Azevedo Sette ADVOGADOS 50 Anos

PLANO DE AÇÃO

PLANO DE AÇÃO	
GRUPO TEMÁTICO	FORMA DE IMPLEMENTAÇÃO
Formação de preços	Mudança infralegal
Critério de suprimento	Mudança infralegal
Medidas de transição	Mudança infralegal
Separação lastro e energia	Mudança Legislativa
Sistemática de leilões	Mudança infralegal
Desburocratização e melhoria de processos	Mudança infralegal
Governança	Mudança Legislativa
Inserção de novas tecnologias	Mudança infralegal
Abertura de mercado	Mudança Legislativa
Racionalização de encargos e subsídios	Mudança Legislativa
Sustentabilidade da distribuição	Mudança Legislativa
MRE	Mudança Legislativa
Processo de contratação	Mudança infralegal
Sustentabilidade da transmissão	Mudança infralegal
Integração gás-energia elétrica	Mudança infralegal

I. FORMAÇÃO DE PREÇOS

Atualmente, no mercado de curto prazo as diferenças entre os montantes gerados, contratados e consumidos, são liquidados pelo Preço de Liquidação de Diferenças – PLD, preço de curto prazo formado a partir de modelos computacionais de minimização de custos. O PLD é extremamente volátil (decorre de uma estimativa de custos de produção da energia elétrica, a partir de modelos computacionais) e, além disso, raramente se aproxima dos custos de produção de energia elétrica ou dos preços dos contratos de longo prazo do ACR.

Considerando a evolução da matriz elétrica em que a hidroeletricidade ainda predomina, mas muito menos do que quando os modelos computacionais foram propostos, existe a demanda de que se aprofunde a análise para a adoção da formação de preços por oferta.

Por outro lado e considerando a abertura do mercado livre da energia elétrica, preços críveis são a base de qualquer mercado que funcione de forma eficiente.

Nesse sentido, o *"GTMSE estudou os mecanismos de formação de preço por modelos, despacho por oferta de preços e formas híbridas que unem características dos dois mecanismos. Ao longo dos estudos foram elencadas vantagens e desvantagens da migração para mecanismo que considere de alguma forma ofertas de preço para os geradores. Entre os benefícios identificou-se, como exemplo, melhor captura da percepção de risco dos agentes e o fato de não exigir a necessidade de auditoria nas informações de custos. Por outro lado, algumas desvantagens para a transição também foram citadas, como, a vulnerabilidade ao exercício de poder de mercado e a maior dificuldade em garantir a segurança energética. Por fim, o grupo definiu cronograma para a realização de estudos que subsidiem tal decisão, elencando, inclusive, o tratamento de instrumentos legados".*

AÇÕES PROPOSTAS	2019				2020				2021				2022				Pós 2022
	1º T	2º T	3º T	4º T	1º T	2º T	3º T	4º T	1º T	2º T	3º T	4º T	1º T	2º T	3º T	4º T	
FORMAÇÃO DE PREÇOS																	
Relatório inicial com apontamentos a serem estudados do Modelo por Oferta v.s. Modelo Atual																	
Testes																	
Análise impacto Regulatório																	
Decisão																	
ANO SOMBRA																	
INÍCIO PREÇO POR OFERTA																	
Aprimoramento de Governança da Formação do Preço do Setor Elétrico: Implantação de Comitê Técnico de Governança do PMO e do cálculo do PLD																	
Aperfeiçoamento dos modelos computacionais aplicados à otimização dos usos de recursos eletroenergéticos: definição de preços: Estudos; Testes: e Validação																	

II. CRITÉRIOS DE SUPRIMENTO

A menor participação de usinas hidrelétrica (UHE)na oferta, a perda relativa da capacidade de regularização devido ao maior crescimento da carga em relação a entrada de novas UHE, aliados à maior penetração de fontes com variabilidade em escalas sub-horárias, e sem capacidade de estoque pelo lado do recurso, como eólica e solar estão fazendo com que o sistema elétrico brasileiro deixe de ser puramente restrito em energia (típico de uma base hidrelétrica com reservatórios) e passe também a ser restrito em capacidade de potência (típico de sistemas de base termelétrica e com renováveis não controláveis). Em função disso, devem ser definidos critérios associados a esses atributos (energia e capacidade de potência), que permitam avaliá-los corretamente e direcionar a expansão, garantindo a adequabilidade da oferta.

