	<b>10.580.000</b>
(-) Impostos sobre receita (1,65%+7,6%+3%)	548.408	1.296.050
<b>(=) Receita Líquida</b>	<b>3.928.393</b>	<b>9.283.950</b>
<b>(-) Despesas Operacionais</b>	<b>1.269.487</b>	<b>1.330.519</b>
(-) Despesas gerenciáveis	859.519	859.519
(-) TUSD	334.500	334.500
(-) TFSEE	30.700	30.700
(-) P&D	44.768	105.800
<b>(=) EBITDA</b>	<b>2.658.906</b>	<b>7.953.431</b>
(-) Depreciação	-	-
<b>(=) Lucro Antes do I.R.</b>	<b>2.658.906</b>	<b>7.953.431</b>
(-) IR e CSLL	904.028	2.704.167
<b>(=) Lucro Líquido</b>	<b>1.754.878</b>	<b>5.249.264</b>
(+) Depreciação	-	-
<b>(=) Fluxo de Caixa Operacional</b>	<b>1.754.878</b>	<b>5.249.264</b>
(-) Melhorias	859.519	859.519
<b>(=) Fluxo de caixa Projeto (20% da RAG)</b>	<b>895.359</b>	<b>4.389.745</b>
<b>VPL do projeto com Fluxo de caixa = 20% da RAG</b>	<b>15.042.867</b>	<b>19.165.915</b>

### 4.3 Ponto de equilíbrio do VPL

Uma análise que pode ser bastante útil é determinar quanto deveria ser os custos gerenciáveis para se alcançar um ponto de equilíbrio, ou seja, em que nível de custos o VPL em caso de renovação é igual ao VPL em caso de não renovação. A tabela abaixo apresenta este

cálculo. Como pode ser visto, a despesa gerenciável deveria ser duas vezes R\$ 617.416,00, ou seja, 28% de toda a RAG. Visto de outra forma, a margem líquida, de R\$ 1.297.250 deve ser 29% da RAG, considerando os números do primeiro ano.

<b>Fluxo Caixa - Renovando Concessão</b>	<b>Renovando 30 anos</b>	<b>Renovando 5 anos</b>
<b>Receita Bruta - RAG</b>	<b>4.476.801</b>	<b>10.580.000</b>
(-) Impostos sobre receita (1,65%+7,6%+3%)	548.408	1.296.050
<b>(=) Receita Líquida</b>	<b>3.928.393</b>	<b>9.283.950</b>
<b>(-) Despesas Operacionais</b>	<b>1.027.384</b>	<b>1.088.416</b>
(-) Despesas gerenciáveis	617.416	617.416
(-) TUSD	334.500	334.500
(-) TFSEE	30.700	30.700
(-) P&D	44.768	105.800
<b>(=) EBITDA</b>	<b>2.901.009</b>	<b>8.195.534</b>
(-) Depreciação	-	-
<b>(=) Lucro Antes dos impostos</b>	<b>2.901.009</b>	<b>8.195.534</b>
(-) IR e CSLL	986.343	2.786.482
<b>(=) Lucro Líquido</b>	<b>1.914.666</b>	<b>5.409.052</b>
(+) Depreciação	-	-
<b>(=) Fluxo de Caixa Operacional</b>	<b>1.914.666</b>	<b>5.409.052</b>
(-) Melhorias	617.416	617.416
<b>(=) Fluxo de caixa Projeto</b>	<b>1.297.250</b>	<b>4.791.636</b>
<b>VPL do projeto: equilíbrio de VPL</b>	<b>20.860.655</b>	<b>20.860.652</b>

#### 4.4 Ponto de equilíbrio da TIR

Da mesma forma como feito anteriormente, é possível encontrar uma taxa de juros que resulte em equilíbrio. Ou seja, existe uma TIR – Taxa interna de retorno que torna as duas alternativas iguais. Obviamente, neste caso é preciso estabelecer os custos gerenciáveis, que neste caso será arbitrariamente fixado para que a margem seja de 20%, como no item 4.2, resultando na tabela abaixo. Como pode ser observado, a TIR deve ser de 2,56%, valor este que é muito baixo considerando as taxas de juros praticados no Brasil, ou seja, novamente, aparentemente não há motivo para renovar a concessão.

