



Empresa de Pesquisa Energética

Ofício n. **0389** /2020/DEE/EPE

NUP: 48002.001572/2020-74

Rio de Janeiro, 1º de julho de 2020.

Ao Senhor

THIAGO GUILHERME FERREIRA PRADO

Diretor do Departamento de Planejamento Energético

Ministério de Minas e Energia - MME

Esplanada dos Ministérios – Bloco “U” – 5º andar

70065-900 – Brasília – DF

Assunto: **Consolidação das contribuições à Consulta Pública nº 85/2019**

Senhor Diretor,

1. Em 13 de setembro de 2019, o Ministério de Minas e Energia divulgou para consulta pública a Nota Técnica EPE-DEE-RE-046/2019-r2, intitulada “Revisão da garantia física de energia das usinas despachadas centralizadamente: Contribuições sobre Medidas de Curto Prazo”.
2. Durante o período de 12 de setembro a 15 de outubro de 2020, foram recebidas contribuições de diversos agentes do setor elétrico. Em geral, as contribuições foram contrárias à proposta apresentada na nota técnica supracitada.
3. A Empresa de Pesquisa Energética agrupou todas as contribuições por tema e elaborou a nota técnica em anexo com um resumo das principais contribuições, incluindo esclarecimentos em alguns pontos mais relevantes.

Atenciosamente,

BERNARDO FOLLY DE AGUIAR
Superintendente de Planejamento da Geração
Empresa de Pesquisa Energética

Anexo:

Nota Técnica nº EPE-DEE-RE-043/2020: Consolidação das contribuições à Consulta Pública nº 85/2019

CONSOLIDAÇÃO DAS CONTRIBUIÇÕES À CONSULTA PÚBLICA Nº 85/2019

Junho de 2020



GOVERNO FEDERAL
MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA

CONSOLIDAÇÃO DAS CONTRIBUIÇÕES À CONSULTA PÚBLICA Nº 85/2019

Ministério de Minas e Energia

Ministro

Bento Costa Lima Leite de Albuquerque Junior

Secretária Executiva do MME

Marisete Fátima Dadald Pereira

Secretário de Planejamento e Desenvolvimento Energético

Reive Barros dos Santos

Secretário de Energia Elétrica

Rodrigo Limp Nascimento

Secretário Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis

José Mauro Ferreira Coelho

Secretário de Geologia, Mineração e Transformação Mineral

Alexandre Vidigal de Oliveira



Empresa de Pesquisa Energética

Empresa pública, vinculada ao Ministério de Minas e Energia, instituída nos termos da Lei nº 10.847, de 15 de março de 2004, a EPE tem por finalidade prestar serviços na área de estudos e pesquisas destinadas a subsidiar o planejamento do setor energético, tais como energia elétrica, petróleo e gás natural e seus derivados, carvão mineral, fontes energéticas renováveis e eficiência energética, dentre outras.

Coordenação Geral

Thiago Vasconcellos Barral Ferreira
Erik Eduardo Rego

Presidente

Thiago Vasconcellos Barral Ferreira

Diretor de Estudos Econômico-Energéticos e Ambientais

Giovani Vitória Machado

Diretor de Estudos de Energia Elétrica

Erik Eduardo Rego

Diretor de Estudos de Petróleo, Gás e Biocombustíveis

Heloisa Borges Bastos Esteves

Diretor de Gestão Corporativa

Angela Regina Livino de Carvalho

Coordenação Executiva

Bernardo Folly de Aguiar
Thiago Ivanoski Teixeira

Equipe Técnica

Fernanda Gabriela Batista dos Santos
Hermes Trigo Dias da Silva
Luis Paulo Scolari Cordeiro
Patricia Costa Gonzalez de Nunes
Rafaela Veiga Pillar
Thais Iguchi

URL: <http://www.epe.gov.br>

Sede

Esplanada dos Ministérios Bloco "U" Sala 744
Brasília - DF BRASIL
CEP: 70.065-900

Escritório Central

Av. Rio Branco, 01 – 11º Andar
20090-003 - Rio de Janeiro – RJ

Nº EPE-DEE-RE-043/2020-r0

Data: 30 de junho de 2020

Histórico de Revisões

Rev.	Data	Descrição
0	30/06/2020	Publicação Original

SUMÁRIO

APRESENTAÇÃO	6
1. INTRODUÇÃO	7
2. CONTRIBUIÇÕES SOBRE AS PROPOSTAS DA CP 85/2019	8
2.1. Revisão Excepcional de Garantia Física de Energia	13
2.1.1. Revisão dos valores de GFE de UHE sem aplicação dos limites de redução estabelecidos no Decreto 2.655/1998.....	14
2.1.2. Revisão dos valores de GFE de UTE	15
2.1.3. Implantação e vigência.....	15
2.1.4. Reequilíbrio econômico-financeiro.....	16
2.1.5. Adesão voluntária	19
2.2. Revisão Anual de Garantia Física	19
3. A CP 85/2019 E A MODERNIZAÇÃO DO SETOR ELÉTRICO	20
4. CONTRIBUIÇÕES ACERCA DA METODOLOGIA, DOS CRITÉRIOS E DOS DADOS EMPREGADOS NOS CÁLCULOS DE GARANTIA FÍSICA DE ENERGIA.....	22
4.1. Metodologia	23
4.2. Critérios.....	25
4.3. Dados	26
5. CONSIDERAÇÕES FINAIS	31

ÍNDICE DE TABELAS

<i>Tabela 1 – Agentes que contribuíram para a CP MME n° 85/2019</i>	<i>8</i>
<i>Tabela 2 – Posicionamentos dos Agentes que contribuíram para a CP MME n° 85/2019.....</i>	<i>13</i>

Apresentação

Esta Nota Técnica tem como objetivo apresentar uma consolidação das contribuições à Consulta Pública MME nº 85/2019 – CP 85/2019, recebidas entre 12 de setembro de 2019 e 15 de outubro de 2019.

O objetivo da CP 85/2019, divulgada por meio da Portaria MME nº 346, de 10 de setembro de 2019, era obter contribuições para o aprimoramento da proposta contida na Nota Técnica nº EPE-DEE-RE-046/2019-r2, intitulada "Revisão da Garantia Física de Energia das Usinas Despachadas Centralizadamente - Contribuições Sobre Medidas de Curto Prazo".

A proposta - visando mitigar a questão do desequilíbrio entre a soma dos certificados em vigor (lastro comercial) e a quantidade de energia que o sistema consegue suprir atendendo a um critério de garantia de suprimento – consiste em:

Revisar, excepcionalmente, as garantias físicas de energia de todas as usinas termelétricas e hidrelétricas despachadas centralizadamente. Para as usinas hidrelétricas, os limites de redução de 5% e 10%, previstos no Decreto nº 2.655/1998, não seriam considerados.

Para efetivação dessa proposta, requer-se alteração no Decreto nº 2.655/1998.

Como medida de curto prazo, o cálculo dos novos valores seria realizado no primeiro trimestre de 2020 e a vigência dos novos valores seria a partir de 01 de janeiro de 2021.

Adicionalmente, avaliações anuais foram recomendadas como uma resposta estrutural ao problema em questão.

A fim de assegurar o respeito aos contratos e resguardar a estabilidade jurídico-regulatória, também foi destacada a importância de se avaliar os impactos resultantes da proposta apresentada e formas de endereçar medidas de reequilíbrio econômico-financeiro dos agentes geradores, prezando pelos consumidores.

Nesse sentido, em 25 de setembro de 2019, o MME publicou, em seu site, um esclarecimento a respeito da proposta apresentada na CP 85/2019, no qual introduz como voluntária a adesão às propostas, conforme trecho transcrito abaixo:

"Esclarecemos que o respeito aos contratos é uma premissa do MME e que não há qualquer discussão para desconsiderar contratos firmados. O intuito é assegurar que quaisquer que sejam as revisões propostas nas garantias físicas, os direitos já estabelecidos sejam mantidos, inclusive mantendo-se o caráter opcional à adesão às alterações porventura propostas".

Esta Nota Técnica está organizada da seguinte forma: o capítulo 1 traz uma breve introdução das motivações da abertura da CP 85/2019; no capítulo 2, consta um resumo das contribuições acerca da proposta da CP 85/2019; no capítulo 3, destacam-se as contribuições que relacionam a proposta da CP85/2019 aos estudos elaborados no âmbito da Modernização do Setor Elétrico; no capítulo 4, são apresentados esclarecimentos em relação à metodologia de cálculo de garantia física e aos dados e critérios empregados nos cálculos. Por fim, no capítulo 5, tecemos alguns comentários finais sobre o tema.

1. Introdução

Na comercialização de energia elétrica no SIN, de acordo com a regulamentação em vigor, exige-se a cobertura compulsória do consumo por contratos e que os agentes vendedores devem apresentar lastro para a venda de energia para garantir cem por cento de seus contratos. Esse lastro será constituído pela garantia física de um empreendimento de geração.

