

REJANE MARA SAMPAIO D´ALMEIDA

**ANÁLISE DAS ALTERNATIVAS PARA A MANUTENÇÃO
DA CONCESSÃO DA USINA HIDRELÉTRICA
GOVERNADOR BENTO MUNHOZ DA ROCHA NETTO PELA
COPEL GERAÇÃO E TRANSMISSÃO S/A**

Trabalho de Conclusão de Curso apresentado ao curso MBA 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: Fabiano Simões Coelho, PhD

**Curitiba - Paraná
2019**

REJANE MARA SAMPAIO D'ALMEIDA

ANÁLISE DAS ALTERNATIVAS PARA A MANUTENÇÃO DA CONCESSÃO DA
USINA HIDRELÉTRICA GOVERNADOR BENTO MUNHOZ DA ROCHA NETTO
PELA COPEL GERAÇÃO E TRANSMISSÃO S/A

Fabiano Simões Coelho, PhD

Orientador

Trabalho de Conclusão de Curso apresentado
ao curso MBA 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.

Curitiba- Paraná
2019

O Trabalho de Conclusão de Curso

ANÁLISE DAS ALTERNATIVAS PARA A MANUTENÇÃO DA CONCESSÃO DA
USINA HIDRELÉTRICA GOVERNADOR BENTO MUNHOZ DA ROCHA NETTO
PELA COPEL GERAÇÃO E TRANSMISSÃO S/A

elaborado por Rejane Mara Sampaio D'Almeida 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 Executivo em Administração: Setor Elétrico.

Data da aprovação: ____ de _____ de _____

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

Professor orientador
Prof. Fabiano Simões Coelho, Ph.D.

Agradecimentos

À Companhia Paranaense de Energia- COPEL, que contribuiu para a realização do MBA Executivo – Setor Elétrico - através da concessão do auxílio-educação; aos colegas que tive a oportunidade de conhecer ao longo da realização do curso e que muito colaboram com o meu aprendizado, em especial o Cláudio Remir Rampim, Tiago Padilha Foletto e meu grande amigo Gustavo Elysio Namizaki; aos colegas de trabalho César Henrique Camilo Picco e Rodrigo Alan Thomaz, que contribuíram para a consecução do presente trabalho, e aos meus pais Joaquim Carlos Silva D´Almeida e Maria Umbelina Sampaio D´Almeida, que sempre me incentivaram em meus estudos e contribuíram para a minha formação.

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.

Curitiba, 30 de setembro de 2019

Rejane Mara Sampaio D'Almeida

TERMO DE COMPROMISSO

A aluna Rejane Mara Sampaio D'Almeida, abaixo-assinada, do Curso MBA Executivo - Setor Elétrico, do Programa FGV Management, realizado nas dependências da instituição conveniada ISAE, no período de novembro de 2017 a maio de 2019, declara que o conteúdo do trabalho de conclusão de curso intitulado: Análise das Alternativas para a Manutenção da Concessão da Usina Hidrelétrica Governador Bento Munhoz da Rocha Netto pela Copel Geração e Transmissão S/A, é autêntico, original, e de sua autoria exclusiva.

Curitiba, 30 de setembro de 2019.

Rejane Mara Sampaio D'Almeida

Sumário

1. INTRODUÇÃO – ELEMENTOS INICIAIS.....	6
1.1. Introdução ao tema	6
1.2. Objetivos.....	7
2. REFERENCIAL TEÓRICO	8
2.1 A Origem do Setor Elétrico (Período de 1880 a 1945)	8
2.2 Estado Indutor (Período de 1946 a 1962)	12
2.3 Modelo Estatal (Período de 1963 a 1979)	14
2.4 Desestatização do Setor Elétrico (Década de 80).....	16
2.5 A Reestruturação do Setor Elétrico (o Novo Modelo).....	18
2.6 O Novíssimo Modelo do Setor Elétrico	24
2.7 Regime de Cotas (Lei 12.783/13)	30
2.7.1 Regime de Cotas de Garantia Física	31
2.7.2 Remuneração por Tarifa Calculada pela Aneel	33
2.7.3 Padrões de Qualidade	35
2.7.4 Prazo para a Adesão.....	36
2.8 Regime Híbrido (Lei 13.203/15)	37
2.9 Outorga mediante Privatização do Titular da Concessão (Decreto 9.271/2018).....	41
2.10 Consulta Pública MME nº 33/2017	45
3 ESTUDO DE CASO	47
3.1 Descrição da Usina.....	47
3.2 Prorrogação segundo o Regime de Cotas de Garantia Física.....	51
3.2.1 Análise Regulatória.....	51
3.2.2 Análise Financeira	53
3.3 Renovação segundo o Regime Híbrido	65
4 ANÁLISE DOS RESULTADOS	79
5 CONCLUSÃO	83
6 BIBLIOGRAFIA.....	84

RESUMO

O contrato de concessão, firmado entre o Poder Concedente e a Copel Geração e Transmissão S/A, para a exploração do potencial hidrelétrico da usina hidrelétrica Governador Bento Munhoz da Rocha Netto (UHE GBM) está prestes a se encerrar em 2023. Caso seja do interesse da concessionária manter a exploração desse empreendimento, deverá verificar quais seriam as alternativas existentes no arcabouço legal para tanto, de forma que o presente estudo de caso se propõe a avaliar três cenários: a prorrogação do contrato de concessão segundo o regime de cotas de garantia física, a não prorrogação da concessão, associada a disputa do empreendimento no leilão que será promovido pela ANEEL uma vez vencido o prazo do atual contrato de concessão, e a obtenção de nova outorga mediante a privatização da concessionária.

Palavras-Chaves: renovação das concessões de geração, análise de investimentos, UHE GBM, Medida Provisória nº 579/2012, Lei nº 12.783/2013, Medida Provisória nº 688/2015, Lei nº 13.2013/2015.

1. INTRODUÇÃO – ELEMENTOS INICIAIS

1.1.Introdução ao tema

Muitos contratos de concessão, renovados com base no art. 19 da Lei nº 9.074 de 07 de julho de 1995, terão seus prazos de vigência encerrados nos próximos 5 (cinco) anos, como é o caso da usina hidrelétrica Governador Bento Munhoz da Rocha Netto (UHE GBM), cujo vencimento do contrato ocorrerá em 17 de setembro de 2023 e inúmeras outras usinas, como a UHE Itumbiara¹ de Furnas, a UHE Sobradinho² da CHESF e a UHE Tucuruí³ da Eletronorte, que totalizam uma potência instalada de 15.095,35 MW.

Diversas normas foram editadas recentemente, a partir de 2012, com o escopo de regulamentar a renovação dessas concessões, cabendo destacar a Medida Provisória nº 579, de 11 de setembro de 2012, que foi convertida posteriormente, em 11 de janeiro de 2013, na Lei nº 12.783.

Essa legislação provocou mudanças significativas no regime de concessão para a geração de energia elétrica, que de um ambiente de livre competição passou-se para um ambiente totalmente regulado, introduzindo o denominado regime de cotas de garantia física, através do qual as concessionárias passam a ser obrigadas a destinar a totalidade da energia gerada às distribuidoras de energia, ou seja, ao mercado cativo, além de propor uma nova metodologia de remuneração às geradoras, pautado, basicamente, nos custos de operação e manutenção e na remuneração de eventuais investimentos adicionais realizados no parque gerador.

Face as duras críticas recebidas pelas regras introduzidas para a renovação das concessões, sobretudo quanto ao regime de cotas de garantia física, a Lei nº 12.783/2013 foi alterada, através da Medida Provisória nº 688 de 18 de agosto de 2015, convertida na

¹ O contrato de concessão nº 004/2004- ANEEL tem como termo final de vigência o dia 26.02.2020.

² O contrato de concessão nº 006/2004 –ANEEL se encerrará no dia 09.02.2022.

³ O contrato de concessão nº 007/2004 –ANEEL terá o seu término no dia 11.07.2024.

Lei nº 13.203/2015, incorporando a figura do regime híbrido na comercialização de energia.

Registe-se também a Consulta Pública nº 33/2017, que atualmente encontra-se em trâmite junto ao Ministério de Minas e Energia (MME) e que tem por objetivo reformular o modelo do setor elétrico, propondo-se, inclusive, a eliminação do regime de cotas introduzido pela Lei nº 12.783/2013.

Tem-se ainda o decreto federal nº 9.271, de 25 de janeiro de 2018, que ao regulamentar os artigos 26, 27, 28 e 30 da Lei nº 9.074/95, autoriza a manutenção da concessão, desde que haja a privatização do titular da concessão conjuntamente com a outorga da nova concessão.

Diante desse cenário, propõe-se no presente estudo de caso avaliar quais seriam as alternativas para que a Copel Geração e Transmissão S/A mantenha a concessão da Usina Governador Bento Munhoz da Rocha, avaliando-se os aspectos legais, regulatórios e financeiros envolvidos em cada umas das opções, quais sejam: a prorrogação da outorga segundo o regime de cotas de garantia física, nos termos da Lei nº 12.783/2013; a prorrogação da outorga segundo o regime híbrido, disciplinado na Lei nº 13.303/2013 e a prorrogação a concessão mediante a alienação das ações nos termos do decreto federal nº 9.271/2018.

1.2. Objetivos

A Usina Governador Bento Munhoz da Rocha Netto, vulgarmente conhecida como Foz do Areia ou UHE GBM, é uma das maiores usinas da Copel Geração e Transmissão S/A e o seu contrato de concessão está prestes a se encerrar.

O objetivo geral deste trabalho é analisar as alternativas existentes no arcabouço legal e regulatório para que a atual concessionária mantenha a exploração desse ativo, bem como fazer um comparativo entre os diversos cenários sob o aspecto regulatório e financeiro, apresentando as vantagens e desvantagens de cada um e selecionando aquele que se apresenta mais vantajoso.

Os objetivos específicos do presente trabalho compreendem:

-
- a apresentação do histórico do setor elétrico e do regime jurídico da geração de energia elétrica no Brasil;
 - exposição dos regimes de outorgas das concessões;
 - exposição do regime de cotas de garantia física e do regime híbrido;
 - apresentação de novas proposições de lei e consultas públicas acerca do tema;
 - apresentar a metodologia de cálculo do fluxo de caixa do investimento para as hipóteses de renovação da concessão; e
 - analisar os resultados obtidos para cada cenário.

2. REFERENCIAL TEÓRICO

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 do arcabouço legal e regulatório do setor elétrico brasileiro, sobretudo da geração de energia elétrica.

2.1 A Origem do Setor Elétrico (Período de 1880 a 1945)

O setor elétrico brasileiro já passou por diversas fases de desenvolvimento e de regulamentação, sendo que no início, quando a energia elétrica surgiu no Brasil, no início do século XX, o setor era pouco regulado, sendo que a atuação do Estado restringia-se a medidas isoladas de regulamentação e de concessão de aproveitamentos hidrelétricos⁴.

No início do desenvolvimento do setor constatou-se a forte presença de capital estrangeiro, cabendo destacar a empresa canadense Tramway, Light and Power Company Limited e também a Companhia americana AMFORP- American Power Company, que em 1927 obteve concessões em várias cidades brasileiras e inclusive organizou a formação da Companhia Força e Luz no Paraná, antecessora da atual concessionária de

⁴ GOMES, VIEIRA, 2009, p. 300

distribuição, a Copel Distribuição S/A, subsidiária da Companhia Paranaense de Energia Copel⁵.

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.

Na época não havia a dissociação da propriedade dos recursos energéticos em relação a propriedade da terra, aplicando-se ao setor elétrico a regra do direito de acessão, ou seja, o entendimento de que as jazidas minerais, as quedas de água e todos os recursos hídricos em geral eram acessórios à propriedade da terra, o que conferiu amplos poderes para os municípios para a sua exploração.⁶

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.

A primeira regulamentação aos contratos de concessão adveio 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. Havia também a previsão de que uma vez encerrado o prazo de concessão, os bens deveriam ser revertidos ao Poder Concedente, mediante indenização, caso os investimentos não tivessem sido amortizados.

A partir da década de 1920, a União Federal passa a se interessar pela exploração da geração de energia elétrica, sobretudo em razão da tendência ao aproveitamento dos potenciais hidráulicos distantes dos municípios, e ainda da importância da energia para a

⁵ G.VITOR, C. HELLER, 2007

⁶ CMEB, 1988

prestação de serviços públicos federais, o que ensejou o deslocamento da regulamentação que, antes era conferida aos municípios, para o ente federal.⁷

Nesse período também foi constatada a saída de capitais estrangeiros em razão da retração econômica vivenciada no período, com a quebra da Bolsa de Valores de Nova York em 1929, aliada à Revolução de 1930 e a ascensão de Getúlio Vargas ao Poder, que adotou uma política mais nacionalista, que culminou 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.⁸

Nesse cenário, a regulamentação da energia elétrica, que antes era conferida exclusivamente aos Municípios, deslocou-se para o ente federal, que editou diversos diplomas legais no período, dentre os quais, deve-se destacar o decreto nº 20.935, editado em 1931, que passou a estabelecer que qualquer ato das concessionárias de energia deveria ter autorização do governo federal, e o decreto nº 23.501 de 1933, que revogou a cláusula ouro, que permitia a revisão das tarifas de energia pela variação cambial, desestimulando, assim, a entrada de investidores estrangeiro no setor.

Mas sem sombra de dúvidas, foi o decreto nº. 26.234 de 10.07.1934, que instituiu o Código de Águas, o diploma mais relevante no período, tratando-se de um marco institucional do setor elétrico, já que conferiu à União Federal o direito sobre os potenciais hidrelétricos dos rios brasileiros e a competência para regular os serviços de energia elétrica.

Através desse diploma legal, as quedas d'águas passaram a ser consideradas patrimônio federal e passou-se a estabelecer a dissociação entre a propriedade do solo e das queda d'águas, bem como de outras fontes de energia hidráulica.⁹

Introduziu-se também o regime de concessão de serviço público, mediante a definição das formas de aproveitamento dos potenciais hidrelétricos pelos concessionários, que poderia ocorrer por trechos específicos de um curso d'água, para

⁷ MONTEIRO REIS, 2015

⁸ SILVA, Bruno Gonçalves da. Evolução do Setor Elétrico Brasileiro no Contexto Econômico Nacional: Uma Análise Histórica e Econométrica de Longo Prazo. São Paulo, 2011.

⁹ SILVA, Bruno Gonçalves, p. 34

aproveitamento progressivo dos potenciais hidrelétricos nele contidos, ou outorgas para aproveitamentos específicos a serem desenvolvidos imediatamente.

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.¹⁰

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 investimento¹¹.

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.¹²

Passou-se a proibir a exploração das concessões por empresas estrangeiras, admitindo-se que as concessões ou autorizações só poderiam ser outorgadas apenas às empresas nacionais ou organizadas no Brasil, podendo as empresas estrangeiras apenas manter os direitos já adquiridos anteriormente.

Denota-se, portanto, que o Código de Águas foi um marco na regulação do setor elétrico, uma vez que constituiu o primeiro diploma legal que passou a disciplinar a respeito da atividade de geração de energia elétrica, centralizando-se no âmbito federal a competência para a sua exploração, atribuição esta, inclusive, que se mantém até hoje em nosso texto constitucional.

¹⁰ Assim previa o art. 157 do Código de Águas

¹¹ É o que previa o art. 180 do Código de Águas; “Art. 180. Quanto às tarifas razoáveis, alínea "b" do artigo 178, o Serviço de Águas fixará, trienalmente, as mesmas: I – sob a forma do serviço pelo custo, levando-se em conta: a) todas as despesas e operações, impostos e taxas de qualquer natureza, lançados sobre a empresa, excluídas as taxas de benefício; b) as reservas para depreciação; c) a remuneração do capital da empresa. II – Tendo em consideração, no avaliar a propriedade, o custo histórico, isto é, o capital efetivamente gasto, menos a depreciação; III – conferindo justa remuneração a esse capital; IV – vedando estabelecer distinção entre consumidores, dentro da mesma classificação e nas mesmas condições de utilização do serviço; V – tendo em conta as despesas de custeio fixadas, anualmente, de modo semelhante.”

¹² Nesse sentido vale transcrever o que previa o Código de Águas, em seu artigo 163: “As tarifas de fornecimento da energia serão estabelecidas, exclusivamente, em moeda corrente no país e serão revistas de três em três anos.”

2.2 Estado Indutor (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.¹³

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 (BNDE) em 1952, que passou a financiar os projetos na área social em 1982 (BNDES) 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.

Com a organização do sistema Eletrobrás, no início da década de 1960, o setor elétrico brasileiro já era essencialmente público. A geração e transmissão eram dominadas pela União – com algumas empresas estatais que exerciam atividades de

¹³ SILVA, Bruno Gonçalves da. Evolução do Setor Elétrico Brasileiro no Contexto Econômico Nacional: Uma Análise Histórica e Econométrica de Longo Prazo. São Paulo, 2011.

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 (DNAE), 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.¹⁴

Em 1957 foi editado do Decreto nº 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, antecipando-se ao regramento constitucional, advindo com a Constituição de 1988¹⁵, ao admitir a possibilidade de realização de licitações sob a modalidade de concorrência para a outorga de concessões.

Proibia-se à época a comercialização de energia, existindo regra expressa que vedava qualquer intermediação entre o gerador de energia e o distribuidor¹⁶ e nesse período as concessões eram outorgadas à pedido do interessado, mediante decreto federal emitido pelo Presidente da República e referendado pelo Ministro da Agricultura¹⁷, conforme ocorreu com a Companhia Paranaense de Energia – COPEL, quando da

¹⁴ REIS, Márcio Monteiro. *Temas Relevantes no Direito de Energia Elétrica: Implantação do Regime de Cotas para as Concessões de Usinas de Geração Hidrelétrica (lei nº 12.73/2013): Prorrogação ou Nova Contratação?* Rio de Janeiro: Synergia, 2015.

¹⁵ Assim previa o art. 71 do Código de Águas: “O Governo Federal poderá realizar concorrências públicas para o estabelecimento e exploração de serviços de energia elétrica, referentes a um sistema conjunto ou a uma de suas partes, nas zonas não compreendidas nas regiões de centralização, quando não houver requerente idôneo da concessão, e nos casos: I - de haver mercado sem suprimento de energia elétrica; II - de caducidade, reversão ou encampação da concessão, ou restrição de zona concedida;

¹⁶ O §1º do art 71 do Decreto 41.091/1957 previa: “Não serão permitidos intermediários entre o concessionário da produção e o concessionário de distribuição

¹⁷ *Do Decreto de Concessão*

Art 81. Cada concessão será outorgada por um decreto do Presidente da República, referendado pelo Ministro da Agricultura.

Art 82. Do decreto de concessão constarão obrigatoriamente:

- a) o nome do concessionário;
- b) o objeto da concessão;
- c) se fôr o caso, a designação do desnível hidráulico a ser aproveitado, o rio ou os rios a que o mesmo pertencer e os Distritos, Municípios e o Estado em que ficar localizado;

outorga da usina hidrelétrica Governador Bento Munhoz da Rocha Netto, objeto do presente estudo de caso.

