



GT Modernização do Setor Elétrico  
Portaria nº 187/2019

Relatório do Grupo Temático

**Alocação de Custos e Riscos**

Setembro de 2019

**Grupo Temático:** Alocação de Custos e Riscos

**Instituição Coordenadora:** Ministério de Minas e Energia

**Coordenador:** Renata Rosada da Silva (Ministério de Minas e Energia)

**1º Suplente:** Frederico de Araújo Teles (Ministério de Minas e Energia)

**Membros Participantes das Reuniões do Grupo Temático:**

Adrimar Nascimento (Ministério de Minas e Energia)

Agnes Maria de Aragão da Costa (Ministério de Minas e Energia)

Bernardo Folly de Aguiar (Empresa de Pesquisa Energética)

Cássio Carvalho (Ministério de Minas e Energia)

Ediléu Cardoso (Câmara de Comercialização de Energia Elétrica)

Fernanda Gabriela dos Santos (Empresa de Pesquisa Energética)

Francisco Carlos da Silva Junior (Ministério de Minas e Energia)

Igor Ribeiro (Ministério de Minas e Energia)

Leandro de Andrade (Empresa de Pesquisa Energética)

Lucas Medeiros Marinho (Operador Nacional do Sistema Elétrico)

Maria Cecília de Araújo (Empresa de Pesquisa Energética)

Mariana Andrade (Empresa de Pesquisa Energética)

Pedro David (Empresa de Pesquisa Energética)

Renata Francisco (Empresa de Pesquisa Energética)

Ricardo Takemitsu Simabuku (Ministério de Minas e Energia)

Rogério Tavares (Ministério de Minas e Energia)

Roseane Santos (Câmara de Comercialização de Energia Elétrica)

Solange David (Câmara de Comercialização de Energia Elétrica)

Thiago Cesar (Empresa de Pesquisa Energética)

Thiago Ivanoski Teixeira (Empresa de Pesquisa Energética)

Thiago Veloso (Agência Nacional de Energia Elétrica)

Setembro de 2019

## Sumário

<b>1.</b>	<b>Introdução .....</b>	<b>4</b>
<b>2.</b>	<b>Metodologia de Trabalho.....</b>	<b>6</b>
<b>3.</b>	<b>Diagnóstico geral .....</b>	<b>7</b>
<b>3.1.</b>	<b>Formação de preços.....</b>	<b>7</b>
<b>3.2.</b>	<b>Critério de suprimento .....</b>	<b>11</b>
<b>3.3.</b>	<b>Sustentabilidade da distribuição e Processo de contratação.....</b>	<b>12</b>
<b>3.4.</b>	<b>Sustentabilidade da transmissão.....</b>	<b>14</b>
<b>3.5.</b>	<b>Lastro e energia e Abertura de mercado.....</b>	<b>15</b>
<b>3.6.</b>	<b>Mecanismo de Realocação de Energia – MRE .....</b>	<b>17</b>
<b>3.7.</b>	<b>Racionalização de encargos e subsídios .....</b>	<b>18</b>
<b>3.8.</b>	<b>Sistemática de Leilões .....</b>	<b>20</b>
	<b>Conclusão .....</b>	<b>22</b>
	<b>Bibliografia.....</b>	<b>23</b>

## 1. Introdução

Desde a instituição, em 2004, do atual modelo do Setor Elétrico Brasileiro (SEB), a matriz de geração vem passando por transformações.

O modelo vigente foi concebido tendo como base a matriz predominantemente hidrelétrica, que tanto gera energia como proporciona estabilidade à operação do sistema por meio do controle dos reservatórios de água.

Porém, ao longo dos últimos anos, outras fontes renováveis como biomassa, eólica e solar se tornaram viáveis do ponto de vista econômico e sua participação vem crescendo no Brasil.

Adicionalmente, houve uma redução na construção de hidrelétricas com reservatórios, em razão de restrições socioambientais.

Diversas outras mudanças ocorreram ao longo dos anos, como o desenvolvimento da micro e mini geração distribuída, por exemplo, que vem crescendo nos últimos anos, bem como o mercado livre de energia.

Todas essas mudanças acabaram por gerar distorções no mercado de energia brasileiro, o que torna necessária uma avaliação sobre a eficiência do sistema como um todo.

