

Contribuição para a Consulta Pública nº 33 sobre a proposta do MME

Prezados Senhores,

O Ministério de Minas e Energia (“MME”) lançou a Consulta Pública nº 33 (“Consulta Pública”) em julho de 2017, com o objetivo de melhorar o quadro legal e regulatório para o setor de energia. Aproveitando a oportunidade da consulta pública, a Mitsui & Co., Ltd. (“Mitsui”) e a Mizha Energia Participações S.A. (“Mizha”), que é acionista detentora de 20% da Energia Sustentável do Brasil, apresentam, neste ato, as seguintes sugestões para a proposta do MME de melhorias no quadro legal e regulatório do setor de energia:

I. Nossas sugestões para a proposta do MME

1. Resolver disputas judiciais relacionadas aos riscos hidrológicos

<Sugestões e Opiniões>

- ✓ Concordamos com o conceito de que o governo irá remunerar o impacto da geração com despacho fora da ordem de mérito (“GFOM”) após 2013, por meio da extensão da concessão.
- ✓ A GFOM impactou na diminuição da percentagem de GSF e afetou seriamente todos os geradores hidrelétricos. Como o governo já decidiu o novo mecanismo de compensação de GFOM a partir de Abril de 2017, também deve ser excluído o efeito negativo da GFOM sobre o cálculo GSF no passado.
- ✓ Contudo, nós nos opomos fortemente à eliminação da “Repactuação do risco hidrológico” (mecanismo de seguro, tal como os produtos SP90 e SP92) do ACR. No presente e no futuro, a Repactuação com pagamento razoável de prêmio de risco por parte dos geradores de energia hidrelétrica deve ser mantida como uma opção, a fim de dar segurança contra a deterioração do risco de GSF, causada por alterações significativas no ambiente da energia hidroelétrica, tanto em termos estruturais (como a redução da participação da energia hidráulica na capacidade de geração global) quanto em termos da manutenção de níveis incomuns de seca contínua nos últimos anos.
- ✓ Nossa sugestão é a manutenção da possibilidade de geradores de energia hidrelétrica de adotarem a Repactuação no ACR e manterem o benefício da compensação retroativa da GFOM, através da postergação da concessão.
- ✓ Para os geradores hidrelétricos que optem por manter a Repactuação, deve ser considerado o benefício de compensação da GFOM em 2013 - 2014, quando o Repactuação não existia. A partir de 2015 (quando a Repactuação foi criada) até Abril de 2017, os geradores devem obter uma compensação proporcional da GFOM de acordo com os produtos selecionados. Por exemplo, no caso do produto SP90 ou SP92, a compensação deve ser o resultado do impacto da GFOM no GSF total, multiplicado pela parte dos produtos descobertos, neste caso, 10% ou 8%, respectivamente, conforme regra definida na Nota Técnica nº 029/2017-SRG-SRM/ANEEL, que subsidiou a Resolução Normativa ANEEL nº 764/2017.

<Justificativas>

- ✓ Na proposta da CP 33, a remuneração da GFOM seria um remédio para cobrir déficits de geradores hidrelétricos no passado que não repactuaram o risco hidrológico, o que representa exclusivamente os geradores que não venderam energia no mercado regulado. É importante destacar que um dos princípios da Consulta Pública é a isonomia entre os

agentes e fontes do setor de energia. Neste sentido, não parece ser isonômico que o impacto do GSF seja reconhecido em períodos diferentes, uma vez que na proposta da CP 33 é considerado o período desde 2013 e na repactuação do risco hidrológico foi considerado o período apenas a partir de 2015.

- ✓ O mecanismo existente do MRE não tem acomodado as mudanças significativas no ambiente da indústria e do mercado, principalmente porque o mecanismo foi estabelecido com base na matriz de energia antiga, em que a energia hidroelétrica representava 95% da capacidade global de geração. Atualmente, a energia hidrelétrica representa apenas 65% da matriz elétrica, que inclui fontes de energia termelétrica e Energia Renovável (energia eólica, solar e biomassa).
- ✓ A eliminação da Repactuação causará mais exposição dos geradores hidrelétricos ao risco de GSF no futuro e não vai resolver fundamentalmente o problema atual do GSF.
- ✓ Mesmo que os geradores hidrelétricos devam assumir o risco de GSF que foi decidido nos leilões, o cálculo de GSF foi afetado por fatores posteriormente ao certame que aumentaram a probabilidade e a intensidade do deslocamento hidráulico, tais como: o aumento da GFOM e a maior inserção de usinas térmicas e de energia renovável que são menos competitivas do que as hidrelétricas na ordem de mérito. Esta mudança de perspectiva no deslocamento hidráulico não é razoável para os geradores de energia hidrelétrica, resultando no MRE ser um mecanismo de compartilhamento de riscos que atualmente não é mais sustentável.

2. Diretrizes e compromissos aplicáveis à definição de tarifas

<Sugestões e Opiniões>

- ✓ A melhoria da metodologia de sinal locacional (tarifa de acordo com a distância) é bem-vinda e adequada a fim de melhorar o planejamento da expansão do setor de transmissão e uma melhor coordenação com a expansão da geração. No entanto, a nova regra deve ser aplicável apenas para novos projetos que ainda participarão dos leilões de energia nova ou que serão construídos para a expansão do mercado livre. A nova regra não deve ser aplicada a geradores existentes e/ou já contratados.

<Justificativas>

- ✓ Como o custo da TUST paga pelos geradores é internalizado no preço da energia oferecido nos leilões de energia nova, no final do dia todo o custo da rede de transmissão é pago pelo consumidores. A única razão para repartir os custos da transmissão (Receita Anual Permitida) entre geradores e consumidores e a criação de um sinal locacional para a construção de novas usinas, permitindo otimizar a expansão da geração e da transmissão.
- ✓ A mudança de regra para o cálculo da TUST após a realização do leilão não permite que os custos sejam internalizados no preço da energia. Os geradores existentes e/ou já contratados não devem estar sujeitos ao risco de mudança de regra para o cálculo TUST que não havia considerado nas premissas estabelecidas nos leilões anteriores.
- ✓ Uma vez que as usinas de geração e as linhas de transmissão já foram construídas, uma mudança para a nova metodologia que impacte os geradores existentes e/ou já contratados não vai trazer qualquer benefício para o sistema atual, afinal os geradores existentes não podem se mudar para um local com menores custos de transmissão ou que cause menos impacto na expansão da rede.
- ✓ Assim sendo, esta regra deve ser aplicada apenas para novos projetos, e não para os projetos existentes e/ou já contratados.

3. Reserva Global de Reversão (“RGR”) para Transmissão

<Sugestões e Opiniões>

- ✓ Estamos de acordo que o governo utilize a RGR (R\$ 1Bilhão/ano durante 8 anos) para compensar o custo de reparação das linhas de transmissão.
- ✓ No entanto, a utilização da RGR não é suficiente para compensar todo o custo de indenização, que é de cerca de R\$ 60 bilhões.
- ✓ Assim, gostaríamos de sugerir que o restante dos custos de indenização (cerca de R\$ 52 Bilhões) seja compensado através da partilha de custos somente com os consumidores.

<Justificativas>

- ✓ Todos os investidores tomaram uma decisão de investimento sobre projetos de geração de energia e assumiram os riscos com base nas regras e premissas estabelecidas em leilões.
- ✓ Durante o período de 2013-2022, a tarifa da hidrelétrica Jirau é fixa, o que significa que Jirau não desfrutou durante este período do benefício da Lei 12.783/2013 (Medida Provisória 579). Isto significa que o custo de depreciação dos ativos das empresas de transporte, que renovaram concessões, já está incluído na TUST paga por Jirau. Portanto, o custo da indenização deve ser alocado às partes que se beneficiaram da Medida Provisória 579.
- ✓ Como afirmado no item 1.- 2) acima, a mudança na metodologia de repartição dos custos de transmissão dos geradores hidroelétricos existentes e/ou já contratados não traria qualquer benefício para a expansão do sistema.

4. Redução dos custos de transação da geração

<Sugestões e Opiniões>

- ✓ Concordamos com o conceito de criação de uma entidade “Centralizadora” para reduzir os custos de transação das distribuidoras e otimizar os trabalhos administrativos, tais como a emissão de faturas, pagamentos e outros, entre geradores e distribuidores. O conceito seria adequado e apropriado para todo o setor de energia do ponto de vista do aumento da eficiência do trabalho.
- ✓ No entanto, é importante manter as oportunidades de MCSDs de Energia Nova no futuro, a fim de ajustar o balanço energético entre oferta e demanda no Brasil.
- ✓ Outra preocupação dos geradores deve ser o risco de crédito da “Centralizadora”, para o qual um mecanismo de mitigação deve ser criado.

<Justificativas>

- ✓ É necessário e importante se manter um mecanismo de reequilíbrio entre oferta e demanda de energia.
- ✓ Para os geradores, os MCSDs de Energia Nova representam uma medida necessária para a flexibilidade do portfólio de energia. Por exemplo, tal medida poderia fazer com que os geradores de energia hidrelétrica gerenciem graves impactos de GSF devido à falta de chuva, bem como atendam a demanda dos consumidores em mercado livre (ACL). Por outro lado, as distribuidoras têm a oportunidade de reduzir a sobrecontratação que as expõe a elevado risco de variações do preço spot (PLD).
- ✓ Entendemos que flexibilização dos MCSDs de Energia Nova, com a criação de novos produtos, tais quais reduções temporárias no período de 2 a 5 anos, seria mais adequada.

II. Sugestões adicionais

Além das sugestões mencionadas no item. 1, gostaríamos de sugerir outras contramedidas para melhorar o quadro regulatório e legal, e para garantir a otimização do setor de energia,

em particular o setor hidroelétrico e o mecanismo MRE para todos os geradores, incluindo geradores de energia hidrelétrica.

É importante lembrar que a Usina Hidroelétrica de Jirau tem um papel estratégico, tanto para o setor elétrico quanto para o desenvolvimento social na qualidade de Projetos Hidrelétrico Estruturante. Os acionistas da Jirau fizeram um enorme investimento no rio Madeira e alcançaram a conclusão de 50 unidades geradoras em novembro de 2016, antes do prazo do contrato de concessão, o que representou uma prova da contribuição social e setorial do projeto. Por outro lado, como um Projeto Estruturante, o projeto de Jirau exigiu financiamento do BNDES para que tornasse viável a enorme quantidade de investimento. No entanto, era necessário vender toda a energia no ACL para atender às exigências dos bancos, especialmente para cobrir o ICSD (DSCR). Como resultado, a tolerância atual de risco de GSF de Jirau é extremamente baixa, mesmo em comparação com outras usinas, e a mitigação da questão do GSF para o projeto também é importante para resolver o problema financeiro.

1. Mitigação do efeito do GSF devido ao aumento da energia térmica/renovável e atraso de construção de linhas de transmissão

<Sugestões e Opiniões>

- ✓ O efeito negativo sobre o cálculo do GSF pelo aumento da energia renovável/térmica deve ser eliminado e mitigado, especialmente no caso do despacho preferencial de energia menos competitiva em termos de custo no mecanismo de ordem de mérito. O caminho para a compensação seria a extensão da Concessão para geradores de energia hidrelétrica e/ou a partilha de custos com os consumidores.
- ✓ O efeito negativo no cálculo do GSF do atraso na construção das linhas de transmissão deve também ser eliminado e mitigado. O caminho para a compensação seria a extensão do prazo de concessão dos geradores de energia hidrelétrica e/ou a partilha de custos com os consumidores.

<Justificativas>

- ✓ Devido ao atraso na construção das linhas de transmissão, os geradores de energia hidrelétrica não podem gerar o suficiente, prejudicando o GSF. Em outras palavras, as hidrelétricas que compõem o MRE atualmente são responsáveis pelos risco de atraso da transmissão.
- ✓ Os geradores de energia hidrelétrica não devem estar sujeitos ao risco de atraso na construção de linhas de transmissão, já que a construção das linhas de transmissão está fora do escopo do trabalho de geradores de energia hidrelétrica.
- ✓ Os geradores de energia hidrelétrica não devem estar sujeitos ao risco de mudança na matriz de energia elétrica como resultado de decisões de política energética, especialmente no caso de despacho preferencial de usinas de geração com custo menos competitivo do que as usinas hidrelétrica no mecanismo de ordem de mérito de despacho. Basicamente as decisões de política energética são tomadas em benefício dos consumidores de energia, os quais devem, portanto, suportar os custos dessas decisões.
- ✓ Acreditamos que a operação sustentável da energia hidrelétrica é um assunto importante na indústria de energia & eletricidade e no mercado brasileiro e é fundamental para aliviar os efeitos financeiros do declínio do GSF para a operação sustentável de todos os projetos hidrelétricos.
- ✓ A tolerância ao risco de GSF atual da usina de Jirau e outros projetos estruturantes é extremamente baixa, especialmente em função dos preços módicos oferecidos ao ACR nos leilões de concessão destes empreendimentos, e a mitigação do GSF para o Projeto é

urgentemente importante, no sentido de resolver este problema financeiro. A imputação de outros riscos que não os hidrológicos aos geradores eleva os custos do projeto, o que será transferido, em última instância, aos consumidores quando da realização de novos leilões; os investidores exigirão maior taxa de retorno para viabilizar o projeto.

2. Revisão da Garantia Física sem limite para energia hidrelétrica, cuja concessão tenha expirado.

<Sugestões e Opiniões>

- ✓ A Garantia Física de geradores hidrelétricos, cuja concessão já expirou, deve ser analisada e revista, sem limites de revisão, uma vez que o limite de 5% a cada revisão e 10% no total deve ser aplicado somente durante o período de concessão.

<Justificativas>

- ✓ A regra referente aos limites de 5-10% deve continuar a ser eficaz e a se aplicar a todas as usinas hidrelétricas até o final do período de concessão.
- ✓ Por outro lado, após o encerramento do período de concessão, os limites de 5-10% previamente mencionados devem ser removidos.
- ✓ A razão de tal remoção é fazer com que a soma da Garantia Física do sistema esteja mais aderente à capacidade de geração total do sistema.
- ✓ Entende-se que este conceito já foi aplicado recentemente para as usinas hidrelétricas da CEMIG, cuja concessão expirou, tais quais São Simão, Jaguará e Miranda. Assim, os limites de 5-10% devem ser removidos após o final do período de concessão para as demais usinas.

3. Criação de Produto de médio prazo no Mecanismo de Compensação de excedentes e déficits - MCSD

<Sugestões e Opiniões>

- ✓ Em 2017, os produtos de curto prazo do MCSD/EN A-0 provaram ser fundamentalmente eficazes no ajustamento do excesso de contratação de Distribuidores, permitindo aos geradores uma redução temporária de seus CCEARs, no sentido de mitigar o risco de GSF.
- ✓ Ainda é possível encontrar uma necessidade para a criação de um produto de médio prazo no MCSD, para o período de 2 a 5 anos, que deverá ser uma solução para as dificuldades enfrentadas pelos agentes (Distribuidores, Geradores e Consumidores).

<Justificativas>

- ✓ Uma melhoria fundamental foi gerada pelo MCSD/EM A0 em 2017, o que permitiu a possibilidade de oferecer aos geradores redução de novos CCEARs. Os Produtos de médio prazo deverão ser também eficazes na mitigação do GSF, permitindo a redução temporária de seus CCEARs e constituindo uma ferramenta importante para ajustar o nível de contratação em relação à garantia física.
- ✓ Para projetos estruturantes, que ainda tem um longo percurso até o final da sua concessão, torna-se difícil a aprovação pelos bancos financiadores da rescisão de contratos de longo prazo, conforme proposto nos MCSDs/EN A4+, já que estes são dados como recebíveis para cobrir as parcelas do financiamento. Neste âmbito, propõe-se a criação de produtos de médio prazo (2 a 5 anos) para os MCSDs/EN.

- ✓ Ainda necessário fornecer medidas para enfrentar as dificuldades enfrentadas pelos agentes (distribuidores, geradores e consumidores) a partir de 2018.
- ✓ O problema de excesso de contratação persistirá até que a demanda do mercado seja recuperada, concomitantemente com o crescimento econômico. A criação de produtos de médio prazo no MCSD atenuaria a) o excesso de contratação dos distribuidores, b) a exposição ao GSF dos geradores, sem qualquer prejuízo ao consumidor final.

III. Vantagens para o governo e todo o setor de energia

Gostaríamos de enfatizar 2 principais vantagens para o governo e todo o setor de energia como resultado da adoção das sugestões e contramedidas para melhorar o quadro regulatório do setor de energia.

1. As mudanças estruturais na indústria/mercado de energia e a seca prolongada e falta de chuva causou redução contínua do GSF. Consequentemente, todos os geradores hidrelétricos tem sofrido efeitos deletérios; não apenas as empresas privadas, mas também empresas governamentais precisam realizar injeção de capital para projetos de energia hidrelétrica, de modo a dar continuidade aos projetos e fornecer energia aos consumidores de forma estável. As dificuldades financeiras prolongadas enfrentadas pelas usinas hidrelétricas não são benéficas para o funcionamento sustentável e para a manutenção de energia hidráulica, o que pode causar danos a todo o sistema de geração de energia. Por isso, é um benefício para o país o alívio de tais dificuldades financeiras enfrentadas pelas usinas hidrelétricas através da introdução de um mecanismo para compartilhar os custos das mudanças estruturais na indústria/mercado, bem como os custos associados à anormalidade climática.
2. Uma reforma legal do setor de energia e do mecanismos do MRE seria essencial para atrair novos investimentos do setor privado, incluindo empresas nacionais e estrangeiras, o que deveria ser adotado como um dos mais importantes objetivos do governo.

Atenciosamente,

Mitsui & Co., Ltd.



Noriaki Watanabe
General Manager, Second Department
Infrastructure Projects Development Division
Infrastructure Projects Business Unit

Mizha Energia Participações S.A.



Kengo Yagi
Diretor Presidente
Mizha Energia Participações S.A.