Em síntese, o período de 1946 à 1962 foi marcado por um movimento de estatização, com a criação de empresas públicas, tanto no âmbito estadual como federal, face a ausência de investimentos estrangeiros e também em razão da política nacionalista vigente à época, que concebia que a energia era um fator estratégico de produção e que, portanto, deveria ser destinada a atuação exclusiva do Estado, modelo este que se intensificou nos anos subsequentes, no período da ditadura militar.

2.3 Modelo Estatal (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. Nesse período foram criados o Banco Central (órgão executor da política monetária) e o Conselho Monetário Nacional (CMN), com funções normativa e reguladora do sistema financeiro.¹⁸

O setor elétrico foi marcado pela reestruturação dos órgãos da administração voltados para funções normativas, de fiscalização e de controle dos serviços de eletricidade¹⁹ e também pela intensificação da estatização do setor elétrico, mediante a criação de mais empresas estatais, as quais passaram a realizar o planejamento da expansão do setor elétrico.

Em 1964 a Eletrobrás adquiriu todas as empresas do grupo Amporf, que só foi concluída em 1979, com a compra da Light. Em 1968 foi criada a Eletrosul e em 1976 foi criada a Eletronorte²⁰.

Na sequência, as empresas da Ampcorf, como a Companhia Força e Luz do Paraná, passaram-se ao controle dos estados aonde atuavam, ocorrendo, nesse período, o

¹⁸ SILVA, Bruno Gonçalves da. *Evolução do Setor Elétrico Brasileiro no Contexto Econômico Nacional: Uma Análise Histórica e Econométrica de Longo Prazo*. São Paulo, 2011

¹⁹ SILVA, Bruno Gonçalves. *Ob. Cit.*

²⁰ GOMES, VIEIRA, 2009.

deslocamento do planejamento econômico e da expansão o setor de energia para a as empresas públicas do setor.

Em 1965, a lei nº 4.904 transformou a Divisão de Águas do Departamento Nacional de Produção Mineral em Departamento Nacional de Águas e Energia (DNAE), órgão vinculado ao Ministério de Minas e Energia (MME).

A lei nº 5.665 de 1971 alterou a regras que versavam sobre a remuneração do capital investido, elevando a taxa mínima de remuneração legal de 10% para 12%, reduzindo-se também a alíquota do imposto de renda, que passou de 17% para 6%.²¹

Em 1973 foi assinado o Tratado de Itaipu entre o Paraguai e o Brasil, que tinha por objeto a constituição de uma empresa binacional, constituída pela Administracion Nacional de Eletricidad (ANDE) e pela Eletrobrás, para a construção e operação da usina hidrelétrica de Itaipu.

Foi nessa época também que um consórcio de Companhias de engenharia estrangeiras²² foram contratadas pelo governo federal, com suporte financeiro do Banco Mundial, pra desenvolver um plano de desenvolvimento de longo prazo para os sistemas elétricos do sul e sudestes, mediante o levantamento dos recursos hídricos no Brasil, o que resultou no Relatório Coimbra.²³

Portanto, dentre os fatos que se destacaram no período tem-se a criação de empresas estatais, que passaram a desempenhar papel relevante no planejamento do setor elétrico, o que antes era realizado pelo governo; alterações no regime econômico-financeiro do contratos de concessão e a reestruturação dos órgãos da Administração Pública que atuavam na fiscalização e na regulamentação dos serviços de energia elétrica.

²¹ SILVA, Bruno Gonçalves da. *Evolução do Setor Elétrico Brasileiro no Contexto Econômico Nacional: Uma Análise Histórica e Econométrica de Longo Prazo*. São Paulo, 2011

²² O consórcio era formado por duas firmas de consultoria canadenses: a Montreal Engineering ea Crippen Engineering e uma empresa americana - a Gibbs and Hill.

²³ SILVA, Bruno Gonçalves da. *Evolução do Setor Elétrico Brasileiro no Contexto Econômico Nacional: Uma Análise Histórica e Econométrica de Longo Prazo*. São Paulo, 2011.

2.4 Desestatização do Setor Elétrico (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.

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 a consequente necessidade de investimentos para a expansão e melhoria dos serviços de fornecimento de energia elétrica, aliado ao estrangulamento econômico-financeiro das concessionárias estatais, sobretudo em razão da insuficiência tarifária, que foi agravada pelos sucessivos planos governamentais de combate à inflação, que se valeram da contenção tarifária como instrumento de política monetária.²⁴

O processo de estatização 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, vejamos:

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.

²⁴ SILVA, Bruno Gonçalves da. Evolução do Setor Elétrico Brasileiro no Contexto Econômico Nacional: Uma Análise Histórica e Econométrica de Longo Prazo. São Paulo, 2011

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.”

Posteriormente, já 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.

O início desse novo modelo deu-se com a publicação da Lei nº 8.631/93, que introduziu novas regras tarifárias e extinguiu a remuneração garantida e a equalização tarifária. A nova lei extinguiu o conceito de remuneração pelo custo, acrescida de uma rentabilidade de ao menos 10% ao ano, por um regime no qual os preços seriam revisados periodicamente, o que foi de extrema importância para o modelo do setor elétrico atual, eis que estabeleceu duas tarifas de energia elétrica: uma tarifa de geração (que também incluía os custos de transmissão), e uma tarifa de distribuição, o que possibilitou o início do processo de desverticalização do setor elétrico.²⁵

A condição prévia para que se implementasse o modelo novo ao setor foi a desverticalização da cadeia produtiva, na qual deveriam ser separadas as atividades de geração, transmissão, distribuição e comercialização de energia elétrica, e também o estabelecimento da obrigatoriedade de contratos de suprimento de energia entre as geradoras e distribuidoras, conforme se passará a expor adiante.

²⁵ SILVA, Bruno Gonçalves da. Ob Cit.

2.5 A Reestruturação do Setor Elétrico (o Novo Modelo)

A necessidade da estruturação das bases para o crescimento econômico do país conduziu à edição de novas regras para o setor elétrico, as quais tinham por escopo assegurar recursos para a expansão do sistema elétrico, uma vez que o Estado já não dispunha de condições para tanto, bem como atrair novos investidores para o setor, através de um mercado competitivo e de baixo risco e aperfeiçoar a gestão do setor elétrico.²⁶

Como visto, o início dessa reestruturação deu-se com a publicação da Lei nº 8.631/93, que instituiu tarifas diferenciadas para a distribuição e geração de energia. No entanto, a reestruturação do setor elétrico somente foi possível a partir da promulgação da Emenda Constitucional nº 06 de 15.08.1995, que deu nova redação ao art. 176, §1º da Constituição, para permitir a exploração privada dos potenciais de energia hidráulica do país mediante autorização ou concessão da União Federal.²⁷

A nova redação desse dispositivo, interpretado em consonância com o art.21, inciso II, b da Constituição Federal de 1988, que atribui à União Federal a competência para explorar direta ou indiretamente os serviços e instalações de energia elétrica e o aproveitamento energético do curso d'água, permitiu o início da remodelação do setor.

Assim, com fundamento no aludido dispositivo constitucional, a Lei nº 8.987/95 e a Lei nº 9.074 /95 alteraram o modelo do setor elétrico.

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

²⁶ SILVA, Bruno Gonçalves da. Ob Cit.

²⁷ Antes da Emenda Constitucional 06/1995, o §1º do art. 146 assim previa: "A pesquisa e a lavra de recursos minerais e o aproveitamento dos potenciais a que se refere o "caput" deste artigo somente poderão ser efetuados mediante autorização ou concessão da União, no interesse nacional, por brasileiros, ou **empresa brasileira de capital nacional**, na forma da lei, que estabelecerá as condições específicas quando essas atividades desenvolverem em faixa de fronteira ou terras indígenas. Depois da EC 06/1995, esse mesmo dispositivo passou a ter a seguinte redação: " § 1º A pesquisa e a lavra de recursos minerais e o aproveitamento dos potenciais a que se refere o "caput" deste artigo somente poderão ser efetuados mediante autorização ou concessão da União, no interesse nacional, por brasileiros ou **empresa constituída sob as leis brasileiras** e que tenha sua sede e administração no País, na forma da lei, que estabelecerá as condições específicas quando essas atividades se desenvolverem em faixa de fronteira ou terras indígenas.

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 pelo preço, que passou a ser redefinida em contrato; a instituição do regime de regulação pelo preço do serviço, através do qual o preço do contrato deve ser definido com base na proposta vencedora da licitação e 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, antes da Constituição Federal de 1988, vejamos:

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.

Por outro lado, apresentou regras de transição em relação às concessões de energia elétrica que estavam em andamento quando da edição do referido diploma legal,

estabelecendo que os contratos de concessão que foram firmados por prazo indeterminado ou cujo prazo de vigência já havia sido encerrado, tivessem a sua vigência prorrogada pelo prazo necessário para a preparação da licitação, vejamos:

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.

§1º Vencido o prazo de concessão, o poder concedente procederá a sua licitação, nos termos desta Lei.

§2º As concessões em caráter precário, as que estiverem com prazo vencido e as que estiverem em vigor por prazo indeterminado, inclusive por força de legislação anterior, permanecerão válidas pelo prazo necessário à realização dos levantamentos e avaliações indispensáveis à organização das licitações que precederão a outorga das concessões que as substituirão, prazo esse que não será inferior a 24 (vinte e quatro) meses.

A seguir apresenta-se uma síntese das regras sobre a vigência e prorrogação das concessões advindas com a Lei nº 8.987/95.

CASO	TRATAMENTO
1) concessão a vencer (art. 42)	relicitação quando vencido o prazo de concessão
2) concessão com prazo vencido (art. 42)	prorrogação pelo tempo necessário para preparar a licitação
3) concessão com prazo indeterminado (art. 42)	permanecerá válida até a instauração de nova licitação
4) concessões outorgadas sem licitação, antes da CF/88, cujas obras não tenham sido iniciadas ou cujas obras estejam paralisadas. (art. 43)	a concessão será extinta, mediante indenização, por obras e serviços realizados após a licitação.
5) concessões outorgadas sem licitação após a CF/88 (art. 43)	a concessão será extinta, mediante indenização, por obras e serviços realizados após a licitação
6) concessões outorgadas antes da CF/88, sem licitação, com obras atrasadas. (art. 44)	apresentar plano efetivo de conclusão de obras

Tabela 1 – Prorrogação de Concessões sob a égide da Lei 8.987/95
 Fonte: Instituto Acende Brasil (nov/2011)

Posteriormente, 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, cabendo destacar a criação da figura do consumidor livre²⁸, que é aquele usuário de energia que pode exercer a opção de contratar seu fornecimento de energia elétrica, no todo ou em parte, de agente de mercados, fora do ambiente de contratação regulada, desde que atendidas algumas condições fixadas na lei .

A Lei nº 9.074/95 também criou a figura do produtor independente de energia, concebido como a pessoa jurídica ou empresas reunidas em consórcio que recebam concessão ou autorização do poder concedente, para produzir energia elétrica destinada ao comércio de toda ou parte da energia produzida, por sua conta e risco.

Portanto, com o advento da Lei nº 9.074/95, introduziu-se um novo regime de concessão de geração de energia elétrica, que até então era explorado por empresas estatais sob o regime de serviço público, e passou a ser exercida pela iniciativa privada, sob o regime de concessão de uso de bem público, vejamos:

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.

Verifica-se, destarte, que 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.

²⁸ Art. 15. Respeitados os contratos de fornecimento vigentes, a prorrogação das atuais e as novas concessões serão feitas sem exclusividade de fornecimento de energia elétrica a consumidores com carga igual ou maior que 10.000 kW, atendidos em tensão igual ou superior a 69 kV, que podem optar por contratar seu fornecimento, no todo ou em parte, com produtor independente de energia elétrica.

§1º Decorridos três anos da publicação desta Lei, os consumidores referidos neste artigo poderão também estender sua opção de compra a qualquer concessionário, permissionário ou autorizado de energia elétrica do mesmo sistema interligado, excluídas as concessionárias supridoras regionais.

§ 2º Decorridos cinco anos da publicação desta Lei, os consumidores com carga igual ou superior a 3.000 kW, atendidos em tensão igual ou superior a 69 kV, poderão optar pela compra de energia elétrica a qualquer concessionário, permissionário ou autorizado de energia elétrica do mesmo sistema interligado.

§ 3º Após oito anos da publicação desta Lei, o poder concedente poderá diminuir os limites de carga e tensão estabelecidos neste e no art. 16.

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.

A previsão do pagamento pelo uso de bem público deu-se a partir da Lei nº 9.648/1998, que alterou a Lei nº 9.074/95, que prevê que o concessionário, após a alteração do regime de exploração, deve recolher, a título de contraprestação pelo uso do bem público, pelo prazo de cinco anos a contar da assinatura do contrato de concessão, o equivalente a 2,5% da receita anual que auferir.

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 1000 KW e igual ou inferior a 10.000 KW poderiam ser explorados mediante autorização.²⁹

No que tange aos prazos para as novas concessões de geração, a Lei nº 9.074/95 estabeleceu que a vigência dos respectivos contratos seriam iguais 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.³⁰ Por

²⁹ Art. 7º São objeto de autorização: I - a implantação de usinas termelétricas, de potência superior a 5.000 KW, destinada a uso exclusivo do autoprodutor; 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.

Parágrafo único. As usinas termelétricas referidas neste e nos artigos 5º e 6º não compreendem aquelas cuja fonte primária de energia é a nuclear.

Art. 8º O aproveitamento de potenciais hidráulicos, iguais ou inferiores a 1.000 KW, e a implantação de usinas termelétricas de potência igual ou inferior a 5.000 KW, estão dispensados de concessão, permissão ou autorização, devendo apenas ser comunicados ao poder concedente.

³⁰ 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

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.

A Lei nº 9.427 de 26.12.1996, que criou a primeira agência reguladora do Brasil,- Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) -, conferindo a ela o poder de licitar e outorgar novas concessões para o aproveitamento de potenciais de geração hidrelétrica, 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
1) concessões de geração a partir da Lei nº 9.074/95 são a vencer (art. 19)	possibilidade de prorrogação por 20 anos a fim de se assegurar custos adequados
2) concessões de geração que não tenham entrado em operação e que apresentem plano de conclusão e participação superior a 1/3 do capital privado (art.20)	possibilidade de prorrogação pelo prazo necessário à amortização dos investimentos, limitado a 35 anos
3) para promover outorga de nova concessão simultaneamente com a privatização da titular da concessão arts. 27 a 30	nova concessão com prazo necessário à amortização do investimento, limitado a 30 anos.
4) contratos de concessão de serviço público e de uso de bem públicos, celebrados na vigência da Lei nº 9.074/95 conterão cláusula de prorrogação.	admitida a prorrogação enquanto o contrato estiver sendo prestado nas condições estabelecidas pelo Poder Concedente e em prol dos interesses dos consumidores.

Tabela 02 – Prorrogações das Concessões sob a égide da Lei nº 9.074/95
 Fonte: Instituto Acende Brasil (nov/2011)

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.

Posteriormente, em 2004, diante da crise do abastecimento com o qual o Brasil se deparou em 2001, algumas regras que foram introduzidas pela lei nº 9.074/95 foram aperfeiçoadas, configurando-se o modelo do setor elétrico até então vigente, cujos principais pilares centram-se na segurança de suprimento, na modicidade tarifária e na universalização da energia, conforme se passará a expor.

2.6 O Novíssimo Modelo do Setor Elétrico

Para atender as premissas de instituição do novo modelo setorial foram realizadas alterações no modelo de contratação de energia elétrica, assim como foram promovidas modificações institucionais e no planejamento do setor elétrico através das leis nº 10.847 e nº 10.848 de 15 de março de 2004.

A fim de se aprimorar o controle e o monitoramento do sistema elétrico, com vistas a mitigar os riscos de falta de energia e de um novo apagão, criou-se a Empresa de Pesquisa Energética (EPE), responsável pelo planejamento da expansão da geração e transmissão de energia elétrica e o Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico (CMSE), que tem por objetivo a monitoramento da continuidade e segurança do suprimento do país.

Para se assegurar a expansão da oferta de energia no Sistema Interligado Nacional (SIN) e a modicidade tarifária, segmentou-se o mercado de demanda e de oferta, criando-se dois ambientes de comercialização de energia elétrica - o ambiente de contratação livre (ACL) e o ambiente de contratação regulada (ACR)³¹, os quais podem ser a seguir ilustrados.

³¹ Art. 1º A comercialização de energia elétrica entre concessionários, permissionários e autorizados de serviços e instalações de energia elétrica, bem como destes com seus consumidores, no Sistema Interligado Nacional - SIN, dar-se-á mediante contratação regulada ou livre, nos termos desta Lei e do seu regulamento, o qual, observadas as diretrizes estabelecidas nos parágrafos deste artigo, deverá dispor sobre: (...)

§ 2º Submeter-se-ão à contratação regulada a compra de energia elétrica por concessionárias, permissionárias e autorizadas do serviço público de distribuição de energia elétrica, nos termos do art. 2º desta Lei, e o fornecimento de energia elétrica para o mercado regulado.

§ 3º A contratação livre dar-se-á nos termos do art. 10 da Lei nº 9.648, de 27 de maio de 1998, mediante operações de compra e venda de energia elétrica envolvendo os agentes concessionários e autorizados de



Figura 1- Ambientes de Contratação
Fonte: CCEE

No ambiente de contratação livre (ACL) são realizadas as operações de compra e venda de energia elétrica através de contratos bilaterais livremente negociados, ou seja, no ACL há a livre negociação entre os agentes geradores, comercializadores, consumidores livres e especiais, importadores e exportadores de energia.

O ambiente de contratação regulada (ACR), por sua vez, trata-se do segmento do mercado no qual se realizam as operações de compra e venda de energia elétrica entre agentes vendedores e agentes de distribuição.

O decreto nº 5.163/2004, ao regulamentar a lei nº 10.848/2004, impôs às distribuidoras a obrigação de possuir lastro contratual para atender a totalidade do seu mercado, adquirindo energia através de operações de compra de energia elétrica

geração, comercializadores e importadores de energia elétrica e os consumidores que atendam às condições previstas nos arts. 15 e 16 da Lei nº 9.074, de 7 de julho de 1995, com a redação dada por esta Lei. Art.2º As concessionárias, as permissionárias e as autorizadas de serviço público de distribuição de energia elétrica do Sistema Interligado Nacional – SIN deverão garantir o atendimento à totalidade de seu mercado, mediante contratação regulada, por meio de licitação, conforme regulamento, o qual, observadas as diretrizes estabelecidas nos parágrafos deste artigo, disporá sobre:

proveniente de empreendimentos novos de geração ou já existentes, através de leilões, no âmbito do ambiente regulado de contratação (ACR).

Neste mercado, a energia adquirida pelas distribuidoras é comercializada junto aos seu mercado consumidor a partir de tarifas e de condições de atendimento reguladas pelo Poder Concedente e o cliente é considerado cativo. É o caso dos clientes residenciais de Curitiba, os quais não tem opção para obter energia de outra distribuidora, exceto da titular da concessão de distribuição de energia que atua no município, que é a Copel Distribuição S/A.

A contratação no ACR é formalizada por meio de contratos bilaterais regulados, denominados Contratos de Comercialização de Energia Elétrica no Ambiente Regulado (CCEAR), celebrados entre agentes vendedores (agente de geração, agente de comercialização ou agente de importação) e distribuidores que participam dos leilões de compra e venda de energia elétrica.