Desse modo, o Ministério de Minas e Energia criou, por meio da Portaria MME nº 187, de 4 de abril de 2019, um Grupo de Trabalho com o objetivo de desenvolver propostas de modernização do setor elétrico brasileiro. O grupo foi instituído tendo como diretrizes o mínimo custo global para a energia, a sustentabilidade da expansão e a eficiência na alocação de custos e riscos.

A Portaria definiu temas considerados essenciais à discussão da modernização, a serem tratados de forma integrada pelo grupo, quais sejam:

- 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.

A partir disto, foram criadas três ondas para atuação e catorze grupos temáticos, conforme figura a seguir. Os grupos tinham como objetivo a elaboração

de diagnósticos sobre seus respectivos temas e, quando possível, a apresentação de propostas de encaminhamentos.

Figura 1: Ondas dos Grupos Temáticos do GT Modernização.



Fonte: MME.

Cada grupo temático contou com uma instituição responsável pela coordenação de suas atividades. O grupo de Alocação de Custos e Riscos ficou sob coordenação da Assessoria Especial de Assuntos Econômicos – ASSEC do Ministério de Minas e Energia.

O objetivo do grupo temático é o de avaliar as distorções que o mercado de energia elétrica apresenta atualmente, bem como os possíveis impactos que as propostas que serão endereçadas podem trazer ao mercado e aos diversos atores, de forma que custos e riscos estejam alocados de forma eficiente, ou seja, alocados àqueles que são capazes de reduzi-los e/ou gerenciá-los da melhor maneira.

Em suma, a ideia é equilibrar, entre os agentes de mercado, os riscos de negócio, considerando a possibilidade de gestão sobre cada um deles, visando a maior clareza dos sinais econômicos.

Dessa forma, inicialmente serão avaliadas as distorções atuais e, após a definição dos encaminhamentos que serão propostos pelo MME, a avaliação destes será considerada de forma integrada no relatório de consolidação dos trabalhos do GT.

## 2. Metodologia de Trabalho

Os trabalhos foram desenvolvidos a partir do acompanhamento do desenvolvimento dos demais grupos temáticos do Grupo de Trabalho de Modernização do Setor Elétrico.

Além da participação nas dezenas de reuniões dos demais grupos temáticos, houve a realização de uma reunião específica, na qual foi solicitado o envio dos pontos que os coordenadores e integrantes dos grupos entendiam que deveriam ser abordados na parte de Alocação de Custos e Riscos.

De posse das contribuições encaminhadas e dos Relatórios elaborados, foi realizada a análise destes, para a busca da interseção entre os mais variados assuntos, que culminou com a elaboração do presente Relatório, o qual tentou agregar as ideias dispostas nos demais documentos e que pudessem estar diretamente relacionados à temática Alocação de Custos e Riscos.

O trabalho, que não é exaustivo, buscou recuperar de cada grupo temático o cerne das discussões ensejadoras de custos e de riscos não devidamente mapeados ou alocados no Setor Elétrico Brasileiro.

Não se pode olvidar a não inclusão de três temas (Desburocratização e Melhoria de Processos, Inserção de Novas Tecnologias e Governança) quando da elaboração deste Relatório. A não incorporação foi motivada pela compreensão de que os assuntos, apesar de terem matéria atinente a este trabalho, carecem de quantificação de seus impactos e/ou referentes à alocação do respectivo custo ou risco.

### 3. Diagnóstico geral

#### 3.1. Formação de preços

Com relação à questão da Formação de Preços, o diagnóstico foi focado nos aspectos que compõem o atual modelo de despacho por custo, bem como no *modus operandi* mundial no modelo de despacho por oferta, ancorado na racionalidade econômica basilar de se projetar um mecanismo de mercado, baseado na competição na comercialização de energia, via sinalização adequada de preços, a qual seria a indutora de eficiência alocativa.

É admissível, por hipótese, recuperar da base teórica da Economia a suposição de que há equiparação entre os tipos de despacho, por custos e por oferta de preços, bem como a inequívoca relação de ambas categorias, com o desígnio de se otimizar a operação do Sistema. Atribui-se aqui substancial importância no ato de se sopesar as responsabilidades e incumbências dos agentes nos atos que culminam na produção dos sinais econômicos pertinentes, para o regular funcionamento do mercado.

