

## **Contribuições da ABRAGE à Consulta Pública MME nº 085/2019**

### **1 Introdução**

Por meio deste documento apresentamos as contribuições da ABRAGE à Consulta Pública MME nº 85/2019, que trata de propostas de revisão das garantias físicas de energia das usinas despachadas centralizadamente, apresentadas na Nota Técnica nº EPE-DEE-RE-046/2019-r2.

O item 2 apresenta breve histórico do tema e nossas considerações preliminares a seu respeito.

O item 3 apresenta nossas considerações sobre os potenciais impactos das medidas propostas apresentadas na Nota Técnica nº EPE-DEE-RE-046/2019-r2, que não menciona eventual caráter facultativo das referidas medidas.

A ABRAGE contratou a prestigiosa MRTS Consultoria, para elaborar parecer a respeito das presentes propostas em apreciação pública, que se encontra anexo ao presente documento.

O item 4 abordará afirmativas e conclusões relevantes do trabalho, que se encontra apenso ao presente documento.

Em 25.09.2019, por meio de nota publicada em seu sítio da internet, o MME informa que 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. O objetivo da CP é coletar contribuições em todos os aspectos: cronograma, diretrizes, premissas e metodologias”*.

Assim, embora se desconheçam detalhes do eventual caráter facultativo das propostas, tais como a abrangência e periodicidade das próprias opções individuais (anual, única etc), o item 5 apresenta nossas considerações sobre os potenciais impactos das medidas propostas, caso elas possuam caráter facultativo.

O item 6 apresenta considerações de natureza jurídica às propostas em apreciação.

O item 7, por fim, apresenta resumo das nossas contribuições à presente Consulta Pública.

## **2     *Histórico e Considerações Preliminares***

Inicialmente registramos nosso reconhecimento quanto ao meritório trabalho desenvolvido por esse Ministério de Minas e Energia - MME no âmbito do Projeto de Modernização do Setor Elétrico, cujas premissas e objetivos maiores são compartilhados pela ABRAGE. Independentemente do teor das contribuições que ora apresentaremos, é com satisfação que reconhecemos o espaço para fazê-lo, no âmbito de um processo público e transparente de discussão, com agentes do setor elétrico e a sociedade de forma mais ampla, de tema de grande relevância.

Desde já, temos de manifestar nossa preocupação com o mérito das propostas ora submetidas à apreciação pública. Instrumentos consolidados no setor elétrico e que formam a base para um ambiente propício ao desenvolvimento saudável desse setor podem estar sendo colocados em risco, com consequências indesejáveis e possivelmente não previstas pelos técnicos formuladores das propostas.

As propostas em questão, máxima vênia, também padecem do sentido de oportunidade, na medida em que, sabidamente, o conjunto dos geradores hidrelétricos vem sendo, há anos, onerado pelo deslocamento hidrelétrico provocado, a nosso ver, em boa parte por razões não hidrológicas vinculadas a decisões e ações de cunho operacional, regulatório e de planejamento, em todos

os casos fora da sua capacidade de gestão e controle. Tudo isso em que pese serem os reservatórios hidrelétricos o manancial de adequabilidade de suprimento do sistema, fornecendo, de forma ininterrupta e gratuita, despachabilidade, flexibilidade e capacidade de potência. São as usinas hidrelétricas que, apesar de não serem remuneradas por serviços fundamentais que prestam ao sistema e serem gravosamente oneradas por decisões e ações administrativas, caracterizáveis como componentes do seu risco de negócio, contribuem pela viabilidade operacional da inserção crescente de fontes não controláveis na matriz elétrica nacional (eólicas e solares) e poderão sofrer mais um grave abalo em sua saúde econômico-financeira, na hipótese de implementação das medidas propostas que esperamos seja descartada.

A reestruturação institucional do setor elétrico brasileiro, realizada entre 1995 e 2002, deu origem ao Modelo de Livre Mercado e previa a separação das atividades de geração, transmissão, distribuição e comercialização, devendo as atividades de geração e comercialização ser exercidas em caráter competitivo. A competição dar-se-ia de forma gradual cabendo à ANEEL, durante o período de 1998 a 2002, homologar os montantes de energia e demanda de potência a serem contratados e regulamentar as tarifas correspondentes. Durante a fase de transição, os Contratos de Suprimento foram substituídos por Contratos de Uso do Sistema de Transmissão, Contratos de Conexão e Contratos Iniciais de compra e venda de energia.

Através do Decreto nº 2.655, de 02 de julho de 1998, foi regulamentada pelo Governo Federal, entre outras regras, aquela que define como Garantia Física (na época denominada “energia assegurada”) de uma usina hidrelétrica “a fração a ela alocada da energia assegurada do sistema”. Ainda nesse instrumento, é definido que a Garantia Física da hidrelétrica “constituirá o limite de contratação para os geradores hidrelétricos” e tal valor de Garantia Física, calculado para um determinado projeto, estará sujeito a reduções limitadas a 5% do valor estabelecido

na última revisão, limitadas as revisões em seu todo a 10% do valor base. Por fim, o Decreto prevê revisões ordinárias das Garantias Físicas das usinas hidrelétricas a cada cinco anos, ou na ocorrência de fatos relevantes.

A Resolução ANEEL nº 244, de 30 de julho de 1998, estabeleceu os critérios para cálculo dos montantes de energia e demanda de potência a serem considerados nos Contratos Iniciais. Os montantes de energia considerados nesses contratos corresponderam a 95% (noventa e cinco por cento) das energias garantidas. Essas energias eram denominadas Energias Asseguradas (hoje Garantias Físicas).

O cálculo dos certificados de energia assegurada das usinas hidrelétricas despachadas de forma centralizada foi feito em conjunto pelo Grupo Coordenador para Operação Interligada – GCOI, Comitê Coordenador de Operações Norte Nordeste – CCON e Grupo Coordenador do Planejamento dos Sistemas Elétricos – GCPS.

Esses valores foram homologados pela ANEEL por meio das Resoluções nº 268, de 13 de agosto de 1998 (para as usinas hidrelétricas pertencentes às empresas da região Sul) e nº 453, de 30 de dezembro de 1998 (para as usinas hidrelétricas pertencentes às empresas das regiões Sudeste, Centro-Oeste, Norte e Nordeste).

Os critérios para o cálculo das referidas energias asseguradas foram discutidos no âmbito do GCPS e GCOI, tendo havido uma compatibilização de critérios entre esses dois órgãos de planejamento da expansão e da operação do Sistema Interligado Nacional, respectivamente.

A Resolução ANEEL nº 232, de 27 de junho de 1999, homologou os montantes de energia e potência asseguradas para o período de 1999 a 2002. Esses foram os montantes considerados na elaboração dos Contratos Iniciais, conforme previsto no art. 10 da Lei nº 9.648, de 1998.

Em continuidade ao processo de estabelecimento das Garantias Físicas, foi publicada a Portaria MME nº 303, de 18 de novembro de 2004, a qual determina que *“a garantia física dos empreendimentos de geração hidrelétrica, exceto Itaipu Binacional, será o valor vigente na data de publicação desta Portaria, estabelecido pela ANEEL, a título de energia assegurada, até 31 de dezembro de 2014”*.

Nesse ano de 2004 houve uma nova reestruturação do setor elétrico, a qual foi denominada Novo Modelo Institucional do Setor Elétrico. Vale destacar que diversas mudanças foram implementadas no Setor. No entanto, os pilares que definiam a garantia física e as regras para suas revisões foram mantidos. Ou seja, todo o trabalho elaborado por vários anos e que contou com a participação de diversos grupos e personagens no setor elétrico foi mantido.

Sobre essa pavimentação regulatória foram introduzidos e realizados os Leilões de Energia Nova, tendo o primeiro deles ocorrido em 16 de dezembro de 2005. Desde então, foram realizados diversos leilões de energia, tendo todos como base, dentre diversas regras, aquela que baseia a venda da energia no valor de Garantia Física, que por sua vez é determinado pelo Poder Concedente para cada empreendimento de geração.

Esses leilões, desde 2005, foram responsáveis pela viabilização de 25.300 MW de empreendimentos hidrelétricos (distribuídos em 27 projetos), 28.000 MW de empreendimentos termelétricos (distribuídos em 200 projetos) e 24.000 MW de empreendimentos eólicos, fotovoltaicos, PCHs e CGHs (quase 1.000 projetos), introduzindo em caráter definitivo e com progressiva competitividade tais fontes renováveis na matriz elétrica brasileira.

A expansão do parque de geração sob as regras desenvolvidas e postas em prática entre o final da década de 90 e início dos anos 2000 foi altamente eficaz, o que pôde ser comprovado pelo sucesso dos leilões de energia e o adequado suprimento do mercado de energia que, desde a consolidação do Novo Modelo, teve um

aumento relevante, sem que houvesse, por déficit estrutural de energia, grandes riscos de desabastecimento.

A forte participação dos agentes de geração nesses leilões deveu-se, dentre outros fatores, à segurança comercial percebida com as regras que balizavam as Garantias Físicas e suas regras de revisão, permitindo a tais agentes terem um fluxo previsível de recebíveis.

Todo esse sucesso deveu-se ao sólido arcabouço regulatório (mais especificamente no âmbito dos contratos de compra e venda de energia) cuidadosamente concebido no passado tanto com a participação do Governo quanto dos agentes e instituições envolvidos. Neste ponto, devemos frisar a importância dos esteios representados pela: (i) limitação de redução da garantia física de até 10%; (ii) previsibilidade de revisão ordinária das garantias físicas a cada 5 anos e (iii) inexistência de revisões dessas garantias para as usinas termelétricas. Tais esteios trouxeram segurança aos investidores em termos de previsibilidade de suas receitas, que foi fundamental para que a expansão do parque de geração se afluísse de forma sadia e sustentada.

Há de se convir que modernizações, em qualquer área da sociedade, são continuamente necessárias, haja vista as novas tecnologias que afloram, como também os novos anseios da sociedade. No setor elétrico isto não é diferente.

No entanto, é importante observar que durante um processo de modernização devemos, antes de tudo, preservar os alicerces que ainda se mostram robustos e eficazes. Assim como no *retrofit* de um prédio, o engenheiro tem o dever de verificar se os alicerces daquela construção permanecem ainda firmes e “aproveitáveis” para serem a base de um novo empreendimento. Em caso positivo, não se faz necessária a demolição desse componente.

Da mesma forma podemos entender a modernização do setor elétrico. Os alicerces que já demonstraram ser bastante robustos, mesmo em momentos difíceis, devem ser preservados e, em certos casos, enriquecidos.

### **3      *Considerações Sobre os Potenciais Impactos das Medidas Propostas em Caráter Compulsório***

A proposta atualmente em consulta traz severas mudanças nas regras de revisão de Garantia Física das usinas hidrelétricas e termelétricas, entre as quais destacamos:

- ✓      revisão excepcional, antes do prazo de 5 anos desde a última revisão;
- ✓      eliminação dos limites máximos de redução da Garantia Física;
- ✓      revisões anuais de Garantia Física; e
- ✓      revisão de Garantias Físicas de Termelétricas.

Passamos a apresentar, nesse item, nossa visão quanto às potenciais consequências das propostas, considerando-as tais como apresentadas na Nota Técnica nº EPE-DEE-RE-046/2019-r2, que não menciona eventual caráter facultativo das referidas propostas.

#### **3.1 *Ambiente de Negócios***

Vale observar que do setor elétrico brasileiro participam *players* com atuação multinacional com capilaridade muito além da economia específica setorial.

Eventual percepção de ruptura de pilares regulatórios estabelecidos há décadas e fundamentais no processo passado de tomada de decisão de investimentos altamente intensivos em capital, provavelmente significaria abalo na confiança geral dos potenciais investidores no Brasil.

Exemplo recente que ilustra a afirmação é a Medida Provisória 579/2012, convertida na Lei 12.783/2013 que, para muitos, representou o abalo mais violento na confiança dos agentes econômicos no Brasil desde a redemocratização dos anos 80 e demarcou o início da crise econômica e social brasileira vivenciada a partir de sua edição, cujas repercussões são sentidas até os tempos presentes.

A eliminação dos limites máximos de redução da quantidade de energia comercializável por uma usina que, no Brasil, é definida pelo Estado, conjugada com a alteração da periodicidade da definição de tal quantidade, pode ser percebida pelos atores setoriais hoje detentores de outorgas, bem como por agentes econômicos extrasetoriais, de forma ampla, como uma ruptura no ambiente de segurança jurídica para investimentos no país.

Vale lembrar que, em 13 de março de 2018 o Ministério de Minas e Energia publicou a Portaria nº 86, definindo os “dez princípios das ações governamentais”, que buscou traduzir espécie de pilares fundamentais a serem observados pelas instituições de Governo / Estado em todos os processos de definição de políticas públicas no setor elétrico brasileiro:

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. isonomia;
5. priorização de soluções de mercado frente a modelos decisórios centralizados;
6. adaptabilidade e flexibilidade;



7. coerência;
8. simplicidade;
9. previsibilidade e conformidade dos atos praticados; e
10. *definição clara de competências e respeito ao papel das instituições.*

Parece-nos, assim, que os princípios grifados seriam aqueles que teriam de ser observados para a normatização das medidas propostas.

### **3.2 Previsibilidade e Estabilidade de Receitas**

A garantia física, como comentado inicialmente, possui fundamentos energético e comercial. Energeticamente, corresponde à quantidade de energia que pode ser fisicamente “assegurada” ou “garantida” por uma usina, dado um determinado critério de risco.

O modelo regulatório vigente, não imotivadamente, prevê que as garantias físicas devem ser definidas e revisadas a partir de simulações estáticas do sistema, diferentemente das simulações dinâmicas realizadas continuamente pelo ONS para operação e pela CCEE para definição de PLDs. Em tais simulações, são expurgadas as condições conjunturais do sistema, de forma que os certificados de energia, dada a sua relevância na equação econômico-financeira dos contratos, possuam caráter mais estrutural, estável e previsível.

Em outras palavras, mesmo no tocante ao conceito energético das garantias físicas, que poderia admitir livre variabilidade, remete-se à preocupação pela garantia de um ambiente de certa previsibilidade e estabilidade de fluxos financeiros.