A garantia física de energia (GFE) de um empreendimento de geração despachado centralizadamente corresponde a sua porção no rateio da máxima quantidade de energia que o Sistema Interligado Nacional (SIN) pode suprir a um dado critério de garantia de suprimento e representa a quantidade máxima de energia que uma usina pode comercializar. Adicionalmente, no caso das usinas hidrelétricas, tem importante papel na definição dos montantes alocados por cada usina no Mecanismo de Realocação de Energia - MRE.

Apesar de a GFE ser uma grandeza de caráter estrutural, são observadas variações por conta da evolução natural da matriz de energia elétrica; dos critérios e modelos computacionais utilizados nas avaliações energéticas; dos parâmetros econômicos, como o custo do déficit¹; dos mecanismos de aversão a risco e, ainda, dos próprios parâmetros técnicos e econômicos das usinas. E, como resultado, pode ocorrer um descasamento entre o valor corrente desta contribuição energética e o valor de garantia física formalmente atribuído à usina.

Portanto, revisões periódicas das GFE facilitariam a adequação entre a soma dos certificados

¹ O custo do déficit, a rigor, expressa o valor monetário que a sociedade estaria disposta a pagar para que não houvesse desabastecimento.

vigentes (total de lastro comercial) e a quantidade de energia que o sistema consegue suprir, atendendo ao critério de garantia de suprimento em vigor e consideradas as devidas atualizações tanto de dados quanto de modelagem.

O cálculo de garantia física de energia de empreendimentos de geração é efetuado pela EPE, conforme competências atribuídas pelo §1º, Art. 4º do Decreto 5.163/2004 e pelo inciso IV, §2º, Art. 6º do Decreto 5.184/2004. O citado Decreto 5.163/2004 atribui também competências ao MME, para definir as metodologias do cálculo supracitado, e ao CNPE, para propor os critérios de garantia de suprimento a serem considerados.

Ressalta-se ainda que estas atribuições encontram amparo legal no §7º, Art. 1º da Lei 10.848/2004.

2. Contribuições sobre as propostas da CP 85/2019

A Consulta Pública MME nº 85/2019, recebeu 30 contribuições. Os agentes que contribuíram estão agrupados por segmentos do setor elétrico na tabela abaixo.

Tabela 1 – Agentes que contribuíram para a CP MME nº 85/2019

Geração		Agentes integrados	Consumo	Comercialização
ABIAPE	ENGEVIX	Copel	ABRACE	Mizha
ABRAGE	ENGIE	ENEL		
ABRAGET	ESBR	Energisa		
AES Tietê	FURNAS	Neonenergia		
APINE / ABRAGEL	Itaipu Binacional		Consultoria	Governo
Brookfield	PETROBRAS		Rennosonic	SDI/SEPEC/ME
Cemig	Serra do Facão			
CTG	SPIC			
ELEJOR				
Eletróbrás			Distribuição	Associação
ENEVA			ABRADEE	IEP

Três contribuições apresentadas não se enquadram no escopo, e por este motivo não serão comentadas neste relatório:

Contribuição da Engevix, pois consiste numa Nota Técnica da ANA que apresenta uma análise técnica da proposta de revisão da série de vazões da UHE Garibaldi e de outros aproveitamentos hidrelétricos na bacia do rio Uruguai;

Contribuição da CTG para a CP MME nº 82/2019, que trata da atualização dos Valores de Referência de Indisponibilidade Forçada - TEIF e Indisponibilidade Programada - IP de Usinas Hidrelétricas;

Contribuição da IEP, pois propõe revisão de garantia física por aumento de eficiência para UTE a biomassa com CVU nulo, que é não despachada centralizadamente.

O material disponibilizado para consulta pública e o período definido para contribuições foi considerado insuficiente para alguns agentes:

Para a AES Tietê a Nota Técnica EPE-DEE-RE-046/2019-r2 se restringe "ao conteúdo técnico, sem detalhes sobre o possível texto legal/regulatório que embasaria a solução apresentada."

A Mizha ressalta que atos administrativos que afetem direitos e interesses de particulares devem ser motivados de maneira explícita, clara e congruente, de acordo com o disposto no art. 50 da Lei nº 9.784, de 29 de janeiro de 1999, que regula o processo administrativo no âmbito federal. Para tal, recomenda que "o processo de revisão excepcional de garantia física seja acompanhado de nota técnica contendo expressamente os elementos que indiquem a necessidade, a conveniência e a oportunidade da medida".

A SPIC sugere que, em qualquer processo de revisão de garantia física, sejam apresentadas "as minutas de Portarias com os valores de GFE, juntamente com todos os documentos que fundamentaram seu cálculo" e que o prazo associado à elaboração de contribuições seja de, no mínimo, 90 dias.

A Copel entende que a proposta da CP 85/2019 deveria ter sido precedida de análise de impacto regulatório, (i) a fim de atender o disposto no princípio nono da Atuação Governamental no Setor Elétrico - Previsibilidade e Conformidade dos Atos Praticados; (ii) pois se trata de alteração de ato normativo; (iii) em virtude dos potenciais impactos que a proposta pode causar nos empreendimentos, principalmente nos riscos do negócio de geração de energia elétrica. A Brookfield reforça a necessidade de análises de impactos regulatórios tanto para os empreendedores quanto para os consumidores de energia.

A abrangência da aplicação da proposta também foi tema de algumas contribuições:

A Itaipu Binacional manifestou-se contrária à aplicação de procedimento similar ao adotado em 2004 para equilibrar a garantia física do sistema, no qual toda a redução do bloco hidráulico foi alocada na UHE Itaipu, tendo em vista as incertezas pós-2023 no que se refere ao tratamento comercial que será dado à energia da usina, com a revisão do

Anexo C do Tratado Internacional.

A ENERGISA ressalta que a revisão das garantias físicas de energia não deve se restringir aos empreendimentos com contratos de cotas de garantia física ou a Itaipu, pois traria impactos negativos ao ambiente de contratação regulado e positivos para o ambiente de contratação livre, pela transferência de recursos entre os ambientes.

A Petrobras entende que a revisão de garantia física não deveria impactar usinas com contratos de comercialização de energia vigentes, sob pena de trazer insegurança jurídica e regulatória, pois “uma eventual redução de valor expõe o agente gerador, que pode ficar subitamente impossibilitado de honrar seus compromissos com os compradores”.

A Neoenergia também pontua que a proposta da CP 85/2019 seja “inadequada para as concessões já existentes, uma vez que altera condições essenciais que foram consideradas no momento da decisão do investimento”.

Na opinião da ABRAGE, ENEL, Mizha e COPEL, as propostas apresentadas na CP 85/2019 ferem Princípios para Atuação Governamental no Setor Elétrico Brasileiro, definidos na Portaria nº 86, de 13 de março de 2018. Os princípios citados são os seguintes:

1. Respeito aos direitos de propriedade, respeito a contratos e intervenção mínima;
2. Meritocracia, economicidade, inovação e eficiência (produtiva e alocativa, do curto ao longo prazo) e responsabilidade socioambiental;
3. Transparência e participação da sociedade nos atos praticados;
4. Priorização de soluções de mercado frente a modelos decisórios centralizados;
5. Coerência;
6. Previsibilidade e conformidade dos atos praticados.

Alguns agentes destacaram aspectos das propostas da CP 85/2019 que ferem Princípios da Administração Pública:

Para Furnas, a revisão excepcional - não prevista no regime atual, em se tratando da vigência e da não aplicação dos limites previstos no Decreto 2.655/1998 – consiste numa “ruptura inesperada da disciplina vigente e da previsibilidade das modificações”, contrariando o “Princípio da Segurança Jurídica e Estabilidade Regulatória, ensejando quebra da confiança dos Administrados e dever de indenizar pelos prejuízos causados”.

A ABRAGET “entende que a revisão extemporânea da GF, seja de empreendimentos que hoje não possuem previsão de revisão ou de empreendimentos cujas revisões ultrapassariam os limites já estabelecidos pela legislação vigente quando da tomada de decisão dos investimentos, feriria a segurança jurídica das relações entre os agentes

setoriais e o poder concedente”.

Serra do Facão destaca que o direito brasileiro garante aos participantes de processo licitatório o Princípio da Vinculação ao Edital (ato convocatório), que seria contrariado para todas as empresas que possuem concessão, com a implementação da proposta da CP 85/2019, pois ela não fazia parte do regramento vigente à época, o que poderia resultar em desequilíbrio econômico e financeiro aos vencedores do processo licitatório.

Mizha reconhece a importância da revisão excepcional de garantia física na adequação dos parâmetros comerciais à realidade operativa do Sistema Elétrico, mas ressalta que “quaisquer medidas de caráter extraordinário devem privilegiar a previsibilidade e observar a segurança jurídica. Portanto, o processo de revisão das garantias físicas deve observar as formalidades previstas na legislação e estar aliado à manutenção do equilíbrio econômico-financeiro das concessões vigentes”.