Após breve exposição histórica dos vários tipos de desenho de mercados existentes, incluindo a transição entre a desverticalização e a liberalização dos mercados de energia elétrica, é ressaltado nessa passagem de uma forma de mercado para outra de desenho de mercado, a necessidade de se viabilizar a competição no insumo energia elétrica, chegando-se ao ponto de se tecer considerações acerca dos dois tipos de despacho.

Rememorando como se opera um mercado atacadista no Despacho por Custo, um operador independente do sistema é responsável por definir o despacho de geração de forma centralizada, com objetivo de minimizar o custo de operação do sistema e o preço da energia é definido com base no custo marginal de operação, que reflete o acréscimo no custo de operação do sistema devido ao aumento marginal da demanda.

Nesse tipo de despacho, nem sempre há aderência entre o que é projetado comercialmente, com o que será realizado na dimensão física. As diferenças entre os despachos comercial e físico são provenientes das adequações que ocorrem na operação em tempo real, devido às intercorrências na geração ou rede de transmissão/distribuição, as quais invariavelmente não são previsíveis.

Cabe ressaltar que, em tese, nesse caso deveria ocorrer: a operação eficiente das cascatas (usinas hidrelétricas instaladas em um mesmo curso d'água); a mitigação do poder de mercado por parte dos geradores; a otimização do despacho de acordo com uma ordem de mérito baseada em custos; e, um processo transparente concernente à formação de preço e respectivo despacho programado das usinas.

No entanto, como esse tipo de despacho requer confiança e previsibilidade na tomada de decisão nos responsáveis pela garantia de suprimento, pode ocorrer a indevida influência nas ações de despacho realizados pelo Operador, seja de forma deliberada ou não, haja vista que os agentes de geração despachados centralizadamente não programam a quantidade de geração de suas usinas, sendo seu despacho dependente da decisão do ente central.

Prosseguindo nessa questão, entende-se que deveria ser avaliada qual método poderia ensejar em maior transparência ao processo de despacho e formação de preço, de modo que fossem mitigados os riscos dos agentes de mercado no Despacho por Custo.

Dessa maneira, entende-se que medidas eficazes para a correta alocação de Custos e Riscos desse tipo de despacho passariam inicialmente pelo acesso irrestrito aos códigos-fonte dos modelos de programação utilizados na formação do preço. A uniformização da produção e disponibilização das bases dados utilizados na operacionalização do modelo, também atuariam no sentido de atenuar os riscos inerentes à atividade e não imputar custos indevidos aos agentes que atuam no mercado.

Assim sendo, a informação acerca dos parâmetros de controle, a exemplo dos auferidos a partir dos dados reais das usinas em operação e as planejadas, da hidrologia, da demanda e dos cenários de demanda futura, deveriam estar uniformizados entre os agentes, de modo a possibilitar a reprodutibilidade dos resultados.

A implantação de um modelo de despacho baseado na oferta de preços, no qual os consumidores fazem propostas e os geradores fazem as ofertas que irão formar a curva de preços, para os diversos patamares de consumo, resultando em uma curva de demanda de energia do sistema, também foi devidamente apreciado no estudo do Subgrupo Formação de Preços.

Convém ressaltar que nesse tipo de mecanismo de formação de preço, idealmente deve ocorrer a competição entre os produtores, com a alocação dos riscos de preços aos vendedores de energia, pois diversos riscos têm que ser geridos, seja no curto ou no longo prazo, a exemplo do nível de demanda e preços de mercado, das decisões relacionadas à gestão e manutenção dos ativos ou mesmo o risco de crédito das operações de compra e venda de energia.

No mundo ideal do despacho de preço por oferta os agentes do setor não estariam sujeitos a interferências na formação de preços, aproximando-se do modelo de um balcão de negócios, em que haveria transação de energia de modo competitivo, observando o apetite ao risco na comercialização de energia e englobando as distintas visões dos agentes sobre o próprio mercado de energia, proporcionando a devida valoração da energia transacionada.



O maior desafio inerente a esse modelo seria o controle do poder de mercado de quaisquer dos agentes que estejam comprando ou vendendo o insumo energia. Assim sendo, o ideal seria uma composição de mercado com grande número de produtores e compradores de energia, para que não houvesse a manipulação dos preços de parte a parte.