Assim sendo, a Lei nº 10.848/2004 adotou um modelo de contratação multilateral, através do qual criou-se um ambiente de contratação obrigatório para a aquisição de energia elétrica pelas distribuidoras (o ACR), ou seja, a compra de energia pelas distribuidoras de energia, em regra, só poderia ser realizada através de leilões públicos de compra de energia.

Veja-se que no modelo anterior, as distribuidoras tinham ampla liberdade de contratação do suprimento, sendo livre a negociação da compra e venda de energia elétrica, nos termos do art. 10 da Lei nº 9.648/1998.

Com a criação de dois mercados de comercialização de energia, instituiu-se também um operador especializado no mercado brasileiro para fins de contabilização das operações envolvendo energia elétrica, a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE), sucessora do Mercado Atacadista de Energia (MAE).

A CCEE foi instituída para operacionalizar a comercialização de energia elétrica no Sistema Interligado Nacional (SIN), nos ambientes livre e regulado, promover os registros de dados relativos às operações de compra e vende de energia, apurar o peço de

liquidação de diferenças (PLD)³² por submercado de curto prazo e também tem o papel de atuar como agente promotor de leilões e administrador dos contratos de compra e venda de energia (CCEAR).³³

Outra inovação trazida pela lei em apreço foi a desverticalização das empresas de distribuição de energia, ou seja, estas companhias foram proibidas de desenvolver atividades na geração, transmissão e comercialização de energia a consumidores livre, bem como de participar de sociedades que explorem essas atividades³⁴.

Proibiu-se também às concessionárias e as autorizadas de geração de energia elétrica que atuassem junto ao Sistema Interligado Nacional – SIN - que se associassem às distribuidoras de energia, na condição de coligadas ou controladoras dessas sociedades³⁵.

Denota-se, portanto, que a partir da Lei nº 10.848/2004, houve a separação das atividades do setor elétrico, visando uma maior competitividade, e os geradores passaram a ter a opção de venda da energia no ambiente de contratação regulada (ACR), através de leilão, ao pool de distribuidoras, assim como no ambiente de contratação livre (ACL), mediante livre negociação do preço do contrato, com a exceção de algumas usinas como

³² O PLD- Preço da Liquidação das Diferenças - é utilizado nas contabilizações realizadas pela CCEE e é calculado pelos mesmos modelos utilizados para o cálculo do custo marginal de operação (CMO), contudo, apresenta um piso e um teto, que é regulado pela ANEEL onde são consideradas restrições entre submercados e usinas em operação em teste.

³³ TOLMASQUIM, Maurício Tiomno. Novo Modelo do Setor Elétrico Brasileiro: Synergia, EPE: Brasília, 2011.

³⁴ Assim previu o art. 8º da Lei nº 10.848/2004, que alterou o §5º do art. 4º da Lei nº 9.074/95, vejamos: “§ 5º As concessionárias, as permissionárias e as autorizadas de serviço público de distribuição de energia elétrica que atuem no Sistema Interligado Nacional - SIN não poderão desenvolver atividades: I- de geração de energia elétrica; II -de transmissão de energia elétrica; III - de venda de energia para consumidores de que tratam os arts. 15 e 16 desta Lei, exceto às unidades consumidoras localizadas na área de concessão ou permissão da empresa distribuidora, sob as mesmas condições reguladas aplicáveis aos demais consumidores não abrangidos por aqueles artigos, inclusive tarifas e prazos; IV - de participação em outras sociedades de forma direta ou indireta, ressalvado o disposto no art. 31, inciso VIII, da Lei nº 8.987, de 13 de fevereiro de 1995, e nos respectivos contratos de concessão; ou V - estranhas ao objeto da concessão, permissão ou autorização, exceto nos casos previstos em lei e nos respectivos contratos de concessão

³⁵ § 7º As concessionárias e as autorizadas de geração de energia elétrica que atuem no Sistema Interligado Nacional - SIN não poderão ser coligadas ou controladoras de sociedades que desenvolvam atividades de distribuição de energia elétrica no SIN.

a Itaipu³⁶, a Angra 1 e a Angra 2³⁷, que ainda se sujeitavam a um regime típico de serviço público, com tarifa regulada, baseado no sistema de cotas.

Conforme adiante será exposto, com o advento da Lei nº 12.783/2006, esse rol de usinas sujeitas ao regime de cotas se ampliou, incluindo-se também as usinas que foram prorrogadas no regime da Lei nº 9.074 de 07 de julho de 1995.

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.

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.

Uma breve síntese das regras trazidas pelas Leis nº9.427/96, nº 10.848/2004 e nº 11.445/2007, podem ser conferidas na tabela abaixo.

³⁶ arts 7º e 8º do decreto 5.899/73

³⁷ A energia gerada pelas usinas Angra 1 e Angra 2 eram são alocadas às distribuidoras do SIN através de uma sistema de cotas, nos termos do art. 10 da lei 12.111/2009, que alterou a lei 10.848/2004, e da Resolução Normativa Aneel 530/2012.

CASO	CASO	TRATAMENTO
contratos de concessão de serviço público e de uso de bem público	art. 27 da Lei nº 9.247/96	previsão de cláusula de prorrogação desde que prestado nas condições estabelecidas no contrato
concessões de geração anterior a 11.12.2003	art. 8º da Lei 10.848/2004	prazo necessário à amortização dos investimentos, limitado a 35 anos, podendo ser prorrogado no máximo por 20 anos
concessões de geração a partir de 11/12/2003	art. 8º, §9º da Lei 10848/2007	prazo necessário para a amortização dos investimentos, limitado a 35 anos
concessões de uso de bem público enquadrado no art. 17 (energia botox)	art. 17 da Lei 10.848/2007 (do decreto nº 5.911 de 2006)	possibilidade de uma única prorrogação mediante contratação de pelo menos 60% em leilões de energia nova de 2005-7 pelo prazo do CCEAR
concessões vencidas	art. 58 da Lei nº 11.445/2007	o serviço pode ser prestado pelo Poder Concedente ou delegado a terceiros mediante contrato
concessão sem prazo definido	art. 58 da Lei nº 11.445/2007	ocorre o vencimento do contrato de concessão em 31.12.2010 e os investimentos ainda não amortizados serão indenizados

Tabela 03 – Prorrogação das Concessões sob a égide das Leis 9.427/96, 10.848/2004 e 11.445/2007
 Fonte: Fonte: Instituto Acende Brasil (nov/2011)

Portanto, o novíssimo modelo do setor elétrico, inaugurado em 2004, promoveu adequações no modelo regulatório do setor elétrico até então vigente, introduzindo as seguintes regras:

a) a ênfase no planejamento do setor elétrico, mediante a criação da Empresa de Pesquisa Energética (EPE) e a imposição da contratação da energia pelas distribuidoras em leilões promovidos pela ANEEL, em conformidade com as diretrizes instituídas pelo Ministério das Minas e Energia (MME);

b) a criação de dois ambientes de contratação de energia – o ambiente de contratação livre (ACL), onde há liberdade de negociação, e o ambiente de contratação regulado (ACR);

c) a criação da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE);

d) a desverticalização das empresas de distribuição de energia, ou seja, estas companhias foram proibidas de desenvolver atividades na geração, transmissão e comercialização de energia a consumidores livre, bem como de participar de sociedades que explorem essas atividades

Ocorre que esse modelo que perdurou até então sofreu recentes modificações através da publicação da Lei nº 12.783/2013, que modificou as regras de comercialização às geradoras de energia, instituindo o denominado regime de cotas de garantia física, conforme se exporá adiante.

2.7 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.

2.7.1 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.

2.7.2 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.

2.7.3 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.

2.7.4 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 nº 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.³⁸

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.³⁹

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 10.985/2018⁴⁰, que se encontra em tramitação no Congresso Nacional, seja aprovado.

2.8 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

³⁸ Conforme previsão legal que consta no art. 11, §2º, art. 12, §2 e art. 14 da Lei nº 12.783/2013.

³⁹ O art. 2º, §5º da Lei nº 12.783/2013, assim prevê: § 5º A prorrogação de que trata este artigo será feita a título oneroso, sendo o pagamento pelo uso do bem público revertido em favor da modicidade tarifária, conforme regulamento do poder concedente.

⁴⁰ O referido Projeto de Lei propõe modificações no artigo 11 da Lei nº 12.783/2003, que versa sobre os pedidos de prorrogação das concessões, vejamos:

Art. 5º O art. 11 da Lei nº 12.783, de 11 de janeiro de 2013, passa a vigorar com a seguinte redação:

“Art. 11. As prorrogações referidas nesta Lei deverão ser requeridas pelo concessionário com antecedência mínima de 36 (trinta e seis) meses da data final do respectivo contrato ou ato de outorga, ressalvado o disposto no art. 5º desta Lei.

§ 1º Nos casos em que, na data da entrada em vigor do prazo estabelecido no caput, o prazo remanescente da concessão for inferior a 36 (trinta e seis) meses, o pedido de prorrogação deverá ser apresentado em até 210 (duzentos e dez) dias da data do início da vigência do prazo estabelecido no caput

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/ANEEL⁴¹ e da Nota Técnica 257/2015-SGT/ANEEL⁴².

⁴¹ “28. Após esse leilão ocorreram ainda os Leilões nº 12/2015 e nº 01/2017, cujos novos contratos de concessão incluíram mais uma componente na RAG: a parcela de Retorno da Bonificação pela Outorga (RBO). As parcelas de Custo da Gestão dos Ativos de Geração (GAG) definidas nos leilões incluíram a cobertura dos custos com operação e manutenção e a remuneração dos investimentos em melhorias e em bens não reversíveis. Além disso, estabeleceram que apenas o percentual de 70% da garantia física de

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.

2.9 Outorga mediante Privatização do Titular da Concessão (Decreto 9.271/2018)

Em 25 de janeiro de 2018 foi publicado o decreto federal nº 9.271, o qual veio a regulamentar a outorga de contrato de concessão no setor elétrico, associada à privatização da concessão de serviço público de geração na energia elétrica, nos termos dos artigos 26, 27, 28 e 30 da Lei nº 9.074 de 7 de julho de 1995⁴³.

energia e de potência das usinas com concessões licitadas seria alocada no regime de cotas. Como resultado, há uma limitação de 70% do valor integral da RAG para essas usinas hidrelétricas.”

⁴² “30. A parcela de energia não vendida no ACR, a partir de 2017, foi valorada ao preço de referência da Resolução do CNPE. Por ser um fluxo de caixa líquido de custos, todos os demais custos que compõe a RAG, tais como: encargos setoriais (TFSEE e P&D), encargos de uso dos sistemas de transmissão ou de distribuição de responsabilidade da concessionária, na proporção atribuída ao ambiente não regulado, foram descontados do RBO a ser obtido fora do ACR.

⁴³ Art. 27. Nos casos em que os serviços públicos, prestados por pessoas jurídicas sob controle direto ou indireto da União, para promover a privatização simultaneamente com a outorga de nova concessão ou com a prorrogação das concessões existentes a União, exceto quanto aos serviços públicos de telecomunicações, poderá:

I - utilizar, no procedimento licitatório, a modalidade de leilão, observada a necessidade da venda de quantidades mínimas de quotas ou ações que garantam a transferência do controle societário;

II - fixar, previamente, o valor das quotas ou ações de sua propriedade a serem alienadas, e proceder a licitação na modalidade de concorrência.

§ 1º Na hipótese de prorrogação, esta poderá ser feita por prazos diferenciados, de forma a que os termos finais de todas as concessões prorrogadas ocorram no mesmo prazo que será o necessário à amortização dos investimentos, limitado a trinta anos, contado a partir da assinatura do novo contrato de concessão.

§ 2º Na elaboração dos editais de privatização de empresas concessionárias de serviço público, a União deverá atender às exigências das Leis nº 8.031, de 1990 e 8.987, de 1995, inclusive quanto à publicação das cláusulas essenciais do contrato e do prazo da concessão.

§3º O disposto neste artigo poderá ainda ser aplicado no caso de privatização de concessionário de serviço público sob controle direto ou indireto dos Estados, do Distrito Federal ou dos Municípios, no âmbito de suas respectivas competências.

Segundo esta nova regra, a União Federal poderá outorgar novo contrato de concessão pelo prazo de até 30 (trinta) anos, contados da data da sua celebração, à pessoa jurídica vencedora do leilão de privatização de concessionário de serviço público de geração de energia elétrica sob controle direto ou indireto da União Federal, de Estado, do Distrito Federal ou do Município, vejamos:

Art. 1º. A União poderá outorgar novo contrato de concessão pelo prazo de até trinta anos, contado da data de sua celebração, à pessoa jurídica vencedora de leilão de privatização de concessionário de serviço público de geração de energia elétrica sob controle direto ou indireto da União, de Estado, do Distrito Federal ou de Município, nos termos estabelecidos nos art. 26, art. 27, art. 28 e art. 30 da Lei nº 9.074, de 7 de julho de 1995.

Para tanto, alguns requisitos devem ser observados, quais sejam:

- a) o concessionário de geração de energia elétrica que será privatizado não poderá ter se submetido a prorrogação de seu contrato nos termos da Lei nº 12.783 de 11 de janeiro de 2013;
- b) o contrato de concessão de serviço público de geração deve estar vigente no momento da privatização;
- c) o prazo remanescente do contrato de concessão de serviço público de geração deve ser superior a 60 (sessenta) meses do advento do termo contratual ou do ato de outorga;
- d) a apresentação de requerimento ao Ministério das Minas e Energia, acompanhada da manifestação do Chefe da Advocacia Pública, quando o concessionário que será privatizado tiver o Estado como controlador;
- e) deve haver a privatização da pessoa jurídica titular de concessão de serviço público de geração de energia elétrica mediante transferência do controle acionário;

Art. 29. A modalidade de leilão poderá ser adotada nas licitações relativas à outorga de nova concessão com a finalidade de promover a transferência de serviço público prestado por pessoas jurídicas, a que se refere o art. 27, incluídas, para os fins e efeitos da Lei nº 8.031, de 1990, no Programa Nacional de Desestatização, ainda que não haja a alienação das quotas ou ações representativas de seu controle societário.

- f) deverá ser alterado o regime de gerador hídrico de energia elétrica, de serviço público para produção independente de energia elétrica, com o pagamento de uso do bem público, nos termos estabelecido no art. 7º da Lei nº 9.648 de 27.05.1998⁴⁴;
- g) deve ocorrer o pagamento do valor da outorga de concessão a que se refere o inciso II do caput do art. 15 da Lei nº 8.987 de 13.02.1995,
- h) a minuta do contrato de concessão de geração de energia elétrica deverá ser aprovada pela Aneel e integrará o edital de leilão de privatização da concessionária de serviço público.

Denota-se, portanto, que por intermédio do decreto em apreço, as empresas estatais, que detenham controle do Estado, e que são titulares de contratos de concessão de geração de energia elétrica, podem obter a renovação dos seus contratos de concessão, desde que se submetam a um processo de privatização no qual haja a transferência do controle do Estado mediante leilão.

No caso em questão se previu um único procedimento no qual haverá a alienação das participações societárias que o controlador detém na empresa estatal e ainda a assinatura de um novo contrato de concessão com a pessoa jurídica privatizada.

Algumas observações devem ser expostas em relação às condições necessárias para a renovação nos termos do decreto nº 9.271/2018.

As concessões prorrogadas pela Lei nº 12.783/2013 e também sob a égide da Medida Provisória nº 579/2012, não estão acobertadas pela regra prevista no Decreto nº 9.271/2018.

O valor mínimo da bonificação da outorga será calculado de acordo com o benefício econômico-financeiro a ser obtido pela concessionária e considerará o

⁴⁴ O art. 7º da Lei 9.648/1998 prevê:” Em caso de alteração do regime de gerador hídrico de energia elétrica, de serviço público para produção independente, a nova concessão será outorgada a título oneroso, devendo o concessionário pagar pelo uso de bem público, pelo prazo de cinco anos, a contar da assinatura do respectivo contrato de concessão, valor correspondente até 2,5% (dois inteiros e cinco décimos por cento) da receita anual que auferir.

percentual de ágio sobre o valor mínimo de aquisição das ações, conforme assim dispõe os arts. 2º e 3º do decreto nº 9.274/2018.

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.⁴⁵

Por fim, a mudança do regime de exploração da geração, de serviço público para produção independente, ensejará o pagamento de uma remuneração pelo uso de bem público, que é calculada sobre a receita anual do gerador, em um percentual de 2,5% (dois vírgula cinco por cento).

Verifica-se, desde já, que esta alternativa não poderá ser adotada pela Copel Geração e Transmissão S/A, eis que o prazo remanescente do prazo de concessão é de 48(quarenta e oito) meses, prazo este inferior ao definido na norma, que é de 60 (sessenta meses), para que se opte pela renovação da outorga mediante a privatização do titular da concessão.

Assim sendo, a análise financeira dessa alternativa não constituirá escopo do trabalho, até porque não há qualquer sinalização de mudança na legislação ou de edição de um novo decreto federal alterando-se esse prazo, tal como ocorre com o Projeto de Lei nº 10.985/2018⁴⁶, que encontra-se em tramitação no Congresso Nacional, e que visa alterar o prazo, fixado na Lei nº 12.783/13, para que se opte pela renovação da concessão segundo o regime de cotas de garantia física.

⁴⁵ MARTINIANO NETO, 2018

⁴⁶ O referido Projeto de Lei propõe modificações no artigo 11 da Lei nº 12.783/2003, que versa sobre os pedidos de prorrogação das concessões, vejamos:

Art. 5º O art. 11 da Lei nº 12.783, de 11 de janeiro de 2013, passa a vigorar com a seguinte redação:

“Art. 11. As prorrogações referidas nesta Lei deverão ser requeridas pelo concessionário com antecedência mínima de 36 (trinta e seis) meses da data final do respectivo contrato ou ato de outorga, ressalvado o disposto no art. 5º desta Lei.

§ 1º Nos casos em que, na data da entrada em vigor do prazo estabelecido no caput, o prazo remanescente da concessão for inferior a 36 (trinta e seis) meses, o pedido de prorrogação deverá ser apresentado em até 210 (duzentos e dez) dias da data do início da vigência do prazo estabelecido no caput

2.10 Consulta Pública MME nº 33/2017

A Consulta Pública 33/2017 (CP 33), proposta pelo Ministério das Minas e Energia (MME), apresenta as diretrizes para o aprimoramento e a reestruturação do setor elétrico, buscando a instituição de um novo marco regulatório, o qual almeja maior eficiência no setor.

Segundo o Ministério da Fazenda, o modelo brasileiro apresenta perdas 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, ou seja, a assunção do risco da geração hidrelétrica pelo próprio gerador, o que o estimulará a ser mais eficiente. Portanto, a Consulta Pública nº 33/2017 propõe transformar o risco sistêmico em risco individual de cada usina.