Diante disso, "*propõe-se como critério econômico a métrica CVaR – Conditional Value-at-Risk (CMO) e como critérios de segurança conjugar as métricas CVaR (Energia Não Suprida), CVaR (Potência Não Suprida) e LOLP – Lost of Load Probability. Entende-se que, em um primeiro momento, o requisito de flexibilidade pode ainda ser atendido como um subproduto da correta sinalização da necessidade quanto aos requisitos de energia e capacidade de potência. No entanto, reconhece-se que, à medida que haja avanços na representação dos modelos de otimização energética e na qualidade de dados que permitam aferir de forma precisa a escassez de flexibilidade para expansão do sistema, naturalmente os critérios devem evoluir para que sejam incorporadas novas métricas associadas a este atributo.*

Os novos critérios de suprimento deverão ser submetidos à aprovação do Conselho Nacional de Política Energética (CNPE), na reunião de dezembro de 2019, para fins de aplicação no planejamento a partir de 2020. Eles serão ainda fundamentais na metodologia dos novos produtos (Lastro e Energia - Mecanismos de contratação de adequabilidade), assim como já os serão para o cálculo das garantias físicas."

AÇÕES PROPOSTAS	2019				2020				2021				2022				Pós 2022
	1º T	2º T	3º T	4º T	1º T	2º T	3º T	4º T	1º T	2º T	3º T	4º T	1º T	2º T	3º T	4º T	
CRITÉRIOS DE SUPRIMENTO																	
Realização de CP para divulgar relatório incorporando a (i) a sugestão de parâmetros; (ii) estudos do caso evidenciando a factibilidade quanto à operacionalização dos processos considerando o critério proposto e (iii) avaliação de impacto																	
Apresentação da proposta final de Critérios de garantia de suprimento na reunião do CNPE em Dez/2019																	
INÍCIO APLICAÇÃO NOVOS CRITÉRIOS DE SUPRIMENTO																	

III.LASTRO E ENERGIA - MEDIDAS DE TRANSIÇÃO

A contratação de lastro e energia juntas, como ocorre atualmente no Brasil, tem se revelado problemática por vários motivos: (i) aumenta a complexidade regulatória; (ii) limita alternativas de desenho de mercado; (iii) força a dependência de decisões governamentais para o funcionamento e/ou ajuste do mercado; (iv) limita a expansão do ACL;(v) concentra os custos da expansão da geração no ACR.

As bases para a definição de um possível modelo de separação entre lastro e energia apresentadas pela EPE na Consulta Pública MME nº 83/2019 são as seguintes: dividir em até três produtos diferentes o que hoje é feito em uma única contratação: (i) produção de eletricidade; (ii) lastro de produção, similar à atual garantia física de energia, e (iii) lastro de capacidade. A negociação seria feita mediante leilões combinatórios, nos quais o vendedor gerador tem o direito de ofertar o(s) produto(s) que desejar, podendo as ofertas serem independentes ou condicionadas a depender do apetite ao risco do vendedor.

No caso, a ações propostas no Plano de Ação em relação a este tema contemplam “as etapas subsequentes à CP com a definição do modelo a ser construído e implementado no Setor Elétrico Brasileiro. Considerando, todavia, que a referida separação entre lastro e energia depende da necessidade de aprofundamentos conceituais e metodológicos, conforme apresentado no Plano, foi previsto, ainda, no mesmo Plano ações transitórias que visam endereçar a eventual contratação de capacidade/potência com menor legado crítico possível”.

AÇÕES PROPOSTAS	2019				2020				2021				2022				Pós 2022
	1º T	2º T	3º T	4º T	1º T	2º T	3º T	4º T	1º T	2º T	3º T	4º T	1º T	2º T	3º T	4º T	
LASTRO E ENERGIA - MEDIDAS DE TRANSIÇÃO																	
Contratação de Capacidade com menor legado crítico possível																	
Modelo de contratação: estudar necessidade de eventuais ajustes na regulamentação do Leilão de Reserva para contratação de Potência																	
Estudar critério de seleção que privilegie potência e não energia																	
Fontes fortemente candidatas: Termelétrica Flexível vs Aumento potência UHE																	

IV.SEPARAÇÃO LASTRO E ENERGIA

A contratação de lastro e energia juntas, como ocorre atualmente no Brasil, tem se revelado problemática por vários motivos: (i) aumenta a complexidade regulatória; (ii) limita alternativas de desenho de mercado; (iii) força a dependência de decisões governamentais para o funcionamento e/ou ajuste do mercado; (iv) limita a expansão do ACL;(v) concentra os custos da expansão da geração no ACR.