Nessa situação de despacho por oferta de preços, a atuação independente e eficaz do regulador seria invariavelmente imprescindível para mitigar os custos de compradores e vendedores de energia que tentem a exercer seu poder mercado. Qualquer tipo de atuação que demonstre fragilidade ou indecisão dos órgãos de controle do mercado resultaria em custos e riscos maiores para o mercado.

Desse modo, as práticas anticoncorrenciais devem ser continuamente mapeadas e monitoradas pela Agência Reguladora, e enfrentadas com rigidez, para a hígida manutenção do mercado.

Outros desafios relevantes nesse tipo de mecanismo são: a necessidade de se tornar o consumidor sensível aos preços do mercado à vista; e o de prover os meios necessários para que os compradores possam exercer adequadamente a escolha, por meio da realização da precificação do insumo de maneira compatível com seus estudos e projeções de mercado.

Na hipótese de alteração do modelo de preços por custos para o modelo de preços por oferta, esta necessitará de uma mudança de cultura dos agentes, que ficarão mais expostos aos riscos inerentes à atividade de comercialização, tais como a oscilação de preços e independência em relação a um ente central de despacho físico e comercial.

No caso brasileiro ainda temos como variáveis relevantes a necessidade de um mecanismo de preço que retrate as usinas hidrelétricas e os usos de seus reservatórios, fazendo o acoplamento entre o físico e o comercial e a interconexão do próprio despacho real com a confiabilidade do suprimento energético.

Apesar de a segurança ser um requisito compartilhado por todos os agentes de mercado, a decisão racional de cada transação de energia no curto prazo não passará necessariamente pela eficiência dos custos e riscos. Isto posto, permitimo-nos resgatar trecho do relatório de Formação de Preços que encerra a discussão sobre a alocação de custos e riscos:

*“Dessa maneira, é fundamental que sejam aprofundados os estudos com relação ao mecanismo de formação de preço por oferta, com o objetivo de se obter as soluções mais adequadas para as questões apresentadas, especialmente voltadas à realidade do mercado brasileiro. 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. ”*

### **3.2. Critério de suprimento**

São vários os critérios de suprimento utilizados no mundo para se quantificar o risco de déficit a que estará submetido um sistema elétrico operando em condições críticas de suprimento.

Atualmente, duas Resoluções emitidas pelo Conselho Nacional de Política Energética – CNPE estabelecem os critérios: (i) de garantia de suprimento para o SIN (o risco de insuficiência da oferta de energia elétrica não poderia exceder a 5% em cada um dos subsistemas que o compõe); e (ii) de cálculo das garantias físicas de novos empreendimentos de geração e do planejamento da expansão da oferta de energia elétrica, baseado no conceito de igualdade entre Custo Marginal de Operação – CMO e o Custo Marginal de Expansão – CME.

No entanto, ao longo dos últimos anos, a EPE vem observando o descasamento entre os atuais critérios de garantia de suprimento para o SIN e as novas necessidades de atendimento do sistema levantadas pelo ONS.

Os últimos estudos feitos para dimensionamento da confiabilidade da matriz apontam para possíveis déficits em determinados requisitos, ao longo do horizonte de planejamento, os quais não vêm sendo detectados pelas atuais metodologias.

Dado que, para o pleno atendimento às condições de confiabilidade e segurança energética do SIN é necessário assegurar a adequabilidade da expansão para o atendimento a todos os requisitos do sistema, é necessário que haja o escrutínio de uma nova métrica de mensuração das variáveis ligadas ao planejamento da expansão, ao planejamento da operação e ao cálculo de garantia física.

Desse modo, infere-se que o tema Critério de Suprimento pode trazer ao setor elétrico a perspectiva de visualização de variáveis ainda não observáveis pelo sistema como um todo e que podem estar trazendo Custos e Riscos que não estejam sendo alocados adequadamente entre as diversas classes de agente.

Referida alocação, então, será rediscutida em um curto prazo de tempo, para que se possa refletir quais são os impactos da atual metodologia e quais são os modelos disponíveis para implementação, de maneira que posteriormente se possa fazer a escolha entre um novo modelo para realização do planejamento setorial ou, eventualmente, a manutenção do modelo atual com aprimoramentos necessários.