Além disso, a Consulta Pública nº 33/2017 propõe a abertura do mercado livre, mediante a redução dos limites ao seu acesso para consumidores de alta e média tensão, que se daria de forma gradual, até 2028, passando-se de 2000 KW para 75 KW em 2028, conforme proposta abaixo descrita:

3.34. O aperfeiçoamento em tela requer alteração na Lei nº 9.074, de 1995, conforme abaixo, a qual deve ser acompanhada da revogação do §2º-A do art. 15, que perderia seu objeto diante do novo texto legal proposto: “

Art. 16. É de livre escolha dos consumidores, cuja carga seja igual ou maior que 3.000 kW, atendidos em qualquer tensão, o fornecedor com quem contratará sua compra de energia elétrica.

§1º A partir de 2020, o requisito mínimo de carga de que trata o caput fica reduzido a 2000 kW.

§2º A partir de 2021, o requisito mínimo de carga de que trata o caput fica reduzido a 1000 kW.

§3º A partir de 2022, o requisito mínimo de carga de que trata o caput fica reduzido a 500 kW.

§4º A partir de 2024, o requisito mínimo de carga de que trata o caput fica reduzido a 400 kW.

§5º A partir de 2028, o requisito mínimo de carga de que trata o caput fica reduzido a 75 kW.

§6º A partir de 1º de janeiro de 2018, no exercício da opção de que trata este art., os consumidores com carga inferior a 1000 kW deverão ser representados por um agente de comercialização perante a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica –CCEE, de que trata o art. 4º da Lei nº 10.848, de 15 de março de 2004.” (NR)

Tem-se também a previsão que os consumidores de baixa tensão venham a ser contemplados com a nova regra mediante a iniciativa do Ministério de Minas e Energia (MME), conforme destacado na Nota Técnica nº 5/2017/AEREG/SE, vejamos:

3.32. A proposta prevê a abertura do mercado até 2028 para consumidores de alta e média tensão (Grupo A), alcançando o seu limite inferior de 75 kW de demanda. A razão para essa abertura parcial e conservadora é evitar uma transição muito acelerada sem a adequada preparação e adaptação dos instrumentos e elementos de coesão que garantam a sustentabilidade dessa abertura – a serem detalhados oportunamente. A exclusão do segmento de baixa tensão decorre da ausência de informações que permitam avaliações mais profundas deste Ministério sobre o benefício em incluí-lo na abertura de mercado. Este diagnóstico foi também colhido na CP 21, que adicionou, como relevante barreira, a falta de informação dos consumidores a respeito do mercado livre.

3.33. Não obstante, como um instrumento de flexibilidade, foi mantida a previsão de que o Ministério pode reduzir os limites de acesso ao mercado livre além da trajetória prevista em lei, de modo que o segmento dos consumidores de baixa tensão poderá ser futuramente contemplado com a opção de migração, uma vez que a sustentabilidade do modelo esteja assegurada.

A “descotização” também constitui um tema da Consulta Pública, que vai de encontro a proposta de expansão do mercado livre, conforme justificativa apresentada na a Nota Técnica nº 5/2017/AEREG/SE, que passa-se a transcrever:

DESCOTIZAÇÃO E PRIVATIZAÇÃO

3.130. O tema da redução de energias compulsórias – como as cotas de garantia física e potência - tem conexão muito grande com o aumento da liquidez de mercado e flexibilidade do portfólio das distribuidoras em resposta à ampliação do mercado livre. Este tema, referido aqui como descotização, interage ainda com a alocação de custos e das rendas dos ativos do setor elétrico concedidos pela União.

Portanto, propõe-se a revogação do regime de cotas de garantia física, introduzido pela Medida Provisória, nº 579/2012, aplicável às concessões de geração cujos contratos de concessão foram firmados sem licitação, antes da publicação da Lei nº 8.987/95, o que refletirá em alterações na Lei nº 12.783 de 2013, que não mais admitirá a prorrogação da usinas em regime de cotas, já que prevê que todas as usinas vencidas deverão ser licitadas.

3. ESTUDO DE CASO

3.1. Descrição da Usina

A Usina Governador Bento Munhoz da Rocha Netto, vulgarmente denominada de UHE GBM ou UHE Foz de Areia, está localizada no rio Iguaçu, no município de Pinhão, no Estado do Paraná, e é a maior usina hidrelétrica da Copel Geração e Transmissão S/A, com capacidade instalada de 1.676 MW de potência e garantia física de 603,30 MW médios.

A seguir apresenta-se uma foto ilustrativa do empreendimento hidrelétrico, objeto do presente estudo de caso.



Figura 2- Imagem da UHE GBM
Fonte: Copel

Na UHE GBM operam quatro unidades geradoras, cada uma com potência efetiva de 419 MW, as quais estão sendo modernizadas, prevendo uma elevação na eficiência das turbinas, o que ensejará um incremento na garantia física da usina, da ordem de 11MW, até 31 de janeiro de 2020.

Dentre as características técnicas da usina vale destacar:

- o reservatório compreende uma área de 165,7 km²;
-

- o volume total é de $5.779 \cdot 10^6 \text{ m}^3$ e o volume útil é de $3.805 \cdot 10^6 \text{ m}^3$;
- a média anual de geração é de 5.362.704 MWh (612, 18 MW médios);

A outorga da concessão para a exploração do aproveitamento hidrelétrico da GBM deu-se à Companhia Paranaense de Energia – Copel - pelo prazo de 30 (trinta) anos, através do decreto federal nº 72.293, de 25 de maio de 1973, vejamos:

Art. 1º É outorgada à Companhia Paranaense de Energia Elétrica- COPEL – concessão para o aproveitamento de energia hidráulica de um trecho do rio Iguaçu, no local denominado “Foz de Areia”, compreendido entre os municípios de Pinhão e Bituruna, ambos situados no Estado do Paraná

*§1º A energia produzida se destina ao serviço público de energia elétrica, para fornecimento à área de distribuição da concessionária ou suprimento à outros concessionários, quando autorizado
(...)*

Art. 5º. A presente concessão vigorará pelo prazo de trinta (30) anos.

Veja-se que nesse período não havia qualquer regulamentação sobre os contratos de concessão, sendo que as concessões eram outorgadas a pedido do interessado, mediante decreto federal emitido pelo Presidente da República.

Diante do advento das leis 8.987/95 e 9.074/1995, que instituíram um regime jurídico às concessões de serviços públicos, a outorga da UHE GBM , que foi conferida à COPEL através de um decreto federal, teve que ser formalizada através de um contrato de concessão, razão pela qual, em 24 de junho de 1999, foi celebrado do Contrato de Concessão nº 45/99 entre a COPEL e a União Federal, na condição de Poder Concedente, por intermédio da ANEEL, cujo objeto era a geração de energia elétrica destinada a serviço público, compreendendo vários complexos de geração, dentre eles, o localizado no Rio Iguaçu, na localidade denominada Foz do Areia, onde se opera a UHE GBM.

As regras tarifárias previstas no contrato de concessão previam a liberdade de comercialização, desde que respeitadas as regras de transição, previstas nos incisos I e II do art. 10 da Lei nº 9.648/98, vejamos:

CLAUSULA QUARTA – TARIFAS APLICÁVEIS NA COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA

As tarifas aplicáveis na comercialização da energia elétrica produzida nos **Aproveitamentos Hidrelétricos** e na **Usina Termelétrica**, objeto deste Contrato, serão livremente negociadas pela **Concessionária** com os compradores, os quais deverão observar os limites de repasse definidos em resolução da ANEEL, respeitados os contratos de venda de energia de longo prazo não alcançados pelos incisos I e II do art. 10 da Lei nº 9.648/98.

Subcláusula Primeira - No período definido nos incisos I e II do art. 10 da Lei nº 9.648/98, as tarifas a serem praticadas na comercialização com outras concessionárias de serviço público, serão aquelas estabelecidas nos contratos iniciais de compra e venda de energia elétrica, aplicando-se a elas os critérios de revisão de preços e equilíbrio econômico-financeiro constantes dos respectivos contratos iniciais celebrados.

Subcláusula Segunda – Os preços de energia que vierem a ser praticados em conjunto com as regras de reajuste, vigentes no período dos contratos iniciais, referidos na Subcláusula Primeira, são considerados suficientes para manutenção do equilíbrio econômico-financeiro deste Contrato.

Subcláusula Terceira – Os preços de energia produzida nos **Aproveitamentos Hidrelétricos** e na **Usina Termelétrica**, que serão livremente negociados, após o período de vigência dos contratos iniciais referidos na Subcláusula Primeira, não serão considerados para fins de recomposição compensatória posteriores quanto a recuperação do equilíbrio econômico-financeiro deste Contrato.

Subcláusula Quarta – A ANEEL estabelecerá valores, critérios de reajuste e revisão das tarifas das parcelas de sua própria energia alocadas para sua própria distribuição e comercialização a consumidores finais.

O prazo de concessão originário, de 30 (trinta) anos, constante no ato de outorga, foi mantido, porém, previu-se a possibilidade de prorrogação da vigência contratual por um prazo adicional de 20(vinte) anos, mediante requerimento da concessionária, que estaria subordinado ao interesse público e à revisão das condições contratuais estabelecidas.

O termo da concessão estava previsto para 24 de maio de 2003, contudo, com base na cláusula segunda do respectivo contrato, que admitia o prazo de prorrogação de concessão, este foi prorrogado por mais 20(vinte) anos, através da Portaria nº 22, editada em 25 de janeiro de 2001 pelo Ministério de Minas e Energia (MME).

Como a prorrogação do prazo de concessão só teria eficácia mediante a assinatura do respectivo termo aditivo ao contrato de concessão, este foi assinado em 11 de outubro de 2001, estabelecendo-se o dia 23.05.2003 como a data para o termo final da concessão, ocasião na qual também houve a transferência do contrato de concessão para a Subsidiária Integral da COPEL, a Copel Geração S/A, em razão da reestruturação

societária da Companhia, aprovada pela Resolução Autorizativa Aneel nº 258/20001, vejamos:

CLÁUSULA PRIMEIRA - OBJETO DO TERMO ADITIVO

O presente Termo Aditivo visa disciplinar a transferência para a **COPEL Geração S.A.**, das concessões para exploração dos potenciais hidráulicos e térmico constantes da Cláusula Segunda do Contrato de Concessão nº 045/99, de 24 de junho de 1999, outorgadas à empresa **Companhia Paranaense de Energia - COPEL**, com transferência autorizada pela Resolução ANEEL nº 327, de 13 de agosto de 2001, em consequência da reestruturação societária aprovada por meio da Resolução ANEEL nº 258, de 3 de julho de 2001, bem como alterar a Subcláusula Segunda da Cláusula Segunda e os Anexos 01, 02 e 04 do referido Contrato de Concessão, e incluir as Subcláusulas Oitava e Nona à Cláusula Sexta, em conformidade com o que consta no Processo nº 48100.001087/96-19.

"CLÁUSULA SEGUNDA - PRAZO DAS CONCESSÕES

Subcláusula Primeira - ...
Subcláusula Segunda - ...

Centrais Geradoras	Município de Localização da Casa de Força/UF	Atos de Outorga		Termo Final da Concessão
		Concessão	Prorrogação	
Gov. Bento Munhoz da Rocha Neto (Foz do Areia)	Pinhão/PR	Dec. 72.293, 24-05-73	Portaria MME nº 22, de 25 de janeiro de 2001	23-05-2023

Foram celebrados, posteriormente, mais 06 (seis) Termos Aditivos e, ainda, o Termo de Ratificação ao Sétimo Termo Aditivo, com a postergação do prazo de vigência, cujo termo final estabelecido era 24 de maio de 2023 e foi alterado para o dia 17 de setembro de 2023, em razão da repactuação do risco hidrológico ocorrida em dezembro de 2015.

A seguir apresenta-se um quadro, extraído da página oficial da Aneel, que apresenta o histórico do contrato de concessão nº 045/99

Nº do contrato - 045/1999	Origem - Aneel	UF - PR
Concessionária - COPEL	Empreendimento - Gov. Bento Munhoz da Rocha Netto (Foz do Areia) / São Jorge / Apucarantina / Guaricana / Chaminé / Gov. Ney Aminthas de Barros Braga (Segredo) / Derivação do Rio Jordão / Gov. José Richa (Salto Caxias) / Cavernoso / Rio dos Patos / Gov. Pedro Viriato Parigot de Souza (Capivari-Cachoeira / Mourão / Chopim I / UTE Figueira	
Documentos - Contrato 45/1999 Resolução de Extinção da Concessão da UHE Júlio de Mesquita Filho 1º Termo Aditivo Contrato 45/1999 2º Termo Aditivo Contrato 045/99 3º Termo Aditivo ao Contrato de Concessão nº 045/1999 4º Termo Aditivo ao Contrato de Concessão 045/2010 5º Termo Aditivo ao Contrato de Concessão de Geração nº 045/1999 6º Termo Aditivo ao Contrato de Concessão de Geração nº 45/1999 7º Termo Aditivo ao Contrato de Concessão de Geração nº 045-1999 Termo de Ratificação ao Sétimo Termo Aditivo		

Figura 3 – Contrato de Concessão nº 045/1999

Fonte: Aneel

Tecidas essas considerações, passemos agora à análise regulatória e financeira das alternativas previstas no arcabouço legal existente para que a Copel Geração e Transmissão S.A mantenha a concessão da UHE GBM, iniciando-se a análise pela hipótese de prorrogação do prazo de concessão, por mais 30 (trinta) anos, segundo o regime de cotas de garantia física, nos termos da Lei Federal nº 12.783/2013. Posteriormente, será analisada a hipótese da outorga de nova concessão, nos termos da Lei nº 13.303/2015, mediante o regime híbrido e, por fim, o estudo recairá sobre a hipótese de outorga de nova concessão mediante privatização da companhia titular do contrato de concessão, em conformidade com as regras ditadas pelo Decreto federal nº 9.271/2018.

3.2. Prorrogação segundo o Regime de Cotas de Garantia Física

3.2.1. Análise Regulatória

A outorga da UHE GBM deu-se sem licitação, através de um decreto federal, antes da Lei nº 8.987/95, e foi prorrogada nos termos do art. 19 da Lei nº 9.074 de 7 de julho de 1995. Logo, enquadra-se na regra prevista na Lei nº 12.783/2013⁴⁷, que admite a renovação do prazo de concessão por mais 30 (trinta) anos segundo o regime de cotas de garantia.

Como exposto ao longo do referencial teórico, as regras introduzidas pela legislação em comento, estabelecem as seguintes condições para a renovação da concessão.

- A energia da usina é alocada ao regime de cotas;
- A concessionária receberá a Receita Anual de Geração - RAG - para prestar serviços de operação e manutenção;

⁴⁷ Veja-se que o §7 do art. 1º da Lei nº 12.783/13, assim dispõe: “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.”

- A concessionária deverá requerer a prorrogação com antecedência mínima de 60 (sessenta) meses antes do término da outorga, sendo que o Poder Concedente pode antecipar seus efeitos em 60 (sessenta) meses antes do término.

Assim sendo, como o término do contrato de concessão ocorrerá em 17 de setembro de 2023, caberia a concessionária tomar uma decisão até 16 de setembro de 2018, quanto a sua opção de prorrogação da concessão por mais 30 (trinta) anos, segundo o regime de cotas de garantia física, instituído pela Lei Federal nº 12.783/2013.

No entanto, conforme abordado anteriormente, encontra-se em tramitação junto à Câmara dos Deputados, o Projeto de Lei nº 10.985 de 2018, o qual visa reduzir o prazo para a formulação do pedido de prorrogação do contrato de concessão, que passará de 60 (sessenta) meses para 36 (trinta e seis) meses contados da data final do contrato de concessão, de forma que em sendo promulgada a referida lei, a Copel Geração e Transmissão S/A teria praticamente mais 1 (um) ano para optar pela adesão ao regime de cotas de garantia física, podendo apresentar o seu pedido de prorrogação do prazo de concessão até o dia 17 de setembro de 2020.

A princípio tal decisão não tem um impacto significativo sobre seu custo, mas tem um fortíssimo impacto sobre a sua receita, pois a partir do momento que a concessionária faz essa opção, pode ter a antecipação da renovação da concessão de imediato e, por conseguinte passará a receber tão somente a RAG, deixando de ter direito da venda da energia, conforme assim dispõe o art. 12 da Lei federal nº 12.783/2013: “O Poder concedente poderá antecipar os efeitos da prorrogação em até 60(sessenta) meses do advento do termo contratual ou do ato de outorga.”

Pressupõe-se que em sendo reduzido o prazo conferido para as concessionárias exercerem a opção pela renovação da concessão, tal como assim se propõe o Projeto de Lei nº 10.985/2018, o prazo facultado ao Poder Concedente para a antecipação dos efeitos dessa renovação também seja alterado, passando-se de 60 (sessenta) meses para 36 (trinta e seis) meses.

Portanto, caso a COPEL GET opte por essa alternativa, deverá considerar em suas análises a possibilidade de que a renovação da concessão se dê imediatamente, a partir da

data de sua adesão às novas regras, quando terá que renunciar à receita que vem recebendo por um período de 3 (três) anos (de 17.09.2020 à 17.09.2023), passando a auferir apenas a Receita Anual de Geração (RAG).

Importante ainda, que em observância às regras dispostas nos parágrafos 2º, 5º, 6º e 7º do art. 15 da Lei nº 12.783/2013, e nos Submódulos 12.1 e 12.4 do PRORET, que autorizam a percepção de um adicional na receita às concessionárias que promovam melhorias e ampliações em empreendimentos, caberá a COPEL GET comunicar à ANEEL, nos termos da regulamentação, os investimentos realizados nas unidades geradoras, já que poderá ser beneficiada com o incremento em sua receita, em razão dos investimentos realizados. Conforme já exposto, a partir de 01.07.2016 iniciou-se um processo de modernização das unidades geradoras da UHE GBM, que prevê um incremento de cerca de 11 MW na garantia física da usina.

Apresentadas as considerações a respeito da alternativa de prorrogação da concessão segundo o regime de cotas de garantia física, passemos agora a análise financeira dessa opção, que é bastante relevante para subsidiar a tomada de decisão da Companhia, a qual se pautará na metodologia do Valor Presente Líquido – VPL – e da Taxa Interna de Retorno – conforme se passará a detalhar a seguir.

3.2.2. Análise Financeira

Um método muito utilizado para a análise de investimentos é a técnica do Valor Presente Líquido, conhecida como VPL, e da Taxa interno de Retorno -TIR, obtidas a partir da projeção de um fluxo de caixa futuro das receitas que serão recebidas em um determinado projeto, com base em uma taxa mínima de atratividade, deduzida de um investimento inicial.

A taxa interna de retorno (TIR) é a taxa de desconto que faz com que o valor presente líquido de um projeto ou investimento seja igual zero. Trata-se de uma ferramenta utilizada para se avaliar qual é o retorno de um determinado investimento, comparando-o com uma taxa mínima de atratividade, que é a remuneração mínima exigida pelo investidor, e está associado ao custo de oportunidade.

O Valor Presente Líquido (VPL), por seu turno, também constitui uma técnica de análise de investimento, que tem por escopo analisar a viabilidade econômica de um projeto a partir do cálculo do valor presente de receitas futuras, (fluxo de caixa), descontadas de uma taxa mínima de atratividade. O projeto ou investimento será viável se o VPL for igual ou maior que zero, sendo que caso o VPL seja inferior a zero, o investimento apresenta-se inviável.