As bases para a definição de um possível modelo de separação entre lastro e energia apresentadas pela EPE na Consulta Pública MME nº 83/2019 são as seguintes: dividir em até três produtos diferentes o que hoje é feito em uma única contratação: (i) produção de eletricidade; (ii) lastro de produção, similar à atual garantia física de energia, e (iii) lastro de capacidade. A negociação seria feita mediante leilões combinatórios, nos quais o vendedor gerador tem o direito de ofertar o(s) produto(s) que desejar, podendo as ofertas serem independentes ou condicionadas a depender do apetite ao risco do vendedor.

No caso, a ações propostas no Plano de Ação em relação a este tema contemplam “as etapas subsequentes à CP com a definição do modelo a ser construído e implementado no Setor Elétrico Brasileiro. Considerando, todavia, que a referida separação entre lastro e energia depende da necessidade de aprofundamentos conceituais e metodológicos, conforme apresentado no Plano, foi previsto, ainda, no mesmo Plano ações transitórias que visam endereçar a eventual contratação de capacidade/potência com menor legado crítico possível”.

AÇÕES PROPOSTAS	2019				2020				2021				2022				Pós 2022
	1º T	2º T	3º T	4º T	1º T	2º T	3º T	4º T	1º T	2º T	3º T	4º T	1º T	2º T	3º T	4º T	
SEPARAÇÃO LASTRO E ENERGIA																	
Publicação de Relatório de análise das contribuições da Consulta Pública nº 83/2019																	
Definição sobre o mecanismo de adequabilidade que será utilizado no Brasil																	
Desenvolvimento conceitual da implementação de Lastro																	
Metodologias de cálculo de Lastro, aderentes as contribuições dos empreendimentos para a adequação do suprimento																	
Pontos adicionais e de integração com outros grupos, que interferem na metodologia																	
Metodologia de aferição e penalidade de Lastro: Estabelecer os procedimentos para aferição da entrega de Lastro e a lógica de cálculo de penalidades quando necessário																	
Critério para revisão de Lastro																	
Estudos para Transição dos Contratos Legados																	
Roadshow com Bancos																	
Financiabilidade (Incluindo tratativas com instituições financeira e mercado de capitais)																	
Frentes legais e Regulatórias																	
NOVO MODELO DE COMERCIALIZAÇÃO																	

V. SISTEMÁTICA DE LEILÕES

"Considerando a importância do mecanismo de leilões para a expansão do sistema, o grupo temático avaliou a atual sistemática de leilões e propor aprimoramentos que permitam atender as necessidades do sistema de contratação de diferentes produtos e serviços para o setor. As medidas propostas abordaram os seguintes temas: contratação do empreendimento marginal dos leilões de energia nova (LEN); adoção da margem de escoamento como critério de seleção nos LEN A-6; revisão dos produtos negociados e modelos de contratos nos LEN; aprimoramento da metodologia de cálculo e revisão da Tarifa de Uso dos Sistemas de Transmissão (TUST); alterações nos leilões de energia existente de forma a viabilizar a modernização do parque termelétrico; assim como realização de estudos sobre eventuais novas sistemáticas que se façam necessárias para a realização de leilões durante o período de transição e no novo modelo."

AÇÕES PROPOSTAS	2019				2020				2021				2022				Pós 2022
	1º T	2º T	3º T	4º T	1º T	2º T	3º T	4º T	1º T	2º T	3º T	4º T	1º T	2º T	3º T	4º T	
SISTEMÁTICA DE LEILÕES																	
Ajuste de curto prazo do modelo atual: Implementar melhorias nas regras e sistemática dos leilões cujas																	
Novas sistemáticas alinhadas ao modelo de transição e ao novo modelo de mercado																	

VI. DESBUROCRATIZAÇÃO E MELHORIA DOS PROCESSOS / GOVERNANÇA

Em relação à Desburocratização e Melhoria dos Processos, foram feitas as seguintes sugestões: maior digitalização e integração digital entre instituições no processo de outorga e à padronização de processos para projetos do ACL e ACR, além de aprimoramentos no processo de habilitação técnica para leilões de geração e melhorias relacionadas às outorgas de transmissão.