### **3.3. Sustentabilidade da distribuição e Processo de contratação**

Desde a implementação da MP nº 579, de 2012, a qual estabeleceu, às distribuidoras, a contratação compulsória no regime de cotas de garantia física de energia e potência e a realocação de seus contratos de compra de energia então vigentes que haviam sido firmados em leilões regulados, com o objetivo de alcançar o mesmo percentual de redução tarifária para todos os consumidores cativos de energia, se discute a possibilidade de criação de um processo de contratação único para todos os consumidores.

Tal discussão se tornou concreta quando da Consulta Pública nº 33/2017, quando o modelo atual de contratação do ACR foi analisado e a centralização da contratação foi colocada como uma proposta.

Desde 2004 as distribuidoras de energia elétrica atendem seus consumidores por meio da contratação centralizada de energia, que se dá via leilões regulados promovidos pelo MME. Porém, a cada leilão é solicitada a declaração de necessidade de cada distribuidora, ou seja, as distribuidoras participam apenas dos leilões nos quais declaram demanda.

A fundamentação deste sistema está em nos momentos em que se projeta um crescimento de carga ou a necessidade de substituição de contratos vencidos. Porém, destaca-se que a cada leilão são propostos diversos produtos, que também levam em conta a adequabilidade do sistema, e o resultado de cada leilão depende também da oferta de cada fonte. Assim, os portfólios de contratos de compra de energia das distribuidoras acabam por ser muito díspares.

A depender dos leilões em que uma distribuidora participou e da quantidade alocada de cotas de garantia física de energia e potência, o seu custo médio de aquisição de energia – Pmix pode ser diferente de outra distribuidora. A questão que se coloca é que, tendo em vista que os leilões são regulados e promovidos centralizadamente, com produtos definidos pelo Poder Concedente a cada leilão, com preços distintos, e que não cabe às distribuidoras escolher a energia a ser comprada, não seria razoável que o Pmix para os consumidores cativos fosse o mesmo independente da área de concessão em que se encontra?

Em outras palavras, a gestão da distribuidora em relação à contratação de energia para atendimento da sua carga é limitada, tanto em relação ao preço quanto às quantidades compradas, já que na gestão das quantidades negociadas devem considerar projeções de crescimento e migrações de consumidores para o mercado livre.

Em relação à gestão de quantidades, cabe destacar existem instrumentos que foram criados de forma a proporcionar às distribuidoras uma melhor gestão de seus portfólios, como os Mecanismos de Compensação de Sobras e Déicits – MCSDs e

o Mecanismo de Venda de Excedentes - MVE. Tais instrumentos visam proporcionar à distribuidora a possibilidade tanto de vender energia quando estiver sobrecontratada, como de adquirir energia quando estiver subcontratada.

### **3.4. Sustentabilidade da transmissão**

O grupo de sustentabilidade da transmissão procurou enfatizar duas propostas mais sensíveis no tocante ao grupo, uma associada à vida útil das instalações de transmissão e respectivos reforços e melhorias necessários sob responsabilidade de concessionárias de transmissão de energia elétrica, e outra referente à liquidação dos encargos de uso dos sistemas de transmissão.

De fato, na temática vida útil das instalações de transmissão claramente há uma ampla discussão sendo entabulada no âmbito regulatório, pois conforme depreende-se do relatório temático há um grande universo de equipamentos caminhando para a obsolescência, ao menos no que se refere à vida útil regulatória.

Sob esse prisma, pode-se inferir que haverá de ser discutida a adequada alocação de custos a serem imputados aos mais diversos agentes, bem como quais riscos podem ser atribuídos a cada classe. No entanto, entende-se que as discussões afetas ao tema já estão sendo realizadas pela ANEEL, para determinar a correta alocação desses fatores.

O segundo assunto debatido, acerca da liquidação dos encargos de uso dos sistemas de transmissão, trouxe a visão do problema atualmente vivenciado no faturamento por parte das transmissoras. Ficou demonstrado que a questão está exposta a custos e riscos, sendo que o ponto de vista operacional do processo foi amplamente exposto.