A ABRAGE entende que, em virtude dos potenciais efeitos para o ambiente de negócios - falta de previsibilidade e estabilidade de receitas, desincentivo à contratação de longo prazo, risco à viabilidade de captação de investimentos e repercussão para modicidade tarifária -, a proposta da CP 85/2019 não é consonante ao Princípio da Segurança Jurídica e Estabilidade Regulatória.

Potenciais impactos no setor elétrico decorrentes da aplicação da proposta da CP 85/2019, destacados por FURNAS, ABRAGE, Cemig, ENEL:

- (i) Aumento da percepção de risco no mercado, que eventualmente se traduziria na elevação dos preços da energia;
- (ii) Inserção de desconforto e insegurança no ambiente de negócios;
- (iii) Perda da previsibilidade e estabilidade de receitas e custos por parte dos geradores de energia;
- (iv) Tendência a dificuldades para celebração de contratos de médio e longo prazos;
- (v) Dificuldades para capitalização das empresas, por meio de recursos próprios ou de terceiros, necessários para a manutenção dos empreendimentos existentes e expansão do parque com empreendimentos novos;
- (vi) Incertezas quanto à continuidade da expansão sustentada da matriz de energia elétrica nacional;
- (vii) Redução no *valuation* das empresas detentoras de usinas hidrelétricas e termelétricas;
- (viii) Complexidade para se reestabelecer o equilíbrio econômico financeiro, com grandes chances de judicialização.

Quanto aos potenciais impactos aos consumidores, a ENEL destaca que os impactos sobre

os consumidores finais “não deveriam ocorrer, afinal, as distribuidoras para a compra de energia, ainda que exerçam a função de repasse dos custos aos consumidores, possuem alinhamento com o regulador quanto à busca de não onerar o consumidor final quando da alteração de procedimentos e regras vigentes”. A Neoenergia reconhece que embora as ações para melhoria do GSF sejam benéficas para o segmento de distribuição, as soluções não devem implicar em aumento das tarifas dos consumidores cativos.

A judicialização foi um tema abordado em várias contribuições, tanto pela proposta em si, classificada por alguns agentes como dissonante a princípios da Administração Pública e da Atuação Governamental no Setor Elétrico Brasileiro, quanto pelos potenciais impactos decorrentes da implantação da proposta.

Serra do Facão destacou ainda que o impacto de uma “judicialização vai ao encontro do problema da segurança jurídica e previsibilidade, uma vez que, enquanto houver a ação/processo judicial em curso, o novo valor de garantia física da usina decorrente da revisão extraordinária não seria considerado”.

Recomendações finais de APINE, ABRAGEL, ABRAGE, Brookfield, Neoenergia, ENEL, dentre outras: suspensão da proposta da CP 85/2019 e a criação de um grupo de trabalho para a revisão de garantia física a ser concluída até 2023 – ROGF 2023, nos moldes do que foi feito para a ROGF 2017, com as atribuições de:

- (i) Inserir a revisão de garantia física no contexto atualizado do modelo de mercado do setor elétrico;
- (ii) Definir critérios e parâmetros para os cálculos;
- (iii) Atualizar a base de dados a ser utilizada;
- (iv) Realizar análise jurídico-regulatória do que foi proposto na Consulta Pública do MME nº 36/2017 e, caso viável, implementar;
- (v) Revisão integral da garantia física de usinas que venham a receber uma nova outorga (seja por licitação, prorrogação ou privatização, incluindo a modalidade de pulverização de ações no mercado);
- (vi) Aprimoramentos metodológicos no cálculo de garantias físicas, que devem ser discutidos de forma ampla com os agentes.

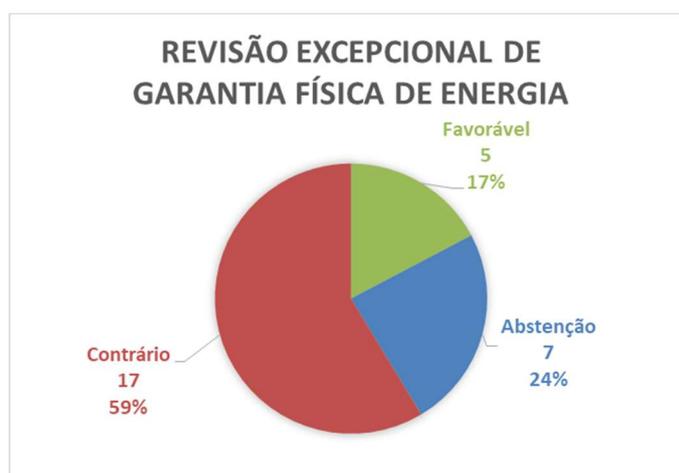
2.1. Revisão Excepcional de Garantia Física de Energia

A Revisão Excepcional de GFE, assim como definida na NT EPE-DEE-RE-046/2019-r2, compreende a revisão dos valores de GFE em 2020 para início de vigência em 2021 de usinas hidrelétricas sem aplicação dos limites de redução estabelecidos no Decreto 2.655/1998 e de usinas termelétricas, conforme diretrizes do MME.

Dos 29 agentes, a maioria (59%) se manifestou contrariamente à proposta de Revisão Excepcional de GFE.

O gráfico a seguir apresenta o posicionamento dos agentes nas seguintes categorias: favorável, contrário e abstenção.

Figura 1 – Revisão Excepcional de GFE: posicionamento dos agentes



A tabela a seguir apresenta como cada agente se posicionou em relação à proposta de Revisão Excepcional de GFE.

Tabela 2 – Posicionamentos dos Agentes que contribuirão para a CP MME nº 85/2019

Favorável	Contrário	Abstenção
ABRACE	ABIAPE	ABRADEE
Energisa	ABRAGE	ELEJOR
ENGIE	ABRAGET	ENGEVIX
SDI/SEPEC/ME	AES Tietê	IEP
ESBR	APINE / ABRAGEL	Itaipu Binacional
	Brookfield	Mizha
	Cemig	Rennosonic
	Copel	
	CTG	
	Eletrobras	
	ENEL	
	ENEVA	
	FURNAS	
	Neonenergia	
	PETROBRAS	
	Serra do Facão	
	SPIC	

Os argumentos a favor mencionam a necessária adequação entre o total do lastro comercial e a quantidade de energia a ser suprida pelo sistema, pois há de se garantir a segurança do suprimento, a previsibilidade aos agentes e aprimorar o MRE ao reduzir déficits do GSF estrutural, sendo, portanto, um passo importante para a modernização do mercado.

Os argumentos contrários serão apresentados agrupados nos temas:

- Revisão dos valores de GFE de UHE sem aplicação dos limites de redução estabelecidos no Decreto 2.655/1998
- Revisão dos valores de GFE de UTE
- Implantação e Vigência
- Reequilíbrio econômico-financeiro
- Adesão voluntária

2.1.1. Revisão dos valores de GFE de UHE sem aplicação dos limites de redução estabelecidos no Decreto 2.655/1998

Em relação especificamente à alteração do Decreto nº 2.655/1998, no que se refere aos limites de redução de garantia física, muitas contribuições se mostraram contrárias, destacando Princípios Constitucionais, como o da segurança jurídica e estabilidade regulatória, dadas as regras vigentes no momento das decisões de investimento e da celebração do contrato de concessão e de proteção ao ato jurídico perfeito e ao direito adquirido, diante dos contratos e outorgas atualmente em vigor. (ABIAPE, Itaipu, Brookfield, ABRAGE, FURNAS, ENEL)

Algumas contribuições (ABIAPE, ENEL, ABRAGE, CTG) destacaram os benefícios decorrentes do disposto Decreto nº 2.655/1998: (i) possibilita a tomada de decisão para investimentos atrelados às estratégias comerciais de médio e longo prazo, (ii) delimita os riscos a serem tomados pelos agentes e investidores; (iii) permite a valoração econômico-financeira dos empreendimentos de geração; (iv) busca endereçar o binômio “manutenção dos valores de garantia física o mais próximo possível da verdadeira capacidade de suprimento da usina” versus “prover um mínimo de segurança ao investidor em geração”

Nesse contexto, algumas contribuições reforçaram a manutenção tanto do prazo para a próxima revisão ordinária, prevista para iniciar em 2022, com vigência a partir de 2023, quanto dos limites previstos no Decreto nº 2.655/1998. Destacaram, ainda, a necessária atualização dos dados de entrada e aprimoramentos na metodologia de cálculo de garantia física. As contribuições serão detalhadas em outra seção.