No que tange à Governança, o grupo temático identificou "*processos ou temas relevantes, que carecem de coordenação, de estruturação e/ou de melhor definição do papel de cada instituição para trazer resultados mais efetivos para a sociedade, com mais transparência e previsibilidade nas decisões que afetam os agentes setoriais. Todavia, o grupo identificou que há temas que transcendem o setor elétrico, podendo ser considerados matéria do setor energético como um todo. O trabalho contemplou a governança nos seguintes temas: políticas de Pesquisa e Desenvolvimento (P&D) e eficiência energética; a Comissão Permanente para Análise de Metodologias e Programas Computacionais do Setor Elétrico (CPAMP); escolhas estratégicas para a definição da matriz elétrica e energética; política tarifária; superposições ou lacunas de competência entre instituições do setor; comunicação setorial; proposição de uma governança para o acompanhamento da implementação do Plano de Ação da Modernização do setor elétrico".*

AÇÕES PROPOSTAS	2019				2020				2021				2022				Pós 2022
	1º T	2º T	3º T	4º T	1º T	2º T	3º T	4º T	1º T	2º T	3º T	4º T	1º T	2º T	3º T	4º T	
DESBUROCRATIZAÇÃO / GOVERNANÇA																	
Outorgas de geração: Analisar e revisar os processos referentes a emissão																	
Outorga de Transmissão: Revisão do processo																	
Habilitação técnica nos leilões de energia: identificação de melhorias																	
Padronização alteração das características técnicas																	
Publicação de portaria de criação do Comitê de Monitoramento da Modernização do Setor Elétrico																	
Publicação de portaria interministerial para governança de P, D & I																	
Publicação de portaria sobre periodicidade do PNE																	
Elaboração da política de pesquisa, desenvolvimento e inovação																	
Elaboração da política de escolhas estratégicas que impactam as matrizes elétrica e energética brasileira																	
Aperfeiçoamento da governança da CPAMP																	
Desenvolvimento da governança da política tarifária																	
Mapeamento e eventuais ajustes das competências das instituições setoriais																	

VII. INSERÇÃO DE NOVAS TECNOLOGIAS

A trabalho desenvolvido pelo grupo temático buscou identificar as barreiras de entrada à novas tecnologias, bem como apontar as ações necessárias para mitigar as barreiras identificadas.

"Assim, o Plano de Ação estabelece horizonte em que se estima ser possível exaurir estudos a respeito dessas soluções. Todavia, a principal contribuição do grupo ao debate sobre a Modernização reside na identificação de que qualquer design de mercado e arcabouço legal e regulatório que se conceba deverá preservar o princípio da neutralidade tecnológica, tendo em vista a velocidade com que novas soluções vêm se apresentando. Assim, diante do caráter disruptivo de algumas dessas tecnologias e seguindo o referido princípio, o grupo temático focou em avaliações que viabilizassem a inserção dessas novas tecnologias por meio de regulamentação sem barreiras e subsídios implícitos a tecnologias específicas."

AÇÕES PROPOSTAS	2019				2020				2021				2022				Pós 2022
	1º T	2º T	3º T	4º T	1º T	2º T	3º T	4º T	1º T	2º T	3º T	4º T	1º T	2º T	3º T	4º T	
INSERÇÃO DE NOVAS TECNOLOGIAS																	
Usinas Hibridas: adequações regulatórias; procedimentos de rede; cálculo GF																	
Armazenamento: Estudar instrumento regulatório para permitir a inserção de sistemas de armazenamento, incluindo usinas reversíveis																	
Legislação neutra à tecnologia: Eliminação de barreiras legais e regulatórias e de subsídios implícitos a tecnologias específicas																	
Estudar Leilões de Eficiência Energética: avaliar revisão Decreto nº 5.163/2004																	
Projetos de P&D e Pilotos para Novas Tecnologias																	
Mercado de Serviços Ancilares: estudar a criação de um mercado competitivo de serviços ancilares																	
Estudar Usinas hidrelétricas reversíveis (UHR)																	
Recursos Energéticos Distribuídos (RED): aplicação de tarifas multipartes para todos consumidores																	

