



GT Modernização do Setor Elétrico

Portaria MME nº 187/2019

Relatório do Grupo de Trabalho da Modernização do Setor Elétrico

Outubro de 2019

Ministério de Minas e Energia

Ministro

Bento Albuquerque

Secretária Executiva

Marisete Pereira

Secretário de Energia Elétrica

Ricardo Cyrino

Secretário de Planejamento e Desenvolvimento Energético

Reive Barros

Documento: Relatório do Grupo de Trabalho da Modernização do Setor Elétrico (v. 2)

Instituição Coordenadora: Secretaria Executiva do Ministério de Minas e Energia

INTEGRANTES DO GRUPO DE TRABALHO:

Ministério de Minas e Energia Secretaria Executiva

Agnes Maria de Aragao da Costa
Denis de Moura Soares
Francisco Carlos da Silva Junior
Ricardo Takemitsu Simabuku

Secretaria de Planejamento e Desenvolvimento Energético

André Krauss Queiroz
André Luiz Rodrigues Osorio
Cássio Giuliani Carvalho
Guilherme Zanetti Rosa
Hélvio Neves Guerra
Júlia Pera de Almeida
Lívio Teixeira de Andrade Filho
Lorena Melo Silva
Mauricio de Oliveira Abi Chahin
Rodolfo Zamian Danilow
Rogério Guedes da Silva
Rogério Souza Tavares
Tarita da Silva Costa
Thiago Guilherme Ferreira Prado
Valdir Borges Souza Junior

Secretaria de Energia Elétrica

Adrimar Venancio do Nascimento
Antônio Celso de Abreu Junior
André Grobério Lopes Perim
André Luis Goncalves de Oliveira
André Luiz Dias de Oliveira
Aurélio Pavão de Farias
Bianca Maria Matos de Alencar Braga
Domingos Romeu Andreatta
Fabiana Gazzoni Cepeda
Fabrício Dairiel de Campos Lacerda
Guilherme Silva de Godoi
Igor Souza Ribeiro
Isaac Pinto Averbuch
João Aloisio Vieira
Joao Daniel de Andrade Cascalho
Renato Dalla Lana
Rodrigo Daniel Mendes Fornari
Victor Protázio da Silva

Assessoria Econômica

Alexandre Lauri Henriksen
Frederico de Araujo Teles
Renata Rosada da Silva

Consultoria Jurídica

Candice Sousa Costa
Christian de Oliveira e Fernandes
Thais Marcia Fernandes Matano Lacerda

PARTICIPANTES NO GRUPO DE TRABALHO:

Agência Nacional de Energia Elétrica

André Pepitone

Câmara de Comercialização de Energia Elétrica

Rui Altieri

Empresa de Pesquisa Energética

Thiago Barral

Operador Nacional do Sistema Elétrico

Luiz Barata

Agência Nacional de Energia Elétrica

Ailson Barbosa
Álvaro Fagundes Moreira
Ana Cláudia Cirino dos Santos
André Tiburtino
Carlos Cabral
Christiano Vieira da Silva
Claudio Carvalho
Davi Antunes Lima
Eduardo J. F. Barreto
Elizeu Pereira Vicente
Felipe Moraes
Hugo Lamin
Igor Barra Caminha
Ivo Sechi
Júlio César Rezende Ferraz
Leonardo Queiroz
Matheus Palma Cruz
Otávio Rodrigues Vaz
Paola Bembom Garcia Torres
Renato Braga de Lima Guedes
Romário Batista
Sanderson E. de Lima
Thiago Roberto Magalhães Veloso
Tito Ricardo Vaz da Costa
Vitor Correia Lima Franca

**Câmara de Comercialização de
Energia Elétrica**

Adriana Sambiase

Ary Pinto Ribeiro Filho
Caio Bocchini Caio Pereira
Caio Pereira
César Pereira
Cristiane Araújo
Cristiane Barros
Ediléu Cardoso
Felipe Ferreira da Silva Luz
Fernando Felix
Gabriel Apoena de Oliveira
Galdino Lamas de Barros
Gilson Cecchini
Hugo Cintra
Laura Maquera
Lucas Freitas de Paiva
Luciana D. Lisboa
Luiz Pazzini
Madalena Porangaba
Maria Pessoa
Patrícia Moniz de Arruda
Regiane Silva de Barros
Rodrigo Sacchi
Roseane Santos
Solange Mendes Geraldo Ragazi David
Talita Porto
Wesley Lourenço

Empresa de Pesquisa Energética

Andre Makishi
Ângela Livino
Bernardo Folly de Aguiar
Cristina Vasconcelos Falcão
Daniel José Tavares de Souza
Daniel Silva Moro
Diego Pinheiro de Almeida
Dourival de Souza Carvalho Júnior
Erik Rego
Fernanda Gabriela Batista dos Santos
Fernanda Corrêa Ferreira
Fernanda Fidelis Paschoalino
Gabriel Konzen
Glaysson de Mello Muller
Guilherme Mazolli Fialho
Gustavo Naciff de Andrade
Gustavo Pires da Ponte
Helena Portugal Goncalves da Motta

Hermes Trigo D. da Silva
Jorge Gonçalves Bezerra Jr.
Jorge Trinkenreich
José Marcos Bressane
Josina Saraiva Ximenes
Leandro Moda
Leandro Pereira de Andrade
Luísa Domingues Ferreira Alves
Luis Paulo Scolaro Cordeiro
Marcelo Wendel
Marcos Vinícius G. da S. Farinha
Maria Cecília Pereira de Araújo
Mariana de Queiroz Andrade
Maxwell Cury Júnior
Pamella Sangy
Patricia Costa Gonzalez de Nunes
Pedro Américo Moretz-Sohn David
Renata Nogueira Francisco de Carvalho
Renato Haddad Simões Machado
Roney Nakano
Saulo Ribeiro Silva
Simone Quaresma Brandão
Thiago Correa Cesar
Thiago de Faria Rocha Dourado Martins
Thiago Ivanoski Teixeira

Operador Nacional do Sistema Elétrico

Alberto Sergio Kligerman
Angela Greenhalg
Elusa Moreira Brasil
Fernando França
Gustavo Henrique Novaes Rodrigues
Jefferson Alexandre Gonçalves Goulart
Marcelo Prais
Mario Daher
Mauro Pereira Muniz
Roberto Fontoura
Sumara Duarte Ticom
Vitor Duarte

Sumário

1.	Introdução	9
2.	Atividades realizadas durante a vigência da Portaria nº 187/2019 para a Modernização do Setor Elétrico	13
3.	Objetivos da Modernização do Setor Elétrico	16
4.	Explicando o Relatório a partir da inter-relação entre os temas	17
5.	Método de Trabalho	25
6.	Grupos Temáticos de Modernização do Setor Elétrico	26
6.1.	Formação de preço	26
6.2.	Critérios de Suprimento	27
6.3.	Lastro e Energia - Mecanismos de contratação de Capacidade	28
6.4.	Abertura de Mercado	29
6.5.	Inserção de Novas Tecnologias	33
6.6.	Sustentabilidade da Distribuição	33
6.7.	Processo de Contratação	36
6.8.	Racionalização de Encargos e Subsídios	37
6.9.	MRE	39
6.10.	Sustentabilidade da Transmissão	40
6.11.	Sistemática de Leilões	41
6.12.	Alocação de Custos e Riscos	43
6.13.	Desburocratização e Melhoria dos Processos	43
6.14.	Governança	47
7.	Consultas públicas iniciadas durante o GT Modernização	51
8.	Proposta de Atos	52
9.	Contribuições ao Projeto de Lei do Senado Nº 232/2016	58
10.	Contribuições ao Projeto de Lei Nº 1.917/2015	68
11.	Plano de Ação	81
12.	Considerações Finais	88

1. Introdução

O novo cenário tecnológico e socioambiental tem provocado avanços nos atuais modelos de negócio. Para acompanhar essa dinâmica, o Setor Elétrico Brasileiro está promovendo mudanças no quadro regulatório, comercial e operacional, buscando criar condições para uma participação mais ativa dos consumidores na gestão de seu consumo de energia, valorizando a possibilidade de escolhas individuais.

Pautado fundamentalmente na governança, na previsibilidade e na estabilidade jurídica e regulatória, o Ministério de Minas e Energia (MME) tem buscado soluções que permitam desenvolver propostas de Modernização do Setor Elétrico, a qual está orientada pela diretriz básica de levar energia elétrica aos consumidores de forma competitiva, zelando pela sustentabilidade da expansão, com a promoção da abertura do mercado e a eficiência na alocação de custos e riscos.

Nesse movimento, o MME considerou trabalhos anteriores que já tratavam de iniciativas para aperfeiçoamento do arcabouço legal e regulatório do setor, como a Consulta Pública (CP) nº 21, aberta em 5 de outubro de 2016, com vistas a obter da sociedade respostas sobre a expansão do mercado livre de energia elétrica, os benefícios e os riscos envolvidos neste processo, e a CP nº 33, aberta em 5 de julho de 2017, com a finalidade de aprimorar o modelo do setor elétrico.

Além disso, buscando manter uma postura de permanente diálogo com a sociedade, também se identificou a necessidade de um aprofundamento dos estudos e avaliações sobre medidas necessárias para a efetiva Modernização do setor que considerasse as importantes contribuições de diversos interlocutores – como consumidores, geradores, comercializadores, distribuidores, instituições e academia.

Para isso, foi instituído, por meio da Portaria MME nº 187/2019, de 4 de abril de 2019, um Grupo de Trabalho (GT Modernização), com o propósito de tratar de forma integrada, inclusive, dos seguintes temas:

- 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.

O GT Modernização foi composto por membros, titulares e suplentes, representantes da Secretaria Executiva (SE), que o coordena; da Secretaria de Energia Elétrica (SEE); da Secretaria de Planejamento e Desenvolvimento Energético (SPE); da Assessoria

Especial de Assuntos Econômicos (ASSEC); e da Consultoria Jurídica (CONJUR), todas do MME.

É importante reconhecer que o trabalho realizado pelo GT Modernização muito difere das diversas iniciativas que se propuseram a tratar de uma atualização do marco legal que rege o setor elétrico desde a CP MME nº 33, de 2017, inclusive de cunho legislativo. O Grupo de Trabalho buscou em 180 dias ir além dos princípios da CP 33 de modo a buscar efetividade em mudanças pautadas pelo princípio da previsibilidade, considerando, inclusive, os possíveis desdobramentos e impactos em nível regulatório.

Assim, ao longo deste período, o Grupo de Trabalho foi imbuído da missão de realizar um amplo diagnóstico do funcionamento do setor elétrico com vistas a formar posição a respeito do que deve ser implementado para viabilizar sua Modernização. A tarefa se demonstrou necessária porque as iniciativas anteriores se propuseram a enfrentar diversos pontos de aperfeiçoamento no arcabouço legislativo do setor elétrico sem análise sistêmica formalizada de como ocorreria a fase de implementação das diretrizes apontadas.

Especial preocupação surgiu com relação a dois temas: a financiabilidade da expansão e a sustentabilidade da atividade de distribuição de energia elétrica.

Com relação à financiabilidade, constata-se que o arcabouço setorial vigente, apesar de todas suas distorções, vem permitindo um crescimento da infraestrutura elétrica condizente com o da economia do País. As estimativas de crescimento do setor e da economia para os próximos anos implicam na necessidade de que o movimento de modernização das regras setoriais ocorra sem rupturas ou surpresas, com vistas a preservar a previsibilidade necessária para a realização de investimentos que, no setor, usualmente apresentam longo prazo de maturação.

Com relação ao segmento de distribuição, identificou-se que as mudanças tecnológicas e a decorrente possibilidade de os agentes, inclusive consumidores, atuarem de maneira mais autônoma, ensejaram uma demanda por remoção de restrições e limites previstos nas regras setoriais. Não obstante, não se pode olvidar que a oferta e o consumo de energia dependem da viabilidade das redes que transportam os elétrons, em especial num setor que presa pela confiabilidade do atendimento. Sendo assim, indo além das iniciativas anteriores, identificou-se a necessidade de dedicação de um olhar sistêmico sobre como as possíveis alterações nas regras, em nível de legislação e de regulação, que vêm sendo discutidas, podem afetar o segmento de distribuição de energia elétrica.

Não obstante e com vistas a considerar o estado da arte das iniciativas que endereçavam algumas medidas de atualização do arcabouço legal e regulatório do setor elétrico, o Grupo de Trabalho mapeou, nas principais iniciativas legislativas em discussão, as principais alterações propostas, sistematizou a interdependência entre elas, identificou lacunas para garantir a coerência da Modernização como um todo, endereçando, inclusive, as duas preocupações acima apontadas, e propôs um processo de implementação por meio de um Plano de Ação, que permita alinhar expectativas e acompanhar sua execução. Por este motivo, é importante deixar claro

desde o início que o processo de Modernização do Setor Elétrico transcende propositalmente o prazo do GT instituído pela Portaria MME nº 187/2019, de 4 de abril de 2019, devendo ser considerado um movimento contínuo, com ações de curto, médio e longo prazos.

Considerando a complexidade da tarefa atribuída ao GT, a primeira etapa dos trabalhos realizados pelo Grupo, qual seja, a elaboração de um diagnóstico geral e a apresentação de propostas de aprimoramentos, teve um prazo intermediário de 110 dias, a partir da publicação da Portaria, e foi segmentada em três ondas, dividida em grupos temáticos, conforme ilustração apresentada a seguir, para uma melhor orientação no tratamento dos temas supracitados:

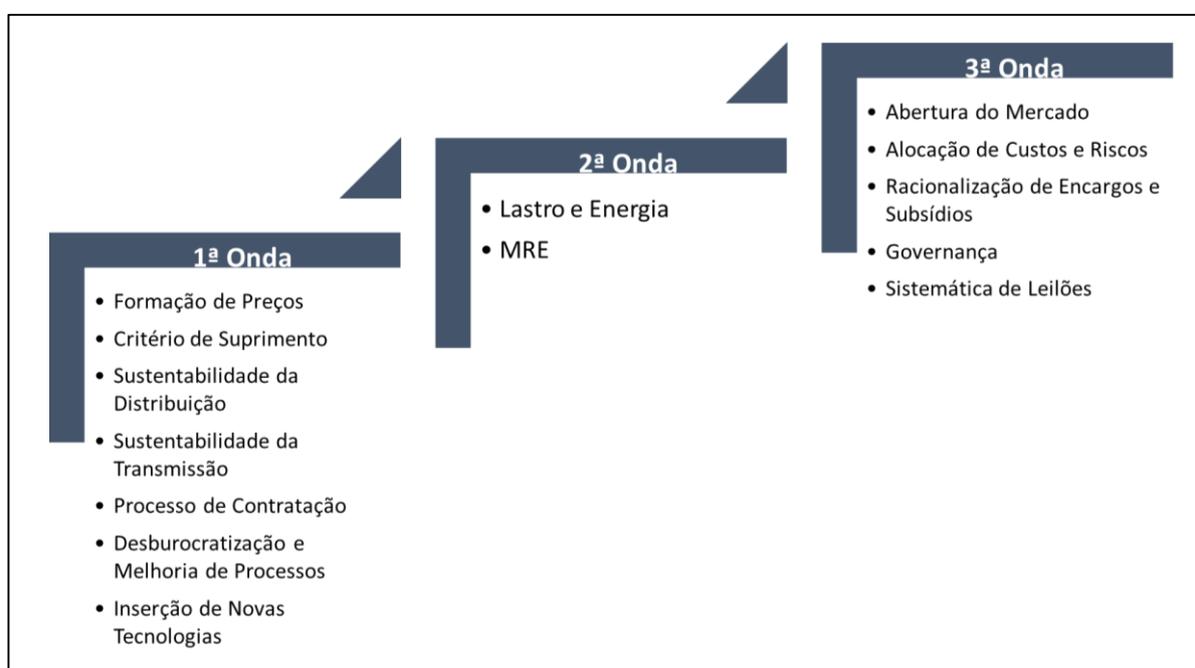


Figura 1: Ondas dos grupos temáticos do GT Modernização

Com o objetivo de enriquecer o desenvolvimento das propostas de Modernização do Setor Elétrico, bem como ajudar a identificar os pontos sensíveis a serem tratados, participaram dos grupos temáticos e das Reuniões do GT Modernização a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE), a Empresa de Pesquisa Energética (EPE) e o Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS).

GRUPO TEMÁTICO	COORDENADOR
Formação de Preços	CCEE
Critério de Suprimento	EPE
Sustentabilidade da Distribuição	MME
Sustentabilidade da Transmissão	ONS
Processo de Contratação	CCEE
Desburocratização e Melhoria de Processos	MME
Inserção de Novas Tecnologias	EPE
Lastro e Energia	EPE
MRE	CCEE
Abertura de Mercado	MME
Alocação de Custos e Riscos	MME
Racionalização de Encargos e Subsídios	MME
Governança	MME
Sistemática de Leilões	MME

Além disso, o GT Modernização contou com a participação de especialistas de outros órgãos e entidades, bem como representantes da sociedade civil e associações em reuniões específicas para tratar dos temas afetos à Modernização do Setor Elétrico.

2. Atividades realizadas durante a vigência da Portaria nº 187/2019 para a Modernização do Setor Elétrico

Ao longo dos 180 dias de atividades do Grupo de Trabalho para Modernização do Setor Elétrico, foram realizadas cerca de 140 reuniões e realizadas 5 Consultas Públicas de forma a estabelecer um diálogo amplo e transparente com a sociedade. Algumas das reuniões contaram com a participação de Agentes, Associações e Consultorias do mercado, somando 30 instituições e mais de 100 especialistas, além da realização de reuniões com 6 órgãos de governo, tais como Tribunal de Contas da União (TCU), Ministério da Economia (ME), Casa Civil (CC), BNDES, etc.

Também foram realizados 7 eventos abertos ao mercado, que contaram com a participação de todas as instituições diretamente envolvidas na Modernização e de mais de 1.500 representantes de empresas, associações e interessados no setor elétrico. A seguir são apresentadas informações sobre os eventos ocorridos no âmbito da Modernização, tendo as apresentações sido tornadas públicas no sítio eletrônico do MME.

DIA 23/04 – DIÁLOGO COM AGENTES DO SETOR ELÉTRICO – COORDENADO PELO MME

Evento contou com cerca de 200 participantes e foi aberto pelo Ministro de Minas e Energia que ressaltou a presença expressiva de representantes de entidades, agentes e investidores do setor, além disso informou que o evento tinha como propósito principal retomar os debates sobre reformas relevantes para setor elétrico brasileiro.

As discussões foram conduzidas pelo MME e tiveram a participação da ANEEL, CCEE, EPE e ONS.

Diversos foram os assuntos abordados, destacando-se: ambiente de mercado e mecanismos de viabilização da expansão do sistema; formação de preços; racionalização de encargos e subsídios; abertura do mercado livre de energia, a sustentabilidade da transmissão e distribuição, evolução do Mecanismo de Realocação de Energia.

DIA 27/05 – WORKSHOP DO PREÇO HORÁRIO – COORDENADO PELO MME

Em parceria com a CCEE e com o ONS, e com participação de EPE, o MME realizou workshop sobre a CP do Preço Horário. O evento aconteceu no auditório do prédio-sede do MME e contou com aproximadamente 200 participantes.

O objetivo do workshop, no âmbito da CP, foi possibilitar aos agentes que, além das contribuições escritas, manifestassem suas dúvidas e preocupações, apresentassem sugestões e comentários com o intuito de ampliar as possibilidades de subsídios à tomada de decisão sobre a implementação do Preço de Liquidação de Diferenças (PLD) em base horária.

Ao final do evento, o MME apresentou o estágio das atividades do Grupo de Trabalho da Modernização do Setor Elétrico e informou que os debates temáticos seriam conduzidos em 14 subgrupos, ao longo de três ondas, com distintas coordenações. Reforçou que, nesses subgrupos, os coordenadores possuíam autonomia para a organização de suas atividades e aprofundamento de seus temas, com a recomendação de que envolvessem diretamente os agentes interessados nessas discussões, com vistas a permitir um processo aberto, transparente, com diálogo, participação e contribuição de todos para o aperfeiçoamento do setor.

DIA 17/07 – WORKSHOP DE CRITÉRIOS DE GARANTIA DE SUPRIMENTO – COORDENADO PELA EPE

O workshop foi organizado pela EPE e aconteceu no Rio de Janeiro, tendo como objetivo apresentar e discutir com os agentes uma proposta de revisão dos atuais critérios de garantia de suprimento.

Este workshop antecedeu a abertura da CP MME nº 80/2019 sobre o tema, e serviu como base de contextualização. A discussão foi coordenada pela EPE e contou com participação do MME, ONS, EPE e ANEEL.

O evento contou com a participação de 130 especialistas do setor elétrico que assistiram às palestras e debateram os temas apresentados pelo corpo técnico da EPE, sobre as motivações e propostas da instituição para o assunto.

DIA 25/07 – WORKSHOP SOBRE MECANISMOS DE FORMAÇÃO DE PREÇO – COORDENADO PELA CCEE

Realizado em parceria com o MME, ANEEL, EPE e ONS, o workshop foi coordenado pela CCEE, e reuniu cerca de 350 pessoas, em São Paulo. Os participantes acompanharam palestras e debateram sobre as experiências internacionais no cálculo do preço e as particularidades do modelo brasileiro, ministradas por 3 especialistas renomados do setor elétrico:

Edson Luiz da Silva (Engie) – apresentou particularidades do sistema elétrico brasileiro, que utiliza o despacho por modelos matemáticos para encontrar a solução “ótima” dos recursos.

Alexandre Viana (Thymos) – relatou as experiências de formação de preço na Colômbia, Nova Zelândia e Nordpool, conglomerado de 10 países da região noroeste da Europa.

Luiz Barroso (PSR) – também destacou experiências internacionais do Vietnã, do México e de El Salvador.

DIA 21/08 – WORKSHOP LASTRO E ENERGIA – COORDENADO PELA EPE

O MME, em parceria com a EPE, realizou workshop que contou com a participação de aproximadamente 200 profissionais do setor elétrico. Durante a abertura do evento, o MME apresentou mensagem do Ministro de Minas e Energia, que destacava que a correta elaboração do desenho de mercado é fator essencial para manter a sustentabilidade da expansão, com a adequada alocação dos custos e dos riscos, permitindo cumprir o objetivo de abrir o mercado de energia elétrica.

Durante o evento os especialistas da EPE apresentaram e debateram com os participantes a proposta de separação Lastro e Energia, originada ao longo dos trabalhos do grupo que contém o mesmo nome e que é coordenado pela Instituição. Os trabalhos organizados pela EPE deram origem a um Relatório de apoio ao evento que se encontra em consulta pública, por meio da CP MME nº 83/2019.

DIAS 04 E 05/09 – WORKSHOP INTERNACIONAL SOBRE MODERNIZAÇÃO DO SETOR ELÉTRICO – COORDENADO PELO MME

Evento coordenado pelo MME que ao longo dos dois dias contou com apresentações e debates, reunindo cerca de 400 participantes, inclusive de outros países.

A programação do workshop foi composta por três temas principais: mecanismos de adequação de expansão; mecanismos de formação de preços e regulação de abuso de mercado. Os temas foram desenvolvidos por especialistas reconhecidos mundialmente da Suécia, Estados Unidos, Noruega, Holanda e Canadá.

O evento foi promovido pelo MME em parceria com a Agência Internacional de Energia (AIE), o Banco Mundial, o Banco Interamericano de Desenvolvimento, Deutsche Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit (GIZ) e a Embaixada dos Estados Unidos da América.

DIA 23/09 – 2º WORKSHOP LASTRO E ENERGIA – COORDENADO PELO MME

Coordenado pelo MME, o evento foi realizado no auditório da ANEEL, em Brasília, e contou com a participação de mais de 100 representantes do setor elétrico.

O evento teve como objetivo destacar ao mercado parte das contribuições e alternativas já apresentadas ao MME, relacionadas a propostas de mecanismos de adequabilidade. Durante o evento, 4 especialistas do mercado puderam apresentar seus trabalhos:

- Alexandre Viana (Thymos/ABRACEEL)
- Tiago Barros (RegE)
- José Rosenblatt (PSR)
- Guilherme Velho (APINE)

3. Objetivos da Modernização do Setor Elétrico

Alinhado com o planejamento estratégico do MME foram realizadas reuniões entre os membros do GT modernização para definir os objetivos estratégicos do trabalho de modernização do setor elétrico.

A diretriz básica do processo de modernização do setor elétrico é levar energia elétrica para os consumidores de forma competitiva, zelando pela sustentabilidade da expansão, com a promoção da abertura do mercado e a eficiência na alocação de custos e riscos. Todavia, para atingir tais objetivos é necessário assegurar:

- **Garantia de suprimento:** todos os consumidores de energia elétrica, consumidores livres ou cativos, devem ter acesso à energia elétrica, no volume e no momento que necessitarem;
- **Financiabilidade dos projetos:** a preservação da viabilidade econômico financeira dos projetos é condição fundamental, tendo em vista a necessidade de expansão do sistema;
- **Liberdade do consumidor:** os consumidores devem ter informações e a faculdade de poder escolher seus serviços de energia elétrica, inclusive seu fornecedor;
- **Preços críveis:** os preços devem ser transparentes e ter aderência com a realidade operativa do sistema, permitindo aos agentes a sua reprodutibilidade e previsibilidade;
- **Sustentabilidade ambiental:** responsabilidade no uso dos recursos naturais;
- **Competitividade e inovação:** o modelo deve incentivar a competitividade e a inovação em todos os elos da cadeia do setor elétrico por meio de soluções de mercado;
- **Inserção de novas tecnologias:** o arcabouço legal e regulatório deve ser neutro à inserção de novas tecnologias;
- **Integração com os demais setores da economia:** o modelo deve permitir a captura de sinergias com os demais setores da economia; e
- **Universalização do acesso:** o modelo deve permitir o acesso dos consumidores à energia elétrica de forma eficiente.