<b>Fluxo Caixa - Renovando Concessão</b>	<b>Renovando 30 anos</b>	<b>Não Renovando 5 anos</b>
<b>Receita Bruta - RAG</b>	<b>4.476.801</b>	<b>10.580.000</b>
(-) Impostos sobre receita (1,65%+7,6%+3%)	548.408	1.296.050
<b>(=) Receita Líquida</b>	<b>3.928.393</b>	<b>9.283.950</b>
<b>(-) Despesas Operacionais</b>	<b>1.027.384</b>	<b>1.088.416</b>
(-) Despesas gerenciáveis	617.416	617.416
(-) TUSD	334.500	334.500
(-) TFSEE	30.700	30.700
(-) P&D	44.768	105.800
<b>(=) EBITDA</b>	<b>2.901.009</b>	<b>8.195.534</b>
(-) Depreciação	-	-
<b>(=) Lucro Antes dos impostos</b>	<b>2.901.009</b>	<b>8.195.534</b>
(-) IR e CSLL	986.343	2.786.482
<b>(=) Lucro Líquido</b>	<b>1.914.666</b>	<b>5.409.052</b>
(+) Depreciação	-	-
<b>(=) Fluxo de Caixa Operacional</b>	<b>1.914.666</b>	<b>5.409.052</b>
(-) Melhorias	617.416	617.416
<b>(=) Fluxo de caixa Projeto</b>	<b>1.297.250</b>	<b>4.791.636</b>
<b>VPL do projeto TIR=2,56%</b>	<b>20.860.655</b>	<b>20.860.652</b>

## 5 CONCLUSÃO

Como foi apresentado, a legislação brasileira para o setor elétrico é extensa, complexa e instável, em alguns momentos adotando modelo bastante liberal, como no início do século, e em outros momentos um modelo de bastante controle por parte do estado. O estudo de caso apresentado, da Usina Hidrelétrica Apucarantina, é estabelecido na lei 12.783, que é um dos exemplos de forte intervencionismo estatal, onde o governo tenta fixar preços. Obviamente que tal situação pode ou não interessar ao mercado. De uma forma geral, esta lei não despertou interesse do mercado, obrigando o governo a altera-la através da MP 688. Ainda que o governo tenha alterado a lei 12.783 incluindo a GAG de melhoria, aparentemente ainda não foi suficiente para viabilizar a renovação antecipada da concessões vincendas. No caso em estudo, não é

possível afirmar que não seja vantajoso para a concessionária atual renovar a concessão pelas regras da lei 12.783, pois depende de informações de custos e taxa interna de retorno não disponíveis. Entretanto, considerando os valores de VPL e TIR obtidos, é possível inferir que é preferível vender a anergia durante 5 anos até o termino da concessão do que antecipar a renovação. Caso a atual concessionária opte por não renovar, o que parece ser mais provável, deve permanecer atenta à legislação sobre o assunto, pois existe grande probabilidade de que haja alteração até o termino da concessão. Uma possibilidade por exemplo, seria uma alteração na lei 13.360 de 2016, que alterasse o limite de CGH (Central de Geração Hidráulica) de 5MW para 10MW, dispensando a necessidade de concessão.

## 6 REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- ANEEL: ANEEL aprova aprimoramentos no contrato de concessão da UHE Porto Primavera. 2018. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/home>>. Acesso em: 08 abr. 2019.
- CÂMARA DOS DEPUTADOS. Legislação Informatizada - Decreto nº 5.407, de 27 de Dezembro de 1904 - Publicação Original. Disponível em <<https://www2.camara.leg.br/legin/fed/decret/1900-1909/decreto-5407-27-dezembro-1904-527509-publicacaooriginal-1-pe.html>>. Acessado em 25/05/2019.
- CCEE: Regime de Cotas de Garantia Física e Energia Nuclear. 2017. Disponível em: <[http://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/audiencia/arquivo/2016/067/documento/23\\_-\\_regime\\_de\\_cotas\\_de\\_garantia\\_fisica\\_e\\_energia\\_nuclear\\_2017.1.0\\_\(jan-17\)\\_-\\_minuta.pdf](http://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/audiencia/arquivo/2016/067/documento/23_-_regime_de_cotas_de_garantia_fisica_e_energia_nuclear_2017.1.0_(jan-17)_-_minuta.pdf)>. Acesso em: 04 abr. 2019.
- COSTA, C. D. Metodologia de avaliação de investimentos em melhorias e eficiência em empreendimentos amortizados de geração para mitigar a indisponibilidade das usinas. Instituto de tecnologia para o desenvolvimento – LACTEC, 2017.
- DUTRA, J.; KAERCHER, G.; AMORIM, L. O mosaico do risco hidrológico e seus impactos no mercado. Valor Econômico, 2017.
- ECCO, J. M. Ordem Econômica e Energia: Entre a Teoria e a Prática na Geração de Energia Elétrica. Universidade Federal do Rio Grande do Sul, 2018
- EXÉRCITO. A Energia Elétrica no Brasil – da primeira lâmpada a Eletrobrás. Biblioteca do Exército, Rio de Janeiro, 1977.
- FARIA, D. M. C. DE. Regulação Econômica da Geração Hidrelétrica: Análise da renovação das concessões pela lei 12.783/2013 e propostas de ajuste ao modelo. Universidade de São Paulo, 2016.
-