Mizha e SPIC propõem que os limites de 5% e 10% previstos no Decreto nº 2.655/1998 não sejam aplicados às reduções de GFE motivadas por baixo desempenho técnico ou deterioração dos padrões econômicos dos empreendimentos, dado que a disponibilidade física das usinas já é aferida pelo cálculo do FID que justamente compara a disponibilidade de referência com a disponibilidade real apurada.

2.1.2. Revisão dos valores de GFE de UTE

Algumas contribuições trataram especificamente da revisão das garantias físicas dos empreendimentos termelétricos existentes. A ABRAGET e a Petrobrás se posicionaram contrariamente à proposta, enquanto o Ministério da Economia, a favor. A Petrobras reforça que não localizou qualquer disposição legal/regulatória que trate da republicação periódica pelo MME da garantia física de empreendimentos termelétricos existentes e que o artigo 4º, § 1º, do Decreto 5.163/2004 estabelece tão somente que é papel do MME disciplinar a forma de cálculo da garantia física dos empreendimentos de geração, sem fazer menção à possibilidade de revisões excepcionais e/ou anuais.

Petrobras e ABRAGET reiteram que a revisão de garantia física de empreendimentos termelétricos poderia gerar o seguintes impactos: (i) ferir a segurança jurídica das relações entre os agentes setoriais e o poder concedente; (ii) afetar o balanço dos empreendimentos, dado que todo o fluxo financeiro dos projetos está atrelado à garantia física; (iii) risco de desequilíbrio econômico-financeiro ao agente gerador, que não tinha meios para mitigá-lo no momento em que o certame foi realizado, pois a revisão da garantia física não estava prevista; (iv) poderia elevar preços, afastar investimentos e, em casos mais extremos, trazer mais judicialização ao setor elétrico.

O Ministério da Economia entende ser pertinente a revisão excepcional de garantia física de empreendimentos termelétricos; reafirma o disposto na Nota Técnica nº EPE-DEE-RE-046/2019-r2 de que não há, na legislação, nenhuma limitação para que se proceda à redução de garantia física de energia de empreendimentos termelétricos, e, por fim, ressalta que o reequilíbrio econômico-financeiro pode ser uma saída a ser aplicada à revisão das UTE.

2.1.3. Implantação e vigência

O prazo associado à implantação e vigência da proposta não foi considerado adequado para alguns agentes:

Para a CTG, o cronograma proposto – realização dos cálculos dos novos valores de garantia física no primeiro trimestre de 2020 para vigor em janeiro de 2021 – não são factíveis, “especialmente diante da necessidade do estabelecimento de novos critérios de suprimento, da revisão de todos os parâmetros envolvidos nos cálculos das usinas, da avaliação do atual critério de rateio do bloco hidráulico totalmente inadequado, que deverão primeiramente ser discutidos, implementados, testados e consolidados. ”

Para FURNAS, os prazos estipulados no cronograma inviabilizam “análise mais detalhada dos agentes antes da declaração de seus dados, principalmente, em função da quantidade enorme de casos de simulação a serem considerados numa eventual revisão.”

A ESBR argumenta que “de modo a atender a dinâmica de contratação de energia no mercado, a vigência da nova garantia física deverá ser conhecida com antecedência mínima de dois anos”.

A ENEVA considera “que a proposta de cronograma considera prazos demasiadamente exíguos, em que pese a adoção do DESSEM na programação do ONS a partir de janeiro de 2020. Tais prazos afetam diretamente a tomada de decisão comercial dos agentes (inclusive daqueles cuja posição comercial já foi fechada até outubro de 2019, data de expiração desta Consulta Pública). Entre a revisão (31/03/2020) e a validade da nova GF (01/01/2021), haveria um lapso temporal inferior a 10 meses. Especialmente para empreendimentos que comercializam grandes blocos de energia, a previsibilidade de vigência da norma (revisão da GF) torna-se necessária com maior antecedência, como 18 meses, haja vista que, quanto mais próximo do prazo de vigência de um contrato, maior a volatilidade de preços (deteriorada a estratégia de hedge) e maior a exposição arcada pelos agentes envolvidos. O gerenciamento da volatilidade de preços deve ser oportunizado ao gerador, especialmente no contexto de adoção de preços horários a partir de janeiro de 2021.”

2.1.4. Reequilíbrio econômico-financeiro

Um dos objetivos da CP 85/2019 era recepcionar propostas referentes à pertinência e à exequibilidade de formas de reequilíbrio econômico financeiro dos agentes geradores, em decorrência da revisão excepcional das garantias físicas das usinas termelétricas e hidrelétricas - nesse caso, sem a aplicação dos limites de redução e da periodicidade previstos no Decreto nº 2.655/1998 - com o cálculo sendo realizado no primeiro trimestre de 2020 e a vigência dos valores em janeiro de 2021.

A manutenção da receita anual original ou a extensão do prazo de concessão foram as

propostas apresentadas por grande parte dos agentes como mitigadoras do desequilíbrio econômico financeiro.

ESBR, AES Tietê, ENGIE, Mizha e Ministério da Economia propõem que os montantes de redução de garantia física sejam compensados com a redução de contratos do ACR. A receita original contratada seria mantida com o aumento dos preços dos montantes remanescentes dos contratos.

Por outro lado, mantendo-se os volumes dos contratos, a extensão do prazo de concessão ou de autorização seria uma alternativa de mitigação do desequilíbrio econômico financeiro, pois o gerador ficaria com a energia para negociar em qualquer ambiente. Entretanto, não é atrativa para empreendimentos recentes ou com nível de alavancagem alta, pois pode inviabilizar sua capacidade de pagamento do serviço da dívida. (AES Tietê, ENGIE, ABRACE, Copel, Ministério da Economia)

Para FURNAS e ABRAGE, a recomposição da equação econômico-financeira somente poderia se dar em pecúnia, mediante indenização ou revisão das tarifas. A extensão dos prazos das concessões não seria viável, pois não há previsão legal. A Lei 13.360/16 estabelece que somente poderá ocorrer extensão dos prazos das concessões no caso de atraso na implantação dos empreendimentos, em razão de circunstâncias caracterizadas pela Aneel como excludentes de responsabilidade.

Para a Eletrobrás, a "extensão do prazo de outorga não recompõe o fluxo de caixa do gerador, de modo que, embora possa alcançar o objetivo de promover recomposição do equilíbrio econômico, não é capaz de produzir o equilíbrio financeiro, assim, embora possa ser considerada uma medida mitigadora, não consiste em uma medida suficiente".

FURNAS e Eletrobrás destacam complicadores para implementação das soluções apresentadas: (i) disponibilidade de alto recurso por parte do Governo para ressarcimento direto e à vista; (ii) elevação das tarifas para o consumidor final; (iii) definição das taxas de desconto a serem adotadas; (iv) incapacidade de se alcançar o equilíbrio financeiro para as usinas com elevada redução de garantia física, por mais que se estendam os prazos de concessão; (v) assimetria de informações em relação às receitas associadas ao fornecimento da energia.

Especificamente para os geradores com garantia física comercializada somente no ACL:

Furnas ressalta que a forma que será adotada para obter o reequilíbrio econômico financeiro deverá considerar as particularidades de cada um dos contratos no ACL.

A ESBR propõe que “os montantes de redução de garantia física sejam compensados via Encargo de Serviços do Sistema (ESS) e/ou extensão de concessão. O cálculo da compensação poderia ser baseado nos montantes reduzidos valorados por preços médios de venda oriundos de leilões de energia nova ou existente”.

A ENEVA propõe a formação de um mercado de lastro para a recomposição dos agentes deficitários de garantia física:

“A contratação de lastro residual poderia ocorrer tanto bilateralmente (criação de novos produtos no mercado) quanto através de mecanismo centralizado, a partir da disponibilização do lastro de usinas de Energia de Reserva já contratadas, por exemplo. No caso de mecanismo centralizado, a “declaração de necessidade” partiria dos vendedores deficitários em GF. Novos Vendedores (comercializadores, geradores) poderiam ofertar lastro excedente (sem comprometimento contratual). A disponibilização de lastro de reserva poderia fornecer maior liquidez e competição ao mercado, mas tende a provar-se ser um mecanismo de operacionalização complexa no curto prazo. Além disso, grande parte da energia de reserva já contratada no SIN não possui despacho centralizado do ONS (biomassa de CVU nulo, eólicas e fotovoltaicas), dado o forte caráter renovável intermitente ou regime de safra. Dessa forma, seria necessário também revisar a GF de usinas que integram a Energia de Reserva. Caso contrário, haveria risco de recomposição de lastro de UTEs/UHEs de GF recalculada por outros empreendimentos cujas GFs não estariam bem representadas – com permanência do problema. A maior dificuldade nessa alternativa seria garantir o equilíbrio econômico-financeiro decorrente dessa nova modalidade de contratação de lastro residual ao atendimento de contratos já firmados. Isto é, a contratação de lastro não deveria repercutir ônus superior à penalidade de insuficiência de lastro atualmente vigente”.