4. Explicando o Relatório a partir da inter-relação entre os temas

Para que o objetivo da primeira etapa do plano de trabalho proposto na Portaria MME nº 187/2019 fosse cumprido, o diagnóstico ocorreu em paralelo entre os grupos temáticos, que foram agrupados em ondas para permitir que os temas que fossem muito dependentes dos temas das ondas anteriores se iniciassem já com um direcionamento. Era de se esperar que, após um trabalho executado de forma descentralizada em grupos temáticos, seria necessário envidar um esforço de consolidação e de direcionamento geral dos resultados.

A principal tarefa dos grupos temáticos foi realizar um diagnóstico dos problemas e sugerir possíveis caminhos para solução dos desafios encontrados. As reflexões sobre alguns temas evoluíram a ponto de permitir a abertura de consultas públicas a respeito de aperfeiçoamentos nas regras setoriais. O conjunto desse trabalho levará à proposição de diretrizes para as políticas eletro-energéticas. Assim, a consolidação contempla ainda uma proposta de Plano de Ação para a implementação das propostas identificadas, com um cronograma preliminar indicando prazos e um sequenciamento de ações.

No que tange especificamente à questão do sequenciamento, desde o início das discussões no GT, quando se concebeu a dinâmica de tratar dos temas em 14 grupos, a noção preliminar de que há uma precedência lógica entre os assuntos ficou bastante clara, o que levou ao desenvolvimento das discussões ao longo das três ondas supramencionadas.

A inter-relação entre os assuntos e a precedência lógica entre os temas ficaram mais evidentes ao longo do desenvolvimento dos trabalhos nos grupos temáticos. Isto leva à implicação de que a consolidação contida neste Relatório acabará por priorizar temas mais nevrálgicos da Modernização (por sua capacidade, entre todos aqueles discutidos, de interferirem nos demais temas e nos objetivos da Modernização). Em torno de tais temas concebeu-se harmonização dos encaminhamentos propostos nos relatórios dos grupos temáticos. Não obstante, conforme já informado, ao final do Relatório apresenta-se um Plano para a implementação das ações identificadas nos diferentes grupos temáticos, com expectativas de prazos associadas a cada ação.

A Figura 2 a seguir apresenta um detalhamento de como a interligação dos temas foi se sedimentando ao longo dos trabalhos:

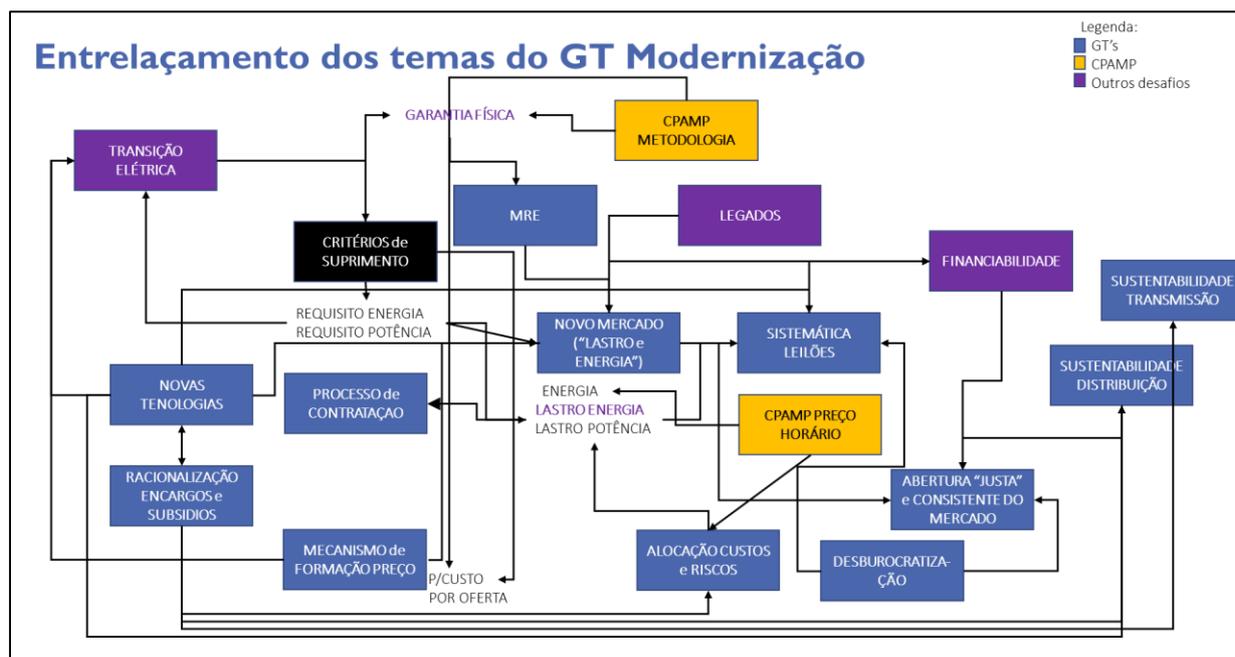


Figura 2: Entrelaçamento dos temas do GT Modernização do Setor Elétrico

Nota-se da Figura 2 acima que, ao longo das discussões, foram identificados três desafios que requereram consideração para que as ações decorrentes do endereçamento dos 14 temas fossem consistentes sem gerar passivos no futuro, quais sejam:

1. **Financiabilidade:** para o sistema se expandir com confiabilidade e sustentabilidade (no sentido de algo que continue funcionando no longo prazo) é imperioso que se preserve a financiabilidade da expansão, ou seja, que bancos e o mercado de capitais continuem acreditando que os empreendimentos no setor elétrico serão capazes de honrar pagamentos e gerar o retorno esperado ao capital investido e ao capital emprestado para sua viabilização.

E, numa perspectiva de maior abertura de mercado (expansão do Ambiente de Contratação Livre – ACL), é relevante que se preserve a financiabilidade de projetos que comercializam energia tanto no Ambiente de Contratação Regulada – ACR, como tradicionalmente já ocorre, quanto no ACL. E, embora o ACL venha viabilizando novos projetos nos últimos anos, precisa-se zelar por essa atratividade quando da retomada do crescimento da economia nacional.

2. **Contratos Legados:** conforme apontado, a ampliação do mercado deve ser dotada de capacidade de responder à expansão de forma confiável e sustentável. O que será desse mercado partindo-se dos dois ambientes de contratação hoje existentes (ACR e ACL) também precisa dar um tratamento às relações contratuais vigentes, zelando pelo princípio da segurança e estabilidade jurídica e regulatória que orienta esta proposta. A complexidade

desse desafio decorre do número de agentes envolvidos, dos tipos de contratos existentes assim como dos prazos dessas relações - há contratos que ultrapassam 2050, enquanto outros terminam no curto/médio prazo.

3. **Transição Elétrica:** a matriz elétrica mudou muito desde que foi concebido o arcabouço de regras setoriais vigentes e o fato de a matriz ter evoluído de maneira mais diversificada (ainda com grande predominância, embora relativamente menor, de hidroeletricidade, e com grande profusão das renováveis com geração não controlável, além da geração distribuída) é tanto causa quanto consequência das distorções na alocação de custos e riscos no setor, algo que se pretende adequar com a proposta de Modernização. Ocorre que, quaisquer que sejam os aprimoramentos propostos, é importante que o novo arcabouço de regras setoriais seja mais neutro tecnologicamente, haja vista que os hábitos de consumo e as tecnologias estão evoluindo com uma velocidade sem precedentes, não sendo razoável esperar que à cada nova configuração de matriz se envide uma nova reforma setorial.

Para descrever em linhas gerais a inter-relação entre temas, identificada na Figura 2, foram considerados os 14 temas abordados pelo Grupo de Trabalho listados e numerados a seguir:

- 1- Formação de Preço;
- 2- Critério de Suprimento;
- 3- Lastro e Energia;
- 4- Abertura de Mercado;
- 5- Inserção de Novas Tecnologias;
- 6- Sustentabilidade da Distribuição;
- 7- Processo de Contratação;
- 8- Racionalização de Encargos e Subsídios;
- 9- Mecanismo de Realocação de Energia (MRE);
- 10-Sustentabilidade da Transmissão;
- 11-Sistemática de Leilões;
- 12-Alocação de Custos e Riscos;
- 13-Desburocratização e Melhoria dos Processos;
- 14-Governança

Partindo-se do objetivo bastante demandado pelos agentes do setor, qual seja, de se viabilizar uma abertura ordenada do mercado (4), que em última instância permitisse

que qualquer agente possa escolher de quem comprar ou para quem vender energia, torna-se necessário, em primeiro lugar, “arrumar a casa”, o que neste caso significa acabar com distorções de preços e subsídios cruzados. Antes de facultar uma plena liberdade é importante que todos os agentes, independentemente da forma como comprem, vendam ou consumam energia, paguem pela confiabilidade e segurança do sistema, e, para isso, cada produto (atributo) precisa de seu mercado para precificação adequada.

Neste ponto, é importante deixar claro que neste Relatório é denominado atributo a qualidade que a geração de energia precisa ter no momento de seu consumo para garantir a segurança da operação do sistema elétrico. Não entram, assim, nesse conceito atributos ambientais, sociais ou outros quaisquer não relacionados a essa otimização (o que não afasta, naturalmente, sua relevância para outras finalidades).

Assim, para remover as distorções de preços e os subsídios cruzados, é premente que se trabalhe para racionalizar encargos e subsídios (8). O setor elétrico tem o mérito de internamente gerar recursos que reduzem as desigualdades no acesso à eletricidade por meio de subsídios cruzados: possibilitou a diversas distribuidoras praticamente universalizarem o acesso à eletricidade numa velocidade sem precedentes no mundo; permite a geração de energia elétrica em sistemas isolados em condições, para seus consumidores, quase equânimes como as enfrentadas no Sistema Interligado Nacional; considera a capacidade de pagamento de consumidores de baixa renda por meio da tarifa social. Ocorre que muitos outros fins foram previstos, geralmente por lei, para serem arcados por meio de subsídios, tais como o objetivo de elevar a competitividade das fontes renováveis ou de beneficiar agentes de outros setores (rural, aquicultura, saneamento, etc).

Nesse quesito, a remoção de distorções nos encargos e subsídios deve considerar os objetivos que se deseja preservar, levando em conta a neutralidade regulatória na inserção de novas tecnologias (5), de forma a evitar subsídios implícitos a tecnologias específicas.

Além disso, a forma de alocação da obrigação de pagamento por esses subsídios por meio das tarifas de distribuição e de transmissão requer que a reflexão sobre a racionalização de encargos e subsídios considere seus impactos na sustentabilidade do segmento de distribuição (6) e do segmento de transmissão (10).

Ainda na linha do “arrumar a casa” para viabilizar uma abertura do mercado, é necessário também endereçar a falta de isonomia no tratamento dos agentes em processos, a depender de se atuam no ACR ou no ACL, o que foi tratado no tema “desburocratização e melhoria dos processos” (13). Como exemplo, menciona-se a redução das assimetrias nas outorgas entre mercados livre e regulado.

Por outro lado, ampliar o mercado livre de energia implica, em última instância, refletir sobre qual é o relacionamento que se espera que os agentes tenham com as distribuidoras de energia, hoje responsáveis por atender a 70% da carga no Brasil. Ou seja, para viabilizar uma abertura ampla, é importante que seja avaliado como preservar a sustentabilidade desse segmento (6) relevante do sistema (na lógica de indústrias de

rede) em termos de definição de seu negócio (*core business*), da responsabilidade pela contratação de última instância, de sua capacidade de resposta ao “prossumidor” e à incorporação de novas tecnologias (5).

E quando se fala em novas tecnologias, observando-se o objetivo intrínseco de desenho de um modelo que possa acomodar evoluções na matriz elétrica, novamente se reiterou nesse tema que o setor tem que estar preparado para remover barreiras que o afaste da neutralidade regulatória. Assim, como não se sabe como as tecnologias e os comportamentos evoluirão, essencial é que o setor seja capaz de ofertar os serviços e atributos de que se terá necessidade, independentemente da fonte ou tecnologia de geração, transmissão e armazenamento, inclusive aquelas inseridas no lado da demanda, como recursos energéticos distribuídos.

Considerando a abertura do mercado e a possível mobilidade dos agentes entre ambiente livre e regulado, espera-se que cada vez menos o ACR e seus contratos de longo prazo lastreiem a financiabilidade da expansão sustentável (que assegure no longo prazo os atributos necessários para a confiabilidade da operação do sistema) em decorrência da possível redução ou variação da demanda por energia no ACR.

Surge, assim, a necessidade de desenvolver soluções para dois problemas:

1. Garantir a contratação dos atributos que assegurem a confiabilidade do sistema de forma sustentável e isonômica (com todos agentes pagando pelos benefícios sistêmicos); e
2. Criar uma base de recebíveis para complementar a decrescente contratação de energia no ACR com vistas a preservar a financiabilidade da expansão por meio do *Project Finance*.

É nesse contexto que se torna necessário, antes de implementar a abertura plena do mercado, conceber uma solução de separação de lastro e energia (3), ou seja, criar um mercado / uma forma de contratação para a energia (commodity) e uma para garantir a adequabilidade ou segurança de suprimento (lastro). Nesse desenho é ainda importante endereçar como será tratado o legado (as contratações ora vigentes que não fazem a distinção entre esses produtos) e o MRE (9). Este ponto tangencia a necessidade de correção da quantidade de lastro de energia (garantia física) hoje existente no sistema, conforme já mencionado, e os aperfeiçoamentos metodológicos tratados também em paralelo no âmbito da Comissão Permanente para Análise de Metodologias e Programas Computacionais do Setor Elétrico (CPAMP).

No que tange aos aperfeiçoamentos metodológicos tratados na CPAMP, a recente decisão de instituição do Preço de Liquidação das Diferenças (PLD) com base horária é uma evolução significativa no mercado de energia, em termos de possibilitar respostas mais eficientes de todos os agentes (inclusive do Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS) e trazer maior aderência entre a operação do sistema e os preços do mercado, o que denota como a Modernização do Setor Elétrico é um processo já em curso.

Nesse sentido, tem-se clareza de que a livre negociação da energia (commodity) em um mercado mais aberto também depende da credibilidade dos preços nesse mercado, até porque, conforme já mencionado, um sinal de preço adequado é o maior promotor de eficiência econômica e quanto maior a participação do consumidor, maior a influência do preço e da competição como indutor dessa eficiência.

Assim, ao passo que a CPAMP continuará sua atuação no sentido de aperfeiçoar as metodologias de formação do preço por custo, forma de cálculo do preço da energia no mercado hoje, considerando que a formação de preço no Brasil é decorrente de uma estimativa de custos associados à hidrologia e considerando a evolução da matriz elétrica em que a hidroeletricidade ainda predomina, mas significativamente 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 (1).

Destaca-se, todavia, que uma alteração na formação de preços possivelmente afetará como se balanceará o custeio dos investimentos em expansão (e sua financiabilidade) com contratação de lastro e energia nos ambientes livre e regulado. Neste sentido, pode ser necessária uma solução de curto prazo para contratação de tecnologias que forneçam os recursos necessários, em especial considerando um horizonte em que possa haver escassez de potência.

Nesse íterim também serão incorporadas ao sistema evoluções nos critérios de garantia do suprimento (2) que devem ser capazes de sinalizar os requisitos que auferem confiabilidade e segurança ao sistema, respondendo à já mencionada evolução da matriz elétrica e dos hábitos de consumo, tendo sido já identificados dois requisitos que minimamente precisariam estar representados: energia e potência. Observa-se, ainda, que em um contexto de evolução dos critérios de suprimento, torna-se necessário avaliar a possibilidade de dar a opção de revisão das garantias físicas além dos limites regulatórios vigentes. Obviamente todas as ações do MME estarão pautadas na preservação dos contratos firmados e na previsibilidade das ações.

De qualquer forma, a identificação dos critérios de suprimento permite evoluir na discussão sobre a separação do lastro e da energia, haja vista que o lastro deve corresponder às necessidades sistêmicas refletidas nos critérios que devem ser suficientes para sinalizar a necessária garantia do suprimento do sistema.

Ainda no que tange à separação de lastro e energia, a depender de como for proposta sua comercialização, será necessário implementar aperfeiçoamentos nas sistemáticas de leilões, considerando ainda questões como eventual manutenção da separação entre energia nova e existente, possibilidade de novos compradores, avaliação do sinal locacional e de outros atributos (considerando a neutralidade regulatória na inserção das novas tecnologias), dentre outras.

Decisões que forem tomadas com relação à forma de separação de lastro e da energia (3) e à racionalização dos encargos e subsídios (8) são essenciais para a promoção de uma adequada alocação de custos e riscos (12) que precisa ocorrer de forma prévia a uma abertura plena do mercado, para possibilitar que as decisões dos agentes de migrarem de um mercado para outro alcance a eficiência econômica no seu sentido

estrito (eficiência alocativa e distributiva), ou seja, seja eficiente individual e coletivamente.

E essa adequada alocação de custos e riscos também pode refletir uma necessidade de aperfeiçoamento dos Processos de Contratação (7), avaliando-se a possibilidade de realizar um mecanismo centralizado de liquidação dos contratos regulados. Tal processo, se realizado, também reduzirá a necessidade da existência de mecanismos de ajustes e adequação do portfólio das distribuidoras, reduzindo as variações do componente financeiro das tarifas, a CVA, e equalizando o preço médio de contratos destas empresas. Naturalmente, tais possibilidades devem ser avaliadas à luz dos direcionamentos que foram dados à sustentabilidade da distribuição (6).

Por fim, no que tange aos grupos temáticos, considerando que a Modernização do Setor Elétrico requererá um rearranjo de diversas relações entre agentes e instituições, se faz necessário avaliar em que medida esse movimento demandará melhorias na governança setorial (14).

Com base no exposto, é possível identificar temas nevrálgicos da Modernização que podem ser considerados a espinha dorsal do trabalho de consolidação constante neste Relatório, a saber: formação de preço; critérios de garantia de suprimento; separação de lastro e energia; sustentabilidade da distribuição; alocação de custos e riscos; e abertura de mercado. Neste sentido, considerando o grande espectro de temas abordados pelos grupos temáticos, este Relatório se propõe a destacar os principais achados dos grupos temáticos, centrando sua narrativa naqueles que tratam dos principais temas acima identificados.

Além disso, considerando-se, todavia, a já descrita inter-relação entre os temas, que aponta para a necessidade de endereçamento de diversas questões interdependentes para possibilitar a abertura do mercado, optou-se, para efeitos de consolidação, por iniciar a discussão pela formação de preços, uma vez que preços críveis são a base de qualquer mercado que funcione de forma eficiente, e concluir pelo tema da alocação de custos e riscos. Destaca-se, entretanto, que essa opção não implica de maneira alguma o sequenciamento em que se propõe a implementação das ações já identificadas pelos grupos temáticos e que constarão no Plano de Ação ao final do Relatório.

Ressalta-se, ainda, que o Plano de Ação também aponta para um sequenciamento de ações relacionado a três temas que tangenciaram a discussão da Modernização, mas que não foram incluídas no escopo original do GT, quais sejam: revisão de garantias físicas, eventual contratação de potência/capacidade até 2024 e a integração entre setores de gás e elétrico.

O primeiro tema se refere a uma correção do lastro de energia hoje existente (sem afastar quaisquer evoluções que a discussão de lastro e energia possa implicar), o segundo a uma possível necessidade sistêmica e o terceiro, a uma iniciativa que vem sendo conduzida no âmbito do Novo Mercado de Gás lançado em julho de 2019, com base no Decreto nº 9.934, de 24 de julho de 2019. Optou-se por incluir esses temas no Plano de Ação por serem temas relevantes que precisarão ser endereçados paralelamente às ações da Modernização. Assim, embora o Relatório não enderece

esses temas, a título de informação, para efeitos de alinhamento de expectativas no setor, zelando pelo princípio da previsibilidade que norteou o trabalho realizado, também será apresentado o sequenciamento das ações propostas para o endereçamento desses temas.

Por fim, são apresentadas também neste Relatório as propostas de aprimoramentos ao PLS nº 232, de 2016, com vistas a compatibilizar seu texto original às ações indicadas pelo GT. Observa-se que se tratam de contribuições ao texto original e ao debate em curso no Congresso Nacional e não de uma proposta de um novo texto em substituição àquele, de modo que além de sugestões de alterações há também comentários sobre os comandos, de maneira geral.

5. Método de Trabalho

Por se tratar de um trabalho de consolidação e compatibilização dos diagnósticos e propostas elaborados pelos grupos temáticos, o ponto de partida deste documento deve ser os relatórios finais de cada grupo temático, porém sem se limitar aos resultados desses.

Ademais, a consolidação e compatibilização foram encaminhadas tendo por base os resultados das Consultas Públicas MME nº 21/2016, que tratou sobre a expansão do mercado livre de energia elétrica, e nº 33/2017, que apresentou proposta de medidas legais para viabilização do futuro do setor elétrico com sustentabilidade a longo prazo.

O trabalho de cada grupo temático, bem como o de consolidação, também observou os princípios que devem orientar as políticas no setor de energia, reiterados desde o início das atividades do Grupo de Trabalho, baseados nos pilares da governança, da estabilidade jurídico-regulatória e da previsibilidade, a saber:

- A construção de soluções por meio de um diálogo pragmático e transparente com a sociedade;
- A prevalência da racionalidade econômica e o incentivo crescente à eficiência econômica na tomada de decisões pelos agentes públicos e privados;
- A previsibilidade dos atos públicos e o respeito aos contratos; e
- A isonomia entre agentes para um desenvolvimento equânime do setor.

Além da consolidação dos principais achados e recomendações advindos dos grupos temáticos, este Relatório apresentará um Plano de Ação com proposta de cronograma com estimativa de prazos e de sequenciamento para implementação das ações já identificadas, ressaltando-se que este processo de implementação é dinâmico.

6. Grupos Temáticos de Modernização do Setor Elétrico

6.1. Formação de preço

Um mercado competitivo é economicamente eficiente porque maximiza os excedentes agregados do consumidor e do produtor, e, como consumidores e produtores respondem a preços, um adequado sinal de preço em um mercado com competição é essencial para induzir essa eficiência.

Neste sentido, o aperfeiçoamento dos mecanismos de formação de preço é um passo importante para a adequada aferição da relação entre oferta e demanda, e suas oscilações, tratando-se, portanto, de elemento basilar para qualquer desenho de mercado que venha a ser adotado.

No Mercado Brasileiro de Energia Elétrica o preço é formado por custos, correspondendo ao “custo marginal de operação” (CMO). Porém, no mundo, além deste, há mecanismos de formação de preço por oferta dos agentes participantes e até alternativas híbridas que envolvem as duas formas anteriores.

Dentre as vantagens do uso de um despacho baseado em custos formados por modelos computacionais, como ocorre no Brasil, destaca-se a otimização da operação das usinas em cascatas, a minimização do poder de mercado por parte dos geradores, a redução da volatilidade da renda das usinas hidrelétricas e a independência dessa renda em relação às decisões individuais de despacho (Comitê de Revitalização do Setor Elétrico, 2002). Contudo, esse tipo de despacho requer confiança e previsibilidade das ações do poder público e do operador do sistema elétrico.

Por outro lado, a formação de preços por oferta apresenta-se como uma alternativa que pode trazer eficiência econômica aos preços e melhor resposta da demanda à oferta, e vice-versa, mediante interação mais dinâmica e descentralizada entre os agentes do setor. Entretanto, uma série de desafios foram identificados, entre os quais destacam-se:

- (i) definição de uma regulamentação forte e mecanismos bem definidos para o monitoramento e controle do poder de mercado e para coibição de abusos de mercado;
- (ii) definição de um mecanismo de oferta de preço que possa conviver harmoniosamente com o uso eficiente dos recursos hídricos;
- (iii) obtenção de uma operação segura do sistema, no que se refere a níveis mínimos de confiabilidade de suprimento energético;
- (iv) definição de instrumentos capazes de induzir a adequada resposta da demanda em função do comportamento do preço; e
- (v) dificuldades em realizar um período de operação em testes (sombra) crível do mecanismo de formação por oferta de preços.

Em suma, dadas as vantagens e desvantagens de ambos os mecanismos de formação de preços, percebe-se que existem *trade-offs* importantes entre ambos, em especial no que se refere a exercício de poder de mercado, aversão a risco e previsibilidade, de modo que a decisão final exige escolher o modelo que traga os benefícios considerados prioritários, em especial para o caso brasileiro, com predominância hidrelétrica.

Dessa maneira, é fundamental que sejam aprofundados os estudos de alternativas de implantação de mecanismo de formação de preço por oferta, com o objetivo de se obter as soluções mais adequadas para aos desafios apresentados, especialmente voltadas à realidade do mercado brasileiro.

Assim, foi estabelecido um cronograma mínimo a ser observado para que este aprofundamento específico seja realizado e concluído até 31 de dezembro de 2021 e a tomada de decisão sobre o mecanismo de formação de preço a ser adotado no Brasil seja feita ao final de 2022, recomendando-se um período de testes não inferior a 1 (um) ano.

Concomitantemente, deve-se continuar com os estudos conduzidos pela CPAMP para o desenvolvimento metodológico da cadeia de modelos computacionais para a formação de preço por custo, bem como manter o acompanhamento do desenvolvimento metodológico que vem sendo feito por universidades, centros de pesquisa e consultorias.