No caso ora analisado, de regime de cotas de garantia física, a receita futura, que deverá compor o fluxo de caixa, é definida por uma tarifa, fixada pela ANEEL, denominada Receita Anual de Geração (RAG).

De acordo com a Lei nº 12.783/2013, a RAG é calculada com base no custo anual de gestão dos ativos de geração, denominada GAG, acrescida dos encargos de uso e de conexão de energia elétrica, da taxa de fiscalização dos serviços de energia elétrica (TFFSE), de parcela voltada ao custeio da Pesquisa e Desenvolvimento (P&D) e da Compensação Financeira pela Utilização de Recursos Hídricos – CFURH , conforme fórmula abaixo extraído do Submódulo 12.1 dos Procedimentos de Regulação Tarifária (PRORET).

$$RAG_t = GAG_t \times (IVI \pm X) + AjI_{t-1} + EU_t + EC_t + OE_t$$

onde:

RAG: Receita Anual de Geração, a ser praticada no ano seguinte à sua homologação pela ANEEL (R\$/ano);

GAG: Custo da Gestão dos Ativos de Geração (R\$/ano);

IVI: Índice de Variação da Inflação que reajustará o Custo de Gestão de Ativos de Geração definido a partir da variação anual acumulada do Índice de Preços ao Consumidor Amplo – IPCA, do Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística – IBGE, e na hipótese de sua extinção, o Índice que vier a sucedê-lo (%);

X: Fator X (%);

AjI_{t-1}: Ajuste de Indisponibilidade Apurada ou pelo Desempenho Apurado, conforme Modalidade de Operação definida pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS (R\$/ano)

EU: Encargo de Uso do Sistema de Distribuição ou Transmissão (R\$/ano);

EC: Encargo de Conexão de responsabilidade da concessionária para o ano seguinte (R\$/ano); e

OE: Outros Encargos.

Apresentada a metodologia de cálculo da RAG, passemos agora a apurar cada um de seus itens, para que possamos estimar o valor da receita que será auferida pela COPEL GET ao longo dos trinta anos de prorrogação de seu contrato de concessão.

3.2.2.1. Determinação do GAG total

O Custo e Gestão de Ativos de Geração, denominado GAG, compreende o somatório dos custos operacionais regulatórios ($GAG_{O\&M_t}$), do custo de capital por investimento em melhorias (GAG_{Melh_t}), do custo de gestão dos ativos de geração decorrente de ampliações (GAG_{Ampl_t}) e do custo anual de instalações móveis e imóveis ($CAIMI_t$), conforme assim dispõe o Submódulo 12.1 do PRORET.

$$GAG_t = GAG_{O\&M_t} + GAG_{Melh_t} + GAG_{Ampl_t} + CAIMI_t$$

Examinemos cada um desses itens.

a) GAG de Operação e Manutenção

A metodologia para cálculo da $GAG_{O\&M_t}$ também está estabelecida no Submódulo 12.1 do PRORET, assim como na Nota Técnica 92/2018- SEM - ANEEL, e vale-se da capacidade instalada da usina, da área do reservatório, da quantidade de geradores e de uma variável, que considera o despacho centralizado da usina pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS, conforme a fórmula abaixo, cuja data base é dezembro de 2016.

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

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 – NOS, valor equivalente a 0,3028; para aquelas que não tenham despacho centralizado pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS, valor equivalente a 0;

***CI*:** Capacidade Instalada em Operação;

***ÁREA*:** Área do Reservatório, conforme ficha técnica (km²). 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 km²; e

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

Assim sendo, considerando-se que a Usina Hidrelétrica GBM é despachada centralizadamente pelo ONS, que a sua capacidade instalada equivale a 1676 MW, que a área do reservatório corresponde a 165,7 km² e que dispõe de quatro unidades geradores, apura-se o valor de GAG O&M como R\$ 73.402.296,22, que atualizado até 01.07.2019 pelo IPCA, perfaz o valor de R\$ 80.135.087,97 (oitenta milhões, cento e trinta e cinco mil, oitenta e sete reais e noventa e sete centavos)

b) GAG de Melhorias (GAGMelh)

A GAG de Melhorias corresponde ao custo de capital por investimentos em melhorias, assegurado ao concessionário anualmente, até o término da concessão, e a metodologia para o seu cálculo também está estabelecida no Submódulo 12.1 do PRORET, que se vale da seguinte equação:

$$GAG_{Meth} = Fator_{Anualização} * e^{15,28132} * CI^{0,731} * UG^{0,49185} - (Remuneração_{Anterior})$$

O fator de Anualização considera o custo médio ponderado de capital por usina e é apurado com base do número de unidades geradoras e do período restante do contrato de concessão, sendo extraído da Tabela 3 do item 6 do Submódulo 12.1 do PRORET, que no caso da Usina Hidrelétrica GBM, por dispor de quatro unidades geradoras, corresponde a 0,0461602,

O CI da fórmula corresponde a capacidade instalada em operação, que no caso da UHE GBM é de 1.676 MW, e a UG refere-se ao número de unidades geradoras.

A remuneração anterior, por sua vez, refere-se a um quinto da remuneração por investimentos em melhorias recebida no ciclo anterior de vigência da RAG, corrigida pelo índice de preços IPCA. Como a usina hidrelétrica GBM ainda não se encontra no regime de cotas e não recebe a RAG, não percebendo quaisquer investimentos em melhorias segundo essa sistemática, esse valor é nulo.

Dessa forma, aplicando-se os valores na fórmula, obtém-se como resultado o valor de R\$ 48.483.743,85, a título de GAG melhorias, que atualizado até julho de 2019,

corresponde a R\$ 52.321.329,14 (cinquenta milhões, trezentos e vinte e um mil, trezentos e vinte e nove reais e quatorze centavos).

c) GAG de Ampliações (GAG Ampl)

As ampliações, ao contrário das melhorias, têm por objetivo as adequações nas instalações com a finalidade de obter um aumento da capacidade de geração.

O Submódulo 12.4 dispõe a respeito da remuneração pelos investimentos e custos de operação e manutenção associados a ampliações realizadas pela concessionária, estabelecendo, inclusive, um adicional de receita.

No caso analisado, não há previsão de ampliações na planta da usina, de forma que o valor que será atribuído ao GAG Ampl será zero.

d) Custo Anual das Instalações Móveis e Imóveis (CAIMI)

O CAIMI é uma parcela destinada a cobertura de custos administrativos e bens não reversíveis, como veículos, alugueis e sistemas de informática, e é obtido a partir do somatório de três componentes, que são os mais representativos na base de anuidade regulatória, quais sejam: o custo anual de alugueis (CAL), o custo anual de veículos (CAV) e o custo anual de sistema de informática (CAI), vejamos:

$$CAIMI = CAL + CAV + CAI$$

O Submódulo 12.2 do PRORET estimou o valor de R\$ 9,448 KW para o CAIMI a ser aplicado às usinas do regime de cotas de garantia física, conforme tabela a seguir transcrita:

GRUPO DE ATIVOS	R\$/KW
CAIMI	9,448
CAL	7,837
CAV	0,448
CAI	1,164

Tabela 4 – Composição do CAIMI
Fonte: Submódulo 12.1 do Proret

A data base do valor apresentado é julho de 2017, o qual deve ser atualizado anualmente pelo IPCA, limitado a um piso de R\$ 42.0000,00 (quarenta e dois mil reais).

Corrigindo-se os valores para julho de 2019, tem-se o CAIMI de R\$ 10,19488 KW e um piso de R\$ 45.320,18 (quarenta e cinco mil, trezentos e vinte reais e dezoito centavos).

Como a usina hidrelétrica GBM possui uma capacidade instalada de 1676 MW, valendo-se do critério ora apresentado, apura-se um custo anual de instalações em móveis e imóveis (CAIMI) de **R\$ 17.086.618,88** (dezesete milhões, oitenta e seis mil, seiscentos e dezoito reais e oitenta e oito centavos).

e) Custo de Gestão dos Ativos Total (GAG)

De posse de todas as variáveis e considerando-se o ajuste pelo IPCA até o mês de julho de 2019, apresenta-se na tabela a seguir o valor total do Custo de Gestão dos Ativos (GAG), incluídos o PIS e COFINS:

	Item	dez/16	jul/17	IPCA	jul/19	TOTAL	TOTAL C/ PIS/COFINS
GAG	GAGom	73.402.296,22		1,091724538	80.135.087,93	80.135.087,93	87.747.921,29
	GAGmelh		48.483.743,85	1,079152	52.321.329,14	52.321.329,14	57.291.855,41
	GAGAmpl				0,00	0,00	0,00
	CAIMI				17.086.618,88	17.086.618,88	18.709.847,67
	Total GAG				149.543.035,96	149.543.035,96	163.749.624,37
RAG	TUST/TUSD				119.766.960,00	119.766.960,00	131.144.821,20
	TFSEE				598.172,14	598.172,14	654.998,50
	P&D				14.954.303,60	1.495.430,36	1.637.496,24
	TOTAL RAG				284.862.471,70	271.403.598,46	297.186.940,31

Tabela 05- Apuração da RAG

Fonte: Autora (2019)

Destaque-se que foram acrescidos à GAG os valores relativos à tarifa de uso do sistema de transmissão (TUST) e os custos de conexão, a verba destinada à pesquisa e desenvolvimento (P&D) e os valores da taxa de fiscalização dos serviços de energia elétrica (TFSEE).

O custo referente à Tarifa de Uso do Sistema de Transmissão (TUST) é de R\$ 5,955 R\$/KW para a usina hidrelétrica GBM, conforme assim determina a Resolução Homologatória Aneel nº 2.562 de 25.06.2019, que estabelece o valor desse encargo para o período de 1º de julho de 2019 a 30 de junho de 2020.

Os custos para pesquisa e desenvolvimento (P&D) referem-se à obrigação impostas às concessionárias de que apliquem 1% (um por cento) da receita operacional a projetos de pesquisa e desenvolvimento do setor elétrico, conforme assim determina da Lei nº 9.991/2000.

Por fim, a Taxa de Fiscalização de Serviços de Energia Elétrica (TFSEE), considera o valor de 0,4% (quatro décimos por cento) do valor do benefício econômico auferido pela concessão, que é definido pelo valor econômico agregado pelo concessionário na exploração dos serviços e instalações de energia elétrica, conforme definido no Submódulo 5.5 do PRORET, aprovado pela Resolução Normativa ANEEL nº 723 de 31.05.2016.

f) Impostos

Sobre a receita anual de geração (RAG) há a incidência da contribuição de integração social – PIS/PASEP e a contribuição para financiamento da seguridade social – COFINS, a uma alíquota de 1,65% e 7,6%, respectivamente, de forma que a tributação a ser aplicada à usina GBM, no caso de prorrogação segundo o regime de cotas de garantia física, incidente sobre a receita bruta, será as seguinte

TRIBUTOS	% RAG	TOTAL
PIS	1,65%	R\$ 4.903.584,52
COFINS	7,6%	R\$ 22.586.207,46

Tabela 06 – Apuração de PIS e COFINS
Fonte: A Autora (2019)

Apurada a receita líquida e deduzidos os valores relativos à depreciação, às despesas operacionais e financeiras, apura-se o lucro, sobre o qual haverá a incidência do

imposto sobre a renda (IRPJ) na alíquota de 25% (vinte e cinco por cento), e ainda a contribuição sobre o lucro líquido (CSLL), na alíquota de 9% (nove por cento), o que totaliza 34% (trinta e quatro por cento) que será descontado do lucro antes de imposto de renda (LAIR).

g) Demais Despesas e Custos

Além dos tributos que serão deduzidos a receita bruta apurada pela RAG, também serão excluídos da receita líquida (após recolhidos o PIS e a COFINS) os custos de operação e manutenção e os encargos setoriais pagos pela concessionária e que compuseram a RAG (tarifas de uso e conexão de rede, TFSEE e P&D), acrescidos ainda da compensação financeira pela utilização dos recursos hídricos (CFURH).

Os custos de operação e manutenção abrangem os gastos com mão-de-obra, equipamentos, material de consumo necessários à operação da usina hidrelétrica e o sistema de transmissão a ela associado.

A Empresa de Pesquisa Energética (EPE) elaborou um estudo, intitulado “Oferta de Energia Elétrica – Premissas e Condicionantes no Horizonte de 2050”, através da Nota Técnica PR 07/2018, no qual aborda a respeito dos custos de geração, e estima os custos de operação e manutenção de usinas hidrelétricas com faixa de potência acima de 1000 MW como sendo R\$50,00 por KW/ano.

Como a UHE GBM possui capacidade instalada de 1676 MW, acima de 1000 MW, utilizar-se-á o valor fixado nesse estudo para se apurar o custo de manutenção anual, o qual corresponde a R\$ 83.800.000,00 (oitenta e três milhões e oitocentos mil reais).

Quanto aos encargos setoriais, estes já foram apurados anteriormente, para a apuração da RAG, com a exceção da CFURH.

A CFURH tem previsão legal na Lei nº 9.648/1998, alterada pela Lei nº 13.360/2016⁴⁸, e é calculada com base em 7% (sete por cento) sobre o valor da energia

⁴⁸ A Lei nº 13.360/2016, alterou dispositivos da Lei nº 9648/98, nos seguintes termos: “ Art. 17. A compensação financeira pela utilização de recursos hídricos de que trata a Lei nº 7.990, de 28 de dezembro

elétrica produzida, a partir de uma Tarifa Atualizada de Referência (TAR), prevista na Resolução Homologatória Aneel nº 2.342 de 14.11.2017⁴⁹, que corrigida pelo IPCA para julho de 2019, corresponde a R\$ 78,51/MWh.

Portanto, uma vez que a garantia física da UHE GBM corresponde a 603,3 MWh, considera-se que o valor de energia produzida corresponde a 5.284.908 MW⁵⁰, que multiplicada a TAR de R\$ 78,51, apura-se o valor de R\$ 29.044.268,90, a título de compensação financeira pela utilização de recursos hídricos.

Assim, totaliza-se o valor de R\$ 150.904.831,40 (cento e cinquenta milhões, novecentos e quatro mil, oitocentos e trinta e um reais e quarenta centavos), a título de encargos que serão recolhidos pela UHE GBM, conforme planilha abaixo:

ENCARGOS	
TUSD/TUST	119.766.960,00
TFSEE	598.172,14
P&D	149.430,36
CFURH	20.044.268,90

Tabela 07 – Encargos
Fonte: Autora (2019)

Estima-se ainda a realização de melhorias no parque gerador, que resultará em investimentos da ordem de R\$ 100.000.000,00 (cem milhões de reais), cuja depreciação ocorrerá ao longo dos 30(trinta) anos, de forma que também serão deduzidos da receita

de 1989 , será de 7% (sete por cento) sobre o valor da energia elétrica produzida, a ser paga por titular de concessão ou autorização para exploração de potencial hidráulico aos Estados, ao Distrito Federal e aos Municípios em cujos territórios se localizarem instalações destinadas à produção de energia elétrica, ou que tenham áreas invadidas por águas dos respectivos reservatórios, e a órgãos da administração direta da União. § 1º (...)I - 6,25% (seis inteiros e vinte e cinco centésimos por cento) do valor da energia produzida serão distribuídos entre os Estados, Municípios e órgãos da administração direta da União, nos termos do art. 1º da Lei nº 8.001, de 13 de março de 1990, com a redação dada por esta Lei.

⁴⁹ A Resolução Aneel 2342/2017, em seu art. 1º, prevê: “Fixar a Tarifa Atualizada de Referência – TAR para o cálculo da Compensação Financeira pela Utilização de Recursos Hídricos – CFURH, em R\$ 74,03/MWh (setenta e quatro reais e três centavos por megawatt hora), e o Preço Médio da Energia Hidráulica – PMEh, em R\$ 136,41/MWh (cento e trinta e seis reais e quarenta e um centavos por megawatt hora), que terão vigência a partir de 1º de janeiro de 2018. (Redação dada pela REH ANEEL 2.466 de 02.10.2018

⁵⁰ Multiplica-se a garantia física de 603,30 MWh por 8760 dias, apurando-se o valor de 5.284.908 MW.

líquida o valor de R\$ 3.333.333,33 (três milhões, trezentos e trinta e três mil reais e trinta e três centavos), à título de depreciação.

h) Fluxo de Caixa e Cálculo do VPL

Apurados as receitas, os custos e as despesas que a usina GBM incorrerá anualmente, pode-se elaborar o fluxo de caixa para se apurar o valor presente líquido (VPL) e aferir a viabilidade da prorrogação da concessão.

O valor do fluxo de caixa em cada ano foi apurado a partir do lucro líquido do exercício, acrescido dos valores relativos à depreciação em razão dos investimentos realizados em melhoria nos ativos da usina no ano de 2024.

A seguir apresenta-se o fluxo de caixa apurado ao longo dos primeiros sete anos do novo contrato de concessão:

	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
Receita bruta	297.186.940,31	297.186.940,31	297.186.940,31	297.186.940,31	297.186.940,31	297.186.940,31	297.186.940,31
PIS/COFINS	9,25%	9,25%	9,25%	9,25%	9,25%	9,25%	9,25%
Receita Líquida	269.697.148,33	269.697.148,33	269.697.148,33	269.697.148,33	269.697.148,33	269.697.148,33	269.697.148,33
Custos/Despesas	- 83.800.000,00	- 83.800.000,00	- 83.800.000,00	- 83.800.000,00	- 83.800.000,00	- 83.800.000,00	- 83.800.000,00
Encargos	-150.904.831,40	-150.904.831,40	-150.904.831,40	-150.904.831,40	-150.904.831,40	-150.904.831,40	-150.904.831,40
Depreciação (-)					- 3.333.333,33	- 3.333.333,33	- 3.333.333,33
Despesa com juros (-)	-	-	-	-	-	-	-
Lucro antes do IR	34.992.316,93	34.992.316,93	34.992.316,93	34.992.316,93	31.658.983,60	31.658.983,60	31.658.983,60
IR/CSLL	- 11.897.387,76	- 11.897.387,76	- 11.897.387,76	- 11.897.387,76	- 10.764.054,42	- 10.764.054,42	- 10.764.054,42
Lucro Líquido	23.094.929,17	23.094.929,17	23.094.929,17	23.094.929,17	20.894.929,18	20.894.929,18	20.894.929,18
Melhorias				- 100.000.000,00			
Depreciação (+)					3.333.333,33	3.333.333,33	3.333.333,33
FLUXO CAIXA	23.094.929,17	23.094.929,17	23.094.929,17	- 76.905.070,83	24.228.262,51	24.228.262,51	24.228.262,51

Tabela 8 – Fluxo de Caixa Regime de Cotas
Fonte: Autora (2019)

A partir do fluxo de caixa livre obtido no primeiro ano, projeta-se os demais fluxos de caixas livre, até 2050 (o ano no qual se encerra o prazo da concessão) e apura-se o valor presente líquido, através de uma taxa mínima de atratividade (TMA), que corresponde ao valor mínimo que a concessionária se propõe a obter em relação a um projeto ou a um investimento.

Considerando-se que tal dado não é público e constitui uma informação estratégica e confidencial, iremos estimar uma taxa mínima de atratividade de 9% (nove por cento), que engloba a SELIC e mais um *spread* de risco, obtendo-se o valor presente líquido de R\$ 174.398.583,43, o que, à uma primeira vista, apresenta-se positivo.