A Energisa e a ABRADÉE apresentam propostas visando à mitigação de eventuais impactos financeiros para as distribuidoras, caso a redução da garantia física das usinas implique em reduções contratuais compulsórias:

- (i) Garantia de exposição involuntária para os montantes reduzidos, caso as distribuidoras não consigam recontratar;
- (ii) Publicação dos novos valores contratuais, antes de MCS D EN e LEE A-1/A-2, para que reduções mais expressivas possam ser supridas, evitando um efeito de fluxo de caixa muito expressivo;
- (iii) Garantia de que os montantes reduzidos sejam considerados como Montante de Reposição²."

² Montante de Reposição nos termos do artigo 24 do Decreto 5.163/2004.

A ENEL apresenta preocupação com os efeitos para as distribuidoras que não se encontram sobrecontratadas, considerando-se o tempo necessário para adequação contratual.

2.1.5. Adesão voluntária

Posteriormente ao início da CP 85/2019, em 25 de setembro de 2019, o MME publicou em seu sítio eletrônico uma nota de esclarecimento em relação à Nota Técnica EPE-DEE-RE-046/2019-r2, introduzindo o caráter opcional de adesão às propostas, conforme trecho transcrito a seguir:

"Esclarecemos que o respeito aos contratos é uma premissa do MME e que não há qualquer discussão para desconsiderar contratos firmados. O intuito é assegurar que quaisquer que sejam as revisões propostas nas garantias físicas, os direitos já estabelecidos sejam mantidos, inclusive mantendo-se o caráter opcional à adesão às alterações porventura propostas".

Apenas a ESBR e o Ministério da Economia se posicionaram a favor da adesão voluntária às propostas da CP 85/2019 em troca do reequilíbrio econômico-financeiro.

Embora alguns agentes reconheçam que a adesão voluntária às propostas seria uma forma de preservar os princípios da estabilidade regulatória e respeito aos contratos firmados, grande parte entende que seria possível agravar ainda mais os problemas existentes.

ENGIE, AES Tietê, ABRAGE, APINE, ABRAGEL, Brookfield, COPEL, CTG, Eletrobrás, ENEL FURNAS, Neoenergia ressaltam que é importante garantir que a opção individual não prejudique o coletivo (MRE) e para isso sugerem que apenas os empreendimentos que tenham redução de garantia física possam optar pela revisão excepcional. Em caso contrário, seria possível que apenas empreendimentos com aumento de garantia física aderissem à proposta e isso levaria a um cenário indesejado de aumento de garantia física no MRE.

2.2. Revisão Anual de Garantia Física

Uma das recomendações da Nota Técnica EPE-DEE-RE-046/2019-r2, a fim de garantir menor descasamento entre as garantias físicas formalmente atribuídas às usinas e suas respectivas expectativas de contribuição energética ao sistema, consiste em avaliações anuais dos valores

de garantia física, após a revisão excepcional de todas as garantias físicas de energia.

ENGIE, ABIAPE, ABRAGE, AES Tietê, APINE, ABRAGEL, CTG, Eletrobrás, ESBR, Furnas, Mizha e SPIC apresentaram argumentos contrários à revisão anual e favoráveis à manutenção das revisões quinquenais, devido: (i) ao caráter estrutural da garantia física; (ii) à possibilidade de a valoração econômico financeira das empresas geradoras ser afetada, diante de um cenário de instabilidade recorrente; (iii) à possibilidade de o processo de obtenção de crédito pelos empreendedores e o planejamento das estratégias de comercialização de energia se tornarem mais difíceis, posto que haveria sempre um alto grau de incerteza para a venda de energia que não ocorresse no curtíssimo prazo; (iv) à necessidade de recomposição do equilíbrio econômico-financeiro dos contratos anualmente; (v) aos impactos sobre novas usinas que teriam suas garantias físicas revisadas já no início de sua operação comercial, onde os recebíveis têm maior importância para a viabilidade do empreendimento, o que seria um desincentivo a novos projetos; (vi) à inexistência de motivos que a justifiquem, pois não se espera que sejam realizadas atualizações anuais do critério de segurança do suprimento, dos mecanismos de aversão a risco e do custo do déficit.

A ABRACE foi o único agente que apresentou uma contribuição favorável às revisões anuais de garantia física.

A CTG entende que o processo atual de correção das garantias físicas com base em parâmetros de desempenho da usina parece bem mais adequado para utilização em escala mais frequente do que a revisão de garantia física.

3. A CP 85/2019 e a Modernização do Setor Elétrico

O momento em que a proposta contida na CP 85/2019 foi apresentada não foi considerado adequado por muitos agentes (Copel, ABRAGE, CTG, Neoenergia, ENEVA, ENEL). As principais críticas se devem ao fato de diversos assuntos intimamente associados à revisão de garantia física estarem sendo discutidos no âmbito da Modernização do Setor Elétrico, como separação entre lastro e energia e revisão de critérios de garantia de suprimento:

Segundo a CTG, "uma mudança nas regras de revisão das garantias físicas das usinas despachadas centralizadamente (e, no caso, de quaisquer outras usinas) somente deveria ser realizada quando houvesse uma maior clareza em relação ao modelo que prevalecerá após a definição da forma como se dará a separação de lastro e energia."

Para a ENEVA, “a questão deverá ser tratada com a Modernização do Setor Elétrico, especialmente no âmbito de separação de lastro e energia, em que haverá melhor definição acerca da remuneração referente ao “lastro de produção” vs. “lastro de capacidade” dos empreendimentos de geração, incluindo, por exemplo, a aplicação de novas penalidades regulatórias em caso de descumprimento dos referidos lastros”.

Algumas contribuições destacam ainda que, de forma a não comprometer a coerência das propostas de Modernização do Setor Elétrico, é necessário encadear as atividades, concluindo processos que serão necessários para ações futuras. Nesse ínterim:

A Copel ressalta que “a operacionalização das revisões anuais das garantias físicas de energia de usinas despachadas centralizadamente deve ser precedida da revisão dos critérios de garantia de suprimento, dos aprimoramentos nas metodologias de cálculo de garantia física de novos empreendimentos e dos desenhos do novo mercado de comercialização de energia”.

Adicionalmente, a Copel questiona “qual a possibilidade de os agentes avaliarem os riscos do negócio perante decisões que estão sendo propostas nesta Consulta Pública, baseados em leis, decretos e/ou resoluções que sequer foram publicados, os quais estão diretamente relacionados com o objeto desta Consulta Pública”.

A ENEL menciona que a atualização dos parâmetros técnicos, conjunturais e estruturais, das usinas hidrelétricas está prevista para ser concluída até a próxima revisão ordinária em 2023.

A Neoenergia cita a CP 82/2019, que trata da atualização dos valores de referência de indisponibilidade forçada - TEIF e indisponibilidade programada - IP de usinas Hidrelétricas.

Citando os Princípios para Atuação Governamental no Setor Elétrico Brasileiro (Portaria MME nº 86, de 13 de março de 2018), a Neoenergia destaca que a proposta da CP 85/2019 contraria o nono princípio, o da previsibilidade, pois não constava no diagnóstico³ divulgado, em agosto de 2019, pelo Grupo de Trabalho para desenvolvimento de propostas de Modernização do Setor Elétrico.

Nesse mesmo contexto, a Brookfield destaca que a necessária revisão do art. 21 do Decreto nº 2.655/1998 não foi discutida em nenhum âmbito governamental ou legislativo, nem mesmo nos debates da Consulta Pública 33/2017, referência para os estudos do GT Modernização do Setor Elétrico. Finaliza citando o inciso XXXVI do art. 5º da Constituição Federal - “XXXVI - a lei não prejudicará o direito adquirido, o ato jurídico perfeito e a coisa julgada;” - para embasar sua tese de que a alteração mencionada é frágil juridicamente se for através de decreto ou lei.

³ Relatório intitulado “Diagnóstico Geral e Propostas de Aprimoramentos”, de agosto de 2019.

Ainda nesse contexto da Modernização do Setor Elétrico, ABRAGE e FURNAS se referem ao Princípio da Proporcionalidade⁴ da Administração Pública para ressaltar que

“a simples revisão das garantias físicas descontextualizada das demais medidas relativas à modernização do setor elétrico, aparentemente, não é o meio menos oneroso para solucionar o problema posto, há que se perquirir uma solução estruturante para o problema, além de que, no que concerne às vantagens conquistadas, necessário ponderar se diante da necessidade de indenização dos concessionários se as referidas vantagens superaram as desvantagens.”

A Copel sugere que seja avaliado por parte do MME “a migração do modelo atual do mercado de energia para um novo mercado que considere o despacho físico de geração por oferta de preços, como já observado em outros países. Tal ação implica em substituição dos modelos matemáticos e MRE por leilões de geração física no processo de formação de preços e apuração das quantidades, as quais passam a ser aquelas fisicamente verificadas nos medidores de cada ativo”.