Outros temas não abordados explicitamente no curso do grupo temático, a exemplo da fixação do valor da Tarifa de Uso do Sistema de Transmissão (TUST) das usinas de geração por um longo período e a necessidade de melhoria na metodologia de sinal locacional, seja para o consumo, seja para a geração, tanto na transmissão quanto na distribuição, carecem de uma análise mais aprofundada, para que possa ser possível determinar qual deveria ser a correta alocação de custos e riscos.

### **3.5. Lastro e energia e Abertura de mercado**

A discussão relativa à separação entre lastro e energia não é recente. Desde a Consulta Pública MME nº 33/2017 o assunto vem sendo discutido de forma recorrente pelos agentes do setor elétrico brasileiro. E, ainda hoje, se trata de uma das questões mais relevantes para o setor e tem sido tratada pelo GT Modernização como prioritária.

Como é sabido, o mercado brasileiro é dividido entre dois ambientes, quais sejam, o Ambiente de Contratação Regulada – ACR e o Ambiente de Contratação Livre – ACL. A discussão sobre a separação entre lastro e energia está pautada na distorção alocativa entre esses dois ambientes, já que a expansão do setor, principalmente com a participação de fontes mais caras, se dá via mercado regulado.

O atual marco regulatório do setor elétrico brasileiro foi estabelecido em 2004 e tem por base a garantia de expansão do sistema via contratação regulada, ou seja, aquela para atendimento da demanda das distribuidoras de energia, ou seja, dos consumidores cativos.

O objetivo do modelo era garantir investimentos para atendimento da carga, já que as bases anteriores, que culminaram com o racionamento de 2001, haviam se mostrado insuficientes.

Porém, em 2004 o mercado livre representava em torno de 12% do total da carga, ou seja, a ideia de que o mercado regulado seria suficiente para garantir a expansão parecia razoável. Todavia, o mercado livre vem crescendo substancialmente e hoje representa cerca de 32% do total do consumo de energia no Brasil. Adicionalmente, hoje se discute uma abertura ainda maior do mercado, ou seja, ampliar a possibilidade de migração de consumidores para o mercado livre.

Essa alteração na composição trouxe à tona discussões sobre a alocação de custos entre esses dois ambientes de contratação. De um lado, o ACR é atendido por meio dos Leilões de Energia promovidos pelo MME, principalmente os de energia nova, que, em geral, proporcionam a contratação de fontes variadas, considerando as necessidades do sistema elencadas pela EPE.

Por outro lado, o mercado livre garante sua contratação basicamente por duas vias. A primeira delas é por meio da contratação de energia de empreendimentos que se financiam nos contratos de longo prazo proporcionados pelos leilões de energia nova para atendimento do ACR e que negociam uma parcela da garantia física no ACL a preços maiores do que aqueles resultantes dos leilões. A segunda é por meio da contratação direta de novos empreendimentos, que apesar não terem contratos no ACR, conseguem se viabilizar comercializando no ACL, em geral eólicas e solares.

Assim, no atual modelo de contratação a diversificação da matriz ocorre por meio da contratação regulada, já que nos leilões há a contratação de diversas fontes, inclusive as mais caras, como termelétricas a gás natural.

Conjuntamente ao processo de evolução do modelo, cabe destacar o aumento da participação de outras fontes na matriz elétrica brasileira, que anteriormente era composta basicamente por usinas hidrelétricas. Com a introdução e o aumento recente da participação de fontes consideradas intermitentes, leia-se eólica e solar, há que se considerar a operação do sistema no planejamento da matriz.

Dessa forma, entende-se que a alocação dos custos tanto da expansão do sistema quanto da diversificação da matriz para adequabilidade da operação do sistema somente no mercado regulado não é adequada, tendo em vista que o mercado livre se beneficia das duas condições.

O modelo proposto para a correção da distorção mencionada é o de separação entre lastro e energia, de forma que a expansão seja viabilizada por meio da contratação de lastro a ser rateado entre todos os consumidores, enquanto a energia é contratada individualmente. A ideia por trás do modelo é a de garantir um contrato de longo prazo para financiamento do empreendimento via contratação de lastro.

A partir desta ideia, diversos modelos foram discutidos e apresentados. Entende-se que a adequação da contratação deve considerar todos os custos envolvidos, de forma que seja realizada da forma mais eficiente, ou seja, o modelo proposto deve considerar as complexidades do sistema e buscar a solução que mais se adequa, buscando alocar corretamente entre os agentes os riscos e custos envolvidos, garantindo os sinais econômicos para que o mercado seja cada vez mais autossuficiente.