No entanto, para que se possa avaliar financeiramente a prorrogação do contrato de concessão sob esse cenário, impõe-se apurar o valor da receita obtida caso a COPEL GET opte por explorar a concessão até o seu término. Afinal, conforme já exposto ao longo do trabalho, ao aderir as regras da Lei nº 12.203/2013, que institui o regime de cotas de garantia física, deve-se considerar que a renovação da concessão venha a ocorrer imediatamente, a partir do momento de adesão ao novo regime, quando a concessionária terá que renunciar a receita que vem recebendo segundo as regras então vigentes do contrato de concessão.

Portanto, para a análise pretendida, devemos projetar o fluxo de caixa das receitas que a COPEL GET receberia até o término do contrato de concessão, ou seja, até 12 de setembro de 2023.

Em caso de não renovação da concessão, a geradora tem o direito de comercializar a totalidade da sua garantia física segundo a sua estratégia de comercialização, tanto no ambiente livre (ACL), quanto no ambiente regulado (ACR).

Considerando-se que a UHE GBM comercializa a totalidade da sua garantia física no mercado livre e que o preço da energia corresponde a R\$ 153,93/MWh, valendo-se como parâmetro o valor constante na Resolução CNPE nº 12 de 12 de maio de 2017, tem-se uma receita bruta anual de R\$ 813.505.88,44, que deduzidos os tributos, os encargos e demais custos, apura-se um lucro líquido de R\$ 277.886.896,63, que

capitalizado a uma taxa de 9%(nove por cento), ao longo dos últimos três anos do contrato de concessão (de 2021 a 2023), importa em uma receita estimada de R\$ 992.925.729,06, conforme demonstrado na tabela abaixo.

	2021	2022	2023
Receita bruta	813.505.888,44	813.505.888,44	813.505.888,44
PIS/COFINS	9,25%	9,25%	9,25%
Receita Líquida	738.256.593,76	738.256.593,76	738.256.593,76
Custos/Despesas (-)	- 83.800.000,00	- 83.800.000,00	- 83.800.000,00
Encargos	- 233.415.841,29	- 233.415.841,29	- 233.415.841,29
Lucro antes do IR	421.040.752,47	421.040.752,47	421.040.752,47
IR/CSLL	- 143.153.855,84	- 143.153.855,84	- 143.153.855,84
Lucro Líquido	277.886.896,63	277.886.896,63	277.886.896,63
Fluxo de Caixa	277.886.896,63	277.886.896,63	277.886.896,63
	302.896.717,32	330.157.421,88	359.871.589,85
Receita renunciada ke	992.925.729,06		
	9%		

Tabela 09- Receita Renunciada
Fonte: Autora (2019)

Apurada a receita que a Copel Geração e Transmissão S/A deixará de auferir na exploração da concessão da GBM, nos anos de 2021 à 2023, deduz-se esse montante do valor apurado através do método do valor presente líquido (R\$ 174.398.583,43), conforme ilustrado na tabela 8, o que resulta em um VPL negativo, no valor de R\$ - 818.527.145,63, ou seja, demonstra que o cenário da prorrogação segundo o regime de cotas de garantia física não é vantajoso à Companhia.

3.3 Renovação segundo o Regime Híbrido

3.3.1- Análise Regulatória

Caso a Copel Geração e Transmissão S/A opte por não renovar a concessão que detém junto a UHE GBM e decida participar do leilão para a disputa da outorga, sagrando-se vencedora do certame, o regime de exploração da concessão será aquele introduzido pela Medida Provisória nº 688, que após foi convertida na Lei nº 13.303/2015, qual seja, o regime híbrido.

Segundo esse modelo, a geradora terá liberdade para comercializar 30% (trinta por cento) de sua garantia física, que representa 189,99 MW, no mercado livre, e ainda terá o retorno da bonificação de outorga, ao longo do contrato de concessão, que será embutido em sua receita.

A receita anual de geração (RAG) para empreendimentos enquadrados nas regra do regime híbrido, introduzido pela Medida Provisória nº 688/2015, é dada pela equação abaixo:

$$RAG = (GAG + RBO) \cdot IVI + GAG_{Ampl} \cdot IVI + EU + EC + EO \pm Ajl$$

onde:

GAG: Custo da gestão dos ativos de geração, referente a investimentos em melhorias e os custos socioambientais (R\$/ano);

RBO: Retorno da bonificação pela outorga (R\$/ano);

GAG_{Ampl}: Custo da gestão dos ativos de geração devido às ampliações, abrangendo os custos regulatórios de operação, manutenção, administração, remuneração e amortização (R\$/ano);

IVI: Índice de variação da inflação, dado pelo IPCA/IBGE;

EU: Encargos de uso do sistema de transmissão ou distribuição (R\$/ano);

EC: Encargos de conexão (R\$/ano);

EO: Outros encargos;

Ajl: Ajuste pela indisponibilidade apurada (R\$/ano).

Como exposto ao longo do referencial teórico, a RAG que será paga à geradora compreende a garantia física que a UHE disponibilizará no regime de cotas e essa receita advém do resultado do leilão.

Veja-se que a RAG apurada no regime híbrido, ora analisado, difere do regime de cotas de garantia física, apresentado anteriormente, por considerar em seu cálculo o retorno da bonificação de outorga.

Para tanto, caso a COPEL GET opte pela participação do certame licitatório, na disputa da outorga da usina hidrelétrica GBM, terá que oferecer o maior valor de bonificação de outorga, que deverá ser pago à vista, após a assinatura do contrato de concessão.

Passemos a apurar os valores da receita (RAG), fazendo-se a análise financeira.

3.3.2- Análise Financeira

a) Receita Anual de Geração (RAG)

A receita do concessionário, segundo o regime híbrido, compreende 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) 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.

Para a presente análise, os valores da GAG total, incluindo o GAG Melhorias e o GAG O&M, será o mesmo utilizado na análise anterior, relativo ao regime de cotas de garantia física, excluído o valor do CAIMI, para que se possa comparar adequadamente os dois cenários, ou seja, o GAG total corresponde a R\$ 132.456.417,11, sendo R\$ 80.135.087,97 de GAG O&M e R\$ 52.321.329,14 de GAG Melhorias.

Porém, como no regime no regime híbrido, apenas 70 % (setenta por cento) da garantia física da usina é destinada ao mercado cativo, a receita anual de geração (RAG)

deverá ser proporcional à parcela da energia que será alocada ao regime de cotas, de forma que o valor da GAG corresponderá à R\$ 92.719.491,97 (noventa e dois milhões, setecentos e dezenove mil, quatrocentos e noventa e um reais e noventa e sete centavos).

A bonificação de outorga, que constitui um dado essencial para a se apurar a RAG da COPEL GET, será estimado, utilizando-se como parâmetro o valor da bonificação de outorga ofertado no último leilão promovido pela ANEEL para a outorga de concessões de usinas hidrelétricas em regime de alocação de cotas de garantia física – o Leilão nº 01/2017, vejamos:

		RESULTADO DO LEILÃO DE GERAÇÃO 01/2017-ANEEL - QUADRO RESUMO					
LOTE	UHE	BONIFICAÇÃO PELA OUTORGA MÍNIMA (R\$)	Bonificação pela Outorga Ofertada	Ágio (R\$)	Ágio (%)	Total Arrecadado/previsto (%)	Proponente Vencedora
A	São Simão	6.740.946.603,49	R\$ 7.180.000.000,00	R\$ 439.053.396,51	6,51	64,94%	SPIC Pacific Energy PTY LTD
B	Jaguara	1.911.252.009,47	R\$ 2.171.000.000,00	R\$ 259.747.990,53	13,59	84,58%	Consórcio Engie Brasil Minas Geração
C	Miranda	1.110.880.200,23	R\$ 1.360.000.000,00	R\$ 249.119.799,77	22,43	96,88%	Consórcio Engie Brasil Minas Geração
D	Volta Grande	1.292.477.165,35	R\$ 1.419.784.000,00	R\$ 127.306.834,65	9,85	109,73%	Enel Brasil S.A.
Total		11.055.555.978,54	R\$ 12.130.784.000,00	R\$ 1.075.228.021,46	9,73%	109,73%	-

Receitas Anuais a serem auferidas pelas novas Concessionárias						
LOTE	UHE	Rio	Potência Instalada (MW)	Garantia Física (Mwmédios)	Receita Anual de Geração - RAG (por ano) ¹	
					Custo de Gestão dos Ativos de Geração GAG (O&M + Melhorias) [R\$/ano]	Parcela de Retorno da Bonificação pela Outorga - RBO [R\$/ano] ²
A	São Simão	Paranaíba	1710,0	1.202,7	235.532.086,53	796.629.337,25
B	Jaguara	Grande	424,0	341,0	87.978.156,24	233.164.542,45
C	Miranda	Araguari	408,0	198,2	71.163.178,55	142.666.456,61
D	Volta Grande	Grande	380,0	230,6	83.469.031,60	169.570.280,19
Total			2.922,0	1.972,5	478.142.452,92	1.342.030.616,50
					1.820.173.069,42	

Tabela 10 – Resultado Leilão Aneel 01/2017

Fonte: ANEEL (2019)

Registre-se que a RAG, incluindo o retorno de bonificação de outorga, está atrelada à garantia que a usina hidrelétrica disponibilizará no regime de cotas, que no caso da usina GBM corresponde a 422,31 MW.

Esse cenário valerá de dois parâmetros de análise, sendo que um deles será mais conservador e utilizará como premissa para a apuração da bonificação de outorga os valores dos lances vencedores no Leilão Aneel nº 01/2017, já considerado o ágio, que passaremos a denominar de “outorga máxima”, e o outro, utilizar-se-á dos valores mínimos de bonificação de outorga apresentado no edital do leilão para cada um dos empreendimentos, denominado de ‘outorga mínima’.

Portanto, a RAG será diferenciada em cada um desses cenários em razão do valor da bonificação de outorga.

Passemos então a apurar a RAG para o cenário de “outorga mínima” e para o cenário de “outorga máxima”.

- **RAG MÁXIMA**

Utilizando-se como parâmetro os valores da bonificação de outorga vencedores, ofertado às usinas de São Simão, Jaguará, Miranda e Volta Grande, que corresponde a R\$ 12.130.784.000,00, e adequando-se esse valor à parcela da garantia física da usina hidrelétrica GBM destinada às cotas, apura-se um valor estimado de R\$ 2.597.187.017,00 à título de bonificação de outorga, que atualizado pelo IPCA até julho de 2019, resulta no valor de R\$ 2.791.684.034,36 e, por sua vez, no valor de R\$ 223.334.722,75 de retorno de bonificação de outorga.

Portanto, o valor da RAG da UHE GBM será o resultado do somatório da GAG total apurado no regime de cotas de garantia física, excluído o valor do CAMI (R\$ 132.456.417,11), com o retorno da bonificação de outorga (R\$ 223.334.722,75), acrescido dos valores relativos à tarifa de uso do sistema de transmissão (TUST), à verba destinada à pesquisa e desenvolvimento (P&D) e aos valores da taxa de fiscalização dos serviços de energia elétrica (TFSEE), o que totaliza uma RAG total de R\$ 482.069.297,44. (quatrocentos e oitenta e dois milhões, sessenta e nove mil, duzentos e noventa e sete reais e quarenta e quatro centavos).

Como no regime híbrido há a obrigatoriedade de que apenas 70% (setenta por cento) da garantia física da usina seja destinada à comercialização no ambiente de contratação regulado (ACR), tendo o gerador liberdade para destinar o restante ao ambiente de contratação livre (ACL), apurou-se também o valor da receita resultante da comercialização da energia no mercado livre. Para tanto, considerou-se o valor estimado de R\$ 153,93/MWh ao preço de energia no mercado livre, utilizando-se como parâmetro o preço definido na Portaria CNPE nº 12/2017, o que totalizou uma receita bruta de R\$ 726.121.063,97, já incluído o PIS e a COFINS, conforme ilustrado na tabela abaixo.

RECEITA		684.297.700,26	726.121.063,97
RAG	RBO	223.334.772,75	244.551.521,41
	GAG	92.719.491,98	180.803.009,35
	RBO+ GAG	316.054.217,73	425.354.530,76
	TUSD	119.766.960,00	131.144.821,20
	TFSEE	1.264.216,86	1.384.317,46
	P&D	3.160.542,15	3.460.793,65
	TOTAL	440.245.933,73	482.069.297,44
ACL		244.051.766,53	244.051.766,53

Tabela 11⁵¹ - Receita Regime Híbrido “RAG Máxima”
Fonte: Autora (2019)

- **RAG MÍNIMA**

Da mesma forma como se apurou a RAG máxima, a RAG mínima será calculada com base nos valores mínimos de bonificação de outorga ofertados no Leilão nº01/2017 às usinas de São Simão, Jaguará, Miranda e Volta Grande, que corresponde a R\$ 11.055.555.978,54.

Adequando-se esse valor à parcela da garantia física da usina hidrelétrica GBM destinada às cotas, equivaleria a um valor estimado de R\$ 2.366.981.924,11 à título de bonificação de outorga, que atualizado pelo IPCA até julho de 2019, resultaria no valor de R\$ 2.544.239.442,10 e, por sua vez, no valor de R\$ 203.539.155,37 de retorno de bonificação de outorga.

Assim, o valor da RAG da UHE GBM, valendo-se desse novo parâmetro, será um pouco menor, correspondendo ao valor total de R\$ 460.089.685,11 (quatrocentos e sessenta milhões, oitenta e nove mil, seiscentos e oitenta e cinco reais e onze centavos), já

⁵¹ Os valores apresentados na primeira coluna não incluem o PIS e a COFINS, enquanto que os da segunda coluna foram calculados considerando a incidência desses tributos.

incluído os custos relativos ao PIS e a COFINS. A receita total, por sua vez, corresponderá ao valor da RAG, acrescido do valor da receita obtida com a venda de energia no mercado livre, que corresponde a R\$ 244.051.766,53, o que perfaz uma receita bruta total de R\$ 704.141.451,64 (setecentos e quatro milhões, cento e quarenta e um mil, quatrocentos e cinquenta e um reais e sessenta e quatro centavos), conforme demonstrado na tabela abaixo.

RECEITA		664.224.994,94	704.141.451,64
RAG	RBO	203.539.155,37	222.875.375,13
	GAG	92.719.491,98	180.803.009,35
	RBO+ GAG	296.258.647,34	403.678.384,48
	TUSD	119.766.960,00	131.144.821,20
	TFSEE	1.185.034,59	1.297.612,88
	P&D	2.962.586,47	3.244.032,19
	TOTAL	420.173.228,41	460.089.685,11
ACL		244.051.766,53	244.051.766,53

Tabela 12 - Receita Regime Híbrido “RAG Mínima”
Fonte: Autora (2019)

b) Impostos

Sobre a receita anual de geração (RAG) há a incidência da contribuição de integração social – PIS/PASEP - e a contribuição para financiamento da seguridade social – COFINS, a uma alíquota de 1,65% e 7,60%, respectivamente, de forma que a tributação a ser aplicada à usina GBM, no cenário do regime híbrido, de acordo com as RAGs mínima e máxima, será o apresentado a seguir.

TRIBUTOS	% RAG	TOTAL
PIS	1,65%	R\$ 11.980.997,56
COFINS	7,60%	R\$ 55.185.200,86

Tabela 13 –PIS e COFINS RAG Máxima
Fonte: O Autor (2019)

TRIBUTOS	% RAG	TOTAL
PIS	1,65%	R\$ 11.618.333,95
COFINS	7,60%	R\$ 53.514.750,32

Tabela 14 –PIS e COFINS RAG Mínima
Fonte: O Autor (2019)

Há ainda a incidência do imposto de renda pessoa jurídica (IRPJ) a uma alíquota de 25% (vinte e cinco por cento) e de contribuição social sobre o lucro líquido (CSLL), de 9% (nove por cento), uma vez que o regime de tributação da COPEL GET é o lucro real, o que totaliza um percentual de 34% (trinta e quatro por cento), que é descontada do lucro antes de imposto de renda (LAIR).

c) Financiamento

No presente caso será considerado que a COPEL GET irá financiar parte do investimento que será destinado ao pagamento da bonificação de outorga, na proporção de 70% (setenta por cento), em dezesseis parcelas, sendo que o restante, que corresponde a 30% (trinta por cento), terá como fonte de investimento o capital próprio.

Examinemos a seguir as despesas financeiras que serão incorridas pela Companhia de acordo com as duas premissas adotada para a apuração do valor da bonificação de outorga.

• **RAG MÁXIMA**

Considerando o valor máximo de bonificação de outorga de R\$ 2.791.684,034,36, a Companhia financiará o valor de R\$ 1.954.178.824,05 e o restante utilizará capital próprio, conforme demonstrado na tabela abaixo:

FINANCIAMENTO	PERCENTUAL	INVESTIMENTO (BO)
CAPITAL PRÓPRIO	30%	R\$ 837.505.210,31
CAPITAL DE TERCEIROS	70%	R\$ 1.954.178.824,05
TOTAL		R\$ 2.791.684.034,36

Tabela 15- Financiamento' Outorga Máxima'
Fonte: O Autor (2019)

A taxa atrelada ao financiamento do empreendimento do setor elétrico é a Taxa de Longo Prazo (TLP), que substituiu a antiga Taxa Juros de Longo Prazo (TJLP), cujo valor atual corresponde a 5,95% ao ano, sobre a qual ainda são acrescidas outras taxas de mercado que compõem a taxa de financiamento, como risco de crédito e de intermediação financeira, as quais estão demonstradas na equação abaixo transcrita.

$$\text{Taxa} = \text{TLP} + 0,9\% + \text{Risco Brasil} (1,79\%) = 8,64\%$$

Portanto, a COPEL GET tomará um empréstimo do valor de R\$ 1.954.178.824,05 para pagar parte da bonificação de outorga (BO), necessária para a obtenção da outorga do futuro leilão, por uma taxa de 8,64% ao ano e, por sua vez, receberá o retorno da bonificação de outorga (RBO) através da receita anual de geração (RAG).

Para o cálculo do financiamento considerou-se o Sistema de Amortização Constante (SAC), no qual o valor da amortização é constante ao longo de todo o período, valendo-se, a tanto, da seguinte equação:

$$A = \frac{SD}{n}$$

$$A = \frac{1.954.178.824,05}{16} = \text{R\$ } 122.136.176,50$$

Como o valor da amortização é constante ao longo de todo o período, obtém-se o valor das parcelas a partir do acréscimo dos juros de cada período ao valor da amortização, conforme a equação a seguir:

$$\text{Parcelas} = A + J$$

Assim, no primeiro ano de financiamento tem-se como valor de prestação o montante de R\$ 290.977,226,90, no segundo ano tem-se o valor de R\$ 280.424.661,25, no terceiro ano tem-se o valor de R\$ 269.872.095,60, e assim sucessivamente, conforme planilha abaixo:

837.505.210,31		Pagamento de outorga com recursos próprios							
Bonificação de Outorga									
2.791.684.034,36	31/12/2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	
8,64%	0	1	2	3	4	5	6	7	
Saldo devedor	1.954.178.824,05	1.832.042.647,55	1.709.906.471,05	1.587.770.294,54	1.465.634.118,04	1.343.497.941,54	1.221.361.765,03	1.099.225.588,53	
Amortização paga		122.136.176,50	122.136.176,50	122.136.176,50	122.136.176,50	122.136.176,50	122.136.176,50	122.136.176,50	
Juros pagos		168.841.050,40	158.288.484,75	147.735.919,10	137.183.353,45	126.630.787,80	116.078.222,15	105.525.656,50	
Prestação		290.977.226,90	280.424.661,25	269.872.095,60	259.319.529,95	248.766.964,30	238.214.398,65	227.661.833,00	

Tabela 16 –Financiamento Bonificação Outorga
Fonte: Autora (2019)

• RAG MÍNIMA

Valendo-se do valor mínimo da bonificação de outorga fixado no edital do Leilão Aneel nº 01/2017, adequado à UHE GBM, que corresponde a R\$ 2.544.239.442,10, o financiamento representará R\$ 1.780.967.609,47, sendo que o restante, no valor de R\$763.271.832,63, será arcado pela própria Companhia, conforme ilustrado a seguir.