4. Contribuições acerca da Metodologia, dos Critérios e dos Dados empregados nos cálculos de Garantia Física de Energia

Algumas contribuições foram mais gerais, se referindo não exatamente à proposta apresentada na CP 85/2019, mas à metodologia, aos critérios e aos dados empregados nos cálculos de garantia física de energia.

No rol de diretrizes definidas pelo MME para a revisão excepcional de garantias físicas, constavam:

- Considerar os avanços metodológicos do modelo NEWAVE aprovados pela CPAMP em reunião realizada em 26 de julho de 2019, que entrariam em vigor a partir de janeiro de 2020, conforme disposto na Portaria MME nº 300, de 31 de julho de 2019;
- Considerar revisão dos critérios de suprimento, em consonância com os trabalhos decorrentes do grupo de trabalho de modernização do setor elétrico (GT-Modernização), instituído por meio da Portaria MME nº 187, de 4 de abril de 2019.

Cabe registrar que a Resolução CNPE nº 29, de 12 de dezembro de 2019, define novo critério de garantia de suprimento a ser utilizado nos cálculos de garantia física de energia. Os

⁴ “No que diz respeito ao Princípio da Proporcionalidade, a doutrina renomada na esfera Administrativista indica que ser proporcional o agir que congrega três atributos: i) adequação – o meio de atuação deve ser compatível com o fim pretendido; ii) exigibilidade – a conduta deve ser necessária, não havendo outro meio menos gravoso ou oneroso para alcançar o fim público, ou seja, o meio escolhido é o que causa menos prejuízo possível; iii) proporcionalidade em sentido estrito – quando as vantagens a serem conquistadas superam as desvantagens.”

parâmetros associados às métricas do novo critério foram definidos na Portaria MME nº 59, de 11 de fevereiro de 2020.

Desde março de 2020, de acordo com o estabelecido na Portaria MME nº 74, de 02 de março de 2020, os avanços metodológicos do modelo NEWAVE e o novo critério de suprimento devem ser empregados nos cálculos de garantia física.

4.1. Metodologia

CTG, SPIC, APINE / ABRAGEL, Itaipu se posicionaram a favor de revisão metodológica que contemple o cálculo individualizado das garantias físicas das usinas hidrelétricas, benefício indireto e período crítico:

A CTG mencionou os resultados do projeto de Pesquisa e Desenvolvimento denominado "Cálculo e Revisão de Certificados de Garantia Física no Brasil: metodologias e critérios".

No âmbito deste projeto foi demonstrado que uma das principais deficiências da atual metodologia de cálculo da garantia física de usinas despachadas centralizadamente é a utilização da energia firme como critério de rateio da garantia física alocada ao bloco hidráulico entre as usinas hidrelétricas. Esse critério de alocação: i) não valora adequadamente o benefício dos reservatórios para o sistema já que, por exemplo, um reservatório puro em uma cascata possui energia firme igual a zero e, portanto, não teria garantia física ainda que ele auxilie no incremento da garantia física da cascata; e ii) traz ineficiências no cálculo da garantia física pro subsistema, já que a energia firme é calculada com base no período crítico do sistema, sendo que este não necessariamente coincide com o período crítico de cada região.

Para solucionar essa questão, o referido projeto de P&D apresentou como aprimoramento o rateio da garantia física do bloco hidráulico com base na renda *spot* de cada usina, ou seja, com base na renda obtida pelo produto entre geração e custo marginal de operação. Essa metodologia ficou conhecida como "alocação pelo Benefício Marginal", e também considerava um ajuste para calcular corretamente o benefício a jusante da existência de reservatórios. É importante também pontuar que esse critério de alocação já é a base da metodologia atualmente vigente, entretanto, dada a representação que é feita no NEWAVE das usinas hidrelétricas no formato de reservatórios equivalentes, a repartição da garantia física para as usinas individualizadas é feita em duas etapas, sendo que a segunda delas envolve o inadequado critério de rateio pela energia firme."

Itaipu aponta que a CP 85/2019 não menciona revisão de benefício indireto, mas destaca que, caso seja definido como imutável, este benefício deveria ser estendido a todas as usinas. Adicionalmente, defende um período crítico para a UHE Itaipu de 1970-1977.

ABRAGE, ESBR e Mizha tecem comentários com relação a não consideração dos atributos de flexibilidade e confiabilidade na metodologia de cálculo de garantia física de energia.

ESBR e Mizha: “a pura e simples revisão de garantia física pode representar significativa redução de receita para os geradores hidrelétricos, sem que haja a devida compensação pelos atributos de confiabilidade e flexibilidade para a operação do Sistema. Frise-se que os atributos “não-energéticos” proporcionados pelas hidrelétricas se tornam cada vez mais importantes para a segurança eletro-energética do Sistema”.

ABRAGE: “Observa-se que a Nota Técnica da Empresa de Pesquisa Energética sobre a revisão da Garantia Física sequer tangencia a questão associada à disponibilidade de Potência das usinas despachadas centralizadamente, fazendo com que a discussão em torno da revisão da Garantia Física de energia das usinas padeça de incompletude, à medida que, com base nas informações e resultados da última revisão de Garantia Física, há expectativa de redução desse parâmetro para o conjunto das usinas, sem no entanto levar-se em conta a questão de atendimento à demanda máxima do sistema, avaliando-se o benefício de disponibilidade e despachabilidade das usinas com geração controlável para o atendimento de todo o perfil da curva de carga do sistema, particularmente no horário de ponta, mesmo em um contexto em que comercialmente, vislumbre-se a separação entre o lastro e a energia das usinas.”

Comentários:

Questões associadas aos atributos para a segurança de suprimento poderão ser abordados em Consultas Públicas futuras. De toda forma, há relação com a discussão de Lastro e Energia, abordada na Consulta Pública MME nº 83/2019, com tratamento conforme Plano de Trabalho do Comitê de Implementação da Modernização (CIM).

Em relação aos modelos empregados nos cálculos de garantia física e aos critérios considerados:

A SPIC recomenda que nas futuras revisões de garantia física sejam incorporadas as atualizações dos critérios de suprimento e de aversão ao risco e as melhorias e aperfeiçoamentos dos modelos e programas matemáticos de modo incremental, como recomendado pela Nota Técnica nº EPE-DEE-RE-046/2019-r2.

Furnas afirma que “nem todos os modelos são disponíveis aos agentes, como é o caso do

MDI, integrante do processo de geração do custo marginal de expansão, parâmetro de alta influência nos resultados. Soma-se ainda o fato dos modelos de simulação que são empregados no cálculo de Garantia Física estarem permanentemente sofrendo alterações/atualizações”.

Comentários:

As referidas atualizações são consideradas nos cálculos e revisões de garantias físicas tão logo aprovadas e definidas pelas instituições competentes.

A Resolução CNPE nº 29, de 12 de dezembro de 2019, define o novo critério geral de garantia de suprimento para aferição da adequabilidade do atendimento à energia, a ser utilizado nos cálculos de garantia física de energia. A Portaria MME nº 59, de 11 de fevereiro de 2020, define os parâmetros a serem considerados para as métricas do critério de suprimento.

A operacionalização dos cálculos de garantia física considerando o novo critério de suprimento está apresentada no Informe Técnico EPE-DEE-IT-018-2020⁵.

Os critérios de aversão a risco e os aperfeiçoamentos dos modelos são objetos de avaliação contínua pela Comissão Permanente para Análise de Metodologias e Programas Computacionais do Setor Elétrico - CPAMP.

Nos cálculos de Garantia Física são utilizadas versões de NEWAVE e SUISHI homologadas pela ANEEL e pela CPAMP, respectivamente. O processo de validação do NEWAVE conta com a participação dos agentes do setor elétrico. O processo de validação do SUISHI é realizado pelas instituições integrantes do GT- Metodologia da CPAMP, mas são submetidos à Consultas Públicas para avaliação dos agentes. Os relatórios de validação são públicos.

A versão do modelo MDI utilizado no PDE 2029 pode ser acessado através do link: <http://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/modelo-de-decisao-de-investimentos-mdi-pde-2029>

4.2. Critérios

Algumas contribuições criticaram o fato de mudanças não gerenciáveis pelo gerador - como aquelas associadas a critérios, modelos e suas versões, configuração da oferta, parâmetros, tais como: custo de déficit e mecanismo de aversão ao risco - implicarem em revisão de garantias físicas, acarretando, eventualmente, em ônus para os geradores. Para a ENEVA, Brookfield e Neoenergia, os geradores só poderiam ser afetados por alterações nos parâmetros

⁵ Disponível em <http://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-445/EPE-DEE-IT-018-2020.pdf>

técnicos apurados de seus empreendimentos.