VIII. ABERTURA DE MERCADO

A abertura do mercado deve ser feita com justa alocação de custos e riscos entre consumidores livres e cativos Assim, antes da abertura plena do mercado é necessário que sejam realizados os seguintes passos prévios: (i) separação de lastro e energia; (ii) aprimoramento a) dos mecanismos de formação de preço; b) das garantias financeiras; c) da simetria de informação e d) do tratamento da inadimplência.

Do mesmo modo, a redução dos limites de acesso ao mercado livre para valores de demanda menores que 1.000 kW somente deve ocorrer após a implementação de aprimoramentos na formação de preços e no funcionamento do mercado de curto prazo, e após, ou concomitantemente, à separação do lastro e energia.

Além disso, eventual excesso involuntário de contratação energia elétrica das distribuidoras decorrente da migração de consumidores do mercado regulado para o mercado livre deve ser objeto de encargo, a ser pago por todos os consumidores.

Logo, para dar previsibilidade e minimizar os impactos para os agentes envolvidos, a abertura do mercado deve ocorrer de forma lenta e gradual e de acordo com as seguintes etapas: (i) plano para liberação do mercado de baixa tensão; (ii) redução e extinção da reserva de mercado para energia especial; (iii) separação entre atacado e varejo, com definição de limites para cadastro de consumidores e de agentes varejistas na CCEE; (iv) aprimoramento do comercializador varejista; (v) aumento da robustez do mercado envolvendo periodicidade da liquidação, garantias financeiras e bolsa de energia e *clearing house*; e (vi) avaliação da possibilidade de redução da obrigação de contratação da totalidade da carga para o mercado livre e para as empresas de distribuição ou comercializadores de energia regulada (comercializador de última instância).

Para a viabilização dos itens i, ii e iii, foi aberta a CP MME nº 77/2019, que propôs o seguinte cronograma: a) a partir de 1º/jan./2021, os consumidores com carga igual ou superior a 1,5MW; b) a partir de 1º/jul./2021, os consumidores com carga igual ou superior a 1,00MW; e c) a partir de 1ª/jan./2022, os consumidores com carga igual ou superior a 500 kW; e d) até 31/dez./2022, conclusão do estudo ANEEL e CCEE sobre as medidas regulatórias necessárias para permitir a abertura do mercado livre para os consumidores com carga inferior a 500 kW, considerando a data inicial de 1º de janeiro de

2024.

Tb de acordo com este cronograma, a reserva de mercado para fontes incentivadas seria gradualmente até sua extinção em jan./2022.

AÇÕES PROPOSTAS	2019				2020				2021				2022				Pós 2022
	1º T	2º T	3º T	4º T	1º T	2º T	3º T	4º T	1º T	2º T	3º T	4º T	1º T	2º T	3º T	4º T	
ABERTURA DE MERCADO																	
Análise das contribuições da CP MME nº 77/2019 sobre a redução dos limites para os consumidores livre																	
Decisão																	
1,5 MW																	
1,0 MW																	
0,5 MW																	
Realização de estudos para permitir a abertura inferior a 500 kW																	
Realização de estudos sobre a periodicidade das liquidações, garantias financeiras e bolsa de energia e *clearing house* (necessário realizar tratativas com a CVM)																	
Estudos para flexibilização da obrigatoriedade de contratação de 100% da carga pelo Consumidor Livre																	
PLS nº 232/2018																	
0,3 MW																	
Grupo A																	
Comercializador Varejista para consumidores com carga inferior a 500 kW																	

IX. RACIONALIZAÇÃO DE ENCARGOS E SUBSÍDIOS

O grupo temático *"focou seus estudos nos subsídios custeados pela CDE, constatando que parte das sugestões recebidas na Consulta Pública MME nº 45/2018, do MME, já foi implantada e que as demais exigem mudanças de legislação.*

Além disso, no que diz respeito ao tema Governança, como se verá adiante, reforçou-se a necessidade de sistematização de discussões estratégicas no nível federal em que se possa avaliar os benefícios das fontes para o setor, além da otimização da operação e do planejamento do setor elétrico, tais como os benefícios ambientais proporcionados pelas fontes renováveis de geração. Com isso o GTMSE buscou preservar que eventuais futuras decisões que visem beneficiar ou incentivar essas fontes sejam dotadas de maior transparência e motivação, com vistas a garantir legitimidade diante de tratamento diferenciado num contexto em que se defende a neutralidade regulatória na escolha das tecnologias.