Nesse sentido, o Plano de Ação contemplará a previsão de abertura de uma consulta pública sobre aperfeiçoamentos da governança de formação de preço por custo, além dos estudos para possibilitar uma decisão a respeito da adoção de preços por oferta no setor elétrico brasileiro.

6.2. Critérios de Suprimento

Iniciativas como a implantação do preço horário e a revisão dos critérios de garantia de suprimento têm como função central permitir “enxergar” o sistema eletro-energético de forma mais aderente à realidade operativa. Os critérios de suprimento devem estabelecer parâmetros que sinalizem para a necessidade de contratação dos atributos que o sistema requer. Analisando sob outra ótica, o mapeamento do sistema realizado para propor a revisão dos critérios é o ponto de partida para o desenho dos produtos necessários e que serão comercializados no mercado.

A necessidade de revisar os critérios de garantia de suprimento tem como fundamento tornar os instrumentos de avaliação das condições de atendimento ao sistema elétrico mais transparentes e assertivos, aumentando a aderência entre o planejamento da operação, planejamento da expansão e dos requisitos de adequabilidade eletro-energética, como o cálculo de garantia física. Dessa forma, o planejador entregaria ao operador um sistema mais robusto sob diversos aspectos (Custo Marginal de Operação – CMO, déficit de energia e déficit de potência), dados determinados níveis de riscos julgados aceitáveis, e ao menor custo.

Diante do exposto, 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. Para tanto, foi apresentada, pelo grupo temático, uma lógica para definição dos parâmetros associados a cada uma dessas métricas – seus limites e nível de confiança no caso da medida CVaR, primando pela coerência entre eles, o que evita a relação de dominância entre as métricas.

Entende-se que, em um primeiro momento, o requisito de flexibilidade, por sua vez, pode ainda ser atendido como um “sub-produto” 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.

Vale reforçar que o critério de suprimento deve atuar de forma direta na orientação da expansão do sistema. Assim, os efeitos provocados pela adoção dos critérios de suprimento devem ser percebidos na operação e formação de preço somente quando o sistema planejado, com base nesses critérios, se tornar realidade.

O critério de suprimento foi objeto da CP MME nº 80/2019 - Modernização do Setor Elétrico: Revisão dos Critérios de Garantia de Suprimento, com o objetivo de levar o tema ao Conselho Nacional de Política Energética (CNPE) em dezembro de 2019.

6.3. Lastro e Energia - Mecanismos de contratação de Capacidade

Conforme identificado no grupo temático de Critério de Suprimento, para se garantir a adequabilidade dos requisitos do sistema elétrico, é necessário que diversos atributos do sistema sejam atendidos, tais como energia e potência.

Compete ao Poder Concedente garantir o suprimento de energia elétrica para que todos os consumidores sejam atendidos a qualquer momento, mesmo em períodos críticos. Para isto, em termos de diagnóstico, identificaram-se dois principais fatores que apontam para a necessidade da contratação separada de lastro e energia e consequente alteração do atual mecanismo de adequação do suprimento.

O primeiro fator é a mudança na matriz energética brasileira e consequente restrição do sistema não apenas em energia, mas também em capacidade (potência), conforme aponta o grupo temático de Critérios de Suprimento.

O segundo é a alocação dos custos de segurança de suprimento e atendimento de capacidade majoritariamente sobre o consumidor regulado, ao invés do rateio desses custos, como bem público, entre todos os consumidores.

Além disso, a precificação conjunta do lastro com a energia prejudica a precificação de novos produtos necessários para o sistema.

Portanto, faz-se necessário avaliar a forma de contratação dos atributos do sistema para se garantir a expansão da oferta de energia, com sustentabilidade na garantia de confiabilidade e segurança sistêmica e com foco na financiabilidade dos projetos.

Isto posto, propõe-se a implantação de mecanismos de contratação de capacidade, separando-se a comercialização de energia e de lastro, mesmo ciente de que não se trata de uma tarefa simples. A fim de guiar a proposta de mecanismo de contratação de capacidade, elencam-se parâmetros, ou critérios, tidos como fundamentais: efetividade; financiabilidade; eficiência econômica; justa alocação de custos entre agentes; neutralidade regulatória na inserção de novas tecnologias; e transparência.

Para que isto seja possível, é necessário aprofundar estudos que permitam definir o melhor modelo para o mercado de energia brasileiro.

Neste sentido, a discussão sobre o tema Lastro e Energia foi objeto da consulta pública MME nº 83/2019 - Modernização do Setor Elétrico: Relatório de Apoio ao Workshop de Lastro e Energia. A CP tem o objetivo de coletar contribuições da sociedade para construção de proposta de mecanismo de contratação de capacidade.

Destaca-se que, no âmbito da CP foram realizados dois workshops, que permitiram o acesso à proposta elaborada no âmbito do grupo temático bem como a outras abordagens para a contratação de lastro, apresentadas por agentes e especialistas ao MME ao longo das reuniões do GT, com vistas a incentivar a reflexão no setor e a busca de uma solução que enfrente de forma abrangente as questões levantadas ao longo desse processo participativo. Neste sentido, essas contribuições serão avaliadas juntamente com as demais quando finalizada a consulta pública, conforme exposto no Plano de Ação.

Diante do exposto, o Plano de Ação contempla 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.

6.4. Abertura de Mercado

O processo de abertura deve buscar corrigir distorções na alocação de custos e riscos existentes entre os ambientes de contratação, bem como demandar aprimoramentos dos mecanismos de viabilização da expansão do sistema elétrico.

Por essa razão é essencial que seja realizada a abertura considerando a implementação de aprimoramentos na formação de preços, separação de lastro e energia, garantias financeiras, simetria de informação e adimplência.

Nesse sentido, a redução dos limites de acesso ao mercado livre para valores de demanda menores que 1.000 kW 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.

Adicionalmente, a alocação de eventual excesso involuntário de 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.

Atualmente, consumidores com carga superior a 500 kW e inferior a 2.500 kW podem aderir ao mercado livre desde que contratem energia de fontes incentivadas, como solar, eólica, biomassa e PCH. Entretanto, por lei, tais fontes incentivadas conferem um desconto não inferior a 50% do valor da Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição (TUSD) e da Tarifa de Uso do Sistema de Transmissão (TUST), tanto na parcela da geração, quanto na parcela consumo.

Esse cenário tem aumentado o valor dos subsídios arcados pela Conta de Desenvolvimento Energético (CDE), fonte de recursos utilizada para fazer frente ao custeio desses benefícios. No gráfico abaixo, percebemos essa movimentação de valores.

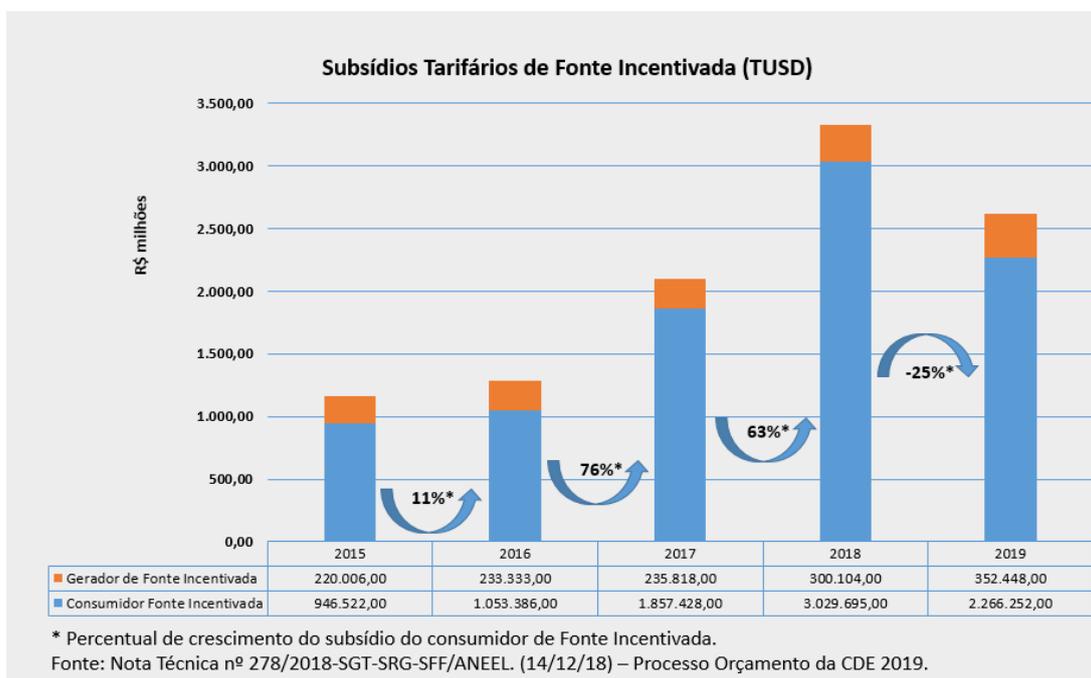


Figura 3: Subsídio Tarifário de Fontes Incentivada (TUSD)

O aumento da CDE, bem como iniciativas para que haja redução dos subsídios foram explorados pelo grupo temático de Racionalização de Encargos e Subsídios. No entanto, entende-se que a ampliação das possibilidades de migração para o mercado livre, sem a exigência de contratação de fontes incentivadas, apesar de não ter impacto

direto sobre o montante dos subsídios, tende a reduzir o preço global da energia por meio da eliminação de uma reserva de mercado e ampliação da competição.

Um dos pontos mais críticos relacionados a abertura completa dos limites de carga para a migração ao mercado livre é uma tendência ao aumento na sobrecontratação das distribuidoras. É sabido que tais empresas possuem em seu portfólio de compra de energia elétrica muitos contratos de longo prazo e com obrigações de pagamento aos geradores. Esses valores são divididos por todos os consumidores do mercado regulado de cada área de concessão. Portanto, a migração em massa de consumidores poderia reduzir esse universo de pagantes, onerando sobremaneira os consumidores restantes.

Atualmente, as distribuidoras gerem seus portfólios segundo regras predefinidas pelo Poder Concedente. Em caso de sobrecontratação, elas podem utilizar os mecanismos de descontratação existentes, como o Mecanismo de Compensação de Sobras e Déficits (MCSD) e o Mecanismo de Venda de Excedentes (MVE). Por isso, a ampliação da possibilidade de gestão desses contratos é tema relevante, tratado pelo grupo temático de Sustentabilidade da Distribuição.

Outra alternativa é a constituição de um centralizador de contratos, o qual poderia fazer a gestão centralizada do portfólio de contratação do ACR, otimizando a alocação da energia contratada entre as distribuidoras e conseqüentemente os mecanismos de troca e descontratação existentes, cabendo-lhe distribuir a energia contratada entre as Distribuidoras conforme suas demandas, equalizando o risco da contratação, de forma a garantir que os custos pudessem ser distribuídos para todo o SIN. Este foi o principal tema abordado pelo grupo temático de Processo de Contratação.

Os projetos de lei que tramitam no Congresso Nacional, também contemplam alternativa para mitigar o aumento tarifário para o mercado regulado, face à migração de consumidores para o mercado livre, por meio da criação de um encargo que será “carregado” por todo o consumidor que der causa ao excesso de contratação involuntário de energia elétrica.

Conseqüentemente, a abertura do mercado deve ocorrer de forma lenta e gradual, a fim de que sejam equacionadas possíveis limitações. Desta forma, pode-se resumir o passo a passo relacionado à abertura de mercado da seguinte forma:

- 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*;

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:

Marco	2021		2022	
	1º janeiro	1º julho	1º janeiro	31 dezembro
Evento	Redução do limite a 1,5 MW	Redução do limite a 1 MW	Redução do limite a 500 kW	Conclusão de estudo pela ANEEL e CCEE sobre abertura do mercado para carga inferior a 500 kW a partir de 2026

Como se pode notar, a reserva de mercado para a energia incentivada seria reduzida gradualmente até sua extinção no início de 2022.

A definição do limite de carga para a obrigatoriedade de representação por comercializador varejista foi objeto da CP MME nº 76, cujas ações decorrentes constam no Plano de Ação.

Para possibilitar que consumidores com carga abaixo de 500 kW possam optar por participar do ACL, faz-se necessário os aprimoramentos na formação de preço, correta alocação de custos e riscos entre os dois ambientes de contratação, principalmente em relação aos custos da expansão do sistema elétrico. Por isso, para que essa liberação ocorra a partir de 2026, é necessária a apresentação de estudo prévio identificado no Plano de Ação.

Essas medidas visam conferir maior robustez para o mercado de energia elétrica, e poderiam ser complementadas com a implantação de uma bolsa de energia e uma *Clearing House*, estrutura amplamente usada em mercados de energia de vários países, o que também requer estudos detalhados.

Entendemos que esses estudos devem ser compatíveis com os prazos dos estudos sobre a formação de preço por oferta, ou seja, deverão ser concluídos até 31 de dezembro de 2021 e deverão considerar a possibilidade de formação de preço por custo ou por oferta e a separação de lastro e energia.

Por fim, a liberação total do mercado enseja a separação da prestação de serviço de distribuição e do fornecimento de energia. Aqueles consumidores que não desejarem migrar para o ACL poderiam ser atendidos pela figura de um Comercializador Regulado de Energia. Para que seja factível essa estrutura, sugere-se que ela seja objeto do mesmo estudo que será levado a cabo pela ANEEL e CCEE na questão da liberação total do mercado livre citado acima.

6.5. Inserção de Novas Tecnologias

Esse grupo temático focou seu trabalho em novas tecnologias que possivelmente afetarão a geração e o consumo de energia no Brasil nos próximos anos. Dentre as tecnologias analisadas pelo grupo há soluções de armazenamento (baterias, hidrelétricas reversíveis e hidrogênio), usinas híbridas, energias dos oceanos, eólica offshore e recursos energéticos distribuídos (geração distribuída, veículos elétricos, resposta da demanda e eficiência energética), além de serviços ancilares. Para cada uma dessas fontes e tecnologias, buscou-se identificar as barreiras atuais à sua inserção, bem como apontar ações para sua participação na matriz de energia elétrica brasileira. O Plano de Ação estabelece horizonte em que se estima ser possível exaurir estudos a respeito dessas soluções.

É importante destacar que esse foi o grupo cujas análises foram iniciadas na primeira onda de discussões, haja vista que a confrontação com a necessidade crescente de se incluir essas soluções energéticas no planejamento setorial não é recente, de modo que a EPE já dispunha de análises com certo grau de maturidade a respeito de algumas dessas tecnologias. Neste sentido, a primeira contribuição do grupo temático ao estado da arte dessas discussões foi a de sistematizar essas avaliações e coloca-las para reflexão com as demais instituições.

Todavia, a principal contribuição dessas reflexões sobre inserção de novas tecnologias ao debate sobre a Modernização do Setor Elétrico reside na identificação de que qualquer *design* de mercado e arcabouço legal e regulatório que se conceba deverá preservar o princípio da “neutralidade”, 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. Em casos excepcionais que justifiquem políticas de incentivos, ressalta-se a necessidade de explicitá-las em seus objetivos, assim como metas e prazos, inclusive de encerramento. Com isso, espera-se que sejam garantidos sinais econômicos eficientes e corretos para que as decisões dos agentes e consumidores conduzam à economicidade, segurança e sustentabilidade no suprimento de energia elétrica.

6.6. Sustentabilidade da Distribuição

As transformações globais rumo à descentralização dos sistemas de geração de energia, a digitalização das redes de modo que a energia seja produzida, transmitida e consumida de maneira mais inteligente, a mobilidade elétrica, e a valorização das possibilidades de escolhas individuais, aliadas à predominância de fontes renováveis na matriz elétrica, pressionam por aprimoramentos no segmento de distribuição de energia.

As distribuidoras de energia elétrica são remuneradas por meio de tarifas, que cobrem os custos de Energia, Transporte e Encargos Setoriais. As tarifas homologadas pela ANEEL, pagas pelos consumidores de energia elétrica, devem ser suficientes para remunerar o serviço de forma adequada, viabilizando a estrutura física que mantenha a qualidade e que incentive a eficiência do serviço prestado.

Atualmente, a receita média de equilíbrio das distribuidoras é composta por 53,5% de Parcela A (custos não-gerenciáveis), 17% de Parcela B (custos gerenciáveis) e 29,5% de Tributos.

A CP MME nº 21, de 2016, evidenciou a necessidade de tratar o aumento da flexibilidade do portfólio do ambiente regulado, permitindo respostas eficazes à ampliação do mercado livre, inclusive com mais mecanismos de integração comercial entre os ambientes (reciclagem de energia); a redução das responsabilidades das distribuidoras em relação à gestão de compra de energia, reconhecendo o papel limitado dos instrumentos de gestão atualmente presentes e a necessidade de as empresas focarem na atividade de infraestrutura de rede e de qualidade do serviço; e a correção de incentivos, inadequados, para migração para o ambiente livre.

A CP MME nº 33, de 2017, apontou que a contratação da energia regulada não possui ferramentas ativas de gestão do risco de preços da contratação, de modo que os portfólios atuais (das distribuidoras) possuem características e assimetrias completamente independentes da eficiência das empresas. Além disso, indicou que os mecanismos de alívio e flexibilidade disponíveis para as distribuidoras adequarem seus níveis de contratação em função da migração de consumidores ao ambiente livre possuem eficácia limitada.

O Relatório de Análise de Impacto Regulatório nº 02/2018-SGT/SRM/ANEEL, subsídio para a Audiência Pública ANEEL nº 59/2018, identificou que no setor elétrico existem diversos custos que não dependem da quantidade de energia elétrica consumida e produzida e apontou que o atual modelo tarifário monômio e volumétrico, aplicado a uma parcela de consumidores, não convive harmoniosamente com gestão de energia.

Quanto aos impactos que a expansão da geração distribuída tem sobre as receitas das distribuidoras, pode-se apontar que se traduzem em perda total de receita decorrente da inserção de GD e em perdas de Parcela B, resultando em diminuição da capacidade de investimento da distribuidora ao longo dos anos.

Para superar as questões que afetam a sustentabilidade dos serviços de distribuição de energia elétrica, aponta-se como solução algumas medidas que devem ser adotadas.

A primeira medida a se destacar é a adoção de tarifa binômia e avaliação da sinalização locacional e horária para todos os consumidores livres ou que geram a própria energia, cuja adoção requer a realização de estudos tratando de transição, prazos e impactos, conforme indicado no Plano de Ação.

Além disso, no grupo temático de Processo de Contratação foi avaliada a criação de instrumentos que permitam a liquidação centralizada dos contratos regulados de

energia das distribuidoras com o objetivo de reduzir as diferenças entre os custos de contratação de energia das Distribuidoras (PMIX), transição para um eventual modelo de contratação de lastro e energia e facilitação na gestão da energia contratada.

A necessidade de aprofundar análises que levem à separação da comercialização de energia elétrica e dos serviços de distribuição também é imperioso, permitindo que as concessionárias de distribuição sejam separadas em Distribuidoras de Energia e Comercializador Regulado de Energia.

Inicialmente, o Comercializador Regulado de Energia poderia manter a poligonal geográfica das concessões de distribuição atual e as obrigações de suprimento com os consumidores cativos, podendo comercializar excedentes com todos os consumidores do sistema sem repassar perdas ou ganhos dessas operações a seus consumidores cativos.

Cumprir destacar que preliminarmente já se estima que o maior benefício dessa alternativa seja acabar com o repasse dos custos da observada sobrecontratação das distribuidoras aos consumidores, dada a limitada flexibilidade das distribuidoras na gestão do portfólio de contratos associada à obrigação de contratação ex-ante de 100% do mercado, dentro das regras vigentes.

Para que esta mudança ocorra, todavia, é necessário estabelecer prazo, visto que novas licitações ou prorrogações de concessões devem contemplar a separação das atividades de distribuição e comercialização.

Ainda, considerando que a obrigatoriedade de as distribuidoras garantirem o atendimento à totalidade de seu mercado, a flexibilização da obrigatoriedade de contratação de 100% da carga parece razoável, mas desde que alinhados com sinais adequados para expansão da capacidade instalada de geração e com os critérios de suprimento.

Destaca-se também a importância de haver mecanismos que sustentem com equilíbrio a universalização do acesso à energia elétrica. Neste sentido, será publicado decreto para criação de política pública que sustente a universalização do acesso em regiões remotas do país. Para que isso seja possível, será necessário definir recursos e firmar termos de compromissos que permitam às distribuidoras executar as atividades que visam ampliar o atendimento da população.

Antes de concluir as reflexões sobre o futuro da distribuição no Brasil e em adição às reflexões levantadas no grupo temático, mas em linha com a motivação que permeou as discussões sobre centralização de contratos no grupo temático “Processo de Contratação”, como se verá adiante, o GT considerou, ainda, relevante incluir no Plano de Ação a realização de avaliações para aprimoramentos da Conta de Compensação de Variação de Valores de Itens da “Parcela A” – CVA. Tal ação se faz necessária considerando o crescente impacto desse componente nos processos tarifários bem como a recorrente alegação dos agentes de distribuição de que a CVA não vem cumprindo sua função precípua de preservar a neutralidade para as distribuidoras com relação a custos não gerenciáveis entre os processos tarifários.

Por fim, por se tratar de mudanças robustas para o setor de distribuição de energia, é imprescindível que seja estabelecida regra de transição com prazo bem definido, prezando pela transparência e previsibilidade do setor, as quais constam no Plano de Ação.

6.7. Processo de Contratação

Foram levantados possíveis encaminhamentos no sentido de conferir maior eficiência ao processo de contratação, reduzir custos e mitigar impactos, em especial para as Distribuidoras. E, para esse fim, analisada a pertinência de criação de um Agente Centralizador de Contratos, aqui denominado "Centralizador", sendo de grande importância a discussão de suas atribuições e competências.

Nesse contexto, o documento produzido pelo grupo temático explora a figura do Centralizador no contexto de uma Liquidação Financeira Centralizada no ACR, assim como avança em possibilidades mais complexas de atuação para as quais, como sinalizado, há necessidade de análises quantitativas e mais profundas. Quanto à possibilidade do Centralizador poder ser um elemento facilitador da transição para um novo modelo do mercado de energia brasileiro, tal consideração deve estar aderente com o desenho final de Modernização do setor.

Sobre a implementação de uma Liquidação Financeira Centralizada no ACR cabe evidenciar que a CCEE está conduzindo estudo junto aos agentes para elevar a eficiência operacional da contratação de energia do ACR. Vencidas as questões tributárias junto ao CONFAZ, entende-se que não haveria óbices para a implementação da Liquidação Financeira Centralizada no ACR, sem que seja necessária a adoção do Centralizador, no curto prazo.

Todavia, a apuração da liquidação financeira centralizada deveria ser segregada, considerando o tratamento dos contratos legados e o formato de contratação associado aos novos contratos.

Dentre as demais possíveis funções do Centralizador observa-se que foi discutida a equalização do preço de repasse médio dos contratos das Distribuidoras, o chamado PMIX. Entretanto, para se avançar na questão, o relatório do grupo temático aponta como imprescindível uma análise de impacto, destacando vantagens, desvantagens e considerando entre outros itens, os efeitos na migração de consumidores para o ACL, na geração distribuída, e nas perdas técnicas. Adicionalmente, seria necessário ainda definir metodologia a ser adotada para o processo tarifário durante um eventual período de transição.

Consideradas as atribuições relacionadas à gestão de contratos, o formato de adesão ao Centralizador também é um ponto de atenção, dado que foi avaliado que a gestão centralizada de portfólio contratual altera o regime de contratação e poderá trazer impactos no preço da energia contratada pelas Distribuidoras.

O relatório aponta ainda que a possibilidade de incluir o Centralizador como contraparte contratual na função de representante dos geradores e distribuidores, em formato similar à contratação de energia de reserva, é outra questão que deve ser aprofundada, e seus impactos detalhados. E, seguindo nessa linha, devem ser ampliadas discussões específicas com instituições financeiras, prezando pela financiabilidade dos empreendimentos. Esse tipo de contratação centralizada sob a forma de um “comprador único” precisaria ser, todavia, sopesada diante de uma possível opção pela adoção de comercializadores regulados num cenário de separação da atividade “fio” da atividade de “comercialização” no segmento de distribuição, conforme tratado na seção “Sustentabilidade da Distribuição”.

Dependendo da atuação do Centralizador, a gestão da inadimplência é um ponto crítico de atenção, devendo ser aprofundadas análises como as relacionadas a *Loss Sharing*, aprimoramento de mecanismos de garantias financeiras e mapeamento de impactos e riscos.

Adicionalmente, em um cenário em que as Distribuidoras continuem responsáveis pela declaração de carga para atendimento ao seu mercado, faz-se necessário aprofundar as discussões das regras de apuração de desvios, assim como sanções aplicáveis, de maneira a estimular uma adequada declaração de demanda. No que diz respeito ao tratamento dos contratos legados, e diante das discussões de uma eventual separação da contratação das parcelas lastro e energia, o relatório aponta que o Centralizador poderia ser uma figura importante no processo de transição, desde que exista compatibilidade com o desenho do novo modelo de expansão do setor.

Realizada a análise de impacto e vencidas as questões regulatórias e tributárias, a implementação da liquidação centralizada dos contratos do ACR é uma decisão que poderia ser tomada em 2022, garantindo, portanto, a previsibilidade adequada, conforme indicado no Plano de Ação.