- FREIRE, Wagner. Lei 13.203: Menos riscos para G&T, mais insegurança para as distribuidoras. 2015. Disponível em: <<https://canalenergia.com.br/noticias/4928408/lei-13203-menos-riscos-para-gt-mais-inseguranca-para-as-distribuidoras>>. Acesso em: 05 abr. 2019.
- JUNIOR, M. F. DOS S.; JOHNSON, A. C. M.; MACHADO, F. G.; ROTHSTEIN, R.; HARDT, L. G. Análise econômico-financeira de usinas hidrelétricas: um estudo sobre a sensibilidade em relação às variáveis que são passíveis de controle pelos seus empreendedores. XX Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica, 2009.
- MARQUES, P. A. Os impactos da MP 579, convertida na lei 12.783, nos investimentos em geração de energia elétrica. Fundação Getúlio Vargas, 2014.
- MARTINIANO NETO, Urias. As principais disposições do Decreto nº 9.271, de 2018. 2018. Disponível em: <<https://www.canalenergia.com.br/artigos/53050053/as-principais-disposicoes-do-decreto-no-9-271-de-2018>>. Acesso em: 08 abr. 2019.
- MINISTÉRIO DA FAZENDA. Energia: Diagnósticos e propostas para o setor. 2018.
- MORAES, B. Z. Análise Econômico-Financeira de uma Pequena Central Hidrelétrica (PCH). 2010
- MOURA, F. F. D. M. Análise de projetos de infraestrutura com a fronteira de média-variância: o caso dos riscos de atraso e licenciamento ambiental em linhas de transmissão e projetos de geração de energia elétrica no Brasil. Fundação Getúlio Vargas, 2016.
- NASCIMENTO, Luciano. Presidente em exercício assina decreto que facilita privatização de elétricas. 2018. Disponível em: <<http://agenciabrasil.ebc.com.br/economia/noticia/2018-01/presidente-em-exercicio-assina-decreto-que-facilita-privatizacao-de>>. Acesso em: 08 abr. 2019.
- PRESIDENCIA DA REPUBLICA. Constituição da Republica dos Estados Unidos do Brasil (de 24 de fevereiro de 1981). Disponível em <[http://www.planalto.gov.br/ccivil\\_03/constituicao/constituicao91.htm](http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/constituicao/constituicao91.htm)>. Acessado em 25/05/2019.
- PRESIDENCIA DA REPUBLICA. Constituição Política do Império do Brasil (de 25 de março de 1824). Disponível em <[http://www.planalto.gov.br/ccivil\\_03/constituicao/constituicao24.htm](http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/constituicao/constituicao24.htm)>. Acessado em 25/05/2019.
- SAES, Alexandre Macchione. Energia Elétrica e legislação no Brasil no início do século XX. ANPUH – XXV SIMPÓSIO NACIONAL DE HISTÓRIA – Fortaleza, 2009.
- TCU. Nova outorga da UHE Porto Primavera deve ser de ao menos R\$ 1,33 bi, diz TCU. 2018. Disponível em: <<https://portal.tcu.gov.br/imprensa/noticias/nova-outorga-da-uhe-porto-primavera-deve-ser-de-ao-menos-r-1-33-bi-diz-tcu.htm>>. Acesso em: 08 abr. 2019.
- TENAGLIA, G. C. Usina Hidrelétricas Cotistas: aspectos técnicos e regulatórios sobre a qualidade do serviço prestado. 2017.
-