Por outro lado, comercialmente as garantias físicas das usinas correspondem ao limite máximo de venda de energia por intermédio de contratos. Nesse caso, fica ainda mais evidente a necessidade de garantia de previsibilidade e estabilidade,

sem as quais ficaria significativamente prejudicada a percepção de risco pelos investidores e financiadores do setor, caracterizado pela necessidade intensiva de capital e pelos longos prazos de maturação e retorno dos investimentos.

Vale ainda lembrar que o quadro de perda de previsibilidade e estabilidade é ainda agravado na medida em que a maior parte dos eventos motivadores das revisões propostas não pertenceria à esfera de controle e gerenciamento das empresas tais como, nas palavras da Nota Técnica EPE/MME, “evolução natural da matriz de energia elétrica”, “critérios e modelos computacionais utilizados nas avaliações energéticas”, “parâmetros econômicos, como o custo do déficit” e “mecanismos de aversão a risco”.

### ***3.3 Celebração de Contratos de Médio / Longo Prazos***

Outro potencial impacto das medidas propostas seria o desincentivo à contratação de longo e mesmo médio prazo, que é, e continuará sendo, mesmo em ambiente continuamente liberalizado, a opção preferencial dos investidores e financiadores do setor elétrico.

Consumidores que almejam, por seu turno, contratações de energia de médio e longo prazo de modo a firmar e estabilizar quantidades e preços do insumo em seus processos produtivos, terão mais dificuldade para identificar geradores (e consequentemente comercializadores) dispostos a celebrá-las.

A consequência desse cenário é, mais uma vez, a elevação da percepção de risco por todos os agentes do setor, refletindo-se nos consumidores livres / especiais, das variadas atividades econômicas.

### **3.4 Valuation das Empresas**

Na medida em que o certificado de garantia física das empresas perde o seu caráter estrutural e passa a poder variar anual e ilimitadamente, a valoração econômico-financeira das empresas geradoras fica relevantemente prejudicada.

Assim, é de se esperar que diante da maior percepção de risco quanto à capacidade de geração de receitas das empresas, o valor das empresas percebido pelo mercado tenda a se reduzir.

### **3.5 Capitalização das Empresas**

Se a capacidade de geração de receita das empresas e consequentemente sua valoração ficam prejudicadas, é também de se esperar maior dificuldade em processos de capitalização das empresas por meio de recursos próprios ou de terceiros, neste caso a partir de empréstimos, financiamentos e outras modalidades financeiras.

A garantia física das usinas das empresas é uma variável, sempre de crucial interesse das instituições financeiras previamente a processos de capitalização e objeto de dúvidas, indagações e solicitações de esclarecimentos. A possibilidade de redução de tal parâmetro, com periodicidade quinquenal e limitada, de acordo com as regras vigentes, é objeto de atenção dos agentes financeiros e certamente considerada na precificação das operações.

É de se esperar, então, que a redução da periodicidade e a eliminação dos limites de redução teria o condão de multiplicar a percepção de risco dos agentes financeiros e encarecer as operações financeiras.

### ***3.6 Funding para Novos Investimentos***

Com o desincentivo à celebração de contratos de médio / longo prazos, a maior dificuldade de valoração dos ativos empresariais e o encarecimento das operações financeiras, tem-se como corolário direto das medidas propostas a maior dificuldade e/ou o encarecimento das operações de financiamento de novos empreendimentos de geração de energia elétrica que, como se sabe, já serão progressivamente afetadas pela redução da capacidade de ancoragem da expansão da geração no ambiente regulado.

### ***3.7 Modicidade Tarifária***

Por fim, como corolário final das medidas propostas, e tendo em vista todos os efeitos elencados anteriormente, é de se esperar que as mesmas impactem os preços finais da energia comercializada nos ambientes regulado e livre, como reflexo natural da deterioração do ambiente de negócios e da elevação da percepção de risco pelos agentes setoriais, pelos consumidores e pelas instituições financeiras.

O tripé “previsibilidade, transparência e participação da sociedade” deve ser requisito para qualquer alteração setorial.

## ***4 Parecer Técnico da MRTS Consultoria***

O Parecer Técnico aborda histórico do processo de definição das energias asseguradas (atuais garantias físicas) e o racional técnico, econômico e regulatório que fundamentou a definição da periodicidade quinquenal das revisões ordinárias e os limites percentuais de redução de garantias físicas.

O trecho a seguir transcrito resume a visão da Consultoria a respeito das propostas apresentadas:

*“A proposta de revisão da Garantia Física contida na Consulta Pública 085 representa, portanto, potencial de impacto relevante e estrutural no critério e metodologia de cálculo da Garantia Física de um empreendimento de geração, com consequente alteração substancial no ambiente técnico, regulatório, comercial, econômico e financeiro do setor elétrico, remetendo a elevada possibilidade de atrair embates judiciais em torno do tema”.*

Relevante destacar linha argumentativa do Parecer no sentido de que as propostas em apreciação pública restam isoladas do contexto maior de mudanças regulatórias que se tem em estudo no âmbito do Projeto de Modernização do Setor Elétrico, conduzido pelo MME, e, tais como se encontram, não podem ser avaliadas com a profundidade e visão holística necessárias.

A respeito do impacto das propostas sobre energias existente e nova, opina o Parecer:

*“Do ponto de vista da expansão, foco principal da análise da Garantia Física dos empreendimentos, as medidas propostas terão o efeito adverso de onerar ainda mais o investidor de menor porte, mais suscetível à variação de percepção de risco dos agentes de financiamento. O impacto poderá, inclusive, ser observado nos leilões de energia existente, já que a variável quantidade também poderá variar, para usinas já em operação, ao longo do período de venda do contrato, pressionando os preços da energia vendida nesses leilões”.*

Por fim, o Parecer posiciona-se contrário “à redução do prazo entre as revisões ordinárias e contra a supressão dos limites de redução estabelecidos no decreto nº 2.655 de 1998 para revisão da Garantia Física das usinas despachadas centralizadamente”. Também se mostra contrário “à inserção de componentes conjunturais nos critérios de cálculo da Garantia Física dos empreendimentos, sob o argumento de que a Garantia Física está associada a parâmetros estruturais”.

## **5      *Considerações Sobre o Eventual Caráter Facultativo das Medidas Propostas***

Posteriormente à abertura da CP 85/2019, em 25/09/2019, o MME publicou nota em seu sítio eletrônico quanto à NT para esclarecer *“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”*.

Assim, entende-se que a nota publicada em 25/09/2019 aumentou o nível de incertezas e preocupações dos agentes já expostos nesta contribuição. Ainda que seu conteúdo tivesse sido incluído inicialmente na NT, isso demandaria avaliações técnicas com detalhamento da proposta quanto às condições que seriam apresentadas aos agentes para a opção pela adesão e suas implicações. Mesmo assim, não estariam afastados os riscos de distorções no MRE como um todo, caso a adesão fosse verificada majoritariamente por usinas com possíveis aumentos de GF. A eventual opcionalidade poderia enfraquecer o direito estabelecido pelo Decreto 2.655/1998 para os geradores que não fizerem a opção, uma vez que teríamos tratamento diferente para situações semelhantes, causando insegurança jurídica, e poderia agravar o alegado desequilíbrio entre a soma dos certificados (total de lastro) e a quantidade de energia que o sistema consegue suprir, distorcendo ainda mais o real objetivo pretendido pelo MME e pela EPE neste processo.

## **6      *Considerações Jurídicas sobre as Medidas Propostas***

Considerando a argumentação trazida na presente contribuição relativamente à repercussão que as medidas propostas poderão trazer para o ambiente de negócios, a extrema falta de previsibilidade e estabilidade de receitas, o desincentivo à contratação de longo prazo, o risco à viabilidade de captação de

investimentos e a repercussão para modicidade tarifária, verifica-se que a proposta não está em consonância com o Princípio da Segurança Jurídica e Estabilidade Regulatória.

Sobre o tema, importa dizer que a doutrina administrativista procura prestigiar a estabilidade das relações jurídicas, mesmo diante da legalidade do ato. Desta sorte, é amplamente reconhecido pelo Direito Administrativo que é preciso evitar que situações jurídicas permaneçam sob instabilidade criando um ambiente de incertezas e receios nos indivíduos. Ademais, é necessário prestigiar a legítima confiança depositada pelos Administrados nas relações estabelecidas.

Desta sorte, visando dar concretude a tais princípios, podemos citar de forma exemplificativa a criação dos institutos da prescrição e decadência, pelos quais superado prazo legal, o ato passa a ser imutável, conferido segurança à relação estabelecida. No mesmo sentido, podemos citar a possibilidade de conferir efeitos apenas prospectivos às decisões em ações diretas de inconstitucionalidade, nesta hipótese norma manifestamente inconstitucional produz efeitos até a decisão sobre sua inconstitucionalidade, como forma de prestigiar a segurança jurídica das relações estabelecidas.

Sobre o tema, convém transcrever o entendimento de José dos Santos Carvalho Filho em sua obra “Manual de Direito Administrativo”:

*“Doutrina moderna, calcada inicialmente no direito alemão e depois adotada no direito comunitário europeu, **advoga o entendimento de que a tutela da confiança legítima abrange, inclusive, o poder normativo da Administração, não apenas os atos de natureza concreta por ela produzidos. Cuida-se de proteger expectativas dos indivíduos oriundas da crença de que disciplinas jurídico-administrativas são dotadas de certo grau de estabilidade. Semelhante tutela demanda dois requisitos: 1º) a ruptura inesperada da disciplina vigente; 2º) a***

***imprevisibilidade das modificações. Em tais hipóteses, cabe à Administração aditar algumas soluções para mitigar os efeitos das mudanças: uma delas é a exclusão do administrado do novo regime jurídico; outra o anúncio de medidas transitórias ou de um período de vacatio; outra, ainda, o direito do administrado a uma indenização compensatória pela quebra da confiança decorrente de alterações em atos normativos que acreditava sólidos e permanentes”.***

Como se pode observar, o Princípio da Segurança Jurídica está intimamente ligado ao Princípio da Estabilidade Regulatória, não sendo legítima a edição de ato normativo que altere de forma cabal o regime jurídico posto sem que o Administrado cuja relação jurídica já esteja consolidada seja excluído no novo regime, criadas normas de transição ou fixada indenização pela violação da justa expectativa dos Administrados.

A proposta em comento sugere alteração drástica no regramento da revisão das garantias físicas das usinas. Vale realçar que no bojo da proposta consta a previsão de realização de “revisão excepcional” não prevista no regime atual e que tal revisão será ilimitada, inovando em relação à regra posta, que possui limites para revisão de garantia física. Tal proposição enquadra-se perfeitamente nos requisitos indicados por José dos Santos Carvalho Filho, vez que enseja de uma só vez a ruptura inesperada da disciplina vigente e da previsibilidade das modificações, portanto, afronta o Princípio da Segurança Jurídica e Estabilidade Regulatória, causando quebra da confiança dos Administrados, ensejando o dever de indenizar pelos prejuízos causados.

Ademais, a proposta sugere que as revisões ordinárias e extraordinárias possam ser realizadas de forma ilimitada. Tal previsão atrai para o bojo das relações jurídicas já entabuladas por longos períodos insegurança e falta de previsibilidade, vez que não há qualquer limite à possibilidade de revisão da garantia física que,



conforme já esclarecido na presente missiva, possui relevantes implicações energéticas e comerciais, tornando a revisão da garantia física verdadeira potestade da Administração em desprestígio ao Concessionário.

Ademais, vale observar, ainda, que além dos Princípios da Segurança Jurídica e Estabilidade Regulatória, a proposta deixa de observar os Princípios da Razoabilidade e da Proporcionalidade.

Neste sentido, vale dizer que segundo o já citado mestre José dos Santos Carvalho Filho, *“razoabilidade é a qualidade de que é razoável, ou seja, aquilo que se situa dentro dos limites aceitáveis, ainda que os juízos de valor que provocaram a conduta possam dispor-se de forma um pouco diversa. Ora, o que é totalmente razoável para uns pode não ser para outros. Mas, mesmo quando não seja, é de reconhecer-se que a valoração se situou dentro dos standards de aceitabilidade.”*

Assim, considerando que garantia física representa o limite máximo de venda de energia de uma usina por contratos, a proposta de alteração normativa que permite sua “revisão excepcional” e revisões ordinárias e extraordinárias sem qualquer limite, mostra-se pouco razoável, vez que é inaceitável que grandes investimentos e contratos de longo prazo possam ser celebrados diante de tamanho risco e falta de previsibilidade de retorno.

No que diz respeito ao Princípio da Proporcionalidade, a doutrina renomada na esfera Administrativista indica 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.

Diante do exposto, percebe-se que há fundadas incertezas quanto à proporcionalidade das medidas propostas nas três esferas apresentadas, vez 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 as referidas vantagens superaram as desvantagens.

Contudo, ainda que diante dos argumentos apresentados, o Decreto 2.655/98 venha a ser alterado nos termos da proposta apresentada, mostra-se pertinente a recomposição do equilíbrio da equação econômico-financeira dos contratos, sendo certo que a própria Nota Técnica nº EPE-DEE-RE-046/2019-r2 reconhece tal necessidade, valendo destacar:

*“Portanto, de acordo com o estabelecido pelo MME, devem ser avaliados os impactos resultantes e se existem formas de endereçar medidas de reequilíbrio econômico-financeiro dos agentes geradores, prezando pelos consumidores e resguardando a estabilidade jurídico-regulatória.*

*Nesse contexto, um processo de consulta pública seria a forma mais adequada de levantar contribuições do setor e da sociedade em geral no que se refere a questão aqui colocada, assim como para recepcionar propostas no que se refere à pertinência e à exequibilidade de formas de reequilíbrio econômico financeiro dos agentes geradores.”*

Sobre o tema, cumpre dizer que, segundo Maria Sylvia Zanella Di Pietro, em sua obra “Direito Administrativo”, resta esclarecido que os contratos administrativos em geral são mutáveis por atos da Administração, o que torna o equilíbrio econômico-financeiro de tais contratos dinâmico, vez que a necessidade de reequilibrar decorre desta prerrogativa de mudança.