### **3.6. Mecanismo de Realocação de Energia – MRE**

O MRE foi criado em 1998 com o objetivo de compartilhar os riscos hidrológicos entre os agentes hidrelétricos, considerando a otimização dos recursos do SIN. Originalmente, o mecanismo se aplicava apenas às usinas despachadas centralizadamente pelo Operador Nacional do Sistema – ONS. Porém, atualmente, as pequenas Centrais Hidrelétricas podem participar opcionalmente.

O conceito original do MRE estava vinculado às diferenças hidrológicas significativas entre as regiões brasileiras, ou seja, períodos secos e úmidos não coincidentes, já que o país conta com vasta extensão territorial. Além disso, há que se considerar que diversas usinas se encontram em cascata, ou seja, sua geração depende de outras usinas. Assim, usinas com geração superior à sua energia assegurada cedem energia àquelas com geração abaixo.

Porém, atualmente o MRE não se limita a reduzir apenas os riscos hidrológicos dos agentes, já que a distribuição da energia gerada considera a garantia física sazonalizada de cada agente. Em outras palavras, apesar do MRE ter sido criado com o objetivo de minimizar riscos hidrológicos, atualmente ele minimiza riscos comerciais, já que a sazonalização da Garantia Física é realizada para fins de negociação dos agentes.

Dessa forma, comportamentos comerciais mais agressivos ou arriscados afetam todos os agentes participantes do mecanismo e nada tem a ver com a energia assegurada daquele com tal comportamento. Assim, entende-se que pode haver comportamentos oportunistas que transferem a outros agentes os riscos que, em teoria, não seriam deles pela lógica do MRE.

Além disso, atualmente as usinas que não são despachadas centralizadamente não assumem riscos relacionados à falta de geração permanente das usinas, ou seja, não sofrem alteração dos montantes que podem ser negociados no mercado, bem como das proporções de energia que recebem do MRE.

Isso ocorre em razão de a judicialização deste aspecto ter resultado na suspensão administrativa da Portaria MME que prevê a degradação da garantia física dessas usinas pela não geração permanente de montante compatível com a GF original não estar sendo aplicada por razão judicial. Assim, essas usinas, apesar de muitas vezes não apresentarem performance compatível com suas respectivas garantias físicas, recebem energia do MRE em montantes superiores ao que elas sempre foram capazes de gerar.

Novamente percebe-se uma alocação distorcida de custos entre os agentes do MRE, já que aqueles que cumprem com a geração esperada acabam por ser prejudicados por aqueles que não performam de maneira permanente, mas ainda assim recebem a energia relativa aos montantes originais de energia assegurada.

### **3.7. Racionalização de encargos e subsídios**

No âmbito do Setor Elétrico Brasileiro, o tema Racionalização de Encargos e Subsídios vêm continuamente se mantendo sob os holofotes quando o assunto é a necessária desoneração das tarifas de energia elétrica, visto que dentre as diversas finalidades dos encargos tarifários do Setor estão o suporte a políticas públicas exógenas ao setor e a remuneração de atividades subsidiadas de consumidores e fontes, em função de diversas situações pretéritas.

Despiciendo enumerar aqui as destinações e minúcias relacionadas aos encargos e subsídios contidos na conta de energia elétrica<sup>1</sup>, conquanto para completo entendimento de cada um desses 10 (dez!) custos e suas ramificações embutidos na conta de energia elétrica, faz-se necessário o conhecimento da legislação de regência, sendo de interesse a leitura do relatório atinente ao tema.

A competente racionalização dos subsídios perpassa o convencimento dos atores políticos de que a adequada alocação dos custos das políticas públicas propiciaria ao consumidor de energia elétrica o pagamento somente das questões afetas ao Setor Elétrico e o provável alcance da almejada desoneração tarifária. Embutir custos não relacionados ao setor elétrico nas contas de energia elétrica tendem a onerar os consumidores finais, sem que haja a percepção da utilidade dos recursos que foram destinados aos fins subsidiados.