6.8. Racionalização de Encargos e Subsídios

O grupo de “Racionalização de encargos e subsídios” focou seus estudos nos subsídios custeados pela Conta de Desenvolvimento Energético (CDE), constatando que parte das sugestões recebidas na CP MME nº 45/2018, do MME, já foi implantada e que as demais exigem mudanças de legislação, como (i) restrição dos benefícios da Tarifa Social de Energia Elétrica aos cadastrados no Bolsa Família; (ii) extinção do subsídio para Fontes Incentivadas para novas outorgas e não continuidade para renovação de outorgas; e (iii) extinção dos descontos aplicados na TUSD e TUST para os consumidores de fontes incentivadas (observadas as condições previstas na seção deste Relatório que trata do PLS 232).

Com relação à extinção do subsídio para Fontes Incentivadas, há de se observar que essa iniciativa não significa que o GT desconsiderou a contribuição em termos de sustentabilidade ambiental que essas fontes agregam às matrizes elétrica e energética. Assim, aderente às sugestões realizadas com relação ao PLS 232, de 2016, o GT

propôs a realização de estudo de plano para a valorização dos benefícios ambientais relacionados às fontes de energia com baixa emissão de carbono, que consta do Plano de Ação.

Além disso, no que diz respeito ao tema “Governança”, como se verá adiante, reforçou-se a necessidade de sistematização de discussões estratégicas em que se possa considerar outros atributos das fontes, além daqueles que otimizam a operação e o planejamento do setor elétrico, zelando-se pela confiabilidade sistêmica. Com isso o GT 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 novas tecnologias.

Por outro lado, uma recente decisão do TCU (Acórdão n. 1.215/2019) tende a acelerar as mudanças apontadas, sobretudo nos subsídios aos setores de Água e Saneamento, Irrigação e Aquicultura e à Classe Rural. Adicionalmente, a atual legislação já prevê a eliminação automática e gradual de alguns subsídios e encargos como RGR e PROINFA.

Foi identificada a necessidade de aprofundamento dos estudos sobre os subsídios implícitos na GD, tendo por base o realismo tarifário, remunerando os prosumidores apenas pela energia injetada, exigindo-se que 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.

Com relação aos encargos avaliados, o grupo concluiu que a:

- i. A redução ou eliminação de alguns encargos necessita de análise técnica minuciosa, como no caso dos Encargos de Serviços de Sistema (ESS) e do Encargo de Energia de Reserva (EER), pois podem afetar a confiabilidade da operação do sistema elétrico;
- ii. Os recursos arrecadados por meio da TFSEE não vêm sendo aplicados integralmente no fim estipulado pela legislação, o que sugere que pode haver uma redução nas alíquotas da taxa;
- iii. A distribuição dos recursos arrecadados sob a rubrica da CFURH deve ser discutida, com o objetivo de se obter uma distribuição mais equilibrada;
- iv. Os recursos para P&D necessitam de uma revisão, pois alguns agentes geradores são onerados e outros são isentos, além de haver a dificuldade para diversas distribuidoras apresentarem projetos com qualidade, tendo sido este assunto endereçado pelo grupo temático de Governança;
- v. Os recursos destinados a Eficiência Energética não têm sido plenamente utilizados, o que pode indicar excesso na alíquota estipulada ou limites na capacidade de aplicação dos recursos;

- vi. Os recursos de P&D e de CFURH podem estar sendo utilizados para financiar políticas públicas não relacionadas ao setor elétrico.

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.

Além dessas, foram incluídas no Plano de Ação duas frentes de aprofundamento, além daquelas propostas pelo grupo temático, quais sejam:

1. A realização de uma Consulta Pública sobre proposta de ajuste ao Decreto nº 5.163, de 2004, no que se refere ao pagamento de encargos pelo consumo líquido, por autoprodutor, pleito apresentado pelos agentes ao MME há anos e também durante a vigência deste GT; e
2. A realização de estudos com vistas a racionalizar a tributação de encargos setoriais.

6.9. MRE

O grupo temático analisou as causas conjunturais e estruturais dos efeitos causados pela recente sequência de anos de baixa afluência hidrológica, apresentando um diagnóstico dos problemas e encaminhando propostas de solução baseadas em três pilares, compostos por ações que, em sua maioria, podem ser implementadas no curto e médio prazo e podem trazer aprimoramentos ao mecanismo e aos seus resultados para os geradores participantes.

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.

O conjunto de ações é apresentado resumidamente no quadro abaixo.

Saneamento	Aprimoramentos	Hedge
<ul style="list-style-type: none"> Deslocamento hidráulico <ul style="list-style-type: none"> Restrições elétricas Importação sem substituição Reserva operativa Inflexibilidade acima da GF Transmissão <ul style="list-style-type: none"> Constrained-off hidráulico Energia de Reserva <ul style="list-style-type: none"> Incorporação gradual ao lastro do sistema Indisponibilidades <ul style="list-style-type: none"> Revisão da REN 614/14 	<ul style="list-style-type: none"> Sazonalização das Garantias Físicas <ul style="list-style-type: none"> Estabelecimento de limites Eliminar dupla sazonalização Incentivo à melhoria de performance <ul style="list-style-type: none"> Bônus para aumento de disponibilidade Usinas não despachadas (AP24/17) <ul style="list-style-type: none"> Mecanismos de redução da GF para MRE Remuneração das alocações <ul style="list-style-type: none"> Aumentar TEO ou outro parâmetro 	<ul style="list-style-type: none"> Oferecer instrumento voluntário de proteção <ul style="list-style-type: none"> Leilões anuais dos resultados financeiros da energia de reserva no MCP

De maneira geral, as medidas propostas no relatório encontram-se em diferentes estágios de amadurecimento. As medidas propostas exigem revisões de regulamentos infralegais.

É importante registrar que as reflexões sobre aperfeiçoamentos no MRE estão inseridas no contexto do esforço que o MME e as instituições vinculadas vêm envidando para solucionar estruturalmente o problema do GSF (*generation scaling fator*). No âmbito do Congresso Nacional, vem-se trabalhando para a resolução do problema endereçando seu efeito passado, o que ensejou uma judicialização sem precedentes que contamina a operação do mercado de curto prazo.

Não obstante, é evidente que se faz necessária solução para que problema de tamanha magnitude 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 (já foi mencionado na seção 4 deste Relatório), mas também pelos aperfeiçoamentos no MRE ora apontados o que reforça a relevância de acompanhamento das ações por meio do Plano de Ação.

Observa-se, por fim, que no detalhamento dessas medidas se faz necessária a adoção do devido cuidado para não agregar assimetrias nos contratos já celebrados, especialmente os de energia de reserva.

6.10. Sustentabilidade da Transmissão

Apesar de se tratar de um tema bastante amplo, o relatório do grupo temático de Sustentabilidade da Transmissão abordou prioritariamente a questão do quantitativo de instalações da transmissão em final de vida útil no SIN e o tema da simplificação da liquidação dos Encargos de Uso do Sistema de Transmissão (EUST).

No que se refere à avaliação sobre as instalações em final de vida útil, o relatório apresentou um levantamento do quantitativo de equipamentos em fim de vida útil no sistema de transmissão e do investimento necessário para a substituição desses equipamentos. No levantamento realizado, apontou-se a existência de cerca de 96.000

equipamentos com vida útil esgotada até 2022, com um investimento total estimado da ordem de R\$ 21 bilhões.

No caso específico da simplificação da liquidação dos EUST, o relatório descreve um pleito das Associações que representam os usuários conectados ao sistema transmissão, preocupados com o grande número de operações financeiras e contábeis resultantes da apuração mensal de serviços e encargos do sistema de transmissão.

Com base no diagnóstico realizado sobre os dois temas abordados no relatório do grupo temático Sustentabilidade da Transmissão, recomenda-se:

- Avaliação, pela ANEEL, do processo de liquidação simplificada dos EUST com a alteração do submódulo 15.11 dos Procedimentos de Redes, considerando a abertura de conta pelos usuários da rede em instituição bancária específica a ser contratada pelo ONS para fins de administração da apuração e da liquidação dos encargos de uso de transmissão;
- Deliberação, por parte da ANEEL, sobre a Nota Técnica referente à Audiência Pública nº 41/2017, que contribuirá para a mitigação das incertezas das transmissoras com relação à remuneração de seus investimentos;
- Avaliação da adequação do sinal econômico para induzir a máxima disponibilidade das instalações de transmissão com menor impacto tarifário para os consumidores de energia elétrica no âmbito da revisão das Resoluções Normativas ANEEL nº 443/2011 e nº 643/2015; e
- Avaliação da viabilidade de proposição de linhas de financiamento para a modernização dos equipamentos de transmissão em fim de vida útil junto a instituições financeiras.

Os pontos supracitados constam no Plano de Ação.

6.11. Sistemática de Leilões

Considerando a importância do mecanismo de leilões para a expansão do sistema, o grupo temático buscou avaliar a atual sistemática de leilões e propor aprimoramentos que permitam uma melhor contratação para atendimento das necessidades sistêmicas.

Cabe destacar que as propostas apresentadas foram desenvolvidas tendo como base o modelo setorial em vigor, de modo que poderiam ser implementadas por meio de atos infralegais a serem editados pelo Ministério de Minas e Energia ou pela ANEEL. Todavia, dados os objetivos do GT Modernização, espera-se que as conclusões de outros grupos temáticos proponham alterações ao atual modelo, especialmente no que se refere ao modelo de contratação de empreendimentos de geração. Nesse sentido, as propostas apresentadas a seguir poderão demandar adaptações.

Em razão das dificuldades para definição de uma regra adequada para a contratação do empreendimento marginal durante os leilões, o grupo temático recomenda avaliar a

possibilidade de que a comercialização de energia de empreendimentos termelétricos de grande porte ocorra em fase específica dos Leilões de Energia Nova (LEN). Essa etapa seria realizada antes da contratação dos demais produtos, analogamente ao que se pratica na licitação de usinas hidrelétricas sujeitas ao regime de concessão. Dessa forma, mesmo na hipótese de se garantir a contratação integral dos empreendimentos marginais, o risco de elevadas sobrecontratações seriam mitigados, dado que apenas a demanda não atendida nessa primeira etapa seria disputada pelos demais produtos.

Acerca da adoção da margem remanescente de escoamento como critério de seleção nos LEN A-6, propõe-se que seja concluída no curto prazo, a revisão da Portaria nº 444, de 2016, de modo a incluir diretrizes específicas a serem aplicáveis aos LEN A-6, especialmente no que se refere à configuração de parque gerador e de sistema de transmissão a serem consideradas.

Recomenda-se também um estudo para ampla revisão dos produtos negociados nos LEN e dos modelos de Contratos de Comercialização de Energia Elétrica no Ambiente Regulado (CCEAR) adotados na contratação de novos empreendimentos. Sem prejuízo da inclusão de outras temáticas, o estudo deveria ter como objetivo a revisão: dos produtos negociados nos LEN, avaliando-se a conveniência da definição de produtos a partir de requisitos sistêmicos, permitindo-se a combinação de fontes e tecnologias; dos prazos de suprimento dos CCEAR; das cláusulas de indexação e de reajuste dos Custos Variáveis Unitários (CVU); das garantias exigidas dos empreendedores; das regras de modulação e sazonalização adotadas nos CCEAR.

O grupo temático identificou ainda que é importante a conclusão do processo de aprimoramento da metodologia de cálculo da TUST, atualmente em discussão no âmbito da CP MME nº 4/2018, avaliando a conveniência da inclusão, nas discussões, da possibilidade de revisão da TUST nas hipóteses de mudanças de ponto de conexão após os leilões, bem como o incremento do peso da parcela referente à localização do empreendimento no cálculo da tarifa.

Por fim, de forma a se viabilizar a modernização do parque gerador termelétrico nacional ou sua substituição por novos empreendimentos, propõe-se a realização de Leilões de Energia Existente (LEE) cujos CCEAR apresentem maiores prazos de suprimento e início da entrega da energia. Ressalta-se que o Decreto nº 5.163, de 2004, já faculta a realização de LEE com a participação de empreendimentos novos, prazo de suprimento de até quinze anos e início de entrega em até cinco anos após o da realização do leilão, de modo que a implementação requereria tão somente medidas infralegais.

Diante do exposto, consta no Plano de Ação cronograma indicativo endereçando as medidas sugeridas pelo grupo temático, que inclui também a realização de estudos sobre eventuais novas sistemáticas que se façam necessárias para a realização de leilões durante o período de transição, até a efetiva contratação de lastro, bem como em um novo mercado em que a contratação de lastro e energia seja separada.

6.12. Alocação de Custos e Riscos

O objetivo do grupo temático Alocação de Custos e Riscos era o de avaliar as distorções que o mercado de energia elétrica apresenta, de forma a identificar custos e riscos alocados ineficientemente, ou seja, que não estão alocados àqueles que são capazes de reduzi-los e/ou gerenciá-los ou, ainda, não são responsáveis por estes. Para tanto, o ponto de partida do grupo temático foi avaliar os trabalhos produzidos pelos outros grupos, mas não se limitando a eles.

Dessa forma, foram identificadas as distorções mais significativas no atual modelo, dentre as quais se destacam: preços distorcidos e não críveis, que dificultam a previsibilidade de gestão pelos agentes do mercado e a financiabilidade dos projetos; expansão da confiabilidade do sistema e garantia do suprimento baseados no mercado regulado, que arca com todos os custos; subsídios que acabam por distorcer a avaliação quanto à migração de consumidores para o mercado livre e encarecimento das tarifas dos consumidores atendidos pelas distribuidoras.

Destaca-se, porém, que, a avaliação quanto à alocação de custos e riscos do ponto de vista do Grupo de Trabalho instituído pela Portaria MME nº 187/2019 não se limita ao diagnóstico contido no relatório do grupo temático, tendo em vista que, após a definição dos encaminhamentos que serão propostos pelo MME, especialmente no que se refere ao desenho de mercado a ser perseguido, a avaliação destes deverá ser realizada de forma integrada, durante a implementação das diversas ações contidas no Plano de Ação, buscando corrigir as distorções já identificadas bem como evitando a criação de novas ineficiências. Ou seja, não se trata de tema para o qual foi aberta uma frente de atuação 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 sendo tomadas no processo de implementação da Modernização.

6.13. Desburocratização e Melhoria dos Processos

As razões que ensejaram a criação de um grupo temático para tratar de temas como burocracia e processos, em meio a um processo setorial de modernização, foram as manifestações da sociedade, em especial, dos agentes e associações do setor elétrico, apontando uma gama de atividades que, frente à evolução regulatória, processual, metodológica e, até mesmo, tecnológica, passaram a agregar menos valor ao resultado final das análises do que o esperado e, por vezes, resultam em ineficiência processual e excesso de burocracia.

Nesse sentido, o escopo do relatório do grupo temático foi: “Apresentar levantamento dos principais processos e atividades no SEB que tenham ou não envolvimento de agentes externos, avaliando a possibilidade de simplificar, excluir ou aprimorar a forma como são realizados. ” Tendo como ponto central a maior equiparação de obrigações regulatórias, métricas e processos de análise dos empreendimentos, independente de ambiente de contratação, o grupo temático sugeriu plano de ação para que os objetivos

de cada processo fossem, de fato, alcançados, tendo sido analisados os seguintes processos:

- Outorgas de Geração
- Alterações de Características Técnicas (ACT)
- Exigências nos Leilões de Geração e de Transmissão

Adicionalmente, o grupo temático também desenvolveu uma pesquisa com a sociedade, realizada online, por meio do site do MME entre os dias 5 e 11 de junho, que recebeu 42 respostas de diversos segmentos relacionados ao setor elétrico.

Plano de Ação para Implementação das Melhorias

Durante as atividades do grupo temático foram identificadas pelas instituições participantes diversas oportunidades de melhorias que poderiam impactar positivamente na eficiência e desburocratização dos processos. Contudo, é importante destacar que, em razão da complexidade de alguns temas e da necessidade de harmonização de entendimentos entre as instituições, algumas propostas demandarão esforços adicionais no sentido de se buscar soluções que sejam benéficas para o setor elétrico e que atinjam o objetivo da desburocratização.

Nesse cenário, a elaboração de um plano de ação permite direcionar e organizar de forma mais estruturada os trabalhos futuros, identificando os principais temas a serem abordados.

A seguir são apresentados os principais pontos a serem tratados no plano de ação, bem como as oportunidades de melhorias identificadas.

Processo de Outorga – Integração Digital

A necessidade de aprimoramento da integração digital entre as instituições foi objeto de inúmeras sugestões dos agentes na pesquisa, sendo reconhecida pelos participantes do grupo como importante para redução de custos administrativos e de prazo de análise dos processos. Adicionalmente, uma maior digitalização das informações permitiria a eliminação de documentos redundantes ou desnecessários, repercutindo na melhoria da eficiência das análises realizadas.

Com base no resultado da pesquisa junto aos agentes e nas iniciativas já em desenvolvimento, deverão ser avaliadas pelas instituições participantes do grupo temático as seguintes questões relacionadas à integração digital e simplificação de documentos para o processo de emissão e revisão das Outorgas para os projetos do ACR e ACL.

- Como estabelecer padrões equivalentes entre os processos de emissão das Outorgas de projetos do ACR e ACL? Quais critérios e exigências para os processos de emissão das Outorgas do ACL e ACR precisam ser reavaliados?

- O Sistema AEGE poderia ser utilizado como plataforma centralizadora para a emissão das Outorgas do ACR e ACL ou deveria ser desenvolvida outra ferramenta?
- Em que medida as propostas do grupo temático de Governança podem afetar a desburocratização destes processos?

Processo de Alteração de Características Técnicas – Padronização entre Processos do ACR e ACL

Durante as reuniões do grupo temático e nas contribuições posteriores enviadas pelas instituições, foram abordados alguns temas mais conceituais acerca do processo de alteração de características técnicas.

Com base no resultado da pesquisa junto aos agentes e no posicionamento externado pelas instituições participantes do grupo temático, deverão ser avaliadas as seguintes questões relacionadas à padronização dos processos de alteração de características técnicas para o ACR e ACL.

- Quais as necessidades de aprimoramentos na Portaria MME nº 481/2018? É necessário estabelecer limites para a alteração de características técnicas?
- Quais critérios e exigências deverão ser objeto de revisão com vistas a permitir a padronização e centralização dos processos de alteração de características para os ACR e ACL?
- Quais aprimoramentos na forma de divulgação e publicidade das informações deverão ser implementados para permitir a centralização dos processos do ACR e ACL?
- O Sistema AEGE poderia ser utilizado como plataforma centralizadora para o processo de alteração de características técnicas do ACR e ACL ou deveria ser desenvolvida outra ferramenta?
- Em que medida as propostas do grupo temático de Governança podem afetar a desburocratização destes processos?

Exigências para os Leilões de Geração – Processo de Habilitação Técnica

Atualmente o processo de habilitação técnica dos projetos cadastrados para participação nos leilões de geração do ACR é atribuição da EPE. Para tanto, desde 2009 o Sistema AEGE é utilizado na análise dos projetos, comunicação com empreendedores, emissão das habilitações técnicas, dentre outras atividades.

Na pesquisa realizada junto aos agentes os principais apontamentos apresentados pelos empreendedores foram no sentido de implementação de melhorias quanto à possibilidade de cadastramento de documentos digitais por *upload*, aprimoramento do Sistema AEGE e maior clareza em alguns requisitos técnicos nas Instruções da EPE.

Nesse sentido, com base no resultado da pesquisa junto aos agentes, no posicionamento das instituições participantes do grupo temático e observando a natureza dos trabalhos de horizontes de curto e longo prazo, deverão ser avaliadas as seguintes questões relacionadas ao processo de habilitação dos projetos para os leilões de geração.

- Existe a possibilidade de equalização das análises e exigências para habilitação técnica de projetos tanto do ACR, quanto do ACL?
- Quais melhorias deverão ser implementadas no processo de habilitação técnica para os leilões de geração do ACR com o objetivo de reduzir a burocracia e melhorar a eficiência?
- É necessária a antecipação da fase de aporte de garantia financeira para participação dos projetos nos leilões? Quais os benefícios e riscos dessa antecipação?
- Quais funcionalidades poderiam ser desenvolvidas e sistematizadas no processo?
- O processo de habilitação técnica pode ser flexibilizado? Quais os riscos decorrentes dessas alterações? Quais documentos ou análises poderiam ser revistas? Essa flexibilização traria benefícios para o processo de ACT? Quais?
- Quais os níveis de riscos aceitáveis na desburocratização de processos que reduzam ou eliminem documentos técnicos? Quais documentos técnicos são menos relevantes?

Melhorias Relacionadas às Outorgas de Transmissão

Já em relação aos processos relacionados às Outorgas de Transmissão, foram analisadas melhorias especialmente em relação ao processo de emissão do Plano de Outorgas da Transmissão (POTEE) e do documento de diretrizes para elaboração dos Relatórios R2, R3, R4 e R5, além dos impactos causados sobre o processo pela nova IN nº 81/2018-TCU. Em função das avaliações realizadas, o grupo temático sugeriu que fossem adotadas as seguintes medidas:

- Aprimorar o processo de emissão do Plano de Outorgas da Transmissão (POTEE), por meio da complementação do Sistema de Gestão da Expansão da Transmissão – SGET (EPE) com a implantação do módulo de gestão dos estudos, para simplificar e facilitar a consolidação e publicação das obras recomendadas nos estudos de planejamento da Transmissão;
- Publicar a versão atualizada do documento de diretrizes para elaboração dos Relatórios R2, R3, R4 e R5, permitindo o aprimoramento da qualidade dos relatórios emitidos, além da reavaliação de outras atividades relacionadas;
- Atualizar a REN nº 594/2013 para contemplar a atualização dos valores e do cronograma envolvido no processo de ressarcimento dos Relatórios R1 a R4;

para formalizar a elaboração e a remuneração associada ao relatório de avaliação fundiária - Relatório R5 e para permitir a remuneração de algumas atividades específicas realizadas no âmbito dos Relatórios R1.

- Realizar discussão/gestão junto ao Ministro Relator do TCU sobre a IN nº 81/2018, para evitar o aumento no prazo dos processos de outorga, que envolvem análises do tribunal.

As medidas necessárias para implementação dos aprimoramentos identificados pelo grupo temático são apresentadas no Plano de Ação.

6.14. Governança

O tema Governança é relevante para o setor elétrico, que é baseado em políticas públicas, princípios, diretrizes, regulações ou normas estabelecidas por diversos órgãos e instituições.

O grupo temático de Governança 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.

Política de pesquisa, desenvolvimento, inovação e eficiência energética no setor elétrico e/ou energético

Os recursos de Pesquisa e Desenvolvimento (P&D) recolhidos dos agentes de geração, transmissão e distribuição, são distribuídos entre: (i) o Fundo Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico (FNDCT); (ii) investimentos em projetos de P&D regulados pela ANEEL; e (iii) o MME, para estudos de planejamento da expansão. Os recursos direcionados ao FNDCT e ao MME são, em geral, contingenciados.

A ANEEL, tem aperfeiçoado a regulação para incentivar a participação da indústria no desenvolvimento de projetos de P&D, objetivando resultados mais práticos e menos acadêmicos.

No quesito de governança, inexistente uma instância para discutir estrategicamente as áreas em que o Estado entende que o desenvolvimento tecnológico e a inovação no setor elétrico são desejáveis, visando a obtenção de sinergias e de ampliação de impacto de outras políticas ou decisões setoriais.

No aspecto de utilização dos recursos, seria desejável que pudessem ser destinados à contratação, pelo MME e entidades, de estudos e capacitações em temas afetos à pesquisa, desenvolvimento e inovação, inclusive em termos de gestão e de organização setorial.

Assim, o grupo temático propôs que se institua uma iniciativa, inspirada na “Câmara Brasileira da Indústria 4.0”, que se torne o lócus de coordenação das discussões sobre pesquisa, desenvolvimento e inovação em energia, tendo o MME como coordenador e o Ministério da Ciência, Tecnologia, Inovações e Comunicações (MCTIC) secretariando as atividades.

Na seção “Propostas de atos” deste relatório consta, desta forma, minuta de portaria interministerial, já em análise no MME e no MCTIC, propondo a instituição de um ambiente para a construção, no prazo de 45 dias, dessa iniciativa.

Escolhas estratégicas compatíveis com um desenvolvimento sustentável para o País que devem ser consideradas na definição das matrizes energética e elétrica futuras

O CNPE tem se reunido com periodicidade crescente. Diante disso, o grupo temático identificou a importância de o Conselho tratar de temas estratégicos de longo prazo relacionados às matrizes elétrica e energética, e que nesse processo sejam consideradas as diretrizes ou resultados indicativos dos demais instrumentos de planejamento dos Ministérios com assento no CNPE, tais como a Estratégia Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social – ENDES.

No âmbito dos trabalhos do grupo temático identificou-se que a Secretaria de Desenvolvimento da Infraestrutura do Ministério da Economia (SDI/ME) tem interesse em participar de discussões do setor energético que possam afetar a disponibilidade de infraestrutura e o crescimento econômico do país. Por outro lado, o TCU apontou para a relevância de uma maior formalização (e motivação e fundamentação, pelo bem da transparência) das decisões do CNPE.

Assim, o grupo temático recomenda a proposição de ato, com vistas a disciplinar no CNPE o rito de discussão periódica das escolhas estratégicas em termos de País que possam afetar as matrizes elétrica e energética no médio e longo prazos, remetendo às demais instâncias as decisões de caráter tático e operacional.

Em termos de Plano de Ação, considerando a intenção do MME de editar Portaria disciplinando a publicação do Plano Nacional de Energia a cada 5 anos e a sinalização de que o PNE 2050 deve ser publicado em dezembro de 2019, entende-se como razoável que essa governança esteja definida um ano e meio antes da publicação do PNE seguinte.