A citada autora aponta três riscos para os administrados em relação à mutabilidade dos contratos administrativos que se amoldam perfeitamente aos contratos de concessão, são eles: i) álea ordinária – risco que todo empresário corre ao celebrar seus negócios jurídicos no mercado; ii) álea administrativa que compreende a alteração unilateral do contrato para atendimento ao interesse público, o Fato do Príncipe que consubstancia ato de autoridade relacionado com o objeto do contrato, mas que repercute indiretamente sobre ele e o Fato da Administração entendido como comportamento da Administração que torne impossível o cumprimento, pelo particular, do contrato; iii) álea econômica – corresponde às circunstâncias externas ao contrato relacionadas à Teoria da Imprevisão.

Verifica-se que a alteração do Decreto 2.655/98 conforme proposto configura Fato do Príncipe, vez que enseja *“medida de ordem geral, não relacionadas diretamente com o contrato, mas que nele repercutem, provocando desequilíbrio econômico-financeiro em detrimento do contratado”*, ensejando o dever de recompor o equilíbrio da equação econômico-financeira do contrato.

Também nesse sentido, está José dos Santos Carvalho Filho, valendo transcrever:

*“O efeito da aplicação da teoria do fato do príncipe, à semelhança do que ocorre com a teoria da imprevisão, comporta duas hipóteses. **A primeira é aquela em que o ato estatal dificulta e onera o particular para o cumprimento de suas obrigações; nesse caso, terá o particular o direito à revisão do preço para ensejar a restauração do equilíbrio contratual. Outra hipótese é aquela em que o fato impede definitivamente o particular de adimplir as obrigações. Impossibilitado de fazê-lo por motivo a que não deu causa, não pode ser por isso prejudicado, de modo que fará jus à indenização integral.**”*

Neste sentido é o parágrafo 5º do art. 65 da Lei 8.666/93:

*“Art. 65. Os contratos regidos por esta Lei poderão ser alterados, com as devidas justificativas, nos seguintes casos:*

*(...)*

*II - por acordo das partes:*

*(...)*

*d) para restabelecer a relação que as partes pactuaram inicialmente entre os encargos do contratado e a retribuição da administração para a justa remuneração da obra, serviço ou fornecimento, objetivando a manutenção do equilíbrio econômico-financeiro inicial do contrato, na hipótese de sobrevirem fatos imprevisíveis, ou previsíveis porém de consequências incalculáveis, retardadores ou impeditivos da execução do ajustado, ou, ainda, em caso de força maior, caso fortuito ou fato do príncipe, configurando álea econômica extraordinária e extracontratual.*

*(...)*

*§ 5º Quaisquer tributos ou encargos legais criados, alterados ou extintos, bem como a superveniência de disposições legais, quando ocorridas após a data da apresentação da proposta, de comprovada **repercussão nos preços** contratados, implicarão a revisão destes para mais ou para menos, conforme o caso.”*

No mesmo sentido, mais especificamente para concessões de serviço, assim prevê a Lei 8.987/95:

*Art. 9º A tarifa do serviço público concedido será fixada pelo preço da proposta vencedora da licitação e preservada pelas regras de revisão previstas nesta Lei, no edital e no contrato.*

(...)

*§ 3o Ressalvados os impostos sobre a renda, a criação, alteração ou extinção de quaisquer tributos ou encargos legais, após a apresentação da proposta, quando comprovado seu impacto, **implicará a revisão da tarifa**, para mais ou para menos, conforme o caso.*

*§ 4o Em havendo alteração unilateral do contrato que afete o seu inicial equilíbrio econômico-financeiro, **o poder concedente deverá restabelecê-lo, concomitantemente à alteração.***”

Conforme se pode observar dos dispositivos legais elencados, a recomposição da equação econômico-financeira somente pode se dar em pecúnia, mediante indenização ou revisão das tarifas. Não há previsão legal para recomposição da já mencionada equação por qualquer outra forma.

Assim, vale esclarecer que, em que pese a Lei 13.360/16 prever uma possibilidade de extensão do prazo da concessão, esta **somente poderá ocorrer no caso de atraso na implantação dos empreendimentos em razão de circunstâncias caracterizadas pela Aneel como excludentes de responsabilidade**, portanto, trata-se de situação completamente diferente da descrita na Consulta Pública em comento.

Ademais, importa dizer que a extensão do prazo das concessões não recompõe satisfatoriamente a equação econômico-financeira do contrato, vez que **deixa de atender à imprescindível recomposição do fluxo de caixa do concessionário**, reequilibrando, apenas, a componente econômica da equação. Desta forma, não há efetiva recomposição do equilíbrio financeiro.

**Diante de todo o exposto, cumpre registrar que consideramos que a proposta, tal como apresentada, confronta os Princípios da Segurança Jurídica, Estabilidade Regulatória, Razoabilidade e Proporcionalidade.** Ademais, caso o

Poder Concedente opte por prosseguir com a proposta em comento, certo é o desequilíbrio das relações jurídicas firmadas, **merecendo imediata revisão e recomposição em pecúnia**, tal como previsto na legislação sobre o tema. Além disso, **a recomposição do equilíbrio econômico-financeiro mediante a extensão do prazo da concessão não recompõe a equação sob a ótica financeira**, não possui previsão legal e poderá ensejar nova onda de judicialização do setor.

## **7     *Resumo das Contribuições***

**À luz de todo o exposto, considerando o conjunto apresentado de considerações de natureza histórica, regulatória, jurídica, econômica e técnica**, apresentamos a seguir o resumo de nossas contribuições:

- ✓     deve ser mantida a periodicidade das revisões ordinárias de garantias físicas;
- ✓     não deve ser promovida revisão “excepcional” (ou a que título for, de mesmo efeito) de garantias físicas proposta para o 1º trimestre de 2020, com início de validade dos valores revistos a partir de 2021;
- ✓     não deve haver alteração dos limites regulatórios de redução de garantias físicas, aplicáveis ao período entre duas revisões consecutivas (5%) e ao período total da concessão (10%);
- ✓     o conjunto de propostas, ou mesmo parte delas, não deve ser implementado mesmo em caráter voluntário;
- ✓     eventual implementação das propostas apresentadas, a despeito de todas as considerações contrárias ora expostas, deve ensejar reequilíbrio econômico-financeiro dos contratos de concessão / atos autorizativos afetados, sendo certo que extensão do prazo das concessões / autorizações não se constitui em meio legal e eficaz para tanto.

Entendemos, em suma, que discussões sobre garantias físicas devem ser promovidas em seu tempo oportuno, considerando critérios de priorização de pautas para o setor elétrico brasileiro e o prazo para a próxima revisão ordinária, a ocorrer em 2022, com início de vigência dos novos valores em 2023.

Por fim, e de forma absolutamente associada à presente discussão, a ABRAGE manifesta e reitera sua inteira disposição para discussão e apresentação de contribuições a todas as frentes de trabalho no âmbito do Projeto de Modernização do Setor Elétrico tal como vimos procedendo, sem exceção, a todas elas.



Parecer Técnico e Regulatório incorporando  
uma visão geral de risco associado à revisão  
da Garantia Física de usinas despachadas  
centralizadamente conforme proposto na CP  
085 de 2019

**Preparado para**

**ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DAS EMPRESAS  
GERADORAS DE ENERGIA ELÉTRICA**



## RELATÓRIO

São Paulo, 09 de outubro de 2019

| Revisão | Data       | Resp. |
|---------|------------|-------|
| Rev. 00 | 03/10/2019 | RC    |
| Rev. 01 | 08/10/2019 | LASC  |
| Rev. 02 | 09/10/2019 | RC    |
| Rev. 03 | 14/10/2019 | CPG   |
| Rev. 04 | 15/10/2019 | DSR   |



## Sumário

|          |                                                                               |           |
|----------|-------------------------------------------------------------------------------|-----------|
| <b>1</b> | <b>INTRODUÇÃO .....</b>                                                       | <b>3</b>  |
| <b>2</b> | <b>ESCOPO E PRAZO.....</b>                                                    | <b>5</b>  |
| <b>3</b> | <b>MODERNIZAÇÃO DO MODELO DE MERCADO.....</b>                                 | <b>7</b>  |
| <b>4</b> | <b>CONTEXTO DA REVISÃO DE GARANTIA FÍSICA.....</b>                            | <b>13</b> |
| <b>5</b> | <b>ANÁLISE DO RISCO E VALOR DO NEGÓCIO DE GERAÇÃO .....</b>                   | <b>17</b> |
| 5.1      | CONTEXTUALIZAÇÃO .....                                                        | 17        |
| 5.2      | MODELO PARA ANÁLISE DE RISCO.....                                             | 19        |
| 5.3      | PREMISSAS.....                                                                | 21        |
| 5.3.1    | ..... <i>Cenários avaliados</i>                                               | 21        |
| 5.3.2    | ..... <i>Premissas e parâmetros para o modelo MRTS de gestão de portfólio</i> | 22        |
| 5.3.3    | ..... <i>Resultados</i>                                                       | 23        |
| 5.3.4    | ..... <i>Sumário da Análise</i>                                               | 27        |
| <b>6</b> | <b>LINHAS GERAIS DE UMA PROPOSTA DE MEDIDA ALTERNATIVA.....</b>               | <b>28</b> |
| 6.1      | CONSIDERAÇÕES GERAIS .....                                                    | 28        |
| 6.2      | PROPOSTA ALTERNATIVA .....                                                    | 28        |
| <b>7</b> | <b>PRINCÍPIOS (PORTARIA MME 086/GM DE 14/03/2018) .....</b>                   | <b>29</b> |
| <b>8</b> | <b>CONCLUSÕES E RECOMENDAÇÕES .....</b>                                       | <b>31</b> |
| <b>9</b> | <b>EQUIPE DA MRTS RESPONSÁVEL PELO TRABALHO .....</b>                         | <b>32</b> |

# 1 Introdução

Através da portaria ministerial número 346 de 10 de setembro de 2019, publicada no diário oficial da união de 13 de setembro de 2019, o Ministério de Minas e Energia disponibilizou para consulta pública, a Nota Técnica EPE-DEE-RE-046/2019-r2 datada do mesmo dia 10 de setembro de 2019.

A portaria estabelece, em seu artigo 2º, o prazo de 30 dias, contados a partir da data de sua publicação para o Ministério receber as contribuições de “aprimoramento da proposta contida na Nota Técnica”. Ao enfatizar que as contribuições são para aprimoramento da proposta contida na Nota Técnica, o escopo das contribuições fica restrito ao apresentado nos documentos disponibilizados, não se abrindo espaço para uma avaliação mais ampla do tema. Do ponto de vista formal, qualquer contribuição que avance sobre o que não estiver estritamente contido na Nota Técnica, pode não ser considerado pelo Ministério no âmbito dessa Consulta Pública.

O objeto da Nota Técnica 046 é a revisão da Garantia Física de energia das usinas despachadas centralizadamente, enfatizando que se trata de contribuições sobre medidas de curto prazo, ou seja, o objetivo é estabelecer procedimentos técnicos e reavaliar a regulamentação do tema em curto prazo, visando a implementação dos aprimoramentos em reduzido decurso de prazo.

A Nota Técnica apresenta uma relação de diretrizes definidas pelo Ministério de Minas e Energia, que tem como rebatimento a proposta de utilização dos critérios de suprimento revisados pelo grupo de trabalho de modernização do setor elétrico e a promoção de revisões periódicas nos valores de Garantia Física dos empreendimentos hidrelétricos e termelétricos despachados centralizadamente, sem a observância dos limites de redução de 10% para todo o período de concessão (ou autorização, no caso de usinas termelétricas) e, também, sem limitar em 5% a redução máxima de Garantia Física das usinas em cada revisão.

Sob o argumento de promover a compatibilização dos valores de Garantia Física à realidade operativa do sistema e à alteração da matriz de energia elétrica que o setor elétrico vem experimentando, a Nota Técnica apresenta a ideia de revisões periódicas, em período anual, na Garantia Física das usinas despachadas centralizadamente.

A revisão periódica da Garantia Física das usinas, no âmbito de premissas defendido pela CP MME 085 / 2019, incorpora sinais com elevado conteúdo conjuntural, como a utilização de base de dados atualizada periodicamente e consideração das sucessivas alterações nas condições operativas do sistema, muitas vezes originando alterações de configuração do parque gerador que afetam a avaliação de cálculo do parâmetro estrutural representado pela Garantia Física das usinas.

Por conseguinte, a revisão periódica da Garantia Física sinaliza, como consequência indiscutível, a introdução de importante e imprevisível componente conjuntural em um parâmetro tido historicamente como estrutural e estável, dentro dos limites pré-estabelecidos. Cabe pontuar, por oportuno, que a estabilidade e conteúdo estrutural da Garantia Física tem servido de âncora para a estruturação financeira dos projetos de geração componentes do plano de expansão de investimentos de longo prazo no setor elétrico brasileiro.

A proposta de revisão da Garantia Física contida na Consulta Pública 085 representa, portanto, potencial de impacto relevante e estrutural no critério e metodologia de cálculo da Garantia Física de um empreendimento de geração, com consequente alteração substancial no ambiente técnico, regulatório, comercial, econômico e financeiro do setor elétrico, remetendo, em última análise, a uma elevada possibilidade de suscitar embates judiciais em torno do tema.

Essa interferência é, ao menos implicitamente, reconhecida na documentação que o Poder Concedente disponibilizou para a Consulta Pública 085 / 2019, tanto assim que nas conclusões da Nota Técnica levanta-se a hipótese de compensação financeira às usinas afetadas pela revisão.

Esses elementos são nitidamente suficientes para justificar que o tema seja avaliado com profundidade, sob seus mais diversos aspectos, de tal forma que se possa fundamentar uma contribuição à Consulta Pública capaz de nortear adequadamente o encaminhamento do tema.

## 2 Escopo e prazo

A consulta pública em tela foi divulgada ao público pelo Gabinete do Ministério das Minas e Energia através da publicação da Portaria 346 de 10 de setembro de 2019 no Diário Oficial da União de 13 de setembro de 2019, datada de 10, recebendo o número 85 dentro do conjunto de Consultas abertas pelo Ministério das Minas e Energia.

A portaria refere o art. 1º da lei 9478 de 6 de agosto de 1997, o art. 31º parágrafo 1º da lei 9784 de 29 de janeiro de 1999, o art. 18º do decreto 9830 de 10 de junho de 2019 e o que consta no processo 48360.000243/2019-01 para divulgar para Consulta Pública, a Nota Técnica nº EPE-DEE-RE-046/2019-r1, intitulada “Revisão da Garantia Física de Energia das Usinas Despachadas Centralizadamente – Contribuições Sobre Medidas de Curto Prazo”.

O normativo referido na portaria diz respeito aos princípios e objetivos da política energética Nacional, onde se destaca por exemplo, a atração aos investimentos em produção de energia e no respaldo formal à abertura de Consulta Pública por parte de autoridade administrativa antes da edição de atos normativos.

Saliente-se que o escopo das contribuições esperadas pelo Ministério é restrito ao conteúdo da Nota Técnica, uma vez que a portaria coloca textualmente: “... contribuições dos interessados para o aprimoramento da proposta contida na Nota Técnica...”.

Uma análise detida do texto da referida Portaria leva à conclusão de que o Ministério espera uma contribuição restrita ao texto contido na Nota Técnica, quando mais razoável seria que o Poder Concedente, diante da relevância do tema e tendo em vista a diretriz nº 3, “*transparência e participação da sociedade nos atos praticados*”, que está estampada na Portaria MME 086/GM de 14/03/2018, propugnasse ampliar o debate e abrisse discussão com foco ampliado, abrangendo o contexto geral da revisão de Garantia Física dos empreendimentos despachados centralizadamente.

A avaliação preliminar dos documentos colocados em consulta, a iniciar-se pelo próprio título da Nota Técnica disponibilizada, onde estão explícitos os termos: “*Medidas para ações de curto prazo*”, transparecem a ideia de que o Ministério deseja que medidas sejam tomadas em curto decurso de prazo, ou seja, que os critérios e o processo de revisão das Garantias Físicas dos empreendimentos despachados centralizadamente sejam submetidas a alterações estruturais em um reduzido espaço de tempo.

Não é difícil concluir-se que a expectativa de adoção de medidas de curto prazo, associada ao curto prazo disponibilizado para elaboração das contribuições por parte da sociedade em geral e dos interessados em particular, não tem como objetivo uma análise estruturada das ações que se pretende tomar para interferir-se no processo de revisão da Garantia Física dos empreendimentos, extraindo-se assunto tão relevante, para uma análise e tomada de decisão em separado, do contexto de perspectivas de mudanças estruturais para o desenho do mercado de energia elétrica no Brasil, as quais estão sendo conduzidas pelo próprio Ministério das Minas e Energia, sob a perspectiva de modernização do setor elétrico.

Avaliando-se a abrangência, complexidade e grau do impacto que as definições em torno dessa Consulta Pública 085 podem causar, é prudente que nas manifestações e interações com os órgãos competentes, destaque-se a necessidade de que o escopo da Consulta Pública seja ampliado para coletar contribuições sobre todos os aspectos afetos à revisão da Garantia Física dos empreendimentos, não limitando essas contribuições ao que está contido nos termos da Nota Técnica disponibilizada, mas remetendo a discussão a uma abrangência mais estrutural, disponibilizando para isso, um prazo de contribuição amplificado, onde interações intermediárias com as instituições setoriais, particularmente o Ministério e a Aneel, contribuiriam com a assertividade do processo, com a ampliação de participação da sociedade e das partes interessadas diretamente no assunto, favorecendo a convergência para soluções melhor estruturadas e decisões mais abrangentes e consistentes sobre o tema.

### **3 Modernização do modelo de mercado**

Em 2017 o governo brasileiro deu início às discussões de modernização do setor elétrico brasileiro através da abertura da Consulta Pública nº 33, onde se identifica a necessidade de atuação nas mais diferentes frentes das atividades no setor elétrico, na busca de aprimoramentos do desenho de mercado de energia elétrica brasileiro, o qual deverá endereçar da melhor forma, os atuais e os futuros desafios para o setor.

O tratamento conjunto das várias frentes de aprimoramento demonstra o objetivo de manter a coerência dos ajustes necessários e das ações a serem tomadas, contribuindo para a visão estrutural das reformas, embora encadeadas no tempo, a formatação de um projeto dessa envergadura deve manter a coerência entre as diversas frentes de atuação e pautar as propostas de intervenção em um todo coerente das diretrizes gerais que norteiam as reformas propostas.

Embora de uma forma dissociada, mas complementar, dos diagnósticos levantados e encaminhamentos sugeridos na CP 33, o atual governo, representado pelo Ministério das Minas e Energia, reconheceu a necessidade de se proceder a avanços no modelo de mercado do setor elétrico, tanto que para reorganizar, consolidar e dar nova forma e encaminhamento ao diagnóstico feito à época, constituiu grupos de trabalho através da publicação da Portaria MME nº 187 em 4 de abril de 2019, para atuarem e darem soluções nas seguintes frentes:

- I - Ambiente de mercado e mecanismos de viabilização da expansão do Sistema Elétrico;
- II - Mecanismos de formação de preços;
- III - Racionalização de encargos e subsídios;
- IV - Mecanismo de Realocação de Energia - MRE;
- V - Alocação de custos e riscos;
- VI - Inserção das novas tecnologias; e
- VII - Sustentabilidade dos serviços de distribuição.

Para as frentes elencadas acima, que englobam temas sob intensa discussão hoje no setor elétrico, como a separação entre lastro e energia, ampliação do mercado livre, mecanismos de formação de preços, critérios de confiabilidade, dentre outros, os grupos deveriam (i) apresentar diagnóstico geral com propostas de aprimoramentos, (ii) propor diretrizes de políticas energéticas, (iii) estabelecer regras de transição e (iv) apresentar as propostas do novo marco regulatório já com as alterações necessárias em leis, decretos, portarias e resoluções no prazo de 180 dias.

Destaca-se, contudo, que o prazo dado pelo próprio Ministério de Minas e Energia para a divulgação dos documentos produzidos pelos Grupos de Trabalho ao público é 29 de outubro de 2019, data posterior ao prazo final dado para o recebimento das contribuições da consulta pública aqui discutida.

Esse fato por si só, sem necessidade de observação do conteúdo e de discussão do mérito, demonstra a dissociação entre o propósito da Consulta Pública 085 e todo o conjunto de medidas para reformulação estrutural do modelo do setor elétrico, objeto de estudo no âmbito dos grupos de trabalho para modernização setor elétrico. Conforme apontado pela própria nota técnica apresentada no momento da abertura da consulta pública aqui em discussão, a Garantia Física de Energia (GFE), apesar de ser uma grandeza de caráter estrutural, pode sofrer variações em virtude da alteração nos dados de entrada dos modelos computacionais utilizados nos cálculos, evolução na matriz elétrica, parâmetros utilizados nos modelos computacionais, parâmetros econômicos, mecanismos de aversão a risco e dos próprios parâmetros técnicos e econômicos das usinas.

Questiona-se, portanto, a razoabilidade do ponto de vista temporal da presente proposta de alteração de critérios de revisão de Garantia Física, uma vez que diversos pontos elencados na referida nota técnica continuam sob discussão, alguns ainda com consulta pública em aberto, como é o caso da separação entre o lastro e a energia.

Cita-se como exemplo, a questão dos critérios de garantia de suprimento, objeto da Consulta Pública nº80 do MME. Conforme estabelecido pelo Art. 2º da resolução nº1 de 18/11/2004 do Conselho Nacional de Pesquisa Energética (CNPE), o critério de garantia de suprimento para SIN era tal que o risco de qualquer insuficiência da oferta de energia elétrica não poderia exceder a 5% em cada um dos subsistemas.

Além disso, o Conselho Nacional de Política Energética - CNPE na resolução nº 9 de julho de 2008 estabeleceu que o critério de cálculo das Garantias Físicas de novos empreendimentos de geração adotasse a igualdade entre Custo Marginal de Operação – CMO e o Custo Marginal de Expansão – CME utilizado no processo de otimização da expansão da oferta, respeitando cumulativamente, o limite de risco de 5% de probabilidade de déficit, estabelecido em 2004, como forma de compatibilizar o processo de cálculo de Garantia Física com o planejamento de expansão da geração.

Observa-se, portanto, que os critérios de garantia de suprimento estrutural de longo prazo são peças fundamentais no cálculo da Garantia Física. Inclusive, o relatório inicial apresentado pelo grupo temático de Critérios de Garantia de Suprimento, em julho de 2019, pontua o cálculo de Garantia Física como um dos motivadores da discussão, conforme segue:

“Para contribuir nesse processo de revisão, o objetivo deste relatório é apresentar uma análise conceitual dos critérios de garantia de suprimento para aplicação nos processos relacionados ao planejamento da expansão, planejamento da operação e cálculo de Garantia Física de energia (GF), visando apresentar alternativas para uma possível revisão.”

Destaca-se, contudo, que nenhuma proposta final foi apresentada que pudesse subsidiar as discussões da Consulta Pública nº 85, a qual prevê a utilização destes novos critérios de garantia de suprimento na revisão excepcional e periódica das Garantias Físicas de usinas despachadas centralizadamente.

Tal fato limita o poder de avaliação dos agentes frente às mudanças propostas na Consulta Pública 085 e a necessária condição para se propor medidas que enderecem o reequilíbrio econômico-financeiro de seus contratos e que possam resguardar a estabilidade jurídico-regulatória prevista dos mesmos, caso passem a se sujeitar a revisões conforme proposto na Consulta Pública.

Ainda dentro do contexto de endereçamento do equilíbrio econômico-financeiro dos contratos, questiona-se o papel que a separação dos produtos lastro e energia poderia desempenhar e que não pode ser mensurada no contexto da presente proposta, uma vez que a discussão sobre o tema ainda continua em aberto.

Sabe-se que a separação entre lastro e energia associada à adoção de preços horários permitirá aos geradores hidrelétricos com capacidade de regularização de seus reservatórios, a comercialização de produtos como atendimento em momentos de pico de demanda e a requisitos de flexibilidade.

Desde que a precificação dos atributos das fontes seja implementada adequadamente, possíveis receitas advindas da comercialização desses novos produtos, e que não foram previstas no momento de comercialização dos contratos de longo prazo dos geradores, podem contribuir como parte da solução para o endereçamento do reequilíbrio econômico-financeiro, possibilitando assim uma menor oneração do consumidor.

Relegar essa discussão a segundo plano, conforme está ocorrendo no texto da Nota Técnica da Consulta Pública 085, significa abrir mão de analisar os potenciais mecanismos que podem contribuir na evolução do processo de revisão da Garantia Física, reduzindo-se os impactos indesejáveis inerentes à revisão.

Assim como a separação dos produtos lastro e energia pode compensar parte dos impactos negativos que podem surgir da revisão das Garantias Físicas, outras soluções, de outras frentes de evolução, podem advir do novo desenho de mercado proposto que está sob discussão no âmbito da modernização do setor elétrico. Assim como, em uma interrelação relevante, o próprio critério de cálculo e revisão da Garantia Física deve passar por adaptações que o adequem ao marco regulatório e legal proposto para o setor elétrico.

A revisão das Garantias Físicas para empreendimentos hidrelétricos está estabelecida no art. 21, Parágrafo 4º do Decreto nº 2655, de 02 de julho de 1998, em duas modalidades: ordinariamente, a cada cinco anos, e extraordinariamente, na ocorrência de fatos relevantes.



Do ponto de vista técnico-econômico, a periodicidade vigente, com prazo mínimo de 5 anos entre cada revisão, confere maior previsibilidade de recebíveis aos investidores, facilitando assim a viabilização de novos projetos, o que também impacta no preço para o consumidor final, da energia gerada por esses novos empreendimentos.

Uma revisão anual de GF eleva o risco do gerador e consequentemente eleva a percepção de risco das instituições que financiam os investimentos no setor elétrico, elevando o custo financeiro dos empreendimentos, pois traz incerteza sobre a variável quantidade de seu contrato.

No momento de realização do investimento, o gerador contava com um certo risco pela potencial redução da Garantia Física a cada cinco anos, podendo inserir tal risco na avaliação econômico-financeira do projeto, internalizando-o e adequando o preço de remuneração do seu investimento. Com base nessa premissa, cada empreendedor estabelece a estrutura contratual que melhor se adapte ao seu perfil.

No momento em que se altera esse critério, reduzindo a periodicidade das revisões e permitindo qualquer percentual de redução, eleva-se o risco do gerador de maneira individualizada. Considerando que existem geradores que possam vir a ganhar com as mudanças propostas e outros que terão impacto negativo em seus fluxos financeiros, há um significativo potencial de que os geradores que se sintam prejudicados com a mudança, acabem por procurar meios judiciais para tratar a questão, o que elevaria a incerteza regulatória do sistema elétrico como um todo.

Destaca-se que a mudança da periodicidade de revisões de quinquenal para anual, quando do ponto de vista de análise de fluxo de caixa, acaba por elevar o custo dos investimentos, dado que as reduções de Garantia Física poderiam ocorrer num futuro mais próximo do que anteriormente previsto, penalizando os fluxos de caixa mais imediatos, que tem maior peso no cálculo do valor presente de um investimento.

Do ponto de vista financeiro, quanto mais cedo a redução da Garantia Física ocorrer, pior para análise de investimentos, uma vez que o potencial impacto é considerado em valor presente, considerando-se o fluxo de caixa descontado a uma dada taxa de atualização.

Dada a elevação da incerteza com relação à variável quantidade dos CCEARs, tendo por base a proposta da NT, acabará por se elevar a percepção de risco do investidor com relação a investimentos em geração de energia elétrica no Brasil, levando os projetos a exigirem preços mais elevados para remunerar o investimento como um todo.

Do ponto de vista da expansão, foco principal da análise da Garantia Física dos empreendimentos, as medidas propostas terão o efeito adverso de onerar ainda mais o investidor de menor porte, mais suscetível à variação de percepção de risco dos agentes de financiamento. O impacto poderá, inclusive, ser observado nos leilões de energia existente, já que a variável quantidade também poderá variar, para usinas já em operação, ao longo do período de venda do contrato, pressionando os preços da energia vendida nesses leilões.

A reforçar a visão de que a revisão de Garantia Física não pode ser apartada do contexto das expectativas de mudança no modelo de mercado de energia elétrica no Brasil e receber tratamento específico e de curto prazo, encontra-se a amplitude dos temas que estão sendo discutidos no âmbito dos Grupos de Trabalho para modernização do setor elétrico brasileiro.

Dentre esses temas destaca-se a “Separação entre Lastro e Energia”. 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, vislumbra-se a separação entre o lastro e a energia das usinas.

Reiteradamente o Operador Nacional do Sistema – ONS destaca a necessidade de se dispor de reserva de potência para garantir a estabilidade e a confiabilidade do sistema no atendimento à curva de carga.

Esse sinal de escassez de disponibilidade das usinas no horário da demanda máxima da curva de carga, deveria ensejar, diante da oportunidade de revisão ordinária da garantia física de energia das usinas prevista para até o final de 2023, um debate mais aprofundado para se propor ações com embasamento sólido, para remunerar adequadamente as fontes de geração que contribuem para tornar o sistema mais seguro, para além da capacidade de produção contínua de energia nessas usinas.

Uma proposta de alteração regulatória como a discutida nessa Consulta Pública deve ter em seu nascedouro, uma análise geral e mais completa do problema que se quer resolver, sob pena de gerar efeitos colaterais capazes de suplantar os benefícios pretendidos com os avanços esperados.

A condição de suprimento da carga, com a qual se associa a Garantia Física dos empreendimentos de geração, tem uma componente de atendimento à demanda máxima do sistema que deveria ser endereçada no âmbito de uma proposta de alteração regulatória da envergadura da debatida dessa Consulta Pública 085.

Não se pode destacar um assunto relevante como esse do contexto geral do desenho de mercado sem o comprometimento das soluções e propostas estruturais esperadas para a modernização do setor elétrico como um todo.

Tratar a revisão de Garantia Física à margem dos assuntos debatidos e das propostas estruturais que estão sendo construídas no processo de reformulação setorial significa comprometer a integridade do desenho de mercado esperado com os debates nos grupos de trabalho para propostas de modernização do setor elétrico.

A Consulta Pública número 83/2019, sobre a separação do lastro e energia, tem prazo previsto para recebimento de contribuições até o dia 25/10/2019, posterior portanto, ao prazo previsto para recebimento de contribuições na Consulta Pública 85, sobre a revisão das Garantias Físicas, prevista para dia 13/10/2019.

Para além do assunto destacado de separação do lastro e energia, há outros temas em debate que apresentam potencial de choque do futuro do setor elétrico com medidas de curto prazo para revisão da Garantia Física das usinas despachadas centralizadamente. Destaca-se por exemplo, que um dos princípios norteadores da criação dos grupos de trabalho de modernização setorial diz respeito à identificação de que na atual estrutura do mercado encontra-se a indesejável *“Gestão centralizada de riscos e riscos alocados sem os correspondentes instrumentos para sua gestão, a partir de decisões sem adequada informação (o que pode causar ineficiência econômica e insegurança jurídica, e, por vezes, injustiça distributiva)”*<sup>1</sup>.

**Recomenda-se que a proposta de revisão de garantia física conforme apresentada no escopo da Consulta Pública 85 seja reformulada e inserida no contexto de valoração de atributos das fontes de geração com diferentes características, em complemento à capacidade de geração de energia controlável que as usinas despachadas centralizadamente proporcionam no complexo problema de operação do sistema interligado nacional.**

---

<sup>1</sup> Texto extraído de consulta ao site do MME em 02/10/2019  
<http://www.mme.gov.br/web/guest/modernizacao-do-setor-eletrico/introducao.jsessionid=5B8E3493EB41C705D9EBA5684F0CFC68.srv154>

## 4 Contexto da revisão de Garantia Física

Para uma análise da regulação e legislação do contexto em que se insere a revisão de Garantia Física de um empreendimento, os seguintes pontos são avaliados:

Em 27 de maio de 1998, a Lei nº 9.648 permitiu a livre negociação da compra e venda de energia elétrica entre concessionários, permissionários e autorizados. Com o intuito de regulamentá-la, o decreto nº 2.655, foi publicado em 2 de julho de 1998, o qual trata, dentre outros temas, sobre a revisão ordinária de Garantias Físicas. Conforme definido em seu Art. 21, descrito a seguir:

*“Art. 21. A cada usina hidrelétrica corresponderá um montante de energia assegurada, mediante mecanismo de compensação da energia efetivamente gerada.*

*...*

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

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

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

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

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

Destaca-se que o termo ‘energia assegurada’ utilizado no decreto supracitado se refere à Garantia Física de energia, em razão do decreto nº 5.163 de 30 de julho de 2004. Além disso, é importante destacar que algumas usinas hidrelétricas já haviam sofrido redução de garantia física, através da Resolução ANEEL nº 453 de 1998, que homologou novos valores de energia assegurada para algumas usinas em período posterior a 2002.

O Decreto nº 2.655 de 1998 define que a periodicidade das revisões ordinárias de Garantia Física é de cinco anos, ou no caso de ocorrência de fato relevante, os valores poderiam ser revisados em caráter extraordinário. Além disso, o decreto define também o limite de redução em cinco por cento do valor homologado na última revisão e limita em dez por cento a redução com relação à garantia física original do empreendimento.

Adicionalmente, a Lei nº 10.848/2004 confere ao Conselho Nacional de Política Energética (CNPE) a autoridade para definir os critérios gerais de garantia de suprimento que deverão ser considerados no cálculo das garantias físicas:

*“§ 7º Com vistas em assegurar o adequado equilíbrio entre confiabilidade de fornecimento e modicidade de tarifas e preços, o Conselho Nacional de Política Energética – CNPE proporá critérios gerais de garantia de suprimento, a serem considerados no cálculo das energias asseguradas e em outros respaldos físicos para a contratação de energia elétrica, incluindo importação.”*

O Decreto nº 5.163, de 30 de julho de 2004, que regulamenta a Lei nº 10.848/2004 estabelece a regra que define que os empreendimentos de geração devem dispor de lastro de Garantia Física para comercializar sua energia, seja no Ambiente de Contratação Regulado - ACR ou no Ambiente de Contratação Livre - ACL, concedendo ao MME a autoridade para definição dos procedimentos e metodologias para realização do cálculo a ser realizado pela EPE, dado os critérios de suprimento definidos pelo CNPE:

*“Art. 4º O Conselho Nacional de Política Energética - CNPE deverá propor critérios gerais de garantia de suprimento, com vistas a assegurar o adequado equilíbrio entre confiabilidade de fornecimento e modicidade de tarifas e preços.*

*§ 1º O Ministério de Minas e Energia, mediante critérios de garantia de suprimento propostos pelo CNPE, disciplinará a forma de cálculo da garantia física dos empreendimentos de geração, a ser efetuado pela Empresa de Pesquisa Energética - EPE, mediante critérios gerais de garantia de suprimento.”*

Entre os anos 2004 e 2008, a forma de cálculo das Garantias Físicas respeitou o estabelecido pela Portaria MME nº 303, de 18 de novembro de 2004 e na Resolução CNPE nº 1, de 17 de novembro de 2004, a qual definiu que o critério geral de garantia de suprimento seria baseado no risco explícito da insuficiência da oferta de energia.

Em 28 de julho de 2008, a Portaria MME nº 258 foi assinada, definindo a metodologia para o cálculo de Garantia Física dos novos empreendimentos de geração de energia elétrica do Sistema Interligado Nacional - SIN, considerando o novo critério de suprimento definido pelo CNPE na Resolução CNPE nº 9, de 28 de julho de 2008, o qual estabelece como critério de garantia de suprimento, além do limite de 5% para a probabilidade de ocorrência de qualquer déficit, adicionalmente, a igualdade entre o Custo Marginal de Operação (CMO) e o Custo Marginal de Expansão (CME).

A avaliação da igualdade entre o CME e o CMO, bem como da análise de risco de déficit limitado em 5%, conforme estabelecido na resolução do CNPE sobre critério de suprimento, que condiciona o cálculo da Garantia Física, é feita a partir da análise estrutural, aplicando-se a simulação dos modelos computacionais empregados pelo setor elétrico, para um horizonte a partir do quinto ano a frente.

Esse critério e essa metodologia, como não podia ser diferente, não guardam qualquer correlação com as condições conjunturais de curto prazo que condicionam a operação do sistema. As soluções de operação no curto prazo são dadas pelo planejamento da operação do sistema, trabalho conduzido pelo Operador Nacional do Sistema – ONS.

Em 4 de maio de 2017, a Portaria MME nº 178 foi publicada estabelecendo os novos valores de Garantia Física de energia das usinas hidrelétricas despachadas centralizadamente, após a realização da Revisão Ordinária de Garantia Física aos moldes da legislação supracitada.

Não há regramento explícito na regulamentação sobre o tratamento a ser dado para a energia associada além do limite de redução estabelecido. Em todo processo de revisão da Garantia Física, origina-se uma diferença, sem nenhum tratamento, entre a redução esperada para o conjunto das usinas e a redução efetivada na prática.

O mesmo não acontece para as situações em que há aumento da Garantia Física, já que na hipótese do aumento, a variação é aplicada integralmente, sem limitação regulamentar ou legal.

Na revisão de Garantia Física elaborada em 2004, estabelecida pela Portaria MME nº 303/2004, a redução de Garantia Física de 430 MWmed foi integralmente alocada na usina hidrelétrica de Itaipu. Essa energia corresponde ao total de variação no bloco hídrico apresentada nas simulações de convergência do modelo de otimização de operação de longo prazo utilizado à época e a revisão da Garantia Física da usina Itaipu entrou em vigor a partir de janeiro de 2008.

Não se espera que se repitam soluções dessa natureza, onde uma única usina do sistema arque com toda a redução de Garantia Física do sistema, uma vez que próximo do final de período de vigência do acordo bilateral de Itaipu, há incerteza sobre o tratamento que será dado à usina ao final do referido acordo, elevando-se o risco regulatório da usina ser eleita como empreendimento onde se feche o balanço para acomodar a redução de Garantia Física do sistema como um todo.

Na revisão ordinária de Garantia Física elaborada em 2017, publicada no Diário Oficial da União (DOU) do dia 04 de maio de 2017, através da Portaria MME nº 178, o trabalho foi conduzido por um grupo de trabalho coordenado pelo MME, o grupo de trabalho foi instituído pela Portaria MME nº 681, de 30 de dezembro de 2014.

Os valores atualizados da Garantia Física das usinas, objeto da revisão ordinária de 2017, tiveram vigência a partir de janeiro de 2018. Durante o período entre 2015 e 2017, o grupo de trabalho, que contou com participação efetiva dos agentes de mercado envolvidos no tema, realizou diversas reuniões técnicas com os agentes setoriais e duas consultas públicas, nas quais foram recebidas sugestões de aperfeiçoamento ao trabalho desenvolvido, aprimorando-se assim, de forma transparente, o critério de cálculo e revisão da Garantia Física.

Conforme os resultados dessa revisão, onde foram aplicados os limites estabelecidos pelo decreto nº 2655, a Garantia Física das usinas passíveis de revisão passou de 40.699,4 MWm para 39.382,3 MWm, uma redução efetivada de 1.317,1 MWm.

Se não houvesse limite para a redução, a Garantia Física dessas usinas teria se reduzido de 40.699,4 MWm para 38.203,9 MWm, que representaria uma redução de 2.495,5 MWm. Significa dizer que, para não infringir os limites estabelecidos no decreto, não se aplicou uma redução adicional de 1.178,4 MWm. Esse é, portanto, o montante de desajuste entre a Garantia Física vigente das usinas e a condição de atendimento preconizada pelo CNPE.

**Recomenda-se que para o contexto dessa revisão de Garantia Física, aliado ao contexto da modernização do setor, o Ministério das Minas e Energia estabeleça um grupo de trabalho para tratar o tema, onde serão definidos os ajustes nos critérios, atualização dos dados e definição dos parâmetros para cálculo e revisão da Garantia Física. Se a ampliação do debate sobre o tema se justificava em 2017, com mais razão se justifica para a revisão ordinária de 2023, dadas as potenciais mudanças no modelo de mercado do setor elétrico que estão sendo estudadas.**

## 5 Análise do risco e valor do negócio de geração

### 5.1 Contextualização

No processo de revisão da GF de Usinas despachadas centralizadamente, as alterações – para mais ou para menos, trazem impactos diretos no balanço contratual das empresas e, por consequência, no fluxo de caixa de suas operações. Por se tratar de um processo regulatório previsto, cujo regramento versa sobre a redução na GF de até 5% em cada revisão e de até 10% durante a concessão, os possíveis impactos devem ser considerados durante a tomada de decisão pelos agentes quanto à estrutura contratual que se adeque às suas percepções de risco, afetando dessa maneira, o planejamento comercial e o fluxo financeiro originado das operações, tanto do ponto de vista do retorno das atividades comerciais quanto de análise do investimento.

No caso de aumento da GF, a usina vivenciará uma situação contratual favorável, pois o lastro para a comercialização de energia aumentará, rebatendo em possibilidades de ganhos adicionais oriundos:

- i. *Da contratação adicional (venda) da parcela incrementada ao seu lastro; ou*
- ii. *Do maior “hedge” em relação ao risco de geração (exemplo: risco GSF para as UHEs), pois a folga entre o percentual contratado e o lastro aumentará.*

No caso de redução da GF, a usina enfrentará uma situação contratual desfavorável decorrente da diminuição de seu lastro para comercialização de energia, rebatendo em situações de:

- i. *Sobrecontratação. O volume originalmente alocado em contrato de venda<sup>2</sup> torna-se maior que o lastro, implicando na necessidade de compra de energia para recomposição de lastro; ou*
- ii. *Diminuição do “hedge” em relação ao risco de geração (risco GSF para as UHEs), pois a folga entre o percentual contratado e o lastro diminuirá.*

Das possíveis situações descritas acima, a redução da GF é a que mais impacta negativamente o agente gerador. Agrava este cenário o fato de que grande parte dos contratos de venda dos agentes, sobretudo no ACR, possuem prazos de vigência maiores do que o período da revisão quinquenal. Esta situação prolonga os efeitos dos impactos negativos no fluxo de caixa por um longo período, impactando diretamente a construção de valor da empresa. Na hipótese de revisão da GF em patamares maiores daquele previsto na concepção inicial da operação (conforme regramento atual), os reflexos seriam ainda piores.

---

<sup>2</sup> Assumindo-se a premissa da inexistência de dispositivos contratuais para redução do volume contratado em razão de reduções na GF maiores do que o previsto na regulação como processo natural de revisão da GF ( $\pm 10\%$ ).



Na esteira desse raciocínio, apresenta-se a seguir um Estudo de Caso em que se busca aferir, para um caso hipotético de um gerador hidráulico, os impactos decorrentes de uma revisão na GF quinquenal maior do que o previsto de 5%.

Os preços da energia no mercado são afetados pelas condições de atendimento ao mercado, uma vez que em situações de maior escassez de energia, principalmente nas usinas hidrelétricas, representada pelas baixas hidrologias, há uma tendência de aumento nos preços e em situações mais favoráveis, a tendência de preço se inverte.

O principal aspecto que afeta a percepção de risco do mercado como um todo e, particularmente, de um agente que está sujeito à variação de Garantia Física de suas usinas, é a variabilidade possível no preço da energia. Uma medida dessa variabilidade é a dispersão esperada no preço, muitas vezes associada à volatilidade do preço da energia no mercado.

Não é objeto desse trabalho um aprofundamento teórico sobre os conceitos envolvendo a volatilidade do preço da energia elétrica no mercado brasileiro, particularmente do Preço das Liquidações das Diferenças – PLD, mas em rápidas palavras, apenas para contextualizar o assunto, existem variações esperadas nos sinais de preço que não podem ser consideradas como inexplicáveis, por exemplo, se para a mesma condição operativa, houver um aumento na carga, espera-se a elevação do preço da energia. Essa variação esperada é explicável e essa volatilidade está dentro do contexto da alteração no sinal de preço.

Entretanto, no sistema elétrico brasileiro, há situações em que a variação do preço não está explicitamente aliada a apenas um dos parâmetros relevantes para definir as condições operativas do sistema. De fato, considere-se, por exemplo, uma situação em que ocorra uma elevação da carga e, simultaneamente, aconteça uma elevação nas afluições aos reservatórios das usinas hidrelétricas, caracterizando uma situação em que, dada a complexidade operativa inerente ao sistema interligado brasileiro, se torna muito difícil prever-se se o preço terá tendência de crescimento, induzida pelo aumento da carga, ou tendência de redução, associada ao aumento da afluição. Em situações como essa, a volatilidade o PLD não tem uma explicação direta.

Para enfrentar essa questão, utiliza-se dos cenários possíveis de preço, medindo-se a variabilidade, ou volatilidade, do preço de curto prazo através da medida de dispersão dos diversos cenários utilizados nas avaliações.

Para efeito de análise dos impactos da percepção de risco e impacto no valor do negócio, elaborou-se uma avaliação qualitativa do cenário esperado com a revisão de Garantia Física proposta na Consulta Pública 85 e procedeu-se a uma ilustração dessa avaliação qualitativa a partir da simulação de um estudo de caso hipotético, que indica a variação esperada na percepção de risco dos agentes de geração e impacto esperado no valor do negócio de geração no Brasil, caso os agentes estivessem sujeitos à redução de Garantia Física sem o limite de redução máxima de 5% e essa regra fosse aplicada à revisão realizada em 2017.

O presente estudo de caso objetiva ilustrar as avaliações qualitativas do impacto financeiro esperado em um Agente Gerador Hidráulico hipotético que tivesse a sua GF reduzida acima de 5% na última revisão quinquenal e, com efeito, teve o seu balanço contratual afetado.

Em complemento a essa alteração individual na GF da UHE, considera-se também as alterações que ocorreram nas demais usinas despacháveis, pois as alterações na GF do Sistema trazem rebatimentos na estimativa da energia a ser alocada via MRE.

Essa hipótese de alteração da Garantia Física individual e do sistema está embasada nos resultados apresentados na *“Revisão Ordinária de Garantia Física de Energia das Usinas Hidrelétricas”* (nº EPE-DEE-RE-016/2017-r2, de 26/04/2017), em que foi estimado a parcela da Garantia Física passível de ser ajustada nas usinas sem considerar os atuais fatores regulatórios limitantes.

As simulações apresentadas no Estudo de Caso são processadas com base em simulações do Modelo NEWAVE e com o suporte da ferramenta “Otimizador de Portfólio”, de propriedade da MRTS Consultoria. Este ferramental de otimização estocástica, dentre outras funcionalidades de gestão de carteira de contratos, visa otimizar as operações de contratação de energia de uma empresa, sob o binômio de risco e retorno, utilizando o CVaR como métrica de risco.

## **5.2 Modelo para Análise de Risco**

O ferramental “Otimizador de Portfólio” da MRTS permite análises complexas de gerenciamento de portfólio de contratos de energia de uma empresa (ex. geradora com um ou mais ativos, comercializadora, consumidor etc.) sob o binômio de risco e retorno.

Este ferramental possui como base central um modelo de otimização desenvolvido em linguagem de programação estocástica que, dentre outras funcionalidades de gestão de carteira de contratos, visa otimizar as operações de contratação de energia de uma empresa, sob o binômio de risco e retorno, utilizando o CVaR<sup>3</sup> como métrica de risco.

A otimização em programação estocástica permite avaliar problemas sob condições de incerteza. O estudo da tomada de decisão considerada ótima sob condições de incerteza se dá por meio da aplicação de técnicas de programação estocástica. Esta técnica viabiliza a modelagem de problemas com variáveis randômicas e a obtenção de soluções racionais, de interesse para o investidor.

---

<sup>3</sup> O CVaR pode ser definido como o valor esperado (média) dos resultados menores que o alfa-quantil da distribuição dos resultados, isso é, do VaR (*“Value-at-Risk”*). Assim, se todos os cenários forem equiprováveis, o CVaR é computado como a média dos Alfa% piores cenários, onde Alfa é o nível de confiança adotado. No estudo realizado foi adotado um alfa de 5% como nível de confiança e, portanto, o CVaR representa a média dos 5% piores cenários de retornos anuais.

O modelo aplicado no estudo de caso tem como objetivo auxiliar o agente gerador na definição de sua estratégia ótima de contratação, tendo como base a política de gerenciamento de risco adotada pela empresa e considerando os principais condicionantes para sua tomada de decisão, tais como: características dos contratos candidatos para compra e venda, portfólio contratual existente ao longo do horizonte de planejamento, balanço energético e projeções de geração e PLD.

Em linhas gerais, o modelo busca definir a alocação ótima de energia nos contratos pertencentes a um portfólio candidato, de forma a encontrar a solução que maximize a função convexa formada pela Receita Esperada e o CVaR, ponderados pelo nível de aversão ao risco do agente gerador.

As fontes de incerteza no modelo estão atreladas aos cenários futuros de PLD e de geração que, no caso de usinas hidráulicas, refere-se aos cenários de alocação de energia em razão das projeções de geração e Garantia Física do MRE.

A estrutura do modelo permite a inserção de contratos existentes ou futuros no portfólio da empresa, de forma a possibilitar a simulação da situação contratual do agente gerador, estando este sob as mais diversas configurações ao longo do horizonte de estudo.

A Figura 1 ilustra o conceito geral do modelo para o agente gerador; as informações de entrada são inseridas em planilha do MS-Excel, a programação realizada em linguagem “Mosel” e o modelo otimizado pelo programa computacional “Xpress”<sup>4</sup> da FICO. Para detalhamento do modelo ver Camargo (2015)<sup>5</sup>.

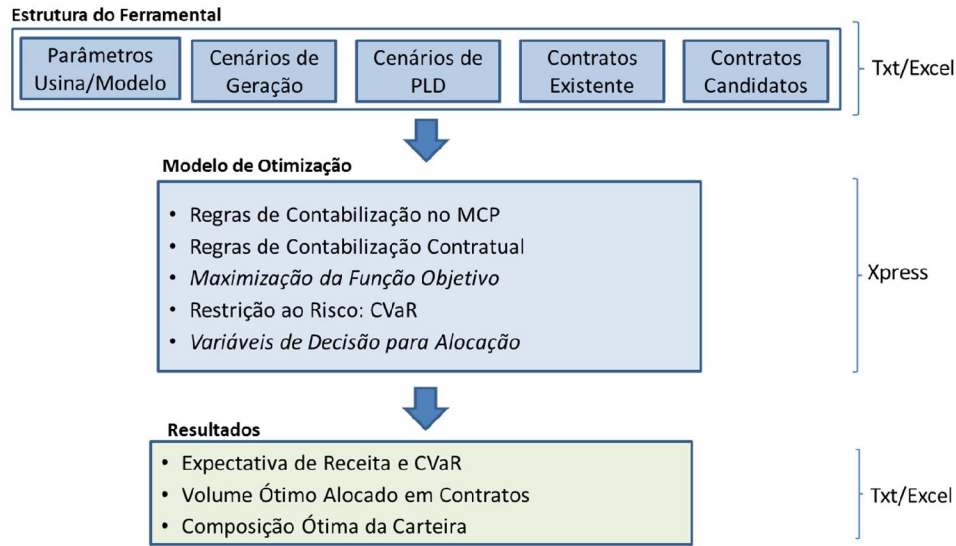
O modelo requer a definição dos seguintes dados de entrada: nível de confiança para o CVaR; nível da aversão ao risco (trade-off entre expectativa de receita e CVaR); cenarização da projeção de PLD e de geração; garantia física total do parque gerador; contratos existentes (volume, perfil de entrega, preço e prazo); contratos candidatos (perfil de entrega, preço, prazo e volume máximo).

Os cenários com as projeções de PLD e geração do sistema são oriundos do deck do Newave. O ‘fator MRE’ (ou GSF – “*Generation Scaling Factor*”) é calculado pela divisão entre a geração total do sistema (por cenário) e a projeção da expansão da garantia física (GF) total do sistema no horizonte, representado percentualmente o quanto a geração total do grupo ficou acima (fator acima de 100%) ou abaixo (fator abaixo de 100%) da GF do sistema. A multiplicação do fator MRE pela garantia física da usina hidráulica (UHE ou PCH) participante do mecanismo determina o valor da alocação de energia dessa usina para o cenário em questão.

---

<sup>4</sup> Conferir <[www.fico.com](http://www.fico.com)>.

<sup>5</sup> CAMARGO, L. A. S. *Estratégias de comercialização e investimento, com ênfase em energias renováveis, suportadas por modelos de otimização especializados para avaliação estocástica de risco x retorno*. 2015. 223p. Tese (Doutorado em Engenharia) - Escola Politécnica da Universidade de São Paulo. Dep. de Engenharia de Energia e Automação Elétricas, São Paulo, 2015.



**Figura 1. Visão Geral do Modelo de Otimização**

O lastro disponível para comercialização é limitado neste caso pela garantia física total do parque gerador, composto por uma ou mais usinas.

Com as informações de entrada configuradas, o modelo de otimização é processado, auferindo-se como saída os resultados financeiros (Expectativa de Receita e CVaR) da carteira e o volume ótimo alocado em cada contrato candidato selecionado.

As usinas do portfólio seguem as regras usuais de comercialização quanto aos critérios sobre os montantes gerados e contratados e a contabilização das diferenças ao valor de PLD (exposição ao MCP).

## 5.3 Premissas

### 5.3.1 Cenários avaliados

Considerando-se a revisão ordinária, prevista e realizada em 2017, nota-se que um montante de 1.178,4 MWm seriam reduzidos da garantia física das usinas, em adição aos 1.317,1 MWm que efetivamente foram reduzidos do conjunto de usinas sujeitas à revisão naquela ocasião.

Se a redução total, incluindo os 1.178,4 MWm, tivessem sido aplicados efetivamente, teria ocorrido um sinal de expansão do parque gerador, através de contratação de expansão adicional do sistema gerador de energia.

Como a redução adicional de 1.178,4 MWm (além do limite de 5%) não se concretizou, tudo se passa como se o mesmo sistema gerador, que não recebeu o sinal de necessidade de expansão para fazer frente a esse gap, fosse responsável pelo atendimento à carga, submetido a um esforço, não reconhecido, de suprir um adicional ao sistema de 1.178,4 MWm, sem a correspondente disponibilidade de Garantia Física.

Assim, implicitamente, pode-se afirmar que a condição de atendimento à carga devido ao processo de revisão de Garantia Física processada em 2017 não é a condição real do atendimento ao sistema, pois na perspectiva de que a Garantia Física é correlacionada à condição de atendimento à carga, a redução de Garantia Física não concretizada devido a limitações regulatórias impediu a expansão do sistema naquele montante não reduzido.

Para efeito de emular e ilustrar quantitativamente essa situação operativa mais realista, elaborou-se um cenário alternativo ao cenário base daquela revisão ordinária, em que o mesmo parque gerador da configuração de referência, considerado na ocasião na revisão de 2017, está sujeito ao atendimento a uma carga adicional de 1.178,4 MWm.

As análises quantitativas elaboradas para ilustrar as avaliações qualitativas baseiam-se na comparação entre a percepção de risco do empreendedor e na variação de valor para o negócio considerando as situações com e sem a limitação na redução da Garantia Física dos empreendimentos, sendo a situação sem a limitação, emulada pelo acréscimo de uma carga equivalente à redução não realizada.

### 5.3.2 Premissas e parâmetros para o modelo MRTS de gestão de portfólio

Os principais parâmetros e premissas utilizados no Estudo de Caso são sintetizados a seguir:

- **Objetivo:** Aferir os impactos financeiros (risco x retorno) decorrentes da alteração no balanço contratual de um hipotético Gerador Hidráulico, cuja GF foi reduzida acima do regramento atual de até 5%. Considera-se que este agente estruturou a sua operação de venda de energia prevendo uma redução de 5% de sua GF, mas enfrentou uma situação de redução de 10%.
- **Cenários de PLD e GSF:**
  - **Caso Base.** De acordo com revisão de 2017 – ajuste de GF até 5%.
  - **Caso Alterado** (de acordo com o estimado de uma redução global adicional na GF do SIN de 1.178 MWm)<sup>6</sup>
  - Cenarizações de PLD e GSF processados no Newave, de acordo com os cenários de redução de GF descritos no item 5.3.1.

---

<sup>6</sup> Parcela referente ao montante que excedeu o limite do Decreto e que, portanto, não foi reduzida na revisão de 2017. Ref. Revisão Ordinária de Garantia Física de Energia das Usinas Hidrelétricas- nº EPE-DEE-RE-016/2017-r2, de 26/04/2017. Vide item 5.3.1.

– **Cenários de GF do Gerador Hidráulico:**

- **Caso Base:** GF de 1.000 MWm. Considera-se aplicado uma redução de 5% (máximo previsto, conforme revisão 2017).
- **Caso Alterado:** GF de 947 MWm (redução aproximada de 10% da GF original de 1.052,63MWm).

– **Balanco Contratual:**

- Contrato de Venda: 170,00 R\$/MWh (precificado com base no modelo de precificação de contratos e otimização de estrutura contratual da MRTS).
- Tipo: Contrato de Quantidade (exposição mensal ao MCP).
- Prazo: 5 anos (horizonte do estudo).
- Considera-se, no status inicial, o Gerador Hidráulico totalmente descontratado, acrescentando-se nos cenários, a contratação crescente até 100% de contratos bilaterais firmados.

Importante observar que neste estudo foram realizadas algumas simplificações em relação à casos reais de gestão de portfólio de contratos de uma empresa. Embora o ferramental aplicado permita diversas configurações de um caso real, neste estudo, não se considera estratégias comuns do mercado, como compra de energia para cobertura de lastro, verificação de média-móvel para fins de penalidade de exposição, operações de compra e venda menores que o horizonte de planejamento do estudo, possibilidade de sazonalização da GF do agente etc. Portanto, no estudo considera-se uma configuração básica, porém, representativa ao que se objetiva investigar: impactos financeiros oriundos de ajuste da GF em um agente.

### 5.3.3 Resultados

#### Cenário Base

Com base nas premissas do cenário base, calcula-se o percentual ótimo de contratação do Gerador Hidráulico, considerando sua previsão de GF de 1.000 MWm.

- i. Definição do percentual ótimo do Gerador Hidráulico, sob a estratégia de contratação que considera a sua GF de 1.000 MWm, com base no “Cenário Base”.
- ii. Busca-se aferir qual seria a decisão ótima deste agente e determinar o resultado financeiro da operação de venda de energia.
- iii. Em outras palavras, considera-se que o agente, ciente da redução de sua GF para 1.000 MWm e tendo folga de lastro para contratação, deseja definir a estratégia para os próximos 5 anos.

## Cenário Alterado

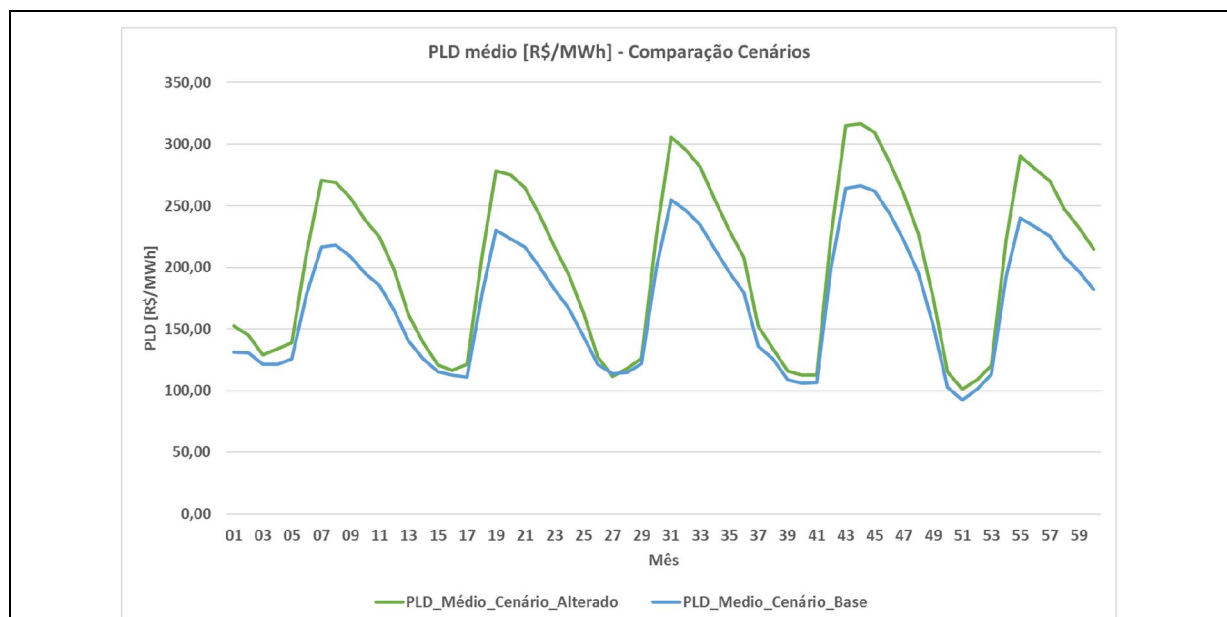
Com base no Cenário Alterado de preços, calcula-se os resultados financeiros da operação do Gerador Hidráulico.

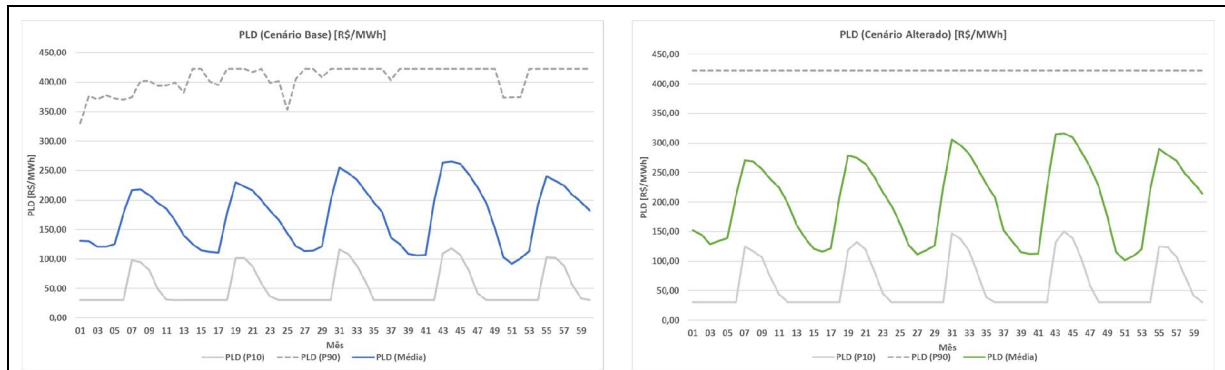
- i. Definição dos Resultados Financeiros da Operação considerando uma GF de 947 MWm (ante os 1000 MWm previsto inicialmente) e sob condições de PLD definidos no “Cenário Alterado”.
- ii. Busca-se aferir o impacto no resultado da operação anterior, quando o agente tem uma redução da GF acima do previsto pelas regras vigentes.

## Comparação das Projeções de PLD: Cenário Base x Cenário Alterado

**O quadro da Figura 2 apresenta o comportamento do PLD para os dois cenários utilizados: Cenário Base e Cenário Alterado. Observa-se que no Cenário Alterado os valores de PLD são superiores ao do Cenário Base. As condições sistêmicas simuladas influenciam esta tendência de preços maiores para o Cenário Alterado. Na**

Tabela 1 apresenta-se a volatilidade calculada para cada ano do horizonte de análise, em que se evidencia maiores volatilidades de PLD para o Cenário Alterado em relação ao Cenário Base.





**Figura 2. Comportamento do PLD – Cenário Base x Cenário Alterado**

**Tabela 1- Volatilidade Implícita do PLD – Cenário Base x Cenário Alterado**

| PLD (Volatilidade)      | 1º Ano | 2º Ano | 3º Ano | 4º Ano | 5º Ano |
|-------------------------|--------|--------|--------|--------|--------|
| <b>Cenário Base</b>     | 45%    | 63%    | 65%    | 81%    | 81%    |
| <b>Cenário Alterado</b> | 55%    | 74%    | 80%    | 91%    | 90%    |

### Resultados do Cenário Base

Os resultados da simulação do Cenário Base, apontam para contratação ótima de 90% da GF, que corresponde a uma contratação de 900 MWm. O resultado de contratação ótima representa o montante de energia em que o agente aferirá os melhores resultados financeiros da operação, considerando a maximização dos resultados (risco x retorno).

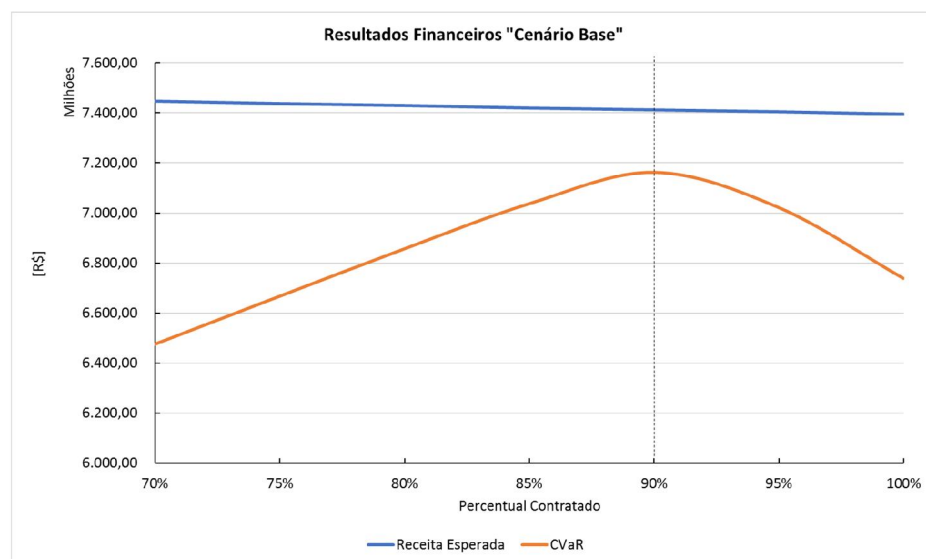
A Figura 3 ilustra os resultados da operação para as condições de contratação entre 70%-100% do percentual da GF contratada. No caso, o percentual de 90% da GF representa o ponto de menor risco (maior valor de CVaR). Neste ponto, tem-se uma Receita Esperada de R\$ 7,4 bilhões para um CVaR de R\$ 7,1 bilhões, considerando o agregado nos 5 anos do horizonte trabalhado.

### Resultados do Cenário Alterado

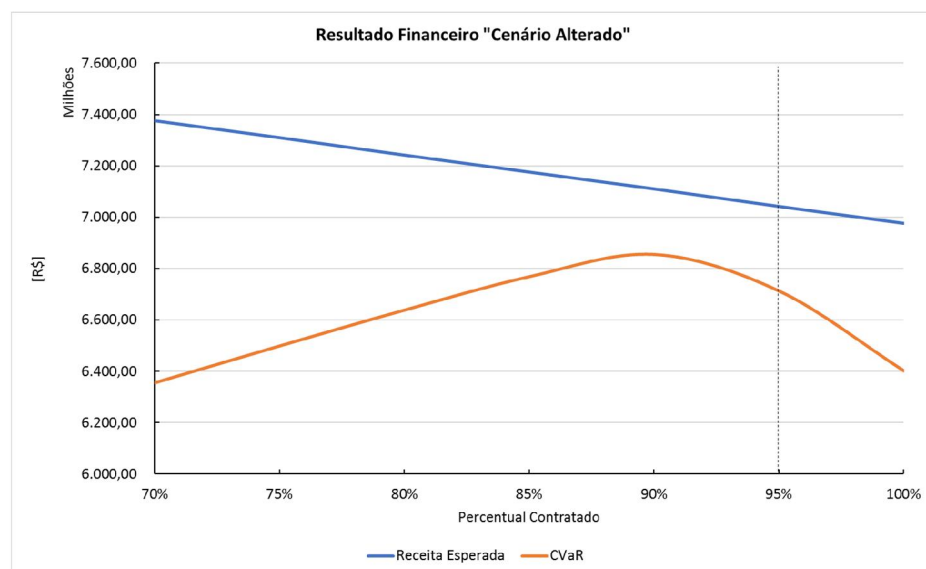
Considerando-se a contratação de 900 MWm obtida no caso base, simulou-se novamente a operação considerando a GF com redução de 10%, 947,37 MWm, e condições de PLD e GSF do Cenário Alterado. A ideia desta simulação foi a de aferir as alterações nos resultados financeiros caso o agente tivesse montado a operação para a situação de GF de 1000 MWm, porém vivenciou uma redução adicional que o levou a ter 947MWm de GF (redução de 10% em relação ao montante original de 1.052 MWm).

A Figura 4 apresenta os resultados aferidos no Cenário Alterado, para uma faixa de contratação entre 70%-100% da GF (947 MWm). O valor contratado de 900 MWm equivale a um percentual de 95% da GF de 947 MWm. Neste ponto, tem-se uma Receita Esperada de R\$ 7,0 bilhões para um CVaR de R\$ 6,7 bilhões, considerando o agregado nos 5 anos do horizonte trabalhado.





**Figura 3. Resultados Financeiros (Receita Esperada; CVaR) – Cenário Base.**



**Figura 4. Resultados Financeiros (Receita Esperada; CVaR) – Cenário Alterado.**

### Resultados Comparativos

A Tabela 2 apresenta os resultados comparativos entre os dois cenários simulados. A redução da GF de 10% (para 947 MWh) implica numa perda de valor da operação de R\$ 369 milhões em relação à Receita Esperada e de uma piora no risco (diminuição do CVaR) de R\$ 450 milhões.

Estes valores representam uma diminuição de 9,36 R\$/MWh contratado em termos de Receita Esperada e de 11,41 R\$/MWh em termos de diminuição do CVaR. Estes deltas equivalem, respectivamente à 5,51% e 6,71% do valor do contrato de referência de 170,00 R\$/MWh.

**Tabela 2. Resultados Comparativos – Cenário Base x Cenário Alterado**

|                                 | Receita Esperada<br>[R\$*milhões] | Risco (CVaR)<br>[R\$*milhões] |
|---------------------------------|-----------------------------------|-------------------------------|
| <b>Cenário Base</b>             | 7.412,56                          | 7.162,46                      |
| <b>Cenário Alterado</b>         | 7.043,03                          | 6.712,16                      |
| <b>Delta [R\$]</b>              | <b>-369,54</b>                    | <b>-450,30</b>                |
| <b>Delta [R\$/MWh]</b>          | <b>-9,36</b>                      | <b>-11,41</b>                 |
| <b>Delta/Valor Contrato [%]</b> | 5,51%                             | 6,71%                         |

#### 5.3.4 Sumário da Análise

A elaboração do cenário alternativo, criado para emular a condição de atendimento real, considerando a limitação de redução da Garantia Física em que o mesmo parque gerador considerado na ocasião da revisão da garantia física de 2017 estivesse sujeito ao atendimento a uma carga adicional de 1.178,4 MWm, permitiu evidenciar o aumento na volatilidade do PLD (alterações no CMO).

O aumento da volatilidade do PLD, por si só, traz um importante impacto na percepção de risco dos agentes. Conforme apresentado no estudo, ao considerar as incertezas do PLD (de maior volatilidade) do cenário alternativo em conjunto de um cenário de redução adicional da GF de um agente hipotético, mostrou-se um evidente impacto negativo na operação do agente, representado pela diminuição do resultado esperado e aumento do risco da operação.

Tais resultados alteram a percepção de risco dos agentes de geração e impactam no valor do negócio de geração deste agente, que embora hipotético, simula a condição a qual diversos geradores vivenciariam caso os agentes estivessem sujeitos à redução de Garantia Física sem o limite de redução máxima de 5% e essa regra fosse aplicada à revisão realizada em 2017.

## **6 Linhas Gerais de uma Proposta de Medida Alternativa**

### **6.1 Considerações Gerais**

Reconhecendo-se a necessária correlação entre a garantia física dos empreendimentos e a condição de atendimento ao mercado de energia elétrica, elemento que condiciona a vigente legislação e a regulação do tema, particularmente as revisões periódicas previstas nesse arcabouço regulatório e legal, entende-se como importante e saudável que essas revisões realmente ocorram, por permitirem a adequação periódica das Garantias Físicas dos empreendimentos às variações nas condições de carga e de planejamento da expansão do setor elétrico.

Entretanto, os aspectos que fundamentam essas revisões na regulamentação vigente não podem ser abandonados, à medida que ainda restam presentes todos os elementos que preconizam a necessidade de que se tenha previsibilidade e estabilidade no principal parâmetro que serve de respaldo para o financiamento dos projetos: a Garantia Física

### **6.2 Proposta alternativa**

É possível que se estabeleçam critérios de ajuste e de rateio de Garantia Física que leve em conta simultaneamente os seguintes quesitos fundamentais:

- a necessidade de preservar a estabilidade do processo de revisão das Garantias Físicas, com objetivo de minimizar os impactos negativos dessas revisões sobre os empreendedores de geração;
- a adaptação das Garantias Físicas às condições estruturais de atendimento às demandas de energia elétrica no Brasil, o que demanda revisões periódicas desse parâmetro;
- as expectativas de alterações estruturais no modelo do setor elétrico que estão em andamento no âmbito do grupo de trabalho para modernização do desenho do mercado brasileiro
- a legislação e regulação vigente prevê uma revisão ordinária das Garantias Física até o final de 2023

**Recomenda-se que a discussão sobre uma proposta alternativa à apresentada na Consulta Pública 085 seja discutida com participação de integrantes de grupo de trabalho criado especificamente para se debruçar sobre o tema durante o período de 2019 até a realização da revisão ordinária da Garantia Física em final de 2023**

## **7 Princípios (Portaria MME 086/GM de 14/03/2018)**

Em 14 de março de 2018 foi publicada uma portaria Ministerial do Gabinete do Ministério das Minas e Energia. Essa portaria 86, datada de 13 de março de 2018, torna público os "*Princípios para Atuação Governamental no Setor Elétrico Brasileiro*", um conjunto de 10 princípios destacados a seguir:

- 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. isonomia;***
- 5. priorização de soluções de mercado frente a modelos decisórios centralizados;***
- 6. adaptabilidade e flexibilidade;***
- 7. coerência;***
- 8. simplicidade;***
- 9. previsibilidade e conformidade dos atos praticados; e***
- 10. definição clara de competências e respeito ao papel das instituições.***

Há contradições relevantes entre o que se preconiza como princípios para atuação governamental no setor, conforme estabelecido na portaria MME 086 / 2018 e proposições como aquela que está sendo colocada para tratar de revisão da GF.

De fato, além de afrontar as diretrizes definidas na portaria, há incoerência da proposta com o modelo de participação coletiva que está sendo utilizado pelo próprio MME no processo de modernização do setor, onde se busca definir ações estruturais implantadas de maneira consolidada e, sempre que possível, em clima de consenso no setor.

Os contratos de comercialização de energia no mercado brasileiro baseiam-se na Garantia Física das usinas. As alterações propostas na CP 085 interferem com todos os contratos firmados e em vigor, à medida que afetam a periodicidade e os limites de variação possíveis na energia inicialmente comercializada, ou seja, a CP 085 não atende aos preceitos de respeito aos contratos e de intervenção mínima.

Uma interferência da magnitude e alcance da proposta na CP 085 não deveria ser adotada sem um debate aprofundado das suas potenciais implicações. A sociedade como um todo e particularmente o público afetado ao tema deveria ter voz nesse processo. A CP 085 não atende às diretrizes de participação da sociedade nos atos praticados.

A interferência de curto decurso de prazo, sem a precedente maturação de debates, em temas com o elevado grau de complexidade como o cálculo da Garantia Física de usinas despachadas centralizadamente, trazem um viés de celeridade nas ações que só encontram respaldo em modelos decisórios centralizados, de modo que a CP 085 não atende à priorização de soluções de mercado, frente a modelos decisórios centralizados.

A adaptabilidade e flexibilidade do mercado de energia elétrica não são levadas em conta quando se propõe alterações tão gravosas quanto as propostas na CP085 sem que se seja estabelecido um prazo razoável de transição para adaptação do mercado às novas regras.

Alterar a previsibilidade da Garantia Física dos empreendimentos despachados centralizadamente é introduzir uma componente de variabilidade em um dos pilares do modelo de mercado de energia elétrica no Brasil. A proposta da CP 085 não se coaduna com o princípio de previsibilidade de atos praticados.

## 8 Conclusões e recomendações

Como conclusões e recomendações finais, consolidando o que foi apresentado no decorrer do trabalho, aponta-se:

Suspender os efeitos da Consulta Pública 085 e criar um grupo de trabalho para a revisão ordinária de Garantia Física a ser concluída até o final de 2023 a exemplo da ação tomada na revisão ordinária de 2017. O Grupo de trabalho, coordenado pelo Ministério das Minas e Energia, terá as atribuições de inserir a revisão de Garantia Física no contexto atualizado do modelo de mercado do setor elétrico, a definição de critérios e parâmetros para os cálculos, além de atualizar a base de dados a ser utilizada

Não introduzir a redução do prazo entre as revisões ordinárias e não suprimir os limites de redução estabelecidos no decreto nº 2655 de 1998 para revisão da Garantia Física das usinas despachadas centralizadamente

Não inserir componentes conjunturais nos critérios de cálculo da Garantia Física dos empreendimentos, sob o argumento de que a Garantia Física está associada a parâmetros estruturais

As análises quantitativas ilustram a situação em que a alteração conjuntural da Garantia Física, sem a correspondente ação estrutural de sinalizar a necessidade de expansão do sistema destroem valor do negócio de geração. Essa distribuição de valor, a intervenção proposta pela Consulta Pública 085, piora simultaneamente o resultado esperado e a percepção de risco, pelo fato de propor medidas desconectadas do conceito estrutural da Garantia Física.

Há incoerências entre as ações pretendidas na Consulta Pública 085 e as diretrizes de ação governamental estabelecidas na Portaria 086 de 2018

## 9 Equipe da MRTS responsável pelo trabalho

---



**Dorel Soares Ramos: Sócio Administrador da MRTS**, possui graduação em Engenharia Elétrica pela Universidade de São Paulo (1975), mestrado em Engenharia Elétrica pela Universidade de São Paulo (1988) e doutorado em Engenharia Elétrica pela Universidade de São Paulo (1996). Atualmente é Consultor do Grupo EDP Energias do Brasil, onde exerceu cargo de Diretor de Regulação da Holding até Março de 2009, tendo sido ainda Diretor de Comercialização de Energia e de Estratégia Regulatória das Distribuidoras Bandeirante Energia, Escelsa (ES) e Enersul (MS), pertencentes ao mesmo Grupo Empresarial.

Atuou na indústria de energia elétrica como Eng. Consultor da THEMAG Engenharia Ltda e Hidroservice Engenharia de Projetos Ltda, tendo participado dos primeiros estudos das interligações Norte-Sul e Norte-Nordeste do Brasil, assim como dos projetos dos sistemas de transmissão de Itaipu e Tucuruí. Trabalhou ainda por 18 anos na CESP – Companhia Energética de São Paulo, onde foi Superintendente de Planejamento do Sistema, liderando as áreas de Projeção de Mercado / Planejamento de Geração / Planejamento de Transmissão e Desenvolvimento de Novos Negócios. Fez trabalhos de Consultoria em Planejamento de Sistemas Elétricos e em Modelagem Institucional em vários países, tais como México; El Salvador; Venezuela; Colômbia; Chile; Argentina; Bolívia, Costa Rica e Suriname. Foi Consultor do Ministério de Minas e Energia, tendo participado do Projeto RE-SEB (Re-estruturação do Setor Elétrico Brasileiro); Projeto RE-SEB - COM (Complementação do trabalho anterior). Realizou trabalhos de Consultoria para os principais Grupos estrangeiros, tais como Enron; AES; Total; PowerGen; Duke Energy; British Gas; Endesa; Union Fenosa; Amoco Nova Gas; Hydro Quebec; Intergen; EDF; Florida Power (EUA) e National Power (UK) através da consultora americana Hagler Bailly.

É também Professor Doutor do Departamento de Engenharia de Energia e Automação Elétricas da Escola Politécnica da Universidade de São Paulo, atuando principalmente nos seguintes temas: planejamento de sistemas elétricos, regulação do setor elétrico, comercialização de energia e análise de riscos, geração de energia elétrica e modelagem institucional do setor elétrico, tendo sido um dos formuladores do atual Modelo Institucional do Setor Elétrico Brasileiro. Tem mais de 250 Artigos publicados em Anais de Seminários e Periódicos de nível nacional e internacional, além de dois livros de "Análise de Sistemas de Potência", tendo orientado 24 Dissertações de Mestrado e três Teses de Doutorado já concluídas, orientando atualmente 4 Mestrados e 10 Doutorados. Teve um Artigo Premiado em Revista Internacional: "Finding Economic Hydro Upgrade Opportunities" HRW Worldwide Review - Kansas City, Missouri / USA - Outubro de 1996. (Artigo premiado como " Top-ranking" do exemplar do mês de outubro da HRW, em pesquisa realizada entre os leitores de todo o mundo). Além disso, recebeu o Prêmio de Engenheiro Eminent do ano de 1999, no Brasil, do IEEE - Institute of Electrical and Electronics Engineers dos Estados Unidos, por indicação da Seção Sul do IEEE Brasil, através de processo de eleição direta.



**Roberto Castro: Consultor e Pesquisador da MRTS**. Graduado em Engenharia Elétrica pela Escola de Engenharia Mauá (1984), mestrado e doutorado em Engenharia Elétrica pela Universidade Estadual de Campinas (1994 e 2004, respectivamente), pós-doutorado em Engenharia Elétrica pela Universidade de São Paulo (em andamento). Foi professor de Regulação e de gestão de risco no PECE - Programa de Educação continuada em Engenharia na POLI/USP (de 2012 a 2019).

Ocupou a cadeira de Conselheiro da CCEE - Câmara de Comercialização de Energia Elétrica por dois mandatos consecutivos (2014 a 2019), foi diretor de Comercialização e Regulação da geração do grupo CPFL Energia, onde também exerceu o cargo de assessor do Vice Presidente de Comercialização (de 2002 a 2014), atuou como gerente de Gestão de energia e de mercado da ELEKTRO (de 1999 a 2002) e foi engenheiro da área de planejamento de expansão da geração na CESP - Companhia Energética de São Paulo.

Exposição internacional relevante, tendo feito curso de gestão na London Business School, desenvolvido pesquisa em gestão de risco no ETH - Zurich e participado de curso de gestão de projetos na Suécia. Atualmente é Consultor da MRTS Consultoria.

---



---

**Clarissa Petrachini Gonçalves:** Consultora da MRTS. Possui graduação e cursa mestrado em Energia e Automação pela Escola Politécnica da Universidade de São Paulo (2015). É detentora do Certificado Nacional dos Profissionais de Investimento (CNPI), obrigatório pela CVM para o desempenho da função de Analista de Valores Mobiliários no país.

Trabalhou 4 anos no grupo EDP nas áreas de Planejamento Energético e Regulação da Geração, atuando em (i) modelagem de preços; (ii) cálculo de Garantia Física; (iii) estratégia para leilões; (iv) gerenciamento de estoque de usina térmica a carvão; (v) estudos de mercado de gás natural e (iv) regulação da geração. Posteriormente, atuou por 1 ano e meio no banco Citibank como Associate em Equity Research no segmento de Utilities, onde trabalhou com modelos de Valuation para avaliação de empresas tanto de energia elétrica quanto saneamento atuantes na América Latina. Atualmente é consultora da MRTS.



---

**Luiz Armando Steinle Camargo: Consultor da MRTS.** Graduado em Engenharia Civil pela Universidade de São Paulo - EESC/USP (2002), possui mestrado em Engenharia de Infraestrutura pelo Instituto Tecnológico de Aeronáutica - ITA (2005) e doutorado no Departamento de Engenharia de Energia e Automação Elétrica - USP, tendo realizado estágio de doutorado na Universidade Norueguesa NTNU - Dep. of Industrial Economics and Technology Management - na área de energia renováveis, com ênfase em otimização, finanças aplicadas e análises de investimentos em condições de incertezas (2012-2013). Atualmente é aluno de Pós-doutorado no Departamento de Engenharia de Energia e Automação Elétrica – USP (2018-atual) na área de comercialização de energia e preços horários.

Possui extensa experiência profissional de mais de 15 anos atuando em engenharia consultiva e gestão de projetos de grande porte nas áreas de Energia, Óleo & Gás. Foi diretor na filial brasileira da BBB Umwelttechnik GmbH, empresa alemã de consultoria e serviços especializada em Energia Eólica, tendo realizado trabalhos no âmbito nacional e internacional. Desde 2010 atua como consultor na MRTS Consultoria e Engenharia Ltda nas áreas de: geração e energias renováveis, regulação do setor elétrico, estratégia empresarial, análise de risco, comercialização de energia e investimentos em geração, desenvolvimento de ferramentas para tomada de decisões complexas e modelagem institucional do setor elétrico.

---