FINANCIAMENTO	PERCENTUAL	INVESTIMENTO (BO)
CAPITAL PRÓPRIO	30%	R\$ 763.271.832,63
CAPITAL DE TERCEIROS	70%	R\$ 1.780.967.609,47
TOTAL		R\$ 2.544.239.442,10

Tabela 17- Financiamento 'Outorga Mínima'

Fonte: O Autor (2019)

A taxa de juros a ser aplicada será a mesma aplicada no financiamento da 'outorga máxima', no valor de 8,64%, composta pela Taxa de Longo Prazo (TLP), acrescida de outras taxas de mercado que compõem a taxa de financiamento, como risco de crédito e de intermediação financeira.

Para o cálculo do financiamento iremos adotar o Sistema de Amortização Constante (SAC), tal como utilizado na 'outorga máxima', no qual o valor da amortização é constante ao longo de todo o período, valendo-se, a tanto, da seguinte equação:

$$A = \frac{SD}{n}$$

$$A = \frac{1.780.967.609,47}{16} = R\$ 111.310.475,59$$

Assim, no primeiro ano de financiamento tem-se como valor de prestação o montante de R\$ 265.186.077,05, no segundo ano tem-se o valor de R\$ 255.568.851,96, no terceiro ano o valor de R\$ 245.951.626,87, e assim sucessivamente, conforme planilha abaixo:

R\$ 763.271.832,63	Pagamento de outorga com recursos próprios								
Bonificação de Outorga									
R\$ 2.544.239.442,10	31/12/2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	
8,64%	0	1	2	3	4	5	6	7	
Saldo devedor	1.780.967.609,47	1.669.657.133,88	1.558.346.658,29	1.447.036.182,69	1.335.725.707,10	1.224.415.231,51	1.113.104.755,92	1.001.794.280,33	
Amortização paga		111.310.475,59	111.310.475,59	111.310.475,59	111.310.475,59	111.310.475,59	111.310.475,59	111.310.475,59	
Juros pagos		153.875.601,46	144.258.376,37	134.641.151,28	125.023.926,18	115.406.701,09	105.789.476,00	96.172.250,91	
Prestação		265.186.077,05	255.568.851,96	245.951.626,87	236.334.401,78	226.717.176,69	217.099.951,59	207.482.726,50	

Tabela 18 – Financiamento Bonificação Outorga Mínima

Fonte: Autora (2019)

d) Demais Despesas e Custos

Além dos tributos que serão deduzidos a receita bruta apurada pela RAG, também serão excluídos da receita líquida (após recolhidos o PIS e a COFINS) os custos de operação e manutenção e os encargos setoriais pagos pela concessionária e que compuseram a RAG (tarifas de uso e conexão de rede, TFSEE e P&D), acrescidos ainda da compensação financeira pela utilização dos recursos hídricos (CFURH).

Os custos de operação e manutenção já foram estimados quando da análise do cenário de prorrogação da concessão segundo o regime de cotas de garantia física, os quais serão os mesmos para a análise do regime híbrido, ou seja, utilizar-se a estimativa contida na Nota Técnica da EPE 07/2018, que aponta um custo anual, aproximado para a UHE GBM, de R\$ 83.800.000,00 (oitenta e três milhões e oitocentos mil reais).

Quanto aos encargos setoriais, estes também já foram apurados anteriormente, sendo que os valores dos encargos de uso e de conexão (TUSD) e a compensação financeira pelo uso de recurso hídrico (CFURH) serão os mesmos, havendo modificação apenas nos valores destinados à pesquisa e desenvolvimento (P&D) e da taxa de fiscalização dos serviços de energia elétrica (TFSEE) que estão atrelados ao valor da RAG.

Assim, no cenário de “outorga máxima”, os encargos setoriais totalizam o valor de R\$ 153.235.987,90, enquanto que no cenário de “outorga mínima” tem-se o valor de R\$ 152.958.849,96 a título de encargos que serão recolhidos pela UHE GBM, conforme planilhas abaixo:

ENCARGOS	
TUSD/TUST	R\$ 119.766.960,00
TFSEE	R\$ 1.264.216,86
P&D	R\$ 3.160.542,15
CFURH	R\$ 29.044.268,90
TOTAL	R\$ 153.235.987,90

Tabela 19– Encargos Outorga Máxima
 Fonte: Autora (2019)

ENCARGOS	
TUSD/TUST	R\$ 119.766.960,00
TFSEE	R\$ 1.185.034,59
P&D	R\$ 2.962.586,47
CFURH	R\$ 29.044.268,90
TOTAL	R\$ 152.958.849,96

Tabela 20– Encargos Outorga Máxima
 Fonte: Autora (2019)

Estima-se ainda a realização de melhorias no parque gerador, que resultará em investimentos da ordem de R\$ 100.000.000,00 (cem milhões de reais), cuja depreciação ocorrerá ao longo dos 30(trinta) anos, de forma que também serão deduzidos da receita líquida o valor de R\$ 3.333.333,33 (três milhões, trezentos e trinta e três mil reais e trinta e três centavos), à título de depreciação.

e) Fluxo de Caixa e Cálculo do VPL e da TIR

Apuradas as receitas, os custos e as despesas que a usina GBM incorrerá anualmente, pode-se elaborar o fluxo de caixa para se apurar o valor presente líquido (VPL) e a taxa interna de retorno (TIR), a fim de se aferir a viabilidade da prorrogação da concessão.

A análise do fluxo de caixa se dará de duas formas: sob a ótica do acionista (o fluxo de caixa livre do acionista ou fluxo de caixa *for equity*), quando se estimará um custo de capital próprio de 9% (nove por cento) e sob a ótica do projeto (o fluxo de caixa do projeto ou fluxo de caixa *for firm*), quando se considerará o WACC de 8,08% (oito, vírgula zero oito por cento) .

Ambas as análises partiram da mesma premissa, ou seja, o valor do fluxo de caixa em cada ano foi apurado a partir do lucro líquido do exercício, acrescido dos valores

relativos à depreciação em razão dos investimentos realizados em melhoria nos ativos da usina no ano de 2024, sendo que o fluxo de caixa do projeto foi apurado sem considerar a alavancagem financeira, sendo deduzidas, portanto, as despesas financeiras incorridas pela concessionária em relação à parcela do financiamento da bonificação de outorga.

A forma de apuração do fluxo de caixa nesse cenário de regime híbrido será o mesmo utilizado no cenário de prorrogação de cotas de garantia física, ou seja, a partir do fluxo de caixa livre obtido no primeiro ano, projeta-se os demais fluxos de caixas livre, até 2053 (o ano no qual se encerra o prazo da concessão) e apura-se o valor presente líquido, através de uma taxa mínima de atratividade (TMA), estimada em 9% (nove por cento), que resultará nos seguintes fluxos de caixa para os primeiros nove anos do contrato de concessão nos cenários de outorga máxima e outorga mínima, vejamos:

	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032
Receita bruta	726.121.063,97	726.121.063,97	726.121.063,97	726.121.063,97	726.121.063,97	726.121.063,97	726.121.063,97	726.121.063,97	726.121.063,97
PIS/COFINS	9,25%	9,25%	9,25%	9,25%	9,25%	9,25%	9,25%	9,25%	9,25%
Receita Líquida	658.954.865,55	658.954.865,55	658.954.865,55	658.954.865,55	658.954.865,55	658.954.865,55	658.954.865,55	658.954.865,55	658.954.865,55
Custos/Despesas (O&M)	- 83.800.000,00	- 83.800.000,00	- 83.800.000,00	- 83.800.000,00	- 83.800.000,00	- 83.800.000,00	- 83.800.000,00	- 83.800.000,00	- 83.800.000,00
Encargos	- 153.235.987,90	- 150.116.455,74	- 150.116.455,74	- 150.116.455,74	- 150.116.455,74	- 150.116.455,75	- 150.116.455,75	- 150.116.455,75	- 150.116.455,75
Depreciação (-)	- 3.333.333,33	- 3.333.333,33	- 3.333.333,33	- 3.333.333,33	- 3.333.333,33	- 3.333.333,33	- 3.333.333,33	- 3.333.333,33	- 3.333.333,33
Despesa com juros (-)	- 168.841.050,40	- 158.288.484,75	- 147.735.919,10	- 137.183.353,45	- 126.630.787,80	- 116.078.222,15	- 105.525.656,50	- 94.973.090,85	- 84.420.525,20
LAIR	249.744.493,92	263.416.591,73	273.969.157,38	284.521.723,03	295.074.288,68	305.626.854,32	316.179.419,97	326.731.985,62	337.284.551,27
IR/CSLL	- 84.913.127,93	- 89.561.641,19	- 93.149.513,51	- 96.737.385,83	- 100.325.258,15	- 103.913.130,47	- 107.501.002,79	- 111.088.875,11	- 114.676.747,43
Lucro Líquido	164.831.365,98	173.854.950,54	180.819.643,87	187.784.337,20	194.749.030,53	201.713.723,85	208.678.417,18	215.643.110,51	222.607.803,84
Melhorias	- 100.000.000,00								
Depreciação (+)	3.333.333,33	3.333.333,33	3.333.333,33	3.333.333,33	3.333.333,33	3.333.333,33	3.333.333,33	3.333.333,33	3.333.333,33
FCL do projeto (sem alavancagem)	- 2.791.684.034,36	279.599.792,58	281.658.683,81	281.658.683,81	281.658.683,81	281.658.683,81	281.658.683,80	281.658.683,80	281.658.683,80
Fluxo de Caixa	168.164.699,32	177.188.283,87	184.152.977,20	191.117.670,53	198.082.363,86	205.047.057,18	212.011.750,51	218.976.443,84	225.941.137,17
FC Investimentos	- 100.000.000,00	-	-	-	-	-	-	-	-
FC Financiamento	- 837.505.210,31	- 122.136.176,50	- 122.136.176,50	- 122.136.176,50	- 122.136.176,50	- 122.136.176,50	- 122.136.176,50	- 122.136.176,50	- 122.136.176,50
FC Livre Acionista	- 837.505.210,31	- 53.971.477,19	55.052.107,37	62.016.800,70	68.981.494,03	75.946.187,36	82.910.880,68	89.875.574,01	96.840.267,34

Tabela 21- Fluxo de Caixa Outorga Máxima
Fonte: Autora (2019)

	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032
Receita bruta	704.141.451,64	704.141.451,64	704.141.451,64	704.141.451,64	704.141.451,64	704.141.451,64	704.141.451,64	704.141.451,64	704.141.451,64
PIS/COFINS	9,25%	9,25%	9,25%	9,25%	9,25%	9,25%	9,25%	9,25%	9,25%
Receita Líquida	639.008.367,36	639.008.367,36	639.008.367,36	639.008.367,36	639.008.367,36	639.008.367,36	639.008.367,36	639.008.367,36	639.008.367,36
Custos/Despesas (O&M)	- 83.800.000,00	- 83.800.000,00	- 83.800.000,00	- 83.800.000,00	- 83.800.000,00	- 83.800.000,00	- 83.800.000,00	- 83.800.000,00	- 83.800.000,00
Encargos	- 152.958.849,96	- 150.116.455,74	- 150.116.455,74	- 150.116.455,74	- 150.116.455,74	- 150.116.455,75	- 150.116.455,75	- 150.116.455,75	- 150.116.455,75
Depreciação (-)	- 3.333.333,33	- 3.333.333,33	- 3.333.333,33	- 3.333.333,33	- 3.333.333,33	- 3.333.333,33	- 3.333.333,33	- 3.333.333,33	- 3.333.333,33
Despesa com juros (-)	153.875.769,10	144.258.544,01	134.641.318,92	125.024.093,82	115.406.868,73	105.789.643,64	96.172.418,55	86.555.193,46	76.937.968,37
LAIR	552.791.953,17	546.017.122,30	536.399.897,21	526.782.672,11	517.165.447,02	507.548.221,92	497.930.996,83	488.313.771,74	478.696.546,65
IR/CSLL	- 187.949.264,08	- 185.645.821,58	- 182.375.965,05	- 179.106.108,52	- 175.836.251,99	- 172.566.395,45	- 169.296.538,92	- 166.026.682,39	- 162.756.825,86
Lucro Líquido	364.842.689,09	360.371.300,72	354.023.932,16	347.676.563,60	341.329.195,04	334.981.826,47	328.634.457,91	322.287.089,35	315.939.720,79
Melhorias	- 100.000.000,00								
Depreciação (+)	3.333.333,33	3.333.333,33	3.333.333,33	3.333.333,33	3.333.333,33	3.333.333,33	3.333.333,33	3.333.333,33	3.333.333,33
FCL do projeto (s/alavancagem)	- 2.544.239.442,10	266.618.014,82	268.493.995,00	268.493.995,00	268.493.995,00	268.493.994,99	268.493.994,99	268.493.994,99	268.493.994,99
Fluxo de Caixa	368.176.022,42	363.704.634,05	357.357.265,49	351.009.896,93	344.662.528,37	338.315.159,80	331.967.791,24	325.620.422,68	319.273.054,12
FC Investimentos	- 100.000.000,00								
FC Financiamento	- 837.505.210,31	- 122.136.176,50	- 122.136.176,50	- 122.136.176,50	- 122.136.176,50	- 122.136.176,50	- 122.136.176,50	- 122.136.176,50	- 122.136.176,50
FC Acionista	- 837.505.210,31	146.039.845,92	241.568.457,54	235.221.088,98	228.873.720,42	222.526.351,86	216.178.983,30	209.831.614,74	203.484.246,18

Tabela 22- Fluxo de Caixa Outorga Mínima

Fonte: Autora (2019)

Da análise dos fluxos de caixa obtém-se, para o cenário de outorga máxima, os seguintes valores presentes líquidos (VPLs) e taxa interna de retorno (TIR), vejamos:

Para o Projeto	
VPL	R\$327.053.403,42
TIR	9,40%
Para o Acionista	
VPL	R\$ 323.271.738,66
TIR	12%

No cenário de outorga mínima, quando a premissa utilizada é o valor mínimo de bonificação de outorga, há uma significativa mudança do resultado, conforme abaixo demonstrado, vejamos:

Para o Projeto	
VPL	R\$ 194.911.827,88
TIR	9,93%
Para o Acionista	
VPL	R\$ 1.242.521.844,45
TIR	25%

Analisados os cenários de prorrogação segundo o regime de cotas de garantia física, instituído pela Medida Provisória nº 579/2012, convertida na Lei nº 12.783 de 11 de janeiro de 2013, e da não renovação do contrato de concessão mediante a participação do Leilão do empreendimento, que será relicitado pelo Poder Concedente, segundo as regras até então vigentes do regime híbrido de contratação estabelecidas na Lei nº 13.2003 de 08 de dezembro de 2015, passemos agora a analisar os resultados obtidos.

4. ANÁLISE DOS RESULTADOS

Ao estimar as receitas futuras que serão auferidas pela Copel Geração e Transmissão S/A ao longo de um novo prazo de concessão de 30 (trinta) anos, de acordo com as regras e premissas ditadas para cada um dos cenários analisados e os custos e despesas incorridas que a usina GBM incorrerá anualmente, apura-se o fluxo de caixa e calcula-se o valor presente líquido a partir do desconto de uma taxa mínima de atratividade, sendo que os resultados obtidos para o cenário de prorrogação segundo o regime de cotas e para o de participação do leilão, de acordo com o cenário de outorga mínima e de outorga máxima, estão ilustrados no gráfico abaixo.

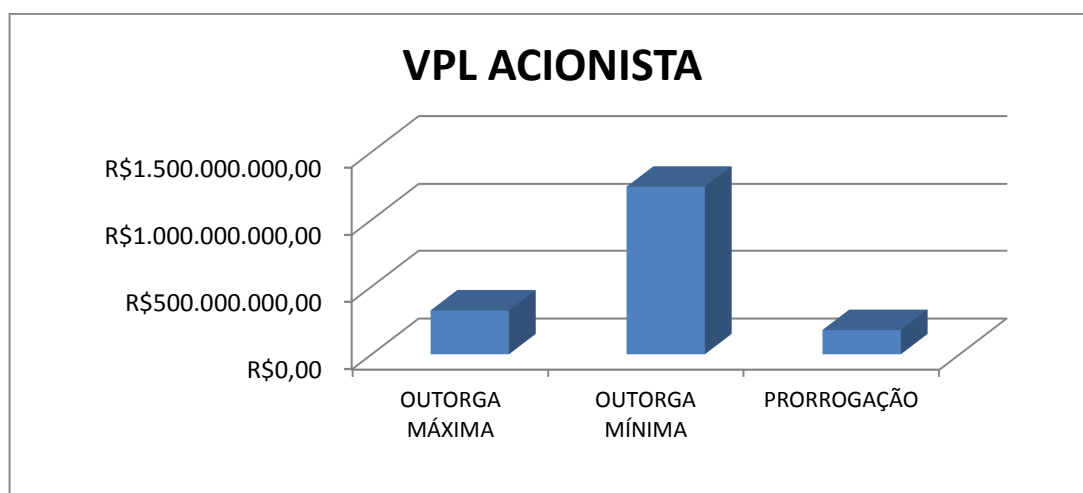


Gráfico 1- Valor Presente Líquido Acionista
 Fonte: Autora (2019)

Da análise do gráfico acima, denota-se que em ambos os cenários o VPL será positivo, o que revela que o investimento seria viável, pois como dita a regra dessa

técnica de avaliação de investimentos: um projeto ou investimento será viável se o VPL for igual ou maior que zero, sendo que caso o VPL seja inferior a zero, o investimento apresenta-se inviável.

No entanto, deve-se registrar que a análise do cenário de prorrogação segundo o regime de cotas de garantia física não pode se restringir a análise do VPL obtido pelo fluxo de caixa do contrato de concessão, ao longo dos 30 (trinta) anos da nova prorrogação, mas também deve considerar a receita que será renunciada pela COPEL GET, quando da opção pela renovação segundo essas regras.

Como exposto, as regras acerca do regime de cotas estabelecem que caso a concessionária opte pela renovação da concessão, deve considerar que a renovação do contrato de concessão venha a ocorrer imediatamente, a partir do momento de adesão ao novo regime, quando a concessionária terá que renunciar a receita que vem recebendo segundo as regras então vigentes do contrato de concessão.