Neste sentido, na seção “Propostas de atos” deste relatório consta, também, minuta de portaria disciplinando a publicação do Plano Nacional de Energia a cada 5 anos, o que favorece a tempestiva constituição da governança ora proposta a partir do PNE subsequente.

Governança da CPAMP

O grupo temático avaliou algumas oportunidades de melhorias na governança da CPAMP, sugerindo ao GT Modernização do Setor Elétrico recomende a inclusão do

aperfeiçoamento da Governança no Plano de Trabalho da CPAMP para o período 2019/2020.

Política tarifária

No setor elétrico, a competência de formulação da política tarifária é do MME, porém, desde a Lei nº 10.848, de 2004, pouco se discutiu em termos de política tarifária, sendo o cálculo e aplicação de tarifas realizados pela ANEEL em seus ritos previstos na regulação setorial e nos contratos de concessão.

Com a abertura do mercado e a maior liberdade dos agentes setoriais, se torna pertinente refletir sobre os componentes tarifários, a alocação de custos e riscos e a definição do universo de pagantes. Trata-se de escolhas de política tarifária que precisam ser elaboradas, de modo que se avaliou ser conveniente conceber uma estrutura de governança em que essa discussão deve ocorrer, observando que é competência do CNPE propor os critérios gerais de garantia de suprimento de energia elétrica que assegurem o equilíbrio adequado entre confiabilidade de fornecimento e modicidade de tarifas e preços.

Superposições ou lacunas de competências entre MME, ANEEL, EPE, CCEE e ONS

No âmbito do grupo temático, foi suscitada a oportunidade de realização de uma avaliação sobre superposições ou indefinições em termos de competências entre MME, ANEEL, EPE, CCEE e ONS, com o objetivo de trazer racionalidade e redução dos custos de transação do setor. Tal percepção também foi bastante destacada pelo TCU, que mencionou alguns trabalhos de auditoria e fiscalização em que identificou lacunas de competência.

Nesse sentido, o grupo temático sugeriu que, uma vez tomadas as decisões acerca dos pontos nevrálgicos da Modernização do Setor Elétrico, seja feito um reexame das competências do MME e das entidades vinculadas, com vistas a eliminar superposições, eliminar lacunas e reduzir o custo de transação no setor elétrico. De qualquer forma, trata-se de avaliação que só poderá ser implementada na fase final do processo de Modernização, quando o setor adotar a nova configuração desejada.

Governança da Comunicação Setorial.

O grupo temático identificou que, no trabalho conjunto entre MME e entidades, melhorar a governança da comunicação setorial pode otimizar os resultados das ações implementadas pelas instituições. Cada instituição poderia tratar da questão, em sua respectiva área de atuação, mas de forma que os discursos se reforçassem e a mensagem pudesse ser compreendida como relevante para a sociedade sob todos os prismas.

O desenho de uma governança de comunicação setorial deveria: (i) incluir as estratégias de sensibilização dos outros Poderes (Judiciário e Legislativo) além de Ministério Público (MP) e TCU; (ii) estabelecer maior coordenação das ações de comunicação, com, no mínimo, os seguintes objetivos: elencar periodicamente temas

prioritários/estratégicos; criar pauta de eventos/capacitação de agentes públicos de outros Poderes, do MP e do TCU; e discussão dos planejamentos estratégicos e seus indicadores.

Governança da Implantação do Plano de Ação da Modernização do Setor Elétrico

Além dos pontos levantados pelo grupo temático Governança, foi identificada pelo Grupo de Trabalho a necessidade de proposição de uma Governança para o acompanhamento da implementação do Plano de Ação proposto neste Relatório.

Considerando que este Relatório é o resultado do Grupo de Trabalho da Modernização do Setor Elétrico, instituído por portaria ministerial, propõe-se, como ato contínuo à entrega deste, a publicação de outra portaria instituindo a Governança da Implantação do Plano de Ação da Modernização do Setor Elétrico, com as seguintes diretrizes:

1. Apresentação das conclusões do GT contidas neste Relatório ao CNPE;
2. Reporte trimestral ao CNPE da evolução da implementação do Plano de Ação;
3. Atualização e detalhamento, à cada reporte trimestral, das ações que passam a incorporar o rol de ações de curto prazo (a ocorrerem nos 90 dias seguintes).

Com isso, espera-se gerar um acompanhamento *pari passu* da implementação da Modernização, identificando, ao longo do processo, os momentos de tomada de decisões mais críticas que podem afetar as ações seguintes, permitindo uma atualização constante do Plano de Ação.

Para efeitos de acompanhamento da implementação, propõe-se também que o Plano de Ação, quando apresentado ao CNPE, preveja coordenador para as frentes de atuação e responsáveis para cada ação (que compõe as frentes de atuação).

Além disso, com vistas a possibilitar uma implementação harmônica das ações, zelando para que as escolhas efetuadas ao longo desse processo não ensejem rupturas que ameacem a sustentabilidade da expansão, bem como pela manutenção de um diálogo transparente com o setor, entende-se como relevante que os agentes setoriais estejam envolvidos diretamente nessa fase. Assim, propõe-se que até duas associações de agentes setoriais sejam convidadas para participarem do acompanhamento de cada frente de atuação prevista no plano de ação.

A minuta dessa Portaria contendo essas propostas de diretrizes para acompanhamento da fase de implementação também consta da seção “Atos Propostos”.

7. Consultas públicas iniciadas durante o GT Modernização

Durante o desenvolvimento dos trabalhos de Modernização do Setor Elétrico, foram sendo identificados assuntos com maturidade para que fossem realizadas CP a fim de subsidiar a elaboração de algumas das propostas de atos. Ao longo dos 180 dias foram publicadas 5 consultas públicas.

A primeira CP foi a de nº 76, a qual esteve vigente de 08 de agosto de 2019 até 22 de agosto de 2019. A CP 76 teve como objetivo coletar contribuições de proposta de representação obrigatória de direitos e obrigações por Comercializador Varejista, quando da migração do consumidor para o ACL. A ideia proposta poderá resultar em alterações infralegais no Decreto nº 5.177/2004, e revogação do art. 50 do Decreto nº 5.163/2004, com o objetivo de simplificar o acesso ao Ambiente de Contratação Livre - ACL, bem como trazer segurança às negociações a serem realizadas nesse Ambiente. Ao todo, 68 contribuições foram recebidas.

A CP seguinte foi a de nº 77, a qual esteve vigente de 09 de agosto de 2019 até 07 de setembro de 2019. Esta CP trouxe proposta de Portaria que amplia as possibilidades de livre contratação de energia elétrica por parte dos consumidores, alterando a Portaria nº 514/2018, que regulamenta o disposto no art. 15, § 3º, da Lei nº 9.074/1995. Ao todo, foram recebidas 40 contribuições.

Outra CP foi a de nº 80, que esteve vigente de 30 de agosto de 2019 até 11 de setembro de 2019. Esta CP visou coletar contribuições ao relatório do grupo temático Critérios de Garantia de Suprimento (definição de métricas para critério de garantia de suprimento; definição de parâmetros associados às métricas) e resultou em 14 contribuições.

Além das consultas anteriores, já encerradas, no momento de consolidação deste relatório, também se encontra aberta a CP nº 83, que tem o objetivo de coletar contribuições ao “Relatório de apoio ao Workshop de Lastro e Energia”, evento ocorrido no dia 21/08/2019. O relatório trouxe as seguintes conclusões: (i) as mudanças nas características da matriz resultaram na necessidade de prover meios para garantir outros atributos ao sistema, como capacidade e flexibilidade; (ii) importância da separação lastro x energia; e (iii) indicação de uma proposta mais adequada ao diagnóstico realizado (contratação separada e centralizado do lastro, além de provisões para a transição). A CP 83 foi iniciada em 06 de setembro de 2019 e receberá contribuições até 25 de outubro de 2019.

Por fim, foi lançada a CP nº 85, que visa buscar proposta de medidas de curto prazo, bem como cronograma de execução, que viabilizem a revisão das garantias físicas de energia de usinas despachadas centralizadamente. A proposta de revisões anuais implica na necessidade de alterações no Decreto 2.655/1998 (Regulamenta o Mercado Atacadista de Energia Elétrica) e publicação de Portaria pelo MME. A CP foi aberta em 13 de setembro de 2019 e permanece aberta para contribuições até 16 de outubro de 2019.

8. Proposta de Atos

MINUTA DE PORTARIA DE CRIAÇÃO DO COMITÊ DE IMPLEMENTAÇÃO DA MODERNIZAÇÃO DO SETOR ELÉTRICO

PORTARIA Nº , DE DE DE 2019.

O MINISTRO DE ESTADO DE MINAS E ENERGIA, no uso das atribuições que lhe confere o art. 87, parágrafo único, incisos II e IV, da Constituição, tendo em vista o disposto no Decreto nº 9.759, de 11 de abril de 2019, no Decreto nº 9.901, de 8 de julho de 2019, e o que consta dos Processo nº 48300.001033/2019-37 e nº 48330.000360/2019-14, resolve:

Art. 1º Instituir o Comitê de Implementação da Modernização do Setor Elétrico no âmbito do Ministério de Minas e Energia, com a finalidade de viabilizar a efetiva execução do plano de ação de que trata o art. 5º, § 4º, da Portaria MME nº 187, de 4 de abril de 2019, bem como propor possíveis medidas complementares que se façam necessárias, de modo a promover as melhores soluções para a modernização setorial, em consonância com os princípios da governança pública, estabilidade jurídico-regulatória e previsibilidade.

§ 1º O Comitê deverá apresentar ao Conselho Nacional de Política Energética - CNPE as principais conclusões do relatório e do plano de ação aos quais se refere o art. 5º, § 4º, da referida Portaria MME nº 187, de 2019.

§ 2º Para efeitos de apresentação ao CNPE e de acompanhamento do plano de ação de que trata o caput, o Comitê deverá estabelecer frentes de atuação às quais estarão associadas às ações do referido plano.

§ 3º São frentes de atuação, nos termos do Relatório Final do GT criado pela Portaria MME nº 187, de 2019:

- I - Formação de Preços;
- II - Critério de Suprimento;
- III - Medidas de Transição;
- IV - Separação Lastro e Energia;
- V - Sistemática de Leilões;
- VI - Desburocratização e Melhoria de Processos;
- VII - Governança;
- VIII - Inserção de Novas Tecnologias;
- IX - Abertura de Mercado;
- X - Racionalização de Encargos e Subsídios;
- XI - Sustentabilidade da Distribuição;

XII - Mecanismo de Realocação de Energia;

XIII - Processo de Contratação;

XIV - Sustentabilidade da Transmissão; e

XV - Integração Gás - Energia Elétrica.

§ 4º O Comitê deverá identificar um Coordenador para cada frente de atuação e os responsáveis pela implementação das ações.

§ 5º Com vistas a possibilitar uma implementação harmônica das ações, o Comitê convidará até quatro associações de agentes setoriais para participarem do acompanhamento de cada frente de atuação prevista no plano de ação, exceto para a frente de Separação Lastro e Energia, que contará com nove associações, o que deverá ser informado ao CNPE na ocasião da apresentação de que trata o § 1º.

§ 6º A evolução das ações de Modernização do Setor Elétrico, estabelecidas no plano de ação, serão apresentadas trimestralmente ao CNPE e, posteriormente, divulgadas no sítio eletrônico do Ministério de Minas e Energia.

§ 7º As ações de curto prazo, compreendido em um horizonte de noventa dias, a serem implementadas pelo Comitê deverão ser atualizadas, detalhadas e divulgadas nas ocasiões de que trata o § 6º.

Art. 2º O Comitê de Implementação da Modernização do Setor Elétrico será composto por representantes das seguintes áreas do Ministério de Minas e Energia:

I - Secretaria-Executiva, que o coordenará;

II - Secretaria de Energia Elétrica;

III - Secretaria de Planejamento e Desenvolvimento Energético;

IV - Assessoria Especial de Assuntos Econômicos; e

V - Consultoria Jurídica.

§ 1º A Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL, a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE, a Empresa de Pesquisa Energética - EPE e o Operador Nacional do Sistema Elétrico - ONS poderão ser convidados para participar das reuniões do Comitê.

§ 2º Cada membro do Comitê terá dois suplentes, para efeitos de substituição em suas ausências e seus impedimentos.

§ 3º Compete à Secretaria-Executiva designar os membros do Comitê e seus respectivos suplentes, consoante indicação dos titulares da área que representam.

§ 4º O Coordenador do Comitê poderá convocar reuniões temáticas, com a participação de membros específicos do Comitê, para tratar de assuntos a eles relacionados, comunicando a realização dessas reuniões aos demais membros na reunião ordinária subsequente.

§ 5º O Coordenador do Comitê poderá convidar a participar das reuniões e a prestar assessoramento sobre temas específicos representantes de órgãos e entidades públicas e privadas relacionadas ao setor elétrico, sem direito a voto.

§ 6º As despesas relacionadas à participação de convidados correrão por conta de dotações orçamentárias das respectivas organizações que representam.

Art. 3º O Comitê de Monitoramento da Modernização do Setor Elétrico se reunirá, em caráter ordinário, quinzenalmente e, em caráter extraordinário, sempre que convocado por seu Coordenador, que encaminhará previamente a pauta da reunião.

§ 1º As reuniões do Comitê ocorrerão, em primeira convocação, com a presença da maioria de seus membros ou, em segunda convocação, dez minutos após a hora estabelecida, com a presença mínima de três de seus membros.

§ 2º O quórum de aprovação de matérias colocadas para voto é de maioria simples, cabendo ao Coordenador voto de qualidade em caso de empate.

Art. 4º O apoio administrativo necessário ao Comitê será prestado pela Secretaria-Executiva do Ministério de Minas e Energia.

Art. 5º O Comitê terá a vigência de dois anos, permitida uma prorrogação por um ano, desde que devidamente motivado.

Parágrafo único. O prazo estabelecido no caput passará a contar a partir da edição do ato de designação de membros do Comitê.

Art. 6º A participação dos membros no Comitê a que se refere esta Portaria não será remunerada, sendo considerada prestação de serviço público relevante.

Art. 7º Esta Portaria entra em vigor na data de sua publicação.

BENTO ALBUQUERQUE

Ministro de Estado de Minas e Energia

**MINUTA DE PORTARIA DE CRIAÇÃO DO GRUPO DE TRABALHO
INTERMINISTERIAL PARA PROPOSIÇÃO DE GOVERNANÇA, PARA
ABORDAGEM DE CIÊNCIA, TECNOLOGIA E INOVAÇÃO NOS SETORES DE
MINERAÇÃO E ENERGIA – CTIME***

PORTARIA INTERMINISTERIAL Nº , DE DE DE 2019.

Os **MINISTROS DE ESTADO DE MINAS E ENERGIA E DE CIÊNCIA, TECNOLOGIA, INOVAÇÕES E COMUNICAÇÕES** no uso das atribuições que lhes confere o art. 87, parágrafo único, inciso IV, da Constituição, e tendo em vista o disposto no art. 25, inciso V e no art. 41, inciso IV, da Lei nº 13.844, de 18 de junho de 2019, resolvem:

Art. 1º Instituir o Grupo de Trabalho Interministerial, denominado CTIME, com a finalidade de propor uma governança das atividades de ciência, tecnologia e inovação nos setores de Mineração e Energia, com base na legislação vigente.

Art. 2º Compete ao CTIME:

I – promover discussões técnicas a fim de se identificar os modelos de governança que podem ser referência para seus trabalhos;

II – elaborar Plano de Trabalho para definir modelo de governança, diretrizes e ações para o estabelecimento de uma estratégia integrada de Ciência, Tecnologia e Inovação para os setores de Energia e Mineração; e

III – propor aos Ministros de Estados competentes os instrumentos legais e administrativos necessários para o alcance de seus objetivos.

Parágrafo único. O CTIME atuará em consonância com as políticas e diretrizes do MME e do MCTIC.

Art. 3º O CTIME terá a seguinte composição:

I - dois representantes do Ministério de Minas e Energia; e

II - dois representantes do Ministério da Ciência, Tecnologia, Inovações e Comunicações.

§ 1º Os representantes e respectivos suplentes serão indicados e designados pelo Secretário-Executivo do respectivo Ministério.

§ 2º Poderão ser convidados para as reuniões do CTIME representantes de outros órgãos e de instituições supervisionadas pelo MME e MCTIC, que sejam responsáveis pela fiscalização, regulação, pesquisa e fomento dos setores de Energia e Mineração, além de especialistas nos temas de interesse, desde que não haja custos para administração pública.

§ 3º A coordenação dos trabalhos do CTIME será realizada, conjuntamente, pelos integrantes do CTIME designados pelo MME e pelo MCTIC.

Art. 4º As funções exercidas pelos membros do CTIME não serão remuneradas, sendo consideradas, para todos os efeitos, serviço público de caráter relevante.

Art. 5º O CTIME se reunirá ordinariamente, uma vez por semana, e extraordinariamente, sempre que necessário.

§ 1º As reuniões ordinárias serão presenciais e convocadas com pautas previamente estabelecidas.

§ 2º As reuniões extraordinárias serão convocadas pelos representantes do CTIME, com antecedência mínima de 2 (dois) dias, por correspondência eletrônica oficial.

§ 3º As reuniões do CTIME ocorrerão em Brasília, devendo a participação de servidores ou empregados públicos com exercício em outras localidades se dar por intermédio de videoconferência ou instrumento congênere.

§ 4º O CTIME tomará suas decisões na forma de consenso, ressalvado o direito dos representantes de fazer constar em ata de reunião suas opiniões contrárias, quando não concordarem com o encaminhamento.

Art. 6º A Secretaria Executiva do MME é a do MCTIC fornecerão o apoio financeiro e administrativo necessário às atividades do CTIME.

Art. 7º O CTIME terá a duração de até 45 (quarenta e cinco) dias, contados a partir da publicação desta Portaria, devendo ao final desse prazo apresentar Plano de Trabalho contendo proposta de governança, diretrizes e ações para compartilhamento e disseminação de informações.

Parágrafo único. Os resultados dos trabalhos do CTIME serão publicados em sítio eletrônico, ressalvado o conteúdo sujeito a sigilo, conforme legislação aplicável.

Art. 8º Fica vedada a possibilidade de criação de subcolegiados no âmbito do CTIME.

Art. 9º Os casos omissos e as dúvidas surgidas na aplicação desta Portaria serão dirimidos pelos integrantes do CTIME.

Parágrafo único. Na impossibilidade de os integrantes do CTIME esclarecerem as omissões ou dúvidas, nos termos do caput, os Secretários Executivos do Ministério de Minas e Energia e do Ministério de Ciência, Tecnologia, Inovações e Comunicações disciplinarão sobre a matéria.

Art. 10. Esta Portaria entra em vigor na data de sua publicação.

BENTO ALBUQUERQUE

MARCOS CÉSAR PONTES

* Esta minuta de Portaria encontra-se em avaliação nas Consultorias Jurídicas de ambos Ministérios e trata de pesquisa, desenvolvimento e inovação tanto no setor energético quanto no setor mineral, dadas as competências institucionais do MME.

MINUTA DE PORTARIA SOBRE A PERIODICIDADE DE PUBLICAÇÃO DO PNE

PORTARIA Nº , DE de OUTUBRO de 2019

Define procedimentos para a
publicação periódica do Plano
Nacional de Energia

O **MINISTRO DE ESTADO DE MINAS E ENERGIA**, no uso da atribuição que lhe confere o art. 87, parágrafo único, inciso IV, da Constituição Federal, tendo em vista o que consta do Processo nº XXXXXX, e considerando:

- a) A relevância dos estudos de longo prazo do Setor Energético, incorporando todas as cadeias de oferta e demanda de energia,
- b) A necessidade de uma visão de Estado que permita avaliar com antecedência os possíveis caminhos e estratégias para a expansão e desenvolvimento da infraestrutura energética do País.

Resolve:

Art. 1º. Fica instituída a publicação periódica Plano Nacional de Energia – PNE.

Parágrafo único. O PNE tem o objetivo principal de permitir avaliar os possíveis caminhos da expansão e desenvolvimento da infraestrutura energética e orientar estratégias na formulação de políticas energéticas, considerando as principais incertezas, desafios e oportunidades para o país.

Art. 2º. O PNE será publicado a cada quatro anos e com horizontes de, no mínimo, 30 anos.

Parágrafo único. A publicação do PNE será precedida de consulta pública à sociedade.

Art. 3º. Os estudos para a elaboração PNE devem buscar convergência com os diversos objetivos das políticas públicas, ouvido o Conselho Nacional de Política Energética – CNPE.

Art. 4º. A Empresa de Pesquisa Energética – EPE fica encarregada da execução dos estudos para a elaboração do PNE, devendo o Ministério de Minas e Energia – MME estabelecer cronogramas de atividades a cada ciclo e revisões.

Parágrafo único. O escopo e profundidade dos estudos serão definidos conjuntamente entre MME e EPE.

Art. 6º. Esta Portaria entra em vigor em 31 de março de 2020.

BENTO ALBUQUERQUE

Ministro de Estado de Minas e Energia

<p>II – serão aplicados aos empreendimentos outorgados até 30 (trinta) meses após a entrada em vigor deste inciso.</p> <p>§ 1º-D. Em até 20 (vinte) meses após a entrada em vigor deste parágrafo, o Poder Executivo deverá apresentar plano para a valorização dos benefícios ambientais relacionados às fontes de energia com baixa emissão de carbono.</p> <p>§ 1º-E. A valorização de que trata o § 1º-D não será aplicada aos empreendimentos alcançados pelos §§ 1º, 1º-A e 1º-B e outorgados até 30 (trinta) meses após a entrada em vigor deste parágrafo.</p> <p>.....</p> <p>.....</p> <p>§ 5º-A. Em até 30 (trinta) meses após a entrada em vigor desse parágrafo, no exercício da opção de que trata o § 5º, os consumidores varejistas deverão ser representados por agente varejista perante a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE, de que trata o art. 4º da Lei nº 10.848, de 15 de março de 2004, nos termos do art. 16-A da Lei nº 9.074, de 7 de julho de 1995.</p> <p>§ 5º-B. A representação de consumidores atendidos em tensão maior ou igual a 2,3 kV por agentes varejistas, nos termos do art. 16- A da Lei nº 9.074, de 7 de julho de 1995, equipara-se à comunhão de interesses de fato ou de direito de que trata o § 5º.</p> <p>.....</p> <p>.....” (NR)</p>	<p>II – serão aplicados somente aos empreendimentos outorgados até 30 (trinta) meses que, após a entrada em vigor deste inciso, atendam aos seguintes requisitos:</p> <p>a) que tenham solicitado outorga no prazo de 18 (dezoito) meses; e</p> <p>b) que tenham iniciado a operação comercial da sua última unidade geradora no prazo de 48 (quarenta e oito) meses.</p> <p>§ 1º-D. Em até 20 (vinte) 18 (dezoito) meses após a entrada em vigor deste parágrafo, o Poder Executivo deverá apresentar plano para a valorização dos benefícios ambientais relacionados às fontes de energia com baixa emissão de carbono.</p> <p>§ 1º-E. A valorização de que trata o § 1º-D não será aplicada aos empreendimentos alcançados pelos §§ 1º, 1º-A e 1º-B e outorgados até 30 (trinta) 18 (dezoito) meses após a entrada em vigor deste parágrafo.</p> <p>.....</p> <p>.....</p> <p>§ 5º-A. Em até 30 (trinta) 18 (dezoito) meses após a entrada em vigor desse parágrafo, no exercício da opção de que trata o § 5º, os consumidores varejistas deverão ser representados por agente varejista perante a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE, de que trata o art. 4º da Lei nº 10.848, de 15 de março de 2004, nos termos do art. 16-A da Lei nº 9.074, de 7 de julho de 1995.</p> <p>§ 5º-B. A representação de consumidores atendidos em tensão maior ou igual a 2,3 kV por agentes varejistas, nos termos do art. 16- A da Lei nº 9.074, de 7 de julho de 1995, equipara-se à comunhão de interesses de fato ou de direito de que trata o § 5º.</p> <p>.....</p> <p>.....” (NR)</p>	<p>consumidores das distribuidoras, dado que o desconto é coberto pela Conta de Desenvolvimento Energético - CDE.</p> <p>Os resultados dos leilões de energia têm demonstrado que os empreendimentos de geração não necessitam mais do desconto na tarifa de uso para se viabilizarem. Por outro lado, considerando que de acordo com a ANEEL, o desconto da tarifa de uso do consumo já está em R\$ 2,98 bilhões por ano, a extinção desse subsídio proporcionaria uma redução em torno de 2 pontos percentuais nos índices tarifários.</p> <p>A proposta de transição visa a efetiva conclusão dos empreendimentos que ainda farão jus ao desconto.</p>
---	--	---