Foi identificada a necessidade de aprofundamento dos estudos sobre os subsídios implícitos na micro e minigeração distribuída, tendo por base o realismo tarifário, com vistas a que os consumidores participem também dos demais custos relativos à disponibilidade de rede e custeio de políticas públicas aos quais os demais consumidores estão sujeitos. Nesse sentido, a revisão da Resolução Normativa nº 482/2012, em curso na ANEEL, terá papel fundamental.

Assim, o grupo propôs diversas ações pontuais visando a racionalização dos encargos e subsídios atuais, as quais constam no Plano de Ação. Dentre estas, destacam-se as alterações legais apontadas no Relatório Final da CP MME nº 45/2018 bem como alterações sugeridas que podem ser implementadas por via infralegal."

AÇÕES PROPOSTAS	2019				2020				2021				2022				Pós 2022
	1º T	2º T	3º T	4º T	1º T	2º T	3º T	4º T	1º T	2º T	3º T	4º T	1º T	2º T	3º T	4º T	
RACIONALIZAÇÃO DE ENCARGOS E SUBSÍDIOS																	
Entrega de contribuição ao PLS 232/2016 com proposta sobre o fim dos subsídios da TUSº T/TUSD																	
Aprimoramento das regras aplicáveis à micro e minigeração distribuída (AP 1/2019)																	
Implementação do plano apresentado na CP 45/2018, com ajuste das contribuições já encaminhadas aos projetos de lei do congresso																	
Estudo de plano de valorização dos benefícios ambientais relacionados às fontes de energia com baixa emissão de carbono																	
Realização de CP com proposta de ajuste ao Decreto 5.163/2004, no que se refere ao pagamento de encargos pelo consumo líquido, por autoprodutor																	
Estudos para racionalização da tributação de encargos setoriais																	
Estudos para otimização de uso de outros encargos não tratados na CP 45/2018																	

X. SUSTENTABILIDADE DA DISTRIBUIÇÃO

A transformação energética brasileira se dará em um cenário de queda de receitas e aumento de despesas para as distribuidoras. Para superar as questões que afetam a sustentabilidade da distribuição de energia elétrica, o grupo apontou medidas, como (i) a adoção de tarifa binômia para a baixa tensão, para as quais se indicou a necessidade de avaliação mais aprofundada, como a sinalização locacional e horária para os consumidores livres ou que geram a própria energia; (ii) a separação da comercialização de energia elétrica e dos serviços de distribuição; (iii) a flexibilização da obrigatoriedade de contratação de 100% da carga e aprimoramentos da Conta de Compensação de Variação de Valores de Itens da “Parcela A” – CVA.

Além do diagnóstico e primeiras indicações de medidas, o grupo propôs Plano de Ação contendo a realização de estudos de avaliação, além de regras de transição, prazos e impactos, prezando pela transparência e previsibilidade do setor.

	2019				2020				2021				2022				Pós 2022
	1º T	2º T	3º T	4º T	1º T	2º T	3º T	4º T	1º T	2º T	3º T	4º T	1º T	2º T	3º T	4º T	
SUSTENTABILIDADE DA DISTRIBUIÇÃO																	
Estudos para adoção da tarifa binômia																	
Estudos para flexibilização de contratação de 100% da carga																	
Estudos para flexibilização dos portfolios de contratos																	
Estudos para aprimorar o CVA																	
Estudos para separação do core business da distribuidora: atividade “fio” de atividade de “comercialização”																	
Implementação de política que sustente a universalização de acesso em regiões remotas																	

XI. MRE

As possíveis soluções de aprimoramentos ao MRE, compostas por ações as quais, em sua maioria, podem ser implementadas no curto e médio prazo, foram estruturadas de acordo com os seguintes três pilares:

"*O primeiro pilar reúne ações que visam sanear o MRE, buscando identificar e afastar os fatores estanhos ao risco hidrológico. O segundo pilar é o de ações voltadas ao aprimoramento do funcionamento do próprio mecanismo. Por fim, apresenta-se uma proposta de elaboração de mecanismo voluntário de proteção financeira (hedge) para as usinas do MRE a partir dos volumes liquidados pela energia de reserva no mercado de curto prazo.*

Não obstante, faz-se necessária solução estrutural para que problema não volte a ocorrer, o que passa pela frente de trabalho já em curso que avalia forma de ajustar as garantias físicas à realidade operativa do sistema, mas também pelos aperfeiçoamentos no MRE ora apontados o que reforça a relevância de acompanhamento das ações por meio do Plano de Ação."

AÇÕES PROPOSTAS	2019				2020				2021				2022				Pós 2022
	1º T	2º T	3º T	4º T	1º T	2º T	3º T	4º T	1º T	2º T	3º T	4º T	1º T	2º T	3º T	4º T	
MRE																	
Publicação de Relatório de análise das contribuições da Consulta Pública nº 85/2019 (revisão de garantia física das usinas centralizadamente despachadas)																	
Apresentação de proposta para opção de revisão das Garantias Físicas além do limite																	
Revisão das Garantias Físicas além do limite (geradores que aceitarem a proposta do MME)																	
Avaliação das restrições elétricas, importação de energia sem garantia física e inflexibilidade térmica declarada (Audiência Pública ANEEL nº 83/2017)																	
Avaliação da importação sem substituição de usinas termelétricas (AP ANEEL nº 32/2019)																	
Apresentação e avaliação de propostas de tratamento da geração classificada como reserva operativa																	
Definição do tratamento da geração termelétrica inflexível que excede o montante estabelecido na Garantia Física, proposição de mecanismos para incentivar a melhoria da performance do MRE e revisão do Anexo I da REN 614/2014																	
Avaliação sobre o constrained-off de usinas hidrelétricas																	
Avaliação sobre a sazonalição de garantia física de usinas hidrelétricas																	

XII. PROCESSO DE CONTRATAÇÃO (LIQUIDAÇÃO FINANCEIRA CENTRALIZADA DOS CONTRATOS REGULADOS)

Para conferir maior eficiência ao processo de contratação, reduzir custos e mitigar impactos, em especial para as Distribuidoras, foi analisada pelo grupo temático a pertinência de criação de um Agente Centralizador de Contratos, no contexto de uma Liquidação Financeira Centralizada no Ambiente de Contratação Regulada (ACR).

Entretanto, como a decisão final sobre a necessidade de criação de um Agente Centralizador de Contratos depende do desenho final de modernização do setor, esta só poderia ser tomada em 2022.

AÇÕES PROPOSTAS	2019				2020				2021				2022				Pós 2022
	1º T	2º T	3º T	4º T	1º T	2º T	3º T	4º T	1º T	2º T	3º T	4º T	1º T	2º T	3º T	4º T	
PROCESSO DE CONTRATAÇÃO (LIQUIDAÇÃO FINANCEIRA CENTRALIZADA DOS CONTRATOS REGULADOS)																	
Estudos de impacto tributário (consulta ao CONFAZ)																	
Tratamentos dos contratos legados																	
Tratamento para novos contratos																	
Estudos do Pmix																	
Alinhamento com mercado de capitais																	
Alinhamento com desenvolvedores de sistemas																	
Decisão																	

XIII. SUSTENTABILIDADE DA TRANSMISSÃO

O grupo temático "*abordou prioritariamente a questão das instalações da transmissão em final de vida útil regulatória no Sistema Interligado Nacional e o tema da simplificação da liquidação dos Encargos de Uso do Sistema de Transmissão (EUST). Além disso, com base no diagnóstico realizado, recomenda-se a avaliação, pela ANEEL, do processo de liquidação simplificada dos EUST proposto, assim como a avaliação e deliberação, pela ANEEL, das medidas relacionadas aos ativos de transmissão em fim de vida útil que visam a mitigação das incertezas das transmissoras com relação à remuneração de seus investimentos e adequação do sinal econômico para induzir a máxima disponibilidade das instalações de transmissão. Por fim, recomenda-se a avaliação da viabilidade de proposição de linhas de financiamento para a modernização dos equipamentos de transmissão em fim de vida útil regulatória junto a instituições financeiras. Esses pontos são detalhados no Plano de Ação. "*