Assim sendo, deve-se considerar a receita que será renunciada pela concessionária quando da adesão ao novo regime de concessão, que segundo a análise realizada, perfaz um montante de R\$ 992.925.729,06 ao longo dos anos 2021 a 2023, valor este bastante significativo, que revela um cenário totalmente desvantajoso para a concessionária, conforme se pode deprender do gráfico abaixo.

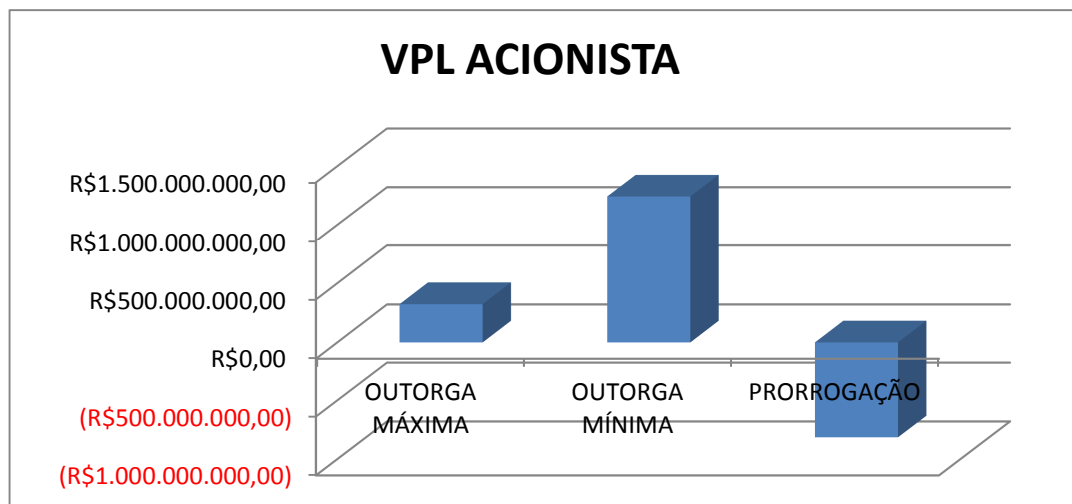


Gráfico 2- Valor Presente Líquido Acionista com Receita Renunciada
 Fonte: Autora (2019)

A VPL do projeto, apurada sem a alavancagem financeira (que é obtida com a utilização do capital de terceiros para financiar a bonificação de outorga), também revela o mesmo resultado, qual seja, que o cenário de prorrogação segundo o regime de cotas é desfavorável para a empresa, vejamos:

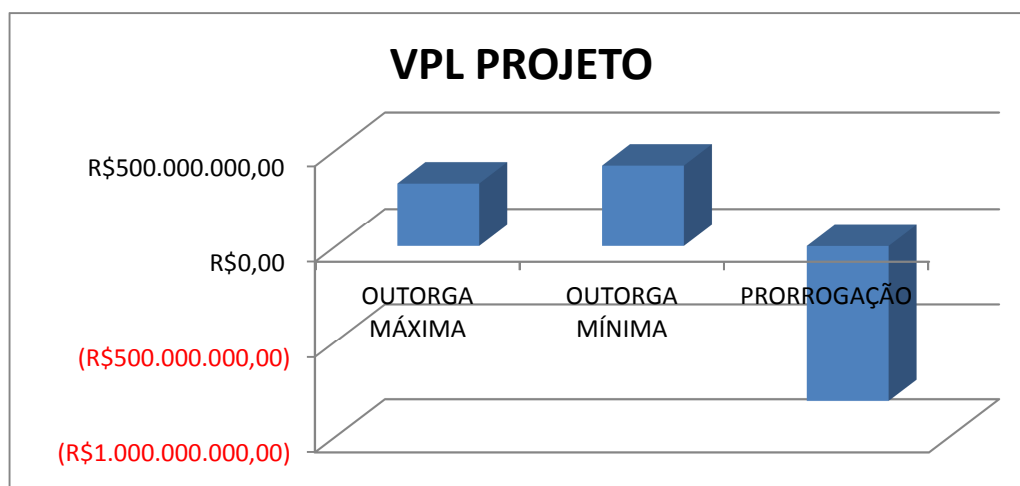


Gráfico 3- Valor Presente Líquido do Projeto com Receita Renunciada
Fonte: Autora (2019)

Portanto, das análises realizadas deduz-se que um dos cenários que deverão ser imediatamente descartados como alternativa para a manutenção da concessão da usina GBM pela COPEL GET é o da prorrogação segundo o regime de cotas de garantia física, eis que é evidente que a renúncia da receita da concessão então vigente impactará no resultado financeiro a ser obtido, refletindo em um valor presente líquido negativo.

Resta-se agora avaliar o cenário de renovação da concessão segundo o regime híbrido, mediante a participação de futuro leilão para a nova outorga de concessão da usina GBM.

Como já exposto, a participação do leilão pela COPEL GET pressupõe o pagamento de um valor à título de bonificação pela outorga, o que constitui um elemento essencial para subsidiar a decisão a ser tomada pela empresa, eis que a disputa no leilão dar-se-á pela oferta do maior valor de bonificação de outorga, o qual deverá ser pago imediatamente pela concessionária, quando da assinatura do novo contrato de concessão.

Diante da indisponibilidade de dados acerca do valor de bonificação de outorga para o empreendimento ora estudado, sobretudo em razão da data prevista para a sua realização, que seria apenas a partir de 2024, estimou-se um valor de bonificação de outorga mínima e um valor de bonificação de outorga máxima com base nos dados do último leilão de geração, realizado sob essas bases – o Leilão Aneel nº 01/2017.

Da análise desses dois cenários, segundo as premissas adotadas e explanadas ao longo do estudo, constatou-se que em ambos o retorno do investimento é positivo, o que pode ser verificado mediante a análise do VPL, conforme já apresentado, como também da análise da taxa interna de retorno ‘for firm’ e ‘for equity’, as quais são superiores à taxa mínima de atratividade (TMA) - à WACC de 8,08% ao ano e ao custo de capital próprio (ke), que corresponde à 9% ao ano, vejamos:

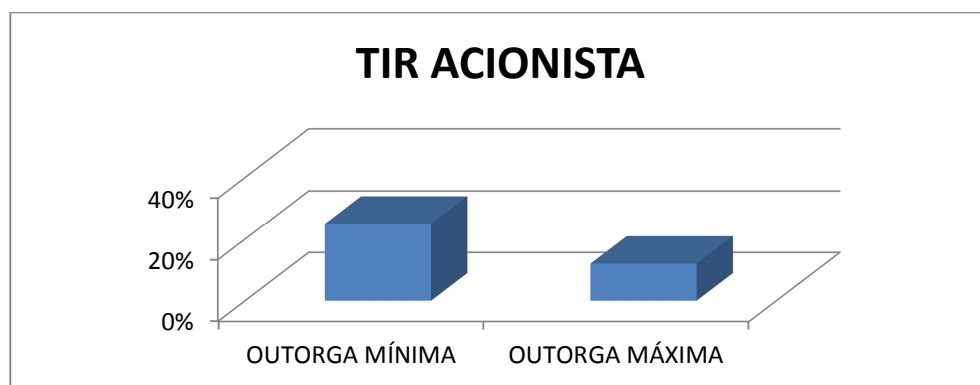


Gráfico 4- TIR do Acionista
Fonte: Autora (2019)

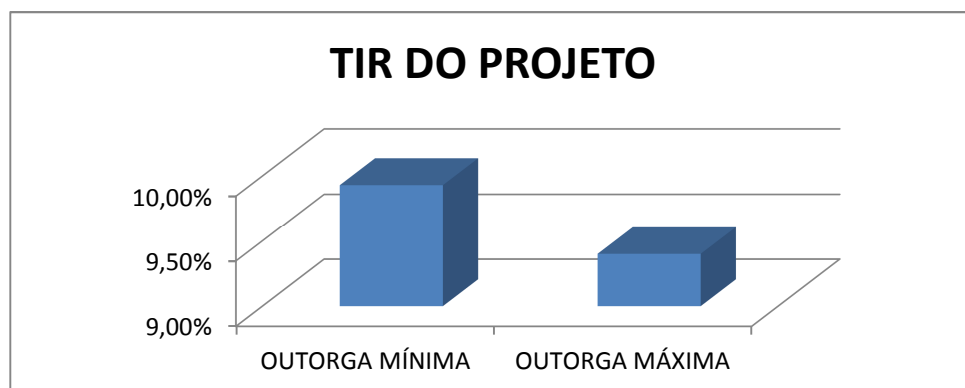


Gráfico 4- TIR do Projeto
Fonte: Autora (2019)

Da análise dos gráficos acima apresentados denota-se o efeito que a alavancagem financeira produz na TIR. Veja-se que no cenário de outorga mínima, a TIR, considerada a alavancagem financeira, corresponde a 12%, enquanto que a TIR, quando analisada apenas sobre o projeto, equivale a 9,93%. Da mesma forma, no cenário da outorga máxima, a TIR sem a alavancagem financeira corresponde a 9,40% e a TIR com a alavancagem financeira equivale a 25%.

Tais resultados revelam quão importante para a empresa é a definição quanto a forma de investimento que será realizada para viabilizar o pagamento da bonificação de outorga, bem como a relevância do valor de bonificação da outorga para que se defina a estratégia a ser adotada pela empresa caso decida disputar o leilão.

5. CONCLUSÃO

A regulação do setor elétrico está em constante mutação e a instabilidade regulatória e jurídica que permeia esse segmento traz ao empreendedor uma tarefa árdua quando se depara com uma situação, como a exposta no presente estudo de caso, na qual se faz necessária a tomada de decisão sobre um investimento de tão longo prazo.

Veja-se que em um período relativamente curto, diversas normas foram editadas e mudaram completamente a configuração do regime da geração de energia elétrica, que era regido predominantemente pela liberdade de comercialização, passando agora a ser regulado, com a introdução do regime de cotas de garantia física pela Lei nº 12.783/2013 e pelo regime híbrido de contratação pela Lei nº 13.203/2015.

Não se sabe se até o término do prazo de concessão da usina hidrelétrica Governador Bento Munhoz da Rocha Netto, atualmente de titularidade da Copel Geração e Transmissão S/A, esses regimes ainda estarão em vigor, sobretudo se considerarmos a tendência da ampliação do mercado livre e da descotização, como consta na Consulta Pública nº 33, proposta pelo Ministério das Minas e Energia (MME), que refletirá em ambos os cenários analisados.

No entanto, o empreendedor deve traçar os cenários possíveis, com base nas premissas disponíveis no momento para subsidiar a sua tomada de decisão, as quais deverão ser reavaliadas e aprimoradas ao longo do tempo, o que se buscou no presente estudo de caso.

Dos cenários propostos, conclui-se que, nesse momento, a alternativa viável para que a Companhia mantenha a exploração da usina GBM seria a não renovação da concessão segundo o regime de cotas de garantia física, ou seja, a decisão da Companhia seria por aguardar o término do contrato de concessão e se preparar para a disputa da outorga do empreendimento no leilão que será promovido pelo Poder Concedente.

6. BIBLIOGRAFIA

ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica. **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

ANEEL- Agência Nacional de Energia Elétrica. **Nota Técnica nº 233/2018-SGT/ANEEL.** Disponível em www.aneel.gov.br.> audiências-publicas. Acessado em 25/05/2019.

ANEEL- Agência Nacional de Energia Elétrica. **Nota Técnica 257/2015-SGT/ANEEL.** Disponível em www.aneel.gov.br.> aplicacoes.editais_geracao>documentos_editais. Acessado em 25/05/2019.

ANEEL-Agência Nacional de Energia Elétrica. **Nota Técnica nº 92/2018- SEM – ANEEL.** Disponível em www.aneel.gov.br.>audiencias-publicas. Acessado em 25/05/2019.

ANEEL- Agência Nacional de Energia Elétrica. **Resolução Normativa Aneel nº 541 de 12.03.2013.** Disponível em www.aneel.gov.br. Acessado em 25/05/2019.

ANEEL- Agência Nacional de Energia Elétrica. **Resolução Homologatória Aneel nº 2.342 de 14.11.2017.** Disponível em www.aneel.gov.br. Acessado em 25/05/2019.

ANEEL- Agência Nacional de Energia Elétrica. **Resolução Normativa Aneel nº 818 de 19.06.2018.** Disponível em www.aneel.gov.br. Acessado em 25/05/2019.

ANEEL- Agência Nacional de Energia Elétrica. **Resolução Homologatória Aneel nº 2.562 de 25.06.2019.** Disponível em www.aneel.gov.br. Acessado em 25/05/2019.

ANEEL- Agência Nacional de Energia Elétrica. **Submódulo 5.5 do Procedimento de Regulação Tarifária (PRORET)**. Disponível em www.aneel.gov.br. Acessado em 25/05/2019.

ANEEL - Agência Nacional de Energia Elétrica. **Submódulo 12.1 do Procedimento de Regulação Tarifária (PRORET)**- Revisão Periódica da Receita Anual de Geração das Usinas Cotistas. Disponível em www.aneel.gov.br. Acessado em 25/05/2019.

ANEEL - Agência Nacional de Energia Elétrica. **Submódulo 12.4 do Procedimento de Regulação Tarifária (PRORET)**. Disponível em www.aneel.gov.br. Acessado em 25/05/2019.

CÂMARA DOS DEPUTADOS. **Legislação Informatizada - Decreto nº 5.407, de 27.12.1904**. 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

CÂMARA DOS DEPUTADOS. **Projeto de Lei nº 10.985/2018**. Disponível em < <https://www.camara.leg.br/proposicoesWeb/fichadetramitacao?idProposicao=2186621>> Acessado em 01/06/2019.

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.

CNE –Conselho Nacional de Pesquisa Energética. **Resolução nº 02 de setembro de 2015**. Disponível em <http://www.mme.gov.br>. Acesso em 15/05/2019.

CNE – Conselho Nacional de Pesquisa Energética. **Resolução nº 12 de 12 de maio de 2017**. Disponível em <http://www.mme.gov.br>. Acesso em 15/05/2019.

CCEE:- Câmara de Comercialização de Energia Elétrica. **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: 04/04/2019.

CMEB -Centro da Memória da Eletricidade no Brasil). **Panorama do setor de energia elétrica no Brasil**. Rio de Janeiro, 1988.

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

EPE – Empresa de Pesquisa Energética. **Nota Técnica PR 07/2018: Oferta de Energia Elétrica – Premissas e Condicionantes no Horizonte de 2050**. Disponível em [http://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicação-221/tópico-416/03.%Potencial1%20de%20Recursos%20Energ%C3%A9ticos%20no%20Horizonte%202050%20\(NT%20PR%2014-18\)](http://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicação-221/tópico-416/03.%Potencial1%20de%20Recursos%20Energ%C3%A9ticos%20no%20Horizonte%202050%20(NT%20PR%2014-18).). Acessado em 21/06/2019.

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 nº 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.

GOMES, João Paulo; VIEIRA, Marcelo Milano Falcão. **O campo da energia elétrica no Brasil de 1880 a 2002**. Rio de Janeiro: RAP – Revista de Administração Pública — mar/abril 2009.

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.

KURTZ, Conrado Reyna Rosemberg; LUSTOSA, Luiz Octavio Aleixo. **Os Impactos da MP 579/2012 no Setor Elétrico Brasileiro: Um Estudo de Caso**. Rio de Janeiro: UFRJ / Escola Politécnica, 2014.

LORENZO, H. C. de. **O Setor Elétrico Brasileiro: Passado e Futuro**. Perspectivas, São Paulo, v.24-25, p.147-170, 2001-2002.

MARQUES, P. A. **Os impactos da MP 579, convertida na lei 12.783, nos investimentos em geração de energia elétrica**. Fundação Getúlio Vargas, 2014.

MME –Ministério de Minas e Energia. **Consulta Pública nº 33 de 05 de julho de 2017.** Disponível em <http://www.mme.gov.br/web/guest/consultas-publicas>. Acesso em 30.06.2019.

MME –Ministério de Minas e Energia. **Portaria nº 22 de 25 de janeiro de 2001.** Disponível em < <http://www.mme.gov.br/>> Acessado em 22/06/2019..

MME –Ministério de Minas e Energia. **Nota Técnica nº 5/2017/AEREG/SE.** Disponível em < www.mme.gov.br/web/guest/consultas-publicas. Acesso em 30.06.2019.

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.

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.

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.

PIMENTA, André Patrus Ayres. **Serviços de Energia Elétrica explorados em Regime Jurídico de Direito Privado.** In: Curso de Especialização em Direito Regulatório da Energia Elétrica, 15 de janeiro de 2009.

PRESIDÊNCIA DA REPUBLICA. Constituição Política do Império do Brasil de 25 de março de 1824. Disponível em<http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/constituicao//constituicao/constituicao24.htm>. Acessado em 25/05/2019.

PRESIDÊNCIA 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>. Acessado em 25/05/2019.

PRESIDÊNCIA DA REPUBLICA. **Lei nº 12.783, de 11 de janeiro de 2013.** Disponível em <http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_Ato2011-2014/2013/Lei/L12783.htm>. Acessado em 25/05/2019.

PRESIDÊNCIA DA REPÚBLICA. **Lei nº 13.203 de 08 de dezembro de 2015.** Disponível em <http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_Ato2015-2018/2015/Lei/L13203.htm> Acessado em 25/05/2019.

PRESIDÊNCIA DA REPÚBLICA. **Medida Provisória nº 579 de 11 de setembro de 2012.** Disponível em <http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_Ato2011-2014/2012/Mpv/579.htm>. Acessado em 01/06/2019.

PRESIDÊNCIA DA REPÚBLICA. **Medida Provisória nº 688 de 18 de agosto de 2015.** Disponível em http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_Ato2015-2018/2015/Mpv/mpv688.htm>. Acessado em 01.06.2019.

PRESIDÊNCIA DA REPÚBLICA. **Decreto nº 9.271 de 25 de janeiro de 2018.** Disponível em <http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2015-2018/2018/decreto/D9271.htm>. Acessado em 01/06/2019.

PRESIDÊNCIA DA REPÚBLICA. **Lei nº 9.074 de 7 de julho de 1995.** Disponível em <http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/leis/19074cons.htm> Acessado em 01/06/2019.

PRESIDÊNCIA DA REPÚBLICA. **Lei nº 9.991 de 24 de julho de 2000.** Disponível em <http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/LEIS/L9991.htm> Acessado em 01/06/2019.

SILVA, Kleberon Luiz da. **Estratégia dos geradores de energia elétrica com a inserção de novas cotas de garantia física no ambiente de contratação do regulado**, Curitiba, 2016.

TAVARES, Wagner Marques. **Aspectos Legais e Constitucionais das Concessões de Energia Elétrica a Vencer em 2015.** Estudo da Consultoria Legislativa da Área XII Recursos Minerais, Hídricos e Energéticos, março/2010.

TENAGLIA, G. C. **Usina Hidrelétricas Cotistas: aspectos técnicos e regulatórios sobre a qualidade do serviço prestado.** 2017.

VICTOR, David G, HELLER, Thomas C. **The Political Economy of Power Sector Reform.** Cambridge University Press, 8 fev. 2007