<p>Art. 4º A Lei nº 10.438, de 26 de abril de 2002, passa a vigorar com as seguintes alterações:</p>		
<p>“Art. 13-A. Os descontos de que trata o inciso VII do art. 13 poderão ser condicionados: I – à exigência de contrapartidas dos beneficiários, condizentes com a finalidade do subsídio; e II – a critérios de acesso, que considerem, inclusive, aspectos ambientais e as condições sociais e econômicas do público alvo. § 1º A condicionalidade a que refere o caput não se aplica às reduções de que tratam os §§ 1º, 1º-A, 1º-B do art. 26 da Lei nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996, concedidas às outorgas emitidas até 30 (trinta) meses após a entrada em vigor deste parágrafo.”</p>	<p>“Art. 13-A. Os descontos de que trata o inciso VII do art. 13 poderão ser condicionados: I – à exigência de contrapartidas dos beneficiários, condizentes com a finalidade do subsídio; e II – a critérios de acesso, que considerem, inclusive, aspectos ambientais e as condições sociais e econômicas do público alvo. § 1º A condicionalidade a que refere o caput não se aplica às reduções de que tratam os §§ 1º, 1º-A, 1º-B do art. 26 da Lei nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996, concedidas às outorgas emitidas até 30 (trinta) 18 (dezoito) meses após a entrada em vigor deste parágrafo.”</p>	<p>Alinhado com a proposta de consolidação do art. 26 da lei 9.427.</p>
<p>Art. 5º A Lei nº 10.848, de 15 de março de 2004, passa a vigorar com as seguintes alterações:</p>		
<p>“Art. 1º § 5º § 5º-C. Deverá ser promovida licitação para compra, manutenção e aprimoramento de modelos computacionais aplicados à otimização dos usos dos recursos eletroenergéticos de que trata o inciso I do § 4º, à definição de preços de que trata o § 5º-B e ao cálculo de lastro de que trata o art. 3º. § 5º-D. A licitação de que trata o §5º-C deverá ser precedida de um cronograma compatível com o inciso I, do § 7º, do art. 3º-C. § 5º-E. A utilização da definição de preços nos termos do inciso II do § 5º-B:</p>	<p>“Art. 1º § 5º § 5º-C. Deverá ser promovida licitação para compra, manutenção e aprimoramento de modelos computacionais aplicados à otimização dos usos dos recursos eletroenergéticos de que trata o inciso I do § 4º, à definição de preços de que trata o § 5º-B e ao cálculo de lastro de que trata o art. 3º. § 5º-D. A licitação de que trata o §5º-C deverá ser precedida de um cronograma compatível com o inciso I, do § 7º, do art. 3º-C. § 5º- C. Os modelos computacionais aplicados à otimização dos usos dos recursos eletroenergéticos de que trata o inciso I do § 4º, à definição de preços de</p>	<p>O objetivo de transparência do modelo não é garantido pelo processo de licitação, por isso propusemos a inclusão de alguns critérios de transparência. Atualmente, já é facultado ao poder concedente a licitação dos modelos computacionais.</p> <p>No que se refere ao parágrafo 5º-E da proposta original, dada a complexidade e os possíveis rebatimentos sobre a economia e a sustentabilidade do mercado, identificou-se a necessidade de maior aprofundamento sobre a eventual mudança no modelo de preços, corroborada pelos agentes. Neste sentido sugerimos a manutenção da necessidade de estudo e os aperfeiçoamentos do modelo, porém não é possível precisar em que prazo será implementado o novo modelo. Desta maneira, alertamos sobre o risco de impor uma data em lei.</p>

<p>I – será precedida de estudo específico sobre alternativas para sua implantação, realizado pelo Poder Concedente em até 24 (vinte e quatro) meses após a entrada em vigor deste inciso;</p> <p>II – exigirá realização de período de testes não inferior a um ano, antes de sua aplicação; e</p> <p>III – deverá ser aplicada em até 42 (quarenta e dois) meses após a entrada em vigor deste inciso.</p> <p>§ 5º-F. Em até 30 meses após a entrada em vigor deste parágrafo, será obrigatória a liquidação das operações realizadas no mercado de curto prazo em intervalo semanal ou inferior.</p> <p>§ 6º</p> <p>.....</p> <p>.....</p> <p>.....</p> <p>.....</p>	<p>que trata o § 5º-B e ao cálculo de lastro de que trata o art. 3º deverão:</p> <p>I – ter seus códigos-fonte mantidos sob a guarda do Poder Concedente para fins de auditoria e de uso na hipótese de insolvência do provedor;</p> <p>II- ter seus códigos-fonte livremente acessíveis em uma Sala de Apresentação de Modelos Computacionais, a ser mantida pelo provedor, para fins de consulta e análise pelo público interessado;</p> <p>III – ser detalhadamente descritos por meio de completo acervo de informações técnicas relativas aos algoritmos, manuais de metodologia, manuais de usuário, relatórios de testes e notas técnicas, livremente disponível ao público em sítio eletrônico mantido pelo provedor na rede mundial de computadores;</p> <p>IV – ser desenvolvidos e aprimorados sob a coordenação do Poder Concedente visando sua permanente atualização tecnológica e adequação às necessidades e características peculiares do sistema eletroenergético brasileiro;</p> <p>V – ser submetidos a programas de testes de validação definidos pelo Poder Concedente que demonstrem o efetivo atendimento aos requisitos e aderência às especificidades do sistema eletroenergético brasileiro e à legislação em vigor.</p> <p>§ 5º-E. § 5º-D. A utilização da definição de preços nos termos do inciso II do § 5º-B:</p> <p>I – será precedida de estudo específico sobre alternativas para sua implantação, realizado pelo Poder Concedente em até 24 (vinte e quatro) meses após a entrada em vigor deste inciso;</p> <p>II – exigirá realização de período de testes não inferior a um ano, antes de sua aplicação; e</p> <p>III – deverá ser aplicada em até 42 (quarenta e dois) meses após a entrada em vigor deste inciso.</p> <p>§ 5º-F. § 5º-E. Em até 30 meses após a entrada em vigor deste parágrafo, será obrigatória a liquidação</p>	
---	--	--

	<p>das operações realizadas no mercado de curto prazo em intervalo semanal ou inferior.</p> <p>§ 6º</p> <p>.....</p> <p>.....</p> <p>.....</p> <p>.....</p>	
<p>“Art. 2º</p> <p>.....</p> <p>.....</p> <p>.....</p> <p>.....</p> <p>.....” (NR)</p>	<p>“Art. 2º As concessionárias, as permissionárias e as autorizadas de serviço público de distribuição de energia elétrica do Sistema Interligado Nacional – SIN deverão garantir o atendimento de seu mercado, mediante contratação regulada, por meio de licitação, conforme regulamento, o qual, observadas as diretrizes estabelecidas nos parágrafos deste artigo, disporá sobre:</p> <p>.....</p> <p>.....” (NR)</p>	<p>Alteração no Art. 2º se deu pela retirada do termo “totalidade”. A proposta permite que seja dado às distribuidoras, caso pertinente, o mesmo tratamento do disposto no art. 1º do presente projeto, qual seja, de redução da obrigação de contratação de 100%.</p>
<p>“Art. 3º O Poder Concedente, conforme regulamento, homologará o lastro de geração de cada empreendimento, a quantidade de energia elétrica e de lastro a serem contratadas para o atendimento de todas as necessidades do mercado nacional, e a relação dos novos empreendimentos de geração que integrarão, a título de referência, os processos licitatórios de contratação.</p> <p>.....</p> <p>.....</p> <p>§ 4º Será vedada a contratação de energia de reserva de que trata o § 3º após a regulamentação e implantação da modalidade de contratação de lastro de geração prevista no art. 3º-C.</p> <p>§ 5º O lastro de geração de que trata o caput é definido como a contribuição de cada empreendimento ao provimento de confiabilidade e adequabilidade sistêmica.</p>	<p>“Art. 3º O Poder Concedente, conforme regulamento, homologará o lastro de geração de cada empreendimento, a quantidade de energia elétrica e de lastro a ser contratado para o atendimento de todas as necessidades do sistema elétrico nacional de mercado nacional, e a relação dos novos empreendimentos de geração que integrarão, a título de referência, os processos licitatórios de contratação.</p> <p>.....</p> <p>.....</p> <p>§ 4º Será vedada a contratação de energia de reserva de que trata o § 3º após a regulamentação e implantação da modalidade de contratação de lastro de geração prevista no art. 3º-C.</p> <p>§ 4º Após a regulamentação e implantação da modalidade de contratação de lastro:</p> <p>I - o Poder Concedente poderá promover leilões para contratação de energia sem diferenciação entre empreendimentos novos ou existentes e com prazo de</p>	<p>O lastro de geração é um tipo de lastro, não havendo consenso entre os diversos atores sobre sua capacidade de atendimento a todos os requisitos do sistema.</p> <p>Assim, a proposta traz flexibilidade, estabelecendo o que é de fato necessário estar em lei, ou seja, o critério geral de contratação de lastro.</p> <p>O detalhamento se dará via regulamento, que é o instrumento mais adequado, visto que as necessidades sistêmicas são dinâmicas.</p> <p>Em relação à alteração do caput, destaca-se que a ideia é deixar a redação mais clara, deixando neste apenas a definição pelo ponto de vista do consumo, ou seja, do que será contratado; para tanto, a homologação do lastro de venda dos agentes de geração foi alocada no parágrafo 5º, o que torna a leitura mais dinâmica, tendo em vista que o parágrafo 6º trata do mesmo tema.</p>

<p>§ 6º A homologação de lastro de geração de cada empreendimento não implicará assunção de riscos, pelo Poder Concedente, associados à comercialização de energia pelo empreendedor e à quantidade de energia produzida pelo empreendimento.</p> <p>§ 7º Após a regulamentação e implantação da modalidade de contratação de lastro de geração prevista no art. 3º-C o Poder Concedente poderá promover leilões para contratação de energia ao mercado regulado sem diferenciação de empreendimentos novos ou existentes e com prazo de início de suprimento livremente estabelecido no Edital.” (NR)</p>	<p>início de suprimento livremente estabelecido no Edital; e</p> <p>II - será vedada a contratação de energia de reserva de que trata o § 3º.</p> <p>§ 5º O Poder Concedente homologará o lastro de cada empreendimento de geração, conforme regulamento.</p> <p>§ 5º § 6º O lastro de geração de que trata o caput é definido como a contribuição de cada empreendimento ao provimento de confiabilidade e adequabilidade sistêmica.</p> <p>§ 6º A homologação de lastro de geração de cada empreendimento não implicará assunção de riscos, pelo Poder Concedente, associados à comercialização de energia pelo empreendedor e à quantidade de energia produzida pelo empreendimento.</p> <p>§ 7º Após a regulamentação e implantação da modalidade de contratação de lastro de geração prevista no art. 3º C o Poder Concedente poderá promover leilões para contratação de energia ao mercado regulado sem diferenciação de empreendimentos novos ou existentes e com prazo de início de suprimento livremente estabelecido no Edital.”</p> <p>§ 7º A homologação do lastro de cada empreendimento não implicará assunção de riscos pelo Poder Concedente associados à contratação de que trata o caput.” (NR)</p>	
<p>“Art. 3º-C. O Poder Concedente poderá realizar, diretamente ou indiretamente, licitação para contratação de lastro de geração necessário ao atendimento do consumo de energia elétrica.</p> <p>§ 1º A contratação de que trata o caput ocorrerá por meio de centralizadora de contratos.</p> <p>§ 2º O Poder Concedente deverá prever e a forma, os prazos e as condições da contratação de que trata o caput e as diretrizes para a realização das licitações.</p>	<p>“Art. 3º-C. O Poder Concedente poderá realizar, diretamente ou indiretamente, licitação para contratação de lastro de geração necessário ao atendimento do consumo de energia elétrica sistema elétrico nacional.</p> <p>§ 1º A contratação de que trata o caput ocorrerá por meio de centralizadora de contratos.</p> <p>§ 2º O Poder Concedente deverá prever e a forma, os prazos e as condições da contratação de que trata o caput e as diretrizes para a realização das licitações.</p>	<p>Alertamos que em consulta (informal) à Receita Federal, identificamos haver grande probabilidade de incidência de PIS/COFINS sobre os recursos da conta centralizadora, a exemplo do entendimento já manifestado por aquele Órgão em relação à Coner.</p> <p>A proposta de supressão do § 4º se dá em razão da contratação do lastro ser realizada de forma centralizada nos montantes marginais necessários para atendimento ao sistema, de forma que a</p>

<p>§ 3º Os custos da contratação, representação e gestão da centralizadora de contratos serão pagos por meio encargo tarifário cobrado na proporção do consumo de energia elétrica, conforme regulamento.</p> <p>§ 4º O regulamento de que trata o § 3º deverá prever regra para redução da base de cálculo do encargo em função de contratos de compra de energia assinados até 30 (trinta) meses após a entrada em vigor deste parágrafo.</p> <p>§ 5º A centralizadora de contratos será responsável pela gestão das receitas do encargo de que trata § 3º e das despesas da contratação de que trata o caput.</p> <p>§ 6º Na hipótese de a contratação de lastro ser proveniente de fonte nuclear, sua contratação será realizada diretamente com a Eletrobrás Termonuclear S.A. - Eletronuclear ou outra empresa que a suceda.</p> <p>§ 7º O Poder Concedente deverá estabelecer em até 24 (vinte e quatro) meses após a entrada em vigor deste parágrafo:</p> <p>I – cronograma para a implantação da forma de contratação prevista neste artigo, não podendo o início da contratação ser posterior à data de redução a 1.000 kW do requisito mínimo de carga de que trata o art. 16 Lei nº 9.074, de 7 de julho de 1995;</p> <p>II – as diretrizes, regras e padrões e a alocação de custos referentes à contratação de lastro; e</p> <p>III – a regra explícita para definição dos montantes de lastro a serem contratados para o sistema.</p> <p>§ 8º A contratação de lastro de empreendimentos de geração na forma deste artigo considerará usinas novas e existentes, podendo ser realizada:</p> <p>I – com segmentação de produto e preços diferenciados por fonte primária de geração de energia; e</p> <p>II – com a valoração, como parte do critério de seleção de empreendimentos a contratar, de atributos destinados ao atendimento de necessidades sistêmicas,</p>	<p>§ 3º Os custos da contratação, representação e gestão da centralizadora de contratos serão pagos por meio encargo tarifário cobrado na proporção do consumo de energia elétrica, de que trata o caput e os custos administrativos, financeiros e tributários da gestão centralizada dos contratos serão pagos por meio de encargo, conforme regulamento.</p> <p>Os custos do encargo serão repartidos observando</p> <p>§ 4º O regulamento encargo de que trata o § 3º deverá prever regra para redução da base de cálculo do encargo em função de contratos de compra de energia assinados até 30 (trinta) meses após a entrada em vigor deste parágrafo ser rateado proporcionalmente a cada agente que motivar a contratação, considerada a contribuição individual de lastro do agente.</p> <p>§ 5º A centralizadora de contratos será responsável pela gestão das receitas do encargo de que trata § 3º e das despesas da contratação de que trata o caput.</p> <p>§ 6º Na hipótese de a contratação de lastro ser proveniente de fonte nuclear, sua contratação será realizada diretamente com a Eletrobrás Termonuclear S.A. - Eletronuclear ou outra empresa que a suceda.</p> <p>§ 7º O Poder Concedente deverá estabelecer em até 24 (vinte e quatro) meses após a entrada em vigor deste parágrafo:</p> <p>I – cronograma para a implantação da forma de contratação prevista neste artigo, não podendo o início da contratação ser posterior à data de redução a 1.000 kW do requisito mínimo de carga de que trata o art. 16 Lei nº 9.074, de 7 de julho de 1995;</p> <p>II – as diretrizes, regras e padrões e a alocação de custos referentes à contratação de lastro; e</p> <p>III – a regra explícita os parâmetros para definição dos montantes de lastro a serem contratados para o sistema.</p> <p>§ 8º A contratação de lastro de empreendimentos de geração na forma deste artigo considerará usinas novas e existentes, podendo ser realizada:</p>	<p>verificação de recursos e requisitos de forma individual, ou seja, de cada agente, se torna desnecessária, apenas trazendo complexidade à implementação das regras de comercialização. Além disso, a depender do tipo de lastro a ser contratado, a base para rateio do encargo se diferencia, já que deve estar vinculada àquele recurso que está sendo contratado (por exemplo, caso haja contratação de lastro de capacidade ou potência, este deve estar vinculado à demanda contratada de cada agente e não ao consumo de energia).</p> <p>Por fim, cabe destacar que, caso a verificação seja de forma individual, considerando contratos assinados, os novos agentes de consumo do mercado arcarão com todo o encargo, o que pode não ser viável economicamente</p>
--	---	---

<p>admitindo - se empreendimentos híbridos, inclusive com armazenamento associado. § 9º Os empreendimentos cujo lastro seja contratado continuarão sendo proprietários de sua energia e capacidade de prover serviços ancilares, podendo negociar esta energia e estes serviços ancilares por sua conta e risco, desde que atendidas as obrigações referentes à venda de lastro. § 10. A CCEE poderá ser designada centralizadora de contratos pelo Poder Concedente.”</p>	<p>I – com segmentação de produto e preços diferenciados por fonte primária de geração de energia; e II – com a valoração, como parte do critério de seleção de empreendimentos a contratar, de atributos destinados ao atendimento de necessidades sistêmicas, admitindo - se empreendimentos híbridos, inclusive com armazenamento associado. § 9º Os empreendimentos cujo lastro seja contratado continuarão sendo proprietários de sua energia e capacidade de prover serviços ancilares, podendo negociar esta energia e estes serviços ancilares por sua conta e risco, desde que atendidas as obrigações referentes à venda de lastro. § 10. A CCEE poderá ser designada centralizadora de contratos pelo Poder Concedente.”</p>	
<p>“Art. 14. § 4º A pauta das reuniões do comitê de que trata o caput será divulgada em sítio eletrônico da rede mundial de computadores com antecedência mínima de 24 (vinte e quatro) horas de sua realização. § 5º As reuniões serão abertas ou transmitidas pela rede mundial de computadores, nos termos do regulamento. § 6º Os documentos e as atas das reuniões serão divulgados em até 14 dias de sua realização. ” (NR)</p>	<p>“Art. 14. § 4º A pauta das reuniões do comitê de que trata o caput será divulgada em sítio eletrônico da rede mundial de computadores com antecedência mínima de 24 (vinte e quatro) horas de sua realização. § 5º As reuniões serão abertas ou transmitidas pela rede mundial de computadores, nos termos do regulamento. § 6º Os documentos e as atas das reuniões serão divulgados em até 14 dias de sua realização. ” (NR)</p>	<p>O CMSE, na sua competência legal, tem a função de monitorar continuamente as condições de abastecimento e o atendimento ao mercado de energia elétrica do País. Nas reuniões do CMSE são debatidos temas que vão desde problemas conjunturais quanto estruturais, que estão sendo tratados e acompanhados pelas instituições compõem o Comitê, e que afetam direta ou indiretamente diversos segmentos do setor elétrico: geração, transmissão, distribuição e comercialização. A transmissão ao vivo das reuniões pode afetar a qualidade e abrangência das informações que chegam para tomada de decisão, justamente citar agentes específicos responsáveis ou afetados por determinado problema, com assuntos sensíveis e de grande relevância para o país. O caráter estratégico e de segurança nacional do CMSE não pode ser desprezado. Atualmente, as reuniões já possuem mecanismo de transparência, com a publicação de Nota Informativa</p>

		logo após as reuniões e a publicação das atas de reunião, após aprovadas pelo colegiado, no sítio eletrônico do MME. Adicionalmente, a rotina administrativa e organizacional está disposta em seu regimento interno e considera a capacidade administrativa do órgão que o coordena.
OUTRAS ALTERAÇÕES LEGAIS (NÃO PREVISTAS NO PLS 232/2016)		
Onde couber:		
Não há.	Art. X. O Ministério de Minas e Energia deverá revisar as garantias físicas das usinas hidrelétricas e termelétricas sem limite de variação em relação a garantia física anteriormente praticada, em até 36 meses a partir da entrada em vigor desse artigo, conforme disposto em regulamento.	As geradoras podem vender energia acima do que podem gerar, então faz-se necessário a revisão das garantias físicas que é o que limita comercialmente essa venda. Atualmente, a revisão dessas garantias físicas acima dos limites previstos em contrato impacta no equilíbrio das concessões. A ideia é inserir previsão legal para reequilíbrio dos contratos. Quando não for possível reequilibrar aumentando os prazos da concessão vigente, poderá ser disponibilizada a garantia física dos empreendimentos de reserva.
Não há.	Art. X. Em até 12 meses a partir da revisão proposta no Art. X (anterior) os agentes de geração de energia elétrica poderão optar pelo aceite da revisão de garantia física definida pelo Ministério de Minas e Energia.	
Não há.	Art. X. A revisão de garantia física mencionada no art. X (anterior) desta Lei será compensada, preferencialmente, pela extensão do prazo de outorga, sendo admitidos outros mecanismos apenas quando a ampliação do prazo de outorga não for possível ou suficiente para a compensação, conforme regulamento. § 1º A utilização de mecanismos de compensação distintos da prorrogação de prazo incidirá apenas na parcela remanescente que não for possível compensar por meio da extensão do período de outorga. § 2º Poderá ser utilizada para compensação a garantia física proveniente de Energia de Reserva.	
Não há.	Art. X. Não farão jus à compensação: I – aqueles empreendimentos cuja redução de garantia física for igual ou menor que cinco por cento do valor estabelecido na última revisão, ou dez por cento do valor de base constante do respectivo contrato de concessão, durante a vigência deste;	

	<p>II – a Itaipu Binacional; III – as usinas termelétricas com contrato por disponibilidade; IV os geradores que operam sob o regime de cotas definido na Lei 12.783/2013; V – as usinas nucleares de Angra I e II; VI – na parcela que os geradores repactuaram o risco hidrológico nos termos da Lei nº 13.203 de 8 de dezembro de 2015; e VII - os geradores que sejam parte de demandas judiciais ou administrativas cujo objeto seja a isenção ou a mitigação de riscos hidrológicos relacionados ao Mecanismo de Realocação de Energia (MRE), exceto os que desistirem de todas as ações judiciais.</p>	
Não há.	<p>Art. X. Os consumidores do Ambiente de Contratação Regulada – ACR farão jus à compensação decorrente da revisão das garantias físicas dos empreendimentos de que tratam os incisos IV, V e VI do artigo anterior desta lei, conforme regulamento.</p>	
Não há.	<p>Art. X. A prorrogação de prazos de concessão para fins de compensação de garantia física não estará sujeita aos limites temporais estabelecidos no art. 4º, §§ 2º e 9º da Lei nº 9.074 de 7 de julho de 1995.</p>	

10. Contribuições ao Projeto de Lei Nº 1.917/2015

TEXTO ATUAL	PROPOSTA	JUSTIFICATIVA
<p>PROJETO DE LEI Nº 1.917, DE 2015</p> <p>Dispõe sobre a modernização e abertura do mercado livre de energia elétrica, altera a Lei nº 8.987, de 13 de fevereiro de 1995, a Lei nº 9.074, de 7 de julho de 1995, a Lei nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996, a Lei nº 9.991, de 24 de julho de 2000, a Lei nº 10.438, de 26 de abril de 2002, a Lei nº 10.848, de 15 de março de 2004, a Lei nº 12.783, de 11 de janeiro de 2013, e a Lei nº 13.203, de 8 de dezembro de 2015, e dá outras providências.</p> <p>O CONGRESSO NACIONAL decreta:</p>		
<p>Art. 2º A Lei nº 9.074, de 7 de julho de 1995, passa a vigorar com as seguintes alterações:</p>		
<p>“Art. 4º</p> <p>.....</p> <p>§ 4º-A. As licitações e as prorrogações das concessões de distribuição e transmissão de energia elétrica não serão onerosas em favor da União.</p> <p>§ 4º-B. As prorrogações referidas no § 4º-A deverão ser requeridas pelo concessionário com a antecedência mínima estabelecida no § 4º.</p> <p>§ 4º-C. Nos casos em que, na data da entrada em vigor do § 4º-A, o prazo remanescente da concessão for inferior a 36 (trinta e seis) meses, o pedido de prorrogação deverá ser apresentado em até 210 (duzentos e dez) dias da data do início da vigência deste parágrafo.</p> <p>§ 4º-D. As concessionárias que não apresentaram o requerimento no prazo estabelecido pelo § 4º-B poderão fazê-lo dentro dos novos prazos fixados pelo § 4º-C.</p> <p>§ 4º-E. As prorrogações referidas no § 4º-A serão condicionadas à aceitação pelas concessionárias das condições estabelecidas no contrato de concessão ou no termo aditivo.”</p> <p>.....</p>	<p>“Art. 4º</p> <p>.....</p> <p>§ 1º-A. As licitações e as prorrogações das concessões de distribuição e transmissão de energia elétrica não serão onerosas em favor da União.</p> <p>.....</p> <p>§ 4º-A. As licitações e as prorrogações das concessões de distribuição e transmissão de energia elétrica não serão onerosas em favor da União.</p> <p>§ 4º-B. As prorrogações referidas no § 4º-A deverão ser requeridas pelo concessionário com a antecedência mínima estabelecida no § 4º.</p> <p>§ 4º-C. § 4º-A. Nos casos em que, na data da entrada em vigor do § 4º-A § 1º-A, o prazo remanescente da concessão for inferior a 36 (trinta e seis) meses, o pedido de prorrogação deverá ser apresentado em até 210 (duzentos e dez) dias da data do início da vigência deste parágrafo.</p> <p>§ 4º-D. § 4º-B. As concessionárias que não apresentaram o requerimento no prazo estabelecido pelo § 4º-B § 4º poderão fazê-lo dentro dos novos prazos fixados pelo § 4º-C § 4º-A.</p> <p>§ 4º-E. § 4º-C. As prorrogações referidas no § 4º-A § 1º-A serão condicionadas à aceitação pelas concessionárias das condições estabelecidas no contrato de concessão ou no termo aditivo.”</p>	<p>Ajuste de redação.</p>