Também foi realizada a importante reflexão de que as leis não deveriam perseverar na perspectiva de manutenção de benefícios tarifários a determinados grupos de consumidores, sendo desejável que a legislação buscasse meios de eliminar ou realocar os subsídios na devida esfera de interesse.

A conscientização dos consumidores também é medida inarredável para a solução a longo prazo do volumoso montante de encargos e subsídios, pois os pagadores não têm como saber, pela maneira como hoje está estruturada a tarifa de energia elétrica, quanto é direcionado a cada grupo beneficiário de fundos advindos das contas. Para tanto colige-se como medida salutar a explicitação cristalina nas contas do montante de recursos que está sendo destinado a cada fim proposto.

Seria interessante que os pagantes pudessem identificar quais são os beneficiários dos encargos que oneram sua tarifa, sejam eles agentes da categoria rural, aquicultura ou saneamento, para ficarmos somente em alguns exemplos de favorecidos externos ao Setor Elétrico.

---

<sup>1</sup>Tais como a Conta de Desenvolvimento Energético (CDE), o Encargo de Serviços do Sistema (ESS), o Encargo de Energia de Reserva (EER), o recurso de financiamento ao Operador Nacional do Sistema (ONS), a Taxa de Fiscalização de Serviços de Energia Elétrica (TFSEE), a Compensação Financeira pela utilização de Recursos Hídricos (CFURH), a Pesquisa e Desenvolvimento (P&D), a Eficiência Energética (EE), a Reserva Global de Reversão (RGR) e o Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica (Proinfa)

A clarificação da conta poderia solucionar questões relacionadas à ótica de um consumidor de uma residência unifamiliar, por exemplo, que poderia ser instado a ser posicionado se acaso estaria de acordo em subsidiar a tarifa de outro consumidor que more em um conjunto de edifícios ou mesmo do consumidor localizado em um prédio de escritórios. O consumidor industrial poderia observar que a elevação de sua conta estaria relacionada a um conjunto de geradores e assumir a posição que lhe for mais conveniente.

A razoabilidade e temporalidade de concessão e perpetuação de alguns benefícios deveria ser analisada sob um ponto de vista mais amplo. A definição acerca de quais políticas públicas devem ser arcadas pelos consumidores e em qual janela temporal são primordiais para seu adequado estabelecimento.

Outro tema em voga atualmente é a questão dos subsídios cruzados não explícitos, cujo beneficiário está pagando parcialmente a tarifa que lhe é devida, ao passo que a coletividade está arcando com os demais componentes da tarifa, a exemplo da tarifa de uso da distribuição e encargos, que também deveriam ser pagos pelo subsidiado implicitamente.

Urge ao Poder Concedente não só a discussão desse tema, nomeadamente a geração distribuída como foco principal, bem como a proposição de uma resolução harmoniosa, ainda que a discussão esteja sendo realizada no âmbito da Agência reguladora.

Entende-se que as conclusões e ações transcritas no abalizado relatório específico devem se constituir de metas a serem devidamente assistidas e acompanhadas, no desenvolvimento de práticas que tragam benefícios tarifários para os consumidores, com a percepção de justiça no montante de encargos embutidos nas contas de energia elétrica.

### **3.8. Sistemática de Leilões**

O tema Sistemática de Leilões demonstrou que os custos e riscos associados às licitações não podem ser consideradas questões internalizadas ao processo, mas decorrentes das entradas que essa atividade recebe de toda a cadeia, por meio de etapas precedentes aos leilões de geração de energia elétrica.

Fato é que no setor de energia elétrica há expertise consolidada de realização regular de certames para a contratação de energia elétrica, seja de novos empreendimentos ou de usinas existentes, com a nítida percepção das entidades setoriais envolvidas de que o produto entregue atende aos critérios de confiabilidade em sua execução.

Posto isso, no bojo dos debates do respectivo grupo temático surgiram discussões eminentemente técnicas e anteriores à realização de um certame em si, a exemplo da necessidade de se avaliar a contratação dos empreendimentos marginais; análises atinentes à adoção da margem de escoamento; o próprio desenho dos produtos dos leilões e dos formatos de contratos adotados; o papel das distribuidoras na aquisição da energia; a implementação de leilões regionais; a questão das usinas termelétricas em fim de vida útil; e, a possibilidade de aquisição de energia em leilões por outras categorias que não somente as