Comentários:

A revisão ordinária de GFE deve prezar pela redução do desequilíbrio entre a soma dos certificados em vigor (total de lastro comercial) e a quantidade de energia que o sistema consegue suprir, atendendo a um dado critério de garantia de suprimento, sendo importante o uso de dados, critérios e modelos computacionais mais atualizados possíveis. De toda forma registra-se, para avaliação futura quanto a exequibilidade, a preocupação com os efeitos de fatores que eventualmente possam ser exógenos ou fora da esfera de controle do agente gerador.

4.3. Dados

É importante lembrar que os dados empregados nos cálculos de garantia física seguem o estabelecido em Portaria do MME, com detalhamentos apresentados em informes ou notas técnicas publicadas pela EPE.

A Brookfield ressalta a necessidade de atualização de parâmetros considerados nos cálculos de garantias físicas e que são, em sua maioria, representados ainda hoje através de dados dos projetos básicos das usinas, tais como: (i) curva vazão nível de jusante, (ii) rendimento, (iii) perdas hidráulicas, além dos parâmetros citados na Resolução ANEEL/ ANA nº 3/2010 e da atualização do histórico de vazões, principalmente da região nordeste, que há quase 30 anos registra valores inferiores à média de longo prazo. Reforça a importância de uma coordenação entre as instituições governamentais responsáveis pelas informações requeridas (ANA, ANEEL e ONS), de modo que esses dados sejam atualizados a tempo da próxima revisão ordinária de garantia física.

A Rennosonic sugere que sejam realizados ensaios baseados nas normas internacionais ASME PTC-18 e IEC 60041 e que não se considere no cálculo de garantia física a curva colina oriunda de projeto e sim metodologias que representem a realidade atual da Unidade Geradora.

Comentário:

O Grupo de Trabalho de Metodologia da Comissão Permanente para Análise de Metodologias e Programas Computacionais do Setor Elétrico - CPAMP, conduziu um estudo sobre representação hidrológica e geração de cenários e concluiu, no Relatório Técnico nº 05-2019, ser prematura a decisão pela alteração do histórico oficial de vazões. O

principal fator que influenciou nesta recomendação foi que os estudos não permitem definir, inequivocamente, se as tendências de acréscimo e de redução das vazões/ENAs representam uma mudança estrutural no sistema ou se são parte um ciclo de longa duração. Ainda assim, sabendo-se que houve mudanças importantes na hidrologia dos últimos anos, serão necessárias análises aprofundadas sobre a relação dessas anomalias com a ocorrência ou não de ciclos dos índices climáticos.

Em relação à atualização dos parâmetros citados na Resolução Conjunta ANEEL/ANA nº 3/2010 cabe informar que a responsabilidade da atualização, homologação e publicação desses dados cabe a essas respectivas agências reguladoras.

Em relação aos dados de rendimento e perdas hidráulicas provenientes do GTDP-ONS, estes serão incorporados à medida que definidos os parâmetros aplicáveis aos estudos de planejamento, os quais não necessariamente são os mesmos que foram definidos nos estudos de operação.

Acrescenta-se ainda que, em resposta ao Acórdão TCU 1631/2018, foi estabelecido um plano de ação com marcos para a revisão dos dados necessários para as análises e cálculos da próxima revisão ordinária de garantia física das usinas hidrelétricas, com previsão de término até 2023, envolvendo ANA, ANEEL, ONS e EPE.

As principais críticas relacionadas às séries de vazões apresentadas pelos agentes Itaipu, ELEJOR, ESBR e Mizha estão relacionadas à:

Utilização de extenso histórico de vazões

"Paralelamente, é do conhecimento público do Setor Elétrico o comportamento hidrológico marcadamente desfavorável nos últimos anos em várias bacias hidrográficas do Sistema Interligado Nacional (SIN), especialmente naquelas que compõem o subsistema Nordeste. Nos últimos 10 anos (2009-2018) valor médio anual da energia natural afluente nesse subsistema foi de apenas 60%. Essa tendência hidrológica tem levado ao questionamento quanto à adequação da utilização do extenso histórico de vazões, que se inicia em 1930, para a representação das atuais características estatísticas das séries hidrológicas e, por conseguinte, dos parâmetros dos modelos estocásticos empregados na geração de séries sintéticas de aflúências nos modelos de otimização utilizados para a operação e o cálculo da garantia física." (Mizha, ESBR)

Comentários:

Conforme citado anteriormente, o Grupo de Trabalho de Metodologia da CPAMP, conduziu um estudo sobre a representação hidrológica e geração de cenários e concluiu, no Relatório Técnico nº 05/2019, ser prematura a decisão pela alteração do histórico oficial de vazões. Este relatório está disponível na Consulta Pública nº 74/2019 do site do MME.

Os principais fatores que influenciaram nesta recomendação foram:

- Indefinição se as tendências de acréscimo e de redução das vazões representam uma mudança estrutural no sistema ou se são parte um ciclo de longa duração.
- Diferenças encontradas nos custos de operação para os cenários simulados com diferentes períodos históricos de vazões considerando as metodologias empregadas atualmente;
- Não reprodutibilidade das condições críticas atuais. Apesar de se esperar que a redução do histórico permitiria atribuir pesos maiores ao histórico recente de crise hídrica, a geração de séries sintéticas não foi capaz de reproduzir condições críticas como se concebia inicialmente.

Não consideração da não estacionariedade das séries

A Itaipu Binacional questiona a não consideração da não estacionariedade das séries de vazões na definição da garantia física desta usina. Aponta um estudo de 2018⁶, no qual foram avaliadas as condições de não estacionariedade das séries históricas de postos fluviométricos formadores do rio Paraná. A análise dos resultados indicou a presença de tendência na maior parte das séries. Ao aplicar um fator de correção, obteve-se um acréscimo de Energia Afluentes à UHE Itaipu, em especial no período utilizado no cálculo da garantia física de energia desta usina.

A Elejor propõe que sejam feitas análises e correções nas não estacionariedades de séries de vazões médias afluentes às usinas hidrelétricas despachadas centralizadamente (e em outras que influenciem nas decisões operativas do sistema). As séries corrigidas deverão ser incorporadas nos decks de referência do modelo NEWAVE. Sugere, ainda, que as atividades de verificação e correção da não estacionariedade sejam incluídas como tarefas extras a serem feitas quando da análise de consistência e naturalização das séries que compõem os decks.

Comentários:

O tema relacionado à não estacionariedade das séries de vazões e a melhor forma de representá-las nos modelos utilizados no setor elétrico vem sendo abordado e incentivado pela CPAMP nos últimos anos.

Em outubro/2017 o Grupo de Trabalho de Metodologia da CPAMP coordenou o workshop "Alterações de padrões climáticos e hidrológicos e avaliação da melhor representação energética de séries de vazões naturais", com participação de agentes, instituições e universidades.

Dentre as principais contribuições deste workshop, pode-se destacar as seguintes:

⁶ "Efeito da Não Estacionariedade de Séries Hidrológicas no Planejamento da Operação de Sistemas Hidrotérmicos de Médio Prazo", L.S.A. Zuñiga, W.F.Braga, R.J.Andrade, UNILA, 2018.

- Necessidade de prosseguir nos estudos de investigação da estacionariedade das séries de vazões afluentes aos reservatórios de usinas hidroelétricas.
- Necessidade de inclusão de variáveis climáticas nos modelos de previsão e geração de cenários de vazões. Desta forma, é possível considerar indiretamente uma não estacionariedade na geração de cenários de afluições.

Em dezembro do mesmo ano, a atividade relacionada à geração de cenários foi elencada dentre as prioritárias divulgada no site do MME para o ciclo 2018/2019, motivada, principalmente, pelo questionamento sobre a não estacionariedade de séries históricas de vazões naturais em usinas hidrelétricas que compõem o Sistema Interligado Nacional.

Nos estudos foram investigadas possíveis relações das referidas anomalias com a variabilidade de índices climáticos e avaliaram-se eventuais impactos à operação/planejamento caso o histórico atualmente empregado nas modelagens fosse modificado através de um simples truncamento na série de dados.

Uma das recomendações desta atividade para o ciclo seguinte foi:

- Coordenar a instrução de projeto Estratégico de Pesquisa e Desenvolvimento (P&D) junto à ANEEL direcionado aos estudos sobre o clima e suas variabilidades características e as relações com o comportamento estacionário ou não das séries de vazões, a fim de possibilitar a previsibilidade de eventos contínuos de anomalias como os atualmente observados no SIN. Ao final deste P&D, estes índices climáticos poderiam ser incorporados nos modelos atualmente utilizados.

No entanto, foi verificado posteriormente junto à ANEEL que este tipo de projeto não poderia ser feito via P&D.

Com o intuito de iniciar um projeto de pesquisa, o Operador Nacional do Sistema (ONS), em parceria com a EPE, realizou nos dias 28 e 29 de agosto de 2019, o workshop "Variabilidade climática e sua influência no comportamento das séries de vazões e variáveis meteorológicas". O evento teve como objetivo reunir especialistas em diversas áreas (hidrologia, climatologia, oceanografia e paleoclimatologia), de diversas universidades e centros de pesquisa, para discutir estudos relacionados ao tema. Como resultado deste workshop, foi elaborado um termo de referência com o objetivo de identificar variáveis climáticas e estruturas de correlação para aperfeiçoar os modelos de geração de cenários de vazão em uso ou a serem utilizados no SIN, nos diversos estudos destas duas instituições.

Em resumo, já foram feitos alguns estudos e há um em andamento com o objetivo de analisar a não estacionariedade das séries de vazões de forma a incorporá-la na geração de cenários de vazão. É importante observar que, como este estudo analisará os dados históricos de clima e vazão, será possível até reavaliar algumas séries históricas, como é o caso do pleito de Itaipu.

Em relação à atualização dos valores de Custo Variável Unitário - CVU proposta na CP 85/2019, cabe destacar as seguintes contribuições:

ABRAGET e Neenergia: “Um primeiro aspecto que deve ser avaliado é a pertinência ou não de fazer essa atualização dos CVUs. O modelo Newave adota uma taxa de desconto, que tem a função de dar mais peso ao custo de operação imediato, em detrimento dos custos de operação no futuro. Com a atualização dos CVUs esse efeito seria atenuado. Como, de fato, deve ser dado mais peso aos eventos mais próximos do que aos eventos futuros, é questionável essa atualização de CVUs. Outro aspecto a ser avaliado é a incerteza da projeção de preços de combustíveis, que seria insumo para a atualização dos CVUs. Como os preços de combustíveis são voláteis, além de todas as incertezas já presentes no modelo, isso representaria uma incerteza adicional. Ou seja, a garantia física, parâmetro central em um empreendimento, estaria influenciada por uma projeção de preços de combustível que poderia se verificar ou não. ”

Comentários:

O CVU das usinas termelétricas é composto por duas parcelas: Custo de Operação e Manutenção variável (CO&M) e Custo de Combustível (CComb). Esta última parcela, em geral, representa a maior parcela do CVU e é função, entre outros parâmetros, do preço do combustível. Dessa forma, alguma estatística relacionada ao preço do combustível deve ser considerada na composição do CVU das usinas termelétricas para o cálculo/revisão da GFE.

Uma alternativa para mitigação dos efeitos da volatilidade dos preços de combustíveis, seria a utilização de uma projeção de preços compatível com o período de vigência da GFE. Essa alternativa, de se utilizar uma expectativa de preço futuro em vez de um preço verificado no passado, decorre do fato de que, ao se utilizar o preço verificado em um mês específico, que pode estar significativamente alto ou baixo em decorrência de condições conjunturais, podem ocorrer desvios relevantes em relação ao CVU a ser observado no período de vigência da GFE calculada/revisada. Da mesma forma, utilizar uma projeção de preços de combustível considerando um período diferente do previsto para a vigência da GFE, também pode resultar em distorções significativas em relação ao valor final do CVU verificado.

Por conta da relevância do impacto do CVU na composição da GFE das usinas termelétricas, as considerações a serem adotadas para a definição dessa grandeza devem ser objeto de discussão posterior.

Em relação aos valores das taxas indisponibilidade forçada e programada, a ABRAGET pondera

que "Caso sejam utilizados os dados de taxas verificadas dos agentes termelétricos no cálculo da GF, a Garantia Física Apurada - GFa, prevista na REN ANEEL nº 614/2014, deve considerar como referência essas novas taxas. A mesma observação vale para os empreendimentos termelétricos existentes e sem contratos."

Comentários:

Como na definição da Garantia Física Apurada (GFa), nos termos da Resolução Normativa nº 614, de 3 de junho de 2014, são consideradas as taxas de indisponibilidade forçada (TEIF) e programada (IP) utilizadas no cálculo para definição da Garantia Física (GFE), então, em caso de revisão de GFE com novos valores de TEIF e IP associados, os mesmos devem ser considerados para apuração da GFa.

A Copel solicita que seja informada a referência de geração das usinas não despachadas centralizadamente considerada nos cálculos de garantias físicas.

Comentários:

A expectativa de geração das usinas não despachadas centralizadamente considerada nos cálculos de garantia física é proveniente de um PMO definido como de referência, que consta no Informe Técnico que apresenta as premissas utilizadas para atualização do caso base ou na Nota Técnica que descreve os cálculos de garantia física.

5. Considerações Finais

Apesar da garantia física ser uma grandeza de caráter estrutural, são observadas variações por conta da evolução natural da matriz de energia elétrica; dos critérios e modelos computacionais utilizados nas avaliações energéticas; dos parâmetros econômicos, como o custo do déficit; dos mecanismos de aversão a risco e, ainda, dos próprios parâmetros técnicos e econômicos das usinas. E, como resultado, pode ocorrer um descasamento entre o valor corrente desta contribuição energética e o valor de garantia física formalmente atribuído à usina.

Com o objetivo de reduzir esse descasamento, foi aberta a CP 85/2019 que apresenta a proposta de revisão de garantia física constante na Nota Técnica nº EPE-DEE-RE-046/2019-r2. Em geral, a proposta não foi bem aceita e recebeu uma quantidade considerável de críticas. A seguir, será apresentado um resumo das principais contribuições.

As propostas de revisão excepcional e revisões anuais de garantia física tiveram muitas manifestações contrárias por parte dos agentes, que defendem a manutenção do prazo da próxima revisão ordinária e das revisões quinquenais.

Em relação especificamente à alteração do Decreto nº 2.655/1998, no que se refere aos limites de redução de garantia física, muitas contribuições se mostraram contrárias em não considerar estes limites. Os agentes não concordam com mudanças das regras vigentes no momento da celebração do contrato de concessão e defendem a limitação como forma de permitir que tenham maior segurança nos seus investimentos.

Algumas contribuições trataram especificamente da revisão das garantias físicas dos empreendimentos termelétricos existentes. Acreditam que não seja possível fazer a revisão das usinas termelétricas devido à ausência de dispositivo legal/regulatório que permita esta revisão.

Mesmo com a possibilidade de adesão voluntária, como forma de preservar os princípios da estabilidade regulatória e respeito aos contratos firmados, alguns agentes demonstraram preocupação com o risco de agravar ainda mais os problemas existentes, como os relacionados ao MRE.

Ainda em relação à revisão excepcional de garantia física, outro argumento contrário se refere ao cronograma proposto que é considerado não factível. Além disso, muitos agentes questionaram o motivo desta revisão, dado o fato de que alguns assuntos associados à revisão de garantia física ainda estão sendo discutidos no âmbito da Modernização do Setor Elétrico, como separação entre lastro e energia, além do novo critério de garantia de suprimento.

Outras contribuições foram mais gerais, se referindo não exatamente à proposta apresentada, mas à metodologia, aos critérios e aos dados empregados nos cálculos de garantia física de energia.

Em relação à metodologia e aos critérios, ambos são objetos de avaliação contínua pela Comissão Permanente para Análise de Metodologias e Programas Computacionais do Setor Elétrico - CPAMP. No caso do modelo NEWAVE, o processo de validação conta com a participação dos agentes do setor elétrico. Em relação ao modelo SUISHI, a validação é realizada pelas instituições integrantes do GT- Metodologia da CPAMP, mas são submetidos à consulta pública para avaliação dos agentes.

Para os dados necessários para a próxima revisão ordinária de garantia física das usinas hidrelétricas, foi estabelecido um plano de ação para cumprimento às determinações 9.4 e 9.5 do Acórdão nº 1.631/2018-TCU-Plenário. Este plano envolve a ANA, ANEEL, ONS e EPE e

estabelece marcos de atualização para cada instituição, com previsão de término até 2023.

Entre esses dados, houve uma grande preocupação em relação aos dados de rendimento e perdas hidráulicas, dado que o GTDP-ONS definiu os valores que serão utilizados nos estudos de operação. Para a revisão das garantias físicas, estes dados serão incorporados somente após a definição dos parâmetros aplicáveis aos estudos de planejamento, os quais não são necessariamente os mesmos que foram definidos nos estudos de operação.

Também foram recebidos comentários sobre a pertinência de eventual atualização dos CVU das usinas termelétricas. Por conta da relevância do impacto do CVU na composição da GFE dessas usinas, as considerações a serem adotadas para a definição dessa grandeza devem ser objeto de discussão posterior.

Portanto, as referidas atualizações somente serão consideradas nos cálculos e revisões de garantias físicas após definição e aprovação das instituições competentes, antecedidas por consultas públicas específicas.

É importante reforçar a recomendação de que para qualquer medida, eventualmente, a ser adotada seja avaliada a pertinência e a exequibilidade de formas de reequilíbrio econômico financeiro dos agentes geradores.