<p>“Art. 15. § 7º-A. A partir de 1º de janeiro de 2021, o Ministério de Minas e Energia poderá reduzir a obrigação de contratação de que trata o § 7º a percentual inferior à totalidade da carga.” (NR)</p>	<p>“Art. 15. § 7º-A. A partir de 1º de janeiro de 2021, o O Ministério de Minas e Energia poderá reduzir a obrigação de contratação de que trata o § 7º a percentual inferior à totalidade da carga.” (NR)</p>	<p>Como se trata de uma possibilidade, não há necessidade de prazo. Essa medida deve ser casada com a entrada em vigor da contratação do mercado de capacidade (lastro), previsto na proposta do art. 3º da lei 10.848/2004.</p>
<p>“Art. 16. É de livre escolha dos consumidores, cuja carga seja igual ou maior que 3.000 kW, atendidos em qualquer tensão, o fornecedor com quem contratará sua compra de energia elétrica. § 1º A partir de 1º de janeiro de 2020, o requisito mínimo de carga de que trata o caput fica reduzido a 2000 kW. § 2º A partir de 1º de janeiro de 2021, o requisito mínimo de carga de que trata o caput fica reduzido a 1000 kW. § 3º A partir de 1º de janeiro de 2022, o requisito mínimo de carga de que trata o caput fica reduzido a 500 kW. § 4º A partir de 1º de janeiro de 2024, o requisito mínimo de carga de que trata o caput fica reduzido a 300 kW. § 5º A partir de 1º de janeiro de 2026, não se aplica o requisito mínimo de carga de que trata o caput para consumidores atendidos em tensão igual ou superior a 2,3 kV. § 6º Até 31 de dezembro de 2022, o Poder Executivo deverá apresentar plano para extinção integral do requisito mínimo de carga para consumidores atendidos em tensão inferior a 2,3 kV, que deverá conter, pelo menos: I - ações de comunicação para conscientização dos consumidores visando a sua atuação em um mercado liberalizado; II - proposta de ações para aprimoramento da infraestrutura de medição e implantação de redes inteligentes, com foco na redução de barreiras técnicas e dos custos dos equipamentos; e III - separação das atividades de comercialização regulada de energia, inclusive suprimento de última instância, e de prestação do serviço público de distribuição de energia elétrica. § 7º A partir de 1º de janeiro de 2028, não se aplica o requisito mínimo de carga de que trata o caput para consumidores</p>	<p>“Art. 16. É de livre escolha dos consumidores, cuja carga seja igual ou maior que 3.000 kW, atendidos em qualquer tensão, o fornecedor com quem contratará sua compra de energia elétrica. § 1º A partir de 1º de janeiro de 2020, § 1º Após 18 (dezoito) meses da entrada em vigor deste parágrafo, o requisito mínimo de carga de que trata o caput fica reduzido a 2000 kW. § 2º A partir de 1º de janeiro de 2021, § 2º Após 30 (trinta) meses da entrada em vigor deste parágrafo, o requisito mínimo de carga de que trata o caput fica reduzido a 1000 kW. § 3º A partir de 1º de janeiro de 2022, § 3º Após 42 (quarenta e dois) meses da entrada em vigor deste parágrafo, o requisito mínimo de carga de que trata o caput fica reduzido a 500 kW. § 4º A partir de 1º de janeiro de 2024, § 4º Após 66 (sessenta e seis) meses da entrada em vigor deste parágrafo, o requisito mínimo de carga de que trata o caput fica reduzido a 300 kW. § 5º A partir de 1º de janeiro de 2026, § 5º Após 90 (noventa) meses da entrada em vigor deste parágrafo, não se aplica o requisito mínimo de carga de que trata o caput para consumidores atendidos em tensão igual ou superior a 2,3 kV. § 6º Até 31 de dezembro de 2022, § 6º Em até 54 (cinquenta e quatro) meses da entrada em vigor deste parágrafo, o Poder Executivo deverá apresentar plano para extinção integral do requisito mínimo de carga para consumidores atendidos em tensão inferior a 2,3 kV, que deverá conter, pelo menos: I - ações de comunicação para conscientização dos consumidores visando a sua atuação em um mercado liberalizado; II - proposta de ações para aprimoramento da infraestrutura de medição e implantação de redes inteligentes, com foco na</p>	<p>Não há uma data definida para aprovação da Lei, neste sentido, considerando que existem marcos no PL que são iniciados a partir de determinado nível de requisito mínimo de carga (como por exemplo o § 7º do Art. 3-C da Lei 10.848/2004), sugerimos que as obrigações com prazos tenham como referência um número de meses após a conversão do PL em Lei.</p>

<p>atendidos em tensão inferior a 2,3 kV, observado o plano de que trata o § 6º.</p> <p>§ 8º Aplicam-se as disposições deste artigo aos consumidores de que trata o art. 15.</p>	<p>redução de barreiras técnicas e dos custos dos equipamentos; e</p> <p>III - separação das atividades de comercialização regulada de energia, inclusive suprimento de última instância, e de prestação do serviço público de distribuição de energia elétrica.</p> <p>§ 7º A partir de 1º de janeiro de 2028, § 7º Após 114 (cento e quatorze) meses da entrada em vigor deste parágrafo, não se aplica o requisito mínimo de carga de que trata o caput para consumidores atendidos em tensão inferior a 2,3 kV, observado o plano de que trata o § 6º.</p> <p>§ 8º Aplicam-se as disposições deste artigo aos consumidores de que trata o art. 15.</p>	
<p>Art. 16-A. A partir de 1º de janeiro de 2021, no exercício da opção de que trata o art. 16, os consumidores com carga inferior a 500 kW serão representados por agente varejista perante a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE, de que trata o art. 4º da Lei nº 10.848, de 15 de março de 2004.</p> <p>§ 1º Os consumidores com carga inferior a 500 kW serão denominados consumidores varejistas.</p> <p>§ 2º A Aneel definirá os requisitos mínimos para atuação como agente varejista, que devem prever:</p> <p>I - capacidade financeira compatível com o volume de energia representada na CCEE;</p> <p>II - obrigatoriedade de divulgação do preço de referência de pelo menos um produto padrão definido pela Aneel, caso o agente varejista seja comercializador ou produtor independente de energia; e</p> <p>III - carga representada de consumidores varejistas de pelo menos 3.000 kW, incluindo a carga própria, se houver.</p> <p>§ 3º Qualquer pessoa jurídica que cumpra os requisitos definidos pela ANEEL poderá atuar como agente varejista, independentemente de comercializar energia com seus representados ou apenas atuar como agregador de carga.</p> <p>§ 4º Poderá ser suspenso o fornecimento de energia ao consumidor varejista inadimplente com as obrigações estabelecidas no contrato de compra e venda de energia,</p>	<p>Art. 16-A. A partir de 1º de janeiro de 2021, Após 30 (trinta) meses da entrada em vigor deste artigo, no exercício da opção de que trata o art. 16, os consumidores com carga inferior a 500 kW serão representados por agente varejista perante a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE, de que trata o art. 4º da Lei nº 10.848, de 15 de março de 2004.</p> <p>§ 1º Os consumidores com carga inferior a 500 kW serão denominados consumidores varejistas.</p> <p>§ 2º A Aneel definirá os requisitos mínimos para atuação como agente varejista, que devem prever:</p> <p>I - capacidade financeira compatível com o volume de energia representada na CCEE;</p> <p>II - obrigatoriedade de divulgação do preço de referência de pelo menos um produto padrão definido pela Aneel, caso o agente varejista seja comercializador ou produtor independente de energia; e</p> <p>III - carga representada de consumidores varejistas de pelo menos 3.000 kW, incluindo a carga própria, se houver.</p> <p>§ 3º Qualquer pessoa jurídica que cumpra os requisitos definidos pela ANEEL poderá atuar como agente varejista, independentemente de comercializar energia com seus representados ou apenas atuar como agregador de carga.</p> <p>§ 4º Poderá ser suspenso o fornecimento de energia ao consumidor varejista inadimplente com as obrigações estabelecidas no contrato de compra e venda de energia,</p>	<p>Sugestão de alteração de data, a fim de considerar a proposta na Consulta Pública MME nº 76/2019.</p> <p>Também sugerimos a retirada dos requisitos mínimos para o agente varejista, para que fiquem a cargo da regulamentação da ANEEL, o que torna possível a realização de eventuais ajustes, para adequação as necessidades da CCEE de monitoramento.</p>

conforme regulamentação, resguardado o direito à ampla defesa e ao contraditório.	conforme regulamentação, resguardado o direito à ampla defesa e ao contraditório.	
Art. 16-B. Os consumidores do Ambiente de Contração Regulada, de que trata a Lei nº 10.848, de 2004, que exercerem as opções previstas no § 5º do art. 26 da Lei nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996, e nos art. 15 e art. 16 deverão pagar, mediante encargo tarifário cobrado na proporção do consumo de energia elétrica, os custos remanescentes das operações financeiras contratadas para atender à finalidade de modicidade tarifária de que trata o § 13 do art. 13 da Lei nº 10.438, de 26 de abril de 2002.	Art. 16-B. Os consumidores do Ambiente de Contração Regulada, de que trata a Lei nº 10.848, de 2004, que exercerem as opções previstas no § 5º do art. 26 da Lei nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996, e nos art. 15 e art. 16 deverão pagar, mediante encargo tarifário cobrado na proporção do consumo de energia elétrica, os custos remanescentes das operações financeiras contratadas para atender à finalidade de modicidade tarifária. de que trata o § 13 do art. 13 da Lei nº 10.438, de 26 de abril de 2002.	Este parágrafo é importante, no entanto sugere-se suprimir a referência ao § 13 do art. 13 da Lei 10.438/2002, pois podem haver outras situações em que este artigo possa ser necessário.
Art. 3º A Lei nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996, passa a vigorar com as seguintes alterações:		
<p>“Art. 26. § 1º-C. Os percentuais de redução a que se referem os §§ 1º, 1º-A e 1º-B: I - não serão aplicados aos empreendimentos após o fim do prazo da outorga atual; e II - serão aplicados aos empreendimentos outorgados até 31 de dezembro de 2020. § 1º-D. Até 31 de março de 2020, o Poder Executivo deverá apresentar plano para a valorização dos benefícios ambientais relacionados às fontes de energia com baixa emissão de carbono. § 1º-E. A valorização de que trata o § 1º-D não será aplicada aos empreendimentos alcançados pelos §§ 1º, 1º-A e 1º-B e outorgados até 31 de dezembro de 2020. § 5º-A. A partir de 1º de janeiro de 2021, no exercício da opção de que trata o § 5º, os consumidores varejistas deverão ser representados por agente varejista perante a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE, de que trata o art. 4º da Lei nº 10.848, de 15 de março de 2004, nos termos do art. 16-A da Lei nº 9.074, de 7 de julho de 1995. § 5º-B. A representação de consumidores atendidos em tensão maior ou igual a 2,3 kV por agentes varejistas, nos termos do</p>	<p>“Art. 26. § 1º-C. Os percentuais de redução a que se referem os §§ 1º, 1º-A e 1º-B: I - não serão aplicados aos empreendimentos após o fim do prazo da outorga atual; ou em alterações da outorga em decorrência de ampliação da capacidade instalada; e II - serão aplicados somente aos empreendimentos outorgados até 31 de dezembro de 2020. que, após a entrada em vigor deste inciso, atendam aos seguintes requisitos: a) que tenham solicitado outorga no prazo de 18 (dezoito) meses; e b) que tenham iniciado a operação comercial da sua última unidade geradora no prazo de 48 (quarenta e oito) meses. § 1º-D. Até 31 de março de 2020, Em até 18 (dezoito) meses após a entrada em vigor deste parágrafo, o Poder Executivo deverá apresentar plano para a valorização dos benefícios ambientais relacionados às fontes de energia com baixa emissão de carbono. § 1º-E. A valorização de que trata o § 1º-D não será aplicada aos empreendimentos alcançados pelos §§ 1º, 1º-A e 1º-B e outorgados até 31 de dezembro de 2020 18 (dezoito) meses após a entrada em vigor deste parágrafo.</p>	<p>O desconto nas tarifas de uso, atualmente concedidos tanto para um segmento de geradores como para os consumidores livres que compram energia desses geradores, ocasiona uma reserva de mercado para esses geradores e gera distorções no preço da energia comercializada no mercado livre. Muitos consumidores optam por migrar para o mercado livre não pela possibilidade de melhor eficiência na gestão da energia, mas atraídos pelo desconto na tarifa de uso, passando a ser subsidiado pelos demais consumidores das distribuidoras, dado que o desconto é coberto pela Conta de Desenvolvimento Energético - CDE. Os resultados dos leilões de energia têm demonstrado que os empreendimentos de geração não necessitam mais do desconto na tarifa de uso para se viabilizarem. Por outro lado, considerando que de acordo com a ANEEL, o desconto da tarifa de uso do consumo já está em R\$ 2,98 bilhões por ano, a extinção desse subsídio proporcionaria uma redução em torno de 2 pontos percentuais nos índices tarifários. A proposta de transição visa a efetiva conclusão dos empreendimentos que ainda farão jus ao desconto.</p>

<p>art. 16-A da Lei nº 9.074, de 7 de julho de 1995, equipara-se à comunhão de interesses de fato ou de direito de que trata o § 5º.” (NR)</p>	<p>..... § 5º-A. A partir de 1º de janeiro de 2024 Em até 18 (trinta) meses após a entrada em vigor desse parágrafo, no exercício da opção de que trata o § 5º, os consumidores varejistas deverão ser representados por agente varejista perante a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE, de que trata o art. 4º da Lei nº 10.848, de 15 de março de 2004, nos termos do art. 16-A da Lei nº 9.074, de 7 de julho de 1995. § 5º-B. A representação de consumidores atendidos em tensão maior ou igual a 2,3 kV por agentes varejistas, nos termos do art. 16-A da Lei nº 9.074, de 7 de julho de 1995, equipara-se à comunhão de interesses de fato ou de direito de que trata o § 5º.” (NR)</p>	
<p>Art. 5º A Lei nº 10.438, de 26 de abril de 2002, passa a vigorar com as seguintes alterações:</p>		
<p>Art. 13-A. Os descontos de que trata o inciso VII do art. 13 poderão ser condicionados: I - à exigência de contrapartidas dos beneficiários, condizentes com a finalidade do subsídio; e II - a critérios de acesso, que considerem, inclusive, aspectos ambientais e as condições sociais e econômicas do público alvo. § 1º A condicionalidade a que refere o caput não se aplica às reduções de que tratam os parágrafos §§ 1º, 1º-A, 1º-B do art. 26. da Lei 9.427, de 26 de dezembro de 1996, concedidas às outorgas emitidas até 31 de dezembro de 2020.” (NR)</p>	<p>Art. 13-A. Os descontos de que trata o inciso VII do art. 13 poderão ser condicionados: I - à exigência de contrapartidas dos beneficiários, condizentes com a finalidade do subsídio; e II - a critérios de acesso, que considerem, inclusive, aspectos ambientais e as condições sociais e econômicas do público alvo. § 1º A condicionalidade a que refere o caput não se aplica às reduções de que tratam os parágrafos §§ 1º, 1º-A, 1º-B do art. 26. da Lei 9.427, de 26 de dezembro de 1996, concedidas às outorgas emitidas até 31 de dezembro de 2020 18 (dezoito) meses após a entrada em vigor deste parágrafo.” (NR)</p>	<p>Alinhado com a proposta de consolidação do art. 26 da lei 9.427.</p>
<p>Art. 6º A Lei nº 10.848, de 15 de março de 2004, passa a vigorar com as seguintes alterações:</p>		
<p>“Art. 1º § 4º I - a otimização do uso dos recursos eletroenergéticos para atender aos requisitos da carga, considerando as condições técnicas e econômicas para o despacho de usinas e de cargas</p>	<p>“Art. 1º § 4º I - a otimização do uso dos recursos eletroenergéticos para atender aos requisitos da carga, considerando as condições técnicas e econômicas para o despacho de usinas e de cargas</p>	<p>O objetivo de transparência do modelo não é garantido pelo processo de licitação, por isso propusemos a inclusão de alguns critérios de transparência. Atualmente, já é facultado ao poder concedente a licitação dos modelos computacionais.</p>

<p>que se habilitem como interruptíveis e a forma utilizada para definição dos preços de que trata o § 5º-B;</p> <p>..... § 5º</p> <p>..... III - o tratamento para os serviços ancilares de energia elétrica, que poderão ser adquiridos em mecanismo concorrencial. § 5º-A. A partir de 1º de janeiro de 2020, será obrigatória a definição de preços de que trata o § 5º em intervalos de tempo horários ou inferiores. § 5º-B. A definição dos preços de que trata o § 5º poderá se dar por meio de: I - regra de cálculo explícita que minimize o custo da operação de forma centralizada; e II - ofertas de quantidades e preços feitas por agentes de geração e por cargas que se habilitem como interruptíveis, com mecanismos de monitoramento de mercado que restrinjam práticas anticoncorrenciais. § 5º-C. Poderá ser promovida licitação para compra, manutenção e aprimoramento de modelos computacionais aplicados à otimização dos usos dos recursos eletroenergéticos de que trata o inciso I do § 4º, à definição de preços de que trata o § 5º-B e ao cálculo de lastro de que trata o art. 3º. § 5º-D. Caso seja realizada a licitação de que trata o art. 5º-C, deverá ser precedida de um cronograma compatível com o inciso I, do § 7º, do art. 3º-C. § 5º-E. A utilização da definição de preços nos termos do inciso II do § 5º-B: I – será precedida de estudo específico sobre alternativas para sua implementação realizado pelo Poder Concedente até 30 de Junho de 2020; II - exigirá realização de período de testes não inferior a um ano, antes de sua aplicação; e III - não será aplicada antes de 1º de janeiro de 2022. § 5º-F. A partir de 1º de janeiro de 2021, será obrigatória a liquidação das operações realizadas no mercado de curto prazo em intervalo semanal ou inferior. § 6º</p>	<p>que se habilitem como interruptíveis e a forma utilizada para definição dos preços de que trata o § 5º-B;</p> <p>..... § 5º</p> <p>..... III - o tratamento para os serviços ancilares de energia elétrica, que poderão ser adquiridos em mecanismo concorrencial. § 5º-A. A partir de 1º de janeiro de 2020, será obrigatória a definição de preços de que trata o § 5º em intervalos de tempo horários ou inferiores. § 5º-B. A definição dos preços de que trata o § 5º poderá se dar por meio de: I - regra de cálculo explícita que minimize o custo da operação de forma centralizada; e II - ofertas de quantidades e preços feitas por agentes de geração e por cargas que se habilitem como interruptíveis, com mecanismos de monitoramento de mercado que restrinjam práticas anticoncorrenciais. § 5º-C. Poderá ser promovida licitação para compra, manutenção e aprimoramento de modelos computacionais aplicados à otimização dos usos dos recursos eletroenergéticos de que trata o inciso I do § 4º, à definição de preços de que trata o § 5º-B e ao cálculo de lastro de que trata o art. 3º. § 5º-D. Caso seja realizada a licitação de que trata o art. 5º-C, deverá ser precedida de um cronograma compatível com o inciso I, do § 7º, do art. 3º-C. § 5º- C. Os modelos computacionais aplicados à otimização dos usos dos recursos eletroenergéticos de que trata o inciso I do § 4º, à definição de preços de que trata o § 5º-B e ao cálculo de lastro de que trata o art. 3º deverão: I – ter seus códigos-fonte mantidos sob a guarda do Poder Concedente para fins de auditoria e de uso na hipótese de insolvência do provedor; II- ter seus códigos-fonte livremente acessíveis em uma Sala de Apresentação de Modelos Computacionais, a ser mantida pelo provedor, para fins de consulta e análise pelo público interessado;</p>	<p>No que se refere ao parágrafo 5º-E da proposta original, dada a complexidade e os possíveis rebatimentos sobre a economia e a sustentabilidade do mercado, identificou-se a necessidade de maior aprofundamento sobre a eventual mudança no modelo de preços, corroborada pelos agentes. Neste sentido sugerimos a manutenção da necessidade de estudo e os aperfeiçoamentos do modelo, porém não é possível precisar em que prazo será implementado o novo modelo. Desta maneira, alertamos sobre o risco de impor uma data em lei.</p>
---	--	---

<p>.....</p> <p>II - as garantias financeiras, para mitigação de inadimplências, que poderão prever, entre outras formas:</p> <p>a) aporte prévio de recursos para efetivação do registro de operações; e</p> <p>b) chamada de recursos para fechamento de posições deficitárias com apuração diária.</p> <p>§ 6º-A. O Poder Executivo deverá propor, até 31 de dezembro de 2020, aprimoramentos no arranjo do mercado de energia elétrica orientado ao desenvolvimento e a sustentabilidade de bolsas de energia elétrica nacionais.</p> <p>.....</p> <p>§ 11. O autoprodutor pagará o encargo de que trata o § 10, com base no seu consumo líquido definido no art. 16-E da Lei nº 9.074, de 7 de julho de 1995, na parcela referente:</p> <p>I - ao custo associado à geração fora da ordem de mérito por razões de segurança energética previsto no inciso I do § 10; e</p> <p>II - ao custo associado ao deslocamento da geração hidrelétrica previsto no inciso V do § 10, na parcela decorrente de geração termelétrica por razão de segurança energética ou importação de energia sem garantia física.</p> <p>§ 12. O encargo de que trata o § 10, observada à exceção do § 11, será cobrado do autoprodutor com base no consumo deduzido da geração de usinas localizadas no mesmo sítio da carga.</p>	<p>III – ser detalhadamente descritos por meio de completo acervo de informações técnicas relativas aos algoritmos, manuais de metodologia, manuais de usuário, relatórios de testes e notas técnicas, livremente disponível ao público em sítio eletrônico mantido pelo provedor na rede mundial de computadores;</p> <p>IV – ser desenvolvidos e aprimorados sob a coordenação do Poder Concedente visando sua permanente atualização tecnológica e adequação às necessidades e características peculiares do sistema eletroenergético brasileiro;</p> <p>V – ser submetidos a programas de testes de validação definidos pelo Poder Concedente que demonstrem o efetivo atendimento aos requisitos e aderência às especificidades do sistema eletroenergético brasileiro e à legislação em vigor.</p> <p>§ 5º-E. § 5º-D. A utilização da definição de preços nos termos do inciso II do § 5º-B:</p> <p>I – será precedida de estudo específico sobre alternativas para sua implementação realizado pelo Poder Concedente em até 30 de Junho de 2020 24 meses após a entrada em vigor deste inciso;</p> <p>II - exigirá realização de período de testes não inferior a um ano, antes de sua aplicação; e</p> <p>III - não será aplicada antes de 1º de janeiro de 2022.</p> <p>§ 5º-F. § 5º-E. A partir de 1º de janeiro de 2024 Em até 30 meses após a entrada em vigor deste parágrafo, será obrigatória a liquidação das operações realizadas no mercado de curto prazo em intervalo semanal ou inferior.</p> <p>§ 6º</p> <p>.....</p> <p>II - as garantias financeiras, para mitigação de inadimplências, que poderão prever, entre outras formas:</p> <p>a) aporte prévio de recursos para efetivação do registro de operações; e</p> <p>b) chamada de recursos para fechamento de posições deficitárias com apuração diária.</p> <p>§ 6º-A. O Poder Executivo deverá propor, até 31 de dezembro de 2020, aprimoramentos no arranjo do mercado de energia elétrica orientado ao desenvolvimento e a sustentabilidade de bolsas de energia elétrica nacionais.</p>	
---	---	--

	<p>.....</p> <p>§ 11. O autoprodutor pagará o encargo de que trata o § 10, com base no seu consumo líquido definido no art. 16-E da Lei nº 9.074, de 7 de julho de 1995, na parcela referente:</p> <p>I - ao custo associado à geração fora da ordem de mérito por razões de segurança energética previsto no inciso I do § 10; e</p> <p>II - ao custo associado ao deslocamento da geração hidrelétrica previsto no inciso V do § 10, na parcela decorrente de geração termelétrica por razão de segurança energética ou importação de energia sem garantia física.</p> <p>§ 12. O encargo de que trata o § 10, observada à exceção do § 11, será cobrado do autoprodutor com base no consumo deduzido da geração de usinas localizadas no mesmo sítio da carga.</p>	
<p>Não há</p>	<p>“Art. 2º As concessionárias, as permissionárias e as autorizadas de serviço público de distribuição de energia elétrica do Sistema Interligado Nacional – SIN deverão garantir o atendimento de seu mercado, mediante contratação regulada, por meio de licitação, conforme regulamento, o qual, observadas as diretrizes estabelecidas nos parágrafos deste artigo, disporá sobre:” (NR)</p>	<p>Alteração no Art. 2º se deu pela retirada do termo “totalidade”. A proposta permite que seja dado às distribuidoras, caso pertinente, o mesmo tratamento do disposto no art. 1º do presente projeto, qual seja, de redução da obrigação de contratação de 100%.</p>
<p>“Art. 3º O Poder Concedente, conforme regulamento, homologará o lastro de geração de cada empreendimento, a quantidade de energia elétrica e de lastro a serem contratadas para o atendimento de todas as necessidades do mercado nacional, e a relação dos novos empreendimentos de geração que integrarão, a título de referência, os processos licitatórios de contratação.</p> <p>.....</p> <p>§ 4º Será vedada a contratação de energia de reserva de que trata o § 3º após a regulamentação e implementação da modalidade de contratação de lastro de geração prevista no art. 3º-C.</p> <p>§ 5º O lastro de geração de que trata o caput é definido como a contribuição de cada empreendimento ao provimento de confiabilidade e adequabilidade sistêmica.</p> <p>§ 6º A homologação de lastro de geração de cada empreendimento não implicará assunção de riscos, pelo Poder</p>	<p>“Art. 3º O Poder Concedente, conforme regulamento, homologará o lastro de geração de cada empreendimento, a quantidade de energia elétrica e de lastro a ser contratado para o atendimento de todas as necessidades do mercado nacional, e a relação dos novos empreendimentos de geração que integrarão, a título de referência, os processos licitatórios de contratação do sistema elétrico nacional.</p> <p>.....</p> <p>§ 4º Será vedada a contratação de energia de reserva de que trata o § 3º após a regulamentação e implementação da modalidade de contratação de lastro de geração prevista no art. 3º-C.</p> <p>§ 4º Após a regulamentação e implantação da modalidade de contratação de lastro:</p> <p>I - o Poder Concedente poderá promover leilões para contratação de energia sem diferenciação entre</p>	<p>O lastro de geração é um tipo de lastro, não havendo consenso entre os diversos atores sobre sua capacidade de atendimento a todos os requisitos do sistema.</p> <p>Assim, a proposta traz flexibilidade, estabelecendo o que é de fato necessário estar em lei, ou seja, o critério geral de contratação de lastro.</p> <p>O detalhamento se dará via regulamento, que é o instrumento mais adequado, visto que as necessidades sistêmicas são dinâmicas.</p> <p>Em relação à alteração do caput, destaca-se que a ideia é deixar a redação mais clara, deixando neste apenas a definição pelo ponto de vista do consumo, ou seja, do que será contratado; para tanto, a homologação do lastro de venda dos agentes de geração foi alocada no parágrafo 5º, o que torna a</p>

<p>Concedente, associados à comercialização de energia pelo empreendedor e à quantidade de energia produzida pelo empreendimento.</p> <p>§ 7º Após a regulamentação e implementação da modalidade de contratação de lastro de geração prevista no art. 3º-C o Poder Concedente poderá promover leilões para contratação de energia ao mercado regulado sem diferenciação de empreendimentos novos ou existentes e com prazo de início de suprimento livremente estabelecido no Edital.</p>	<p>empreendimentos novos ou existentes e com prazo de início de suprimento livremente estabelecido no Edital; e</p> <p>II - será vedada a contratação de energia de reserva de que trata o § 3º.</p> <p>§ 5º O Poder Concedente homologará o lastro de cada empreendimento de geração, conforme regulamento.</p> <p>§ 5º § 6º O lastro de geração de que trata o caput é definido como a contribuição de cada empreendimento ao provimento de confiabilidade e adequabilidade sistêmica.</p> <p>§ 6º A homologação de lastro de geração de cada empreendimento não implicará assunção de riscos, pelo Poder Concedente, associados à comercialização de energia pelo empreendedor e à quantidade de energia produzida pelo empreendimento.</p> <p>§ 7º Após a regulamentação e implementação da modalidade de contratação de lastro de geração prevista no art. 3º-C o Poder Concedente poderá promover leilões para contratação de energia ao mercado regulado sem diferenciação de empreendimentos novos ou existentes e com prazo de início de suprimento livremente estabelecido no Edital.</p> <p>§ 7º A homologação do lastro de cada empreendimento não implicará assunção de riscos pelo Poder Concedente associados à contratação de que trata o caput.” (NR)</p>	<p>leitura mais dinâmica, tendo em vista que o parágrafo 6º trata do mesmo tema.</p>
<p>Art. 3º-C. O Poder Concedente poderá realizar, diretamente ou indiretamente, licitação para contratação de lastro de geração necessário ao atendimento do consumo de energia elétrica.</p> <p>§ 1º A contratação de que trata o caput ocorrerá por meio de centralizadora de contratos.</p> <p>§ 2º O Poder Concedente deverá prever e a forma, os prazos e as condições da contratação de que trata o caput e as diretrizes para a realização das licitações.</p> <p>§ 3º Os custos da contratação, representação e gestão da centralizadora de contratos serão pagos por meio encargo tarifário cobrado na proporção do consumo de energia elétrica, conforme regulamento.</p> <p>§ 4º O regulamento de que trata o § 3º deverá prever regra para redução da base de cálculo do encargo em função de</p>	<p>“Art. 3º-C. O Poder Concedente poderá realizar, diretamente ou indiretamente, licitação para contratação de do lastro de de geração necessário ao atendimento de de consumo de energia elétrica do sistema elétrico nacional.</p> <p>§ 1º A contratação de que trata o caput ocorrerá por meio de centralizadora de contratos.</p> <p>§ 2º O Poder Concedente deverá prever e a forma, os prazos e as condições da contratação de que trata o caput e as diretrizes para a realização das licitações.</p> <p>§ 3º Os custos da contratação, representação e gestão da centralizadora de contratos serão pagos por meio encargo tarifário cobrado na proporção do consumo de energia elétrica, de que trata o caput e os custos administrativos, financeiros e tributários da gestão centralizada dos contratos serão pagos por meio de encargo, conforme regulamento.</p>	<p>Alertamos que em consulta (informal) à Receita Federal, identificamos haver grande probabilidade de incidência de PIS/COFINS sobre os recursos da conta centralizadora, a exemplo do entendimento já manifestado por aquele Órgão em relação à CONER.</p> <p>A depender do tipo de lastro a ser contratado, a base para rateio do encargo se diferencia, já que deve estar vinculada àquele recurso que está sendo contratado (por exemplo, caso haja contratação de lastro de capacidade ou potência, este deve estar vinculado à demanda contratada de cada agente e não ao consumo de energia).</p>

<p>contratos de compra de energia assinados até 31 de dezembro de 2020.</p> <p>§ 5º A centralizadora de contratos será responsável pela gestão das receitas do encargo de que trata § 3º e das despesas da contratação de que trata o caput.</p> <p>§ 6º Na hipótese de a contratação de lastro ser proveniente de fonte nuclear, sua contratação será realizada diretamente com a Eletrobrás Termonuclear S.A. - Eletronuclear ou outra empresa que a suceda.</p> <p>§ 7º O Poder Concedente deverá estabelecer até 30 de junho de 2020:</p> <p>I - cronograma para a implantação da forma de contratação prevista neste artigo, não podendo o início da contratação ser posterior à data de redução a 1000 kW do requisito mínimo de carga de que trata o art. 16 Lei nº 9.074, de 7 de julho de 1995;</p> <p>II - as diretrizes, regras e padrões e a alocação de custos referentes à contratação de lastro; e</p> <p>III - a regra explícita para definição dos montantes de lastro a serem contratados para o sistema.</p> <p>§ 8º A contratação de lastro de empreendimentos de geração na forma deste artigo considerará usinas novas e existentes, podendo ser realizada:</p> <p>I - com segmentação de produto e preços diferenciados por fonte primária de geração de energia; e</p> <p>II - com a valoração, como parte do critério de seleção de empreendimentos a contratar, de atributos destinados ao atendimento de necessidades sistêmicas, admitindo-se empreendimentos híbridos, inclusive com armazenamento associado.</p> <p>§ 9º Os empreendimentos cujo lastro seja contratado continuarão sendo proprietários de sua energia e capacidade de prover serviços ancilares, podendo negociar esta energia e estes serviços ancilares por sua conta e risco, desde que atendidas as obrigações referentes à venda de lastro.</p> <p>§ 10. A CCEE poderá ser designada centralizadora de contratos pelo Poder Concedente.” (NR)</p>	<p>§ 4º O regulamento encargo de que trata o § 3º deverá prever regra para redução da base de cálculo do encargo em função de contratos de compra de energia assinados até 31 de dezembro de 2020. ser rateado proporcionalmente a cada agente que motivar a contratação, considerada a contribuição individual de lastro do agente.</p> <p>§ 5º A centralizadora de contratos será responsável pela gestão das receitas do encargo de que trata § 3º e das despesas da contratação de que trata o caput.</p> <p>§ 6º Na hipótese de a contratação de lastro ser proveniente de fonte nuclear, sua contratação será realizada diretamente com a Eletrobrás Termonuclear S.A. - Eletronuclear ou outra empresa que a suceda.</p> <p>§ 7º O Poder Concedente deverá estabelecer até 30 de junho de 2020; em até 24 (vinte e quatro) meses após a entrada em vigor deste parágrafo:</p> <p>I - cronograma para a implantação da forma de contratação prevista neste artigo, não podendo o início da contratação ser posterior à data de redução a 1000 kW do requisito mínimo de carga de que trata o art. 16 Lei nº 9.074, de 7 de julho de 1995;</p> <p>II - as diretrizes, regras e padrões e a alocação de custos referentes à contratação de lastro; e</p> <p>III - a regra explícita os parâmetros para definição dos montantes de lastro a serem contratados para o sistema.</p> <p>§ 8º A contratação de lastro de empreendimentos de geração na forma deste artigo considerará usinas novas e existentes, podendo ser realizada:</p> <p>I - com segmentação de produto e preços diferenciados por fonte primária de geração de energia; e</p> <p>II - com a valoração, como parte do critério de seleção de empreendimentos a contratar, de atributos destinados ao atendimento de necessidades sistêmicas, admitindo-se empreendimentos híbridos, inclusive com armazenamento associado.</p> <p>§ 9º Os empreendimentos cujo lastro seja contratado continuarão sendo proprietários de sua energia e capacidade de prover serviços ancilares, podendo negociar esta energia e</p>	<p>Por fim, cabe destacar que, caso a verificação seja de forma individual, considerando contratos assinados, os novos agentes de consumo do mercado arcarão com todo o encargo, o que pode não ser viável economicamente.</p>
---	--	--

	<p>estes serviços ancilares por sua conta e risco, desde que atendidas as obrigações referentes à venda de lastro. § 10. A CCEE poderá ser designada centralizadora de contratos pelo Poder Concedente.” (NR)</p>	
<p>Art. 7º A Lei nº 12.783, de 11 de janeiro de 2013, passa a vigorar com as seguintes alterações:</p>		
<p>“Art. 11. As prorrogações referidas nesta Lei deverão ser requeridas pelo concessionário ou autorizatário, com antecedência mínima de 36 (trinta e seis) meses da data final do respectivo contrato ou ato de outorga, ressalvado o disposto no art. 5º. § 1º Nos casos em que, na data da entrada em vigor deste artigo, o prazo remanescente da concessão ou da autorização for inferior a 36 (trinta e seis) meses, o pedido de prorrogação deverá ser apresentado em até 210 (duzentos e dez) dias da data do início da vigência deste artigo. § 1º-A. Os concessionários ou autorizatários que não apresentaram o requerimento no prazo estabelecido pelo art. 11 poderão fazê-lo dentro dos novos prazos fixados por este artigo. § 1º-B. Requerida a prorrogação nos termos deste artigo, a apresentação de documentos comprobatórios atualizados de regularidade fiscal, trabalhista e setorial, de qualificação jurídica, econômico-financeira e técnica do concessionário ou do autorizatário deverá ser feita com antecedência máxima de 12 (doze) meses da data final do respectivo contrato ou ato de outorga.” (NR)</p>	<p>“Art. 11. As prorrogações referidas nesta Lei deverão poderão ser requeridas pelo concessionário ou autorizatário, observada antecedência mínima de 36 (trinta e seis) meses da data final do respectivo contrato ou ato de outorga, ressalvado o disposto no art. 5º desta lei. § 1º Nos casos em que, na data da entrada em vigor deste artigo do prazo estabelecido no caput, o prazo remanescente da concessão ou da autorização for inferior a 36 (trinta e seis) meses, o pedido de prorrogação deverá ser apresentado em até 210 (duzentos e dez) dias da data do início da vigência deste artigo do prazo estabelecido no caput. § 1º-A. Os concessionários ou autorizatários que não apresentaram o requerimento no prazo estabelecido pelo art. 11 poderão fazê-lo dentro dos novos prazos fixados por este artigo. § 1º-B. Requerida a prorrogação nos termos deste artigo, a apresentação de documentos comprobatórios atualizados de regularidade fiscal, trabalhista e setorial, de qualificação jurídica, econômico-financeira e técnica do concessionário ou do autorizatário deverá ser feita com antecedência máxima de 12 (doze) meses da data final do respectivo contrato ou ato de outorga.” (NR)</p>	<p>Ajuste sugerido, a fim de possibilitar que o agente solicite ou não a prorrogação de sua outorga.</p>
<p>OUTRAS ALTERAÇÕES LEGAIS (NÃO PREVISTAS NO PL 1.917/2015)</p>		
<p>Onde couber:</p>		
<p>Não há.</p>	<p>Art. X. O Ministério de Minas e Energia deverá revisar as garantias físicas das usinas hidrelétricas e termelétricas sem limite de variação em relação a garantia física anteriormente</p>	<p>As geradoras podem vender energia acima do que podem gerar, então faz-se necessário a revisão</p>

	praticada, em até 36 meses a partir da entrada em vigor desse artigo, conforme disposto em regulamento.	das garantias físicas que é o que limita comercialmente essa venda.
Não há.	Art. X. Em até 12 meses a partir da revisão proposta no Art. X (anterior) os agentes de geração de energia elétrica poderão optar pelo aceite da revisão de garantia física definida pelo Ministério de Minas e Energia.	Atualmente, a revisão dessas garantias físicas acima dos limites previstos em contrato impacta no equilíbrio das concessões.
Não há.	Art. X. A revisão de garantia física mencionada no art. X (anterior) desta Lei será compensada, preferencialmente, pela extensão do prazo de outorga, sendo admitidos outros mecanismos apenas quando a ampliação do prazo de outorga não for possível ou suficiente para a compensação, conforme regulamento. § 1º A utilização de mecanismos de compensação distintos da prorrogação de prazo incidirá apenas na parcela remanescente que não for possível compensar por meio da extensão do período de outorga. § 2º Poderá ser utilizada para compensação a garantia física proveniente de Energia de Reserva.	A ideia é inserir previsão legal para reequilíbrio dos contratos. Quando não for possível reequilibrar aumentando os prazos da concessão vigente, poderá ser disponibilizada a garantia física dos empreendimentos de reserva.
Não há.	Art. X. Não farão jus à compensação: I – aqueles empreendimentos cuja redução de garantia física for igual ou menor que cinco por cento do valor estabelecido na última revisão, ou dez por cento do valor de base constante do respectivo contrato de concessão, durante a vigência deste; II – a Itaipu Binacional; III – as usinas termelétricas com contrato por disponibilidade; IV os geradores que operam sob o regime de cotas definido na Lei 12.783/2013; V – as usinas nucleares de Angra I e II; VI – na parcela que os geradores repactuaram o risco hidrológico nos termos da Lei nº 13.203 de 8 de dezembro de 2015; e VII - os geradores que sejam parte de demandas judiciais ou administrativas cujo objeto seja a isenção ou a mitigação de riscos hidrológicos relacionados ao Mecanismo de Realocação de Energia (MRE), exceto os que desistirem de todas as ações judiciais.	
Não há.	Art. X. Os consumidores do Ambiente de Contratação Regulada – ACR farão jus à compensação decorrente da revisão das garantias físicas dos empreendimentos de que tratam os incisos IV, V e VI do artigo anterior desta lei, conforme regulamento.	

Não há.	Art. X. A prorrogação de prazos de concessão para fins de compensação de garantia física não estará sujeita aos limites temporais estabelecidos no art. 4º, §§ 2º e 9º da Lei nº 9.074 de 7 de julho de 1995.	
---------	---	--

11. Plano de Ação

CURTO PRAZO	MÉDIO PRAZO				LONGO PRAZO			
	4º TRI - 2019	1º TRI - 2020	2º TRI - 2020	3º TRI - 2020	4º TRI - 2020	2021	2022	Pós 2022
Formação de preço								
Relatório inicial com apontamentos a serem estudados do Modelo por Oferta vs. Modelo Atual								
Testes								
Análise Impacto Regulatório								
Decisão								
ANO SOMBRA								
INÍCIO DO PREÇO POR OFERTA								
Aperfeiçoamento da Governança da Formação de Preço do Setor Elétrico: Implantação do Comitê Técnico de Governança do PMO e do cálculo do PLD								
Aperfeiçoamento dos modelos computacionais aplicados à otimização dos usos dos recursos eletroenergéticos; definição de preços; Estudos; Testes; Validação								
Critério de suprimento								
Realização de Consulta Pública para divulgar relatório incorporando (i) a sugestão de parâmetros, (ii) estudos de 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 DA APLICAÇÃO DOS NOVOS CRITÉRIOS DE SUPRIMENTO NO PLANEJAMENTO								

CURTO PRAZO	MÉDIO PRAZO				LONGO PRAZO			
	4º TRI - 2019	1º TRI - 2020	2º TRI - 2020	3º TRI - 2020	4º TRI - 2020	2021	2022	Pós 2022
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								
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	

CURTO PRAZO	MÉDIO PRAZO				LONGO PRAZO			
	4º TRI - 2019	1º TRI - 2020	2º TRI - 2020	3º TRI - 2020	4º TRI - 2020	2021	2022	Pós 2022
Sistemática de Leilões								
Ajuste de curto prazo do modelo atual: Implementar melhorias nas regras e sistemática dos leilões cujas alterações não demandem modificações relevantes nos normativos e sejam possíveis de implantação no curto prazo								
Novas sistemáticas alinhadas ao modelo de transição e ao novo modelo de mercado								
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	

CURTO PRAZO	MÉDIO PRAZO				LONGO PRAZO			
	4º TRI - 2019	1º TRI - 2020	2º TRI - 2020	3º TRI - 2020	4º TRI - 2020	2021	2022	Pós 2022
Novas Tecnologias								
Usinas Híbridas: 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								
Abertura do 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 liquidação, 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 232/2016								
							0,3 MW	
							Grupo A	
							Comercializador Varejista para consumidores com carga inferior a 500 kW	

CURTO PRAZO	MÉDIO PRAZO				LONGO PRAZO			
	4º TRI - 2019	1º TRI - 2020	2º TRI - 2020	3º TRI - 2020	4º TRI - 2020	2021	2022	Pós 2022
Racionalização de encargos e subsídios								
Entrega de contribuição ao PLS nº 232/2016 com proposta sobre o fim dos subsídios da TUST/TUSD								
Aprimoramento das regras aplicáveis à micro e minigeração distribuída (Audiência Pública ANEEL nº 1/2019)								
	Implementação do plano apresentado pela CP nº 45/2018, com ajuste das contribuições já encaminhadas aos projetos de lei do congresso							
		Estudo de plano para a valorização dos benefícios ambientais relacionados às fontes de energia com baixa emissão de carbono						
	Realização de Consulta Pública com proposta de ajuste ao Decreto nº 5.163/2004, no que se refere ao pagamento de encargos pelo consumo líquido, por autoprodutor							
Estudos para racionalização da tributação de encargos setoriais								
		Estudo para otimização do uso de outros encargos não tratados na CP nº 45/2018						
Sustentabilidade da Distribuição								
	Estudos para adoção da tarifa binômia					Estudos para flexibilização da obrigatoriedade de contratação de 100% da carga		
	Estudos para flexibilização do portfólio de contratos							
	Estudos para aprimoramento da CVA							
					Estudos para separação do core business da distribuidora: atividade "fio" de atividade de "comercialização"			
Implementação de política que sustente a universalização do acesso em regiões remotas								

CURTO PRAZO	MÉDIO PRAZO				LONGO PRAZO			
	4º TRI - 2019	1º TRI - 2020	2º TRI - 2020	3º TRI - 2020	4º TRI - 2020	2021	2022	Pós 2022
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 sazonalização de garantia física de usinas hidrelétricas							
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	

CURTO PRAZO	MÉDIO PRAZO				LONGO PRAZO			
	4º TRI - 2019	1º TRI - 2020	2º TRI - 2020	3º TRI - 2020	4º TRI - 2020	2021	2022	Pós 2022
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								
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								

12. Considerações Finais

Ao longo de 180 dias, as instituições MME, EPE, CCEE, ONS e ANEEL e seu colaboradores foram imbuídos da missão de realizar um amplo diagnóstico do funcionamento do setor elétrico com vistas a formar posição a respeito do que deve ser implementado com vistas a viabilizar sua Modernização. A tarefa se demonstrou necessária porque diversas iniciativas desde a CP MME nº 33, de 2017, inclusive de cunho legislativo, se propuseram a enfrentar diversos pontos de aperfeiçoamento no arcabouço legislativo do setor elétrico sem análise sistêmica formalizada de como ocorreria a fase de implementação das diretrizes apontadas.

Especial preocupação surgiu com relação à financiabilidade da expansão, considerando que o arcabouço setorial vigente, apesar de todas suas distorções, vem permitindo um crescimento da infraestrutura elétrica condizente com o da economia do País e que os estudos de planejamento setoriais indicam a necessidade de realização de investimentos da ordem de R\$ 400 bilhões, no horizonte 2018 – 2027, com vistas a possibilitar um crescimento econômico de 3% a.a.

Além disso, com relação ao segmento de distribuição, indo além das reflexões efetuadas anteriormente, identificou-se a necessidade de dedicação de um olhar sistêmico sobre como as possíveis alterações nas regras, em nível de legislação e de regulação, podem afetar a sustentabilidade da distribuição. Isso porque esse segmento tende a ser o mais impactado pela demanda por remoção de restrições e limites previstos nas regras setoriais, em sintonia com a maior flexibilidade que novas soluções tecnológicas tem o potencial de atribuir à relação entre os agentes.

Corroborando essa preocupação está a identificação de que a necessidade de rever as bases institucionais do setor elétrico parte do fato de que o setor elétrico precisa se atualizar para incorporar a inovação tecnológica de forma harmônica e sustentável. Decorrente da inovação tecnológica já ocorrida desde a última grande reforma setorial do início dos anos 2000, o sistema elétrico passou e continua passando por uma transformação com o aumento da participação de novas renováveis e a redução da prevalência da hidroeletricidade. Também como decorrência desse fato e do atual *design* dos mercados regulado e livre, os consumidores do ambiente regulado vêm suportando os custos de confiabilidade e segurança de todo o sistema elétrico. Em paralelo, é crescente a já mencionada demanda dos consumidores por mais liberdade de escolha também facilitada pela inovação tecnológica.

Para lidar com esses fatos, o GT analisou as medidas que poderiam ser endereçadas em 14 grandes temas (Formação de Preço; Critério de Suprimento; Lastro e Energia; Abertura de Mercado; Inserção de Novas tecnologias; Sustentabilidade da Distribuição; Processo de Contratação; Racionalização de encargos e Subsídios; MRE; Sustentabilidade da Transmissão; Sistemática de Leilões; Alocação de Custos e Riscos; Desburocratização e Melhoria dos Processos; e Governança), levando em consideração a inter-relação entre eles.

De tudo o que foi levantado, resumidamente, o GT entendeu que a atuação do MME e das entidades ANEEL, EPE, CCEE e ONS, na implementação da Modernização do Setor Elétrico, deverá estar calcada sobre os seguintes quatro pilares, derivados dos objetivos iniciais:

- 1- Sustentabilidade da expansão e financiabilidade novos empreendimentos;
- 2- Alocação adequada do pagamento pela segurança do sistema elétrico;
- 3- Abertura do mercado consumidor de energia elétrica de forma ordenada; e
- 4- Alocação eficiente de custos e riscos do sistema elétrico.

Com relação às medidas ou caminhos para a implementação da referida Modernização, respeitando os pilares acima listados, é possível agrupá-los nas seguintes cinco ações:

- 1- Aperfeiçoar a formação de preços no Mercado de Curto Prazo;
- 2- Modificar a contratação da expansão do sistema para garantir requisitos necessários de confiabilidade e segurança;
- 3- Preparar o segmento distribuição para a abertura do mercado;
- 4- Fazer com que todos os consumidores paguem pela confiabilidade e segurança do sistema elétrico; e
- 5- Adequar o arcabouço regulatório para a neutralidade na inserção de novas tecnologias.

Não obstante já identificadas as ações a serem priorizadas, faz-se necessário conceber a forma de implementação de cada tema presente no Plano de Ação, preferencialmente com cronogramas a serem perseguidos, com vistas a alinhar a expectativas de todos *stakeholders*.

Considerando a interdependência entre os temas, observa-se que, ao longo do processo de implementação, pode ser necessária reavaliação dos encaminhamentos e do próprio Plano de Ação, a fim de garantir a coerência da Modernização como um todo. Por este motivo, o processo pode ser considerado um movimento contínuo, conforme reiterado pelos agentes e especialistas setoriais nos diversos eventos ocorridos durante este período. Contínuo também deve permanecer o diálogo transparente com a sociedade a respeito desse processo.

Neste sentido, identificou-se também a necessidade de instituição de uma Governança para a realização do acompanhamento da implementação da Modernização, permitindo uma atualização constante do Plano de Ação, em especial em decorrência da tomada de decisões mais críticas que podem afetar as ações subsequentes.

Além disso, a visualização do processo de Modernização por meio do Plano de Ação, permite avançar na transformação almejada, adotando soluções transitórias para lidar com situações de caráter urgente. Essa fase de transição do modelo atual para o

modelo ora proposto é imprescindível para propiciar o mínimo de segurança e previsibilidade para os agentes que atuam no setor elétrico.

Dessa forma, a transição deve adotar como premissas básicas os seguintes itens:

- Respeitar os contratos existentes;
- Minimizar os custos de transação durante o período de implantação;
- Evitar pressões tarifárias desnecessárias para o consumidor; e
- Criar um ambiente propício à manutenção de investimentos e à retomada do crescimento econômico.

Conclui-se, assim, que a Modernização do Setor Elétrico é um movimento necessário, possível e desejável. Não se pode olvidar que o Grupo de Trabalho que realizou a sistematização da implementação dessa Modernização é resultado de um alinhamento e comprometimento das instituições do setor às quais compete propor e/ou implementar regras setoriais, a saber: MME, ANEEL, EPE, CCEE e ONS. Neste sentido, buscar-se-á preservar esse alinhamento e comprometimento, além de fomentar uma coordenação na fase de implementação com vistas a possibilitar o aproveitamento de sinergias e otimizar o uso dos recursos públicos e privados.