AÇÕES PROPOSTAS	2019				2020				2021				2022				Pós 2022
	1º T	2º T	3º T	4º T	1º T	2º T	3º T	4º T	1º T	2º T	3º T	4º T	1º T	2º T	3º T	4º T	
SUSTENTABILIDADE DA TRANSMISSÃO																	
Realização de Tomada de Subsídios (Consulta Pública) pela ANEEL sobre liquidação centralizada das transmissoras																	
Avaliação de Nota Técnica que contribuirá para a mitigação das incertezas das transmissoras com relação à remuneração de seus investimentos (Audiência Pública ANEEL nº 41/2017)																	
Avaliação da viabilidade de proposição de linhas de financiamento para a modernização dos equipamentos de transmissão em fim de vida útil junto a instituições financeira																	

XIV. INTEGRAÇÃO GÁS - ENERGIA ELÉTRICA (NOVO MERCADO DE GÁS)

A matriz elétrica brasileira possui cerca de 13.000 MW de usinas termelétricas a gás natural, representando 8% da capacidade instalada do país. Esta capacidade poderá aumentar ao longo dos próximos anos, considerando o potencial do gás natural, especialmente proveniente do pré-sal. O sistema contará com a expansão de, aproximadamente, 5.000 MW de usinas a gás natural até o ano de 2027 para propósitos de atendimento ao balanço energético, fazendo uso de tecnologias em que a elevada eficiência da geração elétrica é uma característica preponderante, portanto, com valores de CVU mais baixos. A indicação é de que o sistema precisará de mais 13.000 MW de oferta, associada à necessidade de complementação de potência, o que representa cerca de 33% da capacidade instalada da expansão indicativa. Serão retirados do sistema aproximadamente 3.000 MW de oferta de usinas a óleos diesel e combustível (atualmente em operação no sistema). Portanto, parte da expansão a gás natural serve para substituir essas usinas a óleo que serão descomissionadas. Além da geração de energia elétrica é importante considerar a ampliação do mercado das distribuidoras estaduais de gás, além dos mercados industriais e de transporte.

AÇÕES PROPOSTAS	2019				2020				2021				2022				Pós 2022
	1º T	2º T	3º T	4º T	1º T	2º T	3º T	4º T	1º T	2º T	3º T	4º T	1º T	2º T	3º T	4º T	
INTEGRAÇÃO GÁS - ENERGIA ELÉTRICA (NOVO MERCADO DE GÁS)																	
Atualização dos diagnósticos e recomendações do relatório do SCT8 (Programa Gás para Crescer)																	
Análise dos documentos de Planejamento Energético																	
Levantamento de modelos de negócios de UTEs a gás natural já implantadas ou em implantação																	
Levantamento de custos e riscos da interface dos dois setores																	
Implementação de recomendações do relatório do SCT8 que tenham sido validadas																	
Eliminar barreiras ao desenvolvimento de modelos de negócio de UTEs a gás natural																	

XV. ALOCAÇÃO DE CUSTOS E RISCOS

As principais ineficiências identificadas pelo grupo temático foram: preços distorcidos e não críveis; expansão da confiabilidade do sistema e garantia do suprimento baseados no mercado regulado; subsídios e sinais econômicos inadequados que distorcem a avalição dos agentes quanto as decisões de migração para o mercado livre; e alocação excessiva de custos as tarifas de distribuição e aos consumidores cativos. "*Destaca-se que essa avaliação não se limita ao diagnóstico produzido, mas deverá também ser realizada, de forma integrada, durante a implementação das diversas ações contidas no Plano de Ação, buscando corrigir as distorções identificadas e evitar a criação de novas ineficiências. Portanto, não foi aberta uma frente de atuação específica no Plano de Ação, visto que a eficiência e a coerência na alocação de custos e riscos devem ser perseguidas ao longo das decisões que forem tomadas no processo de implementação da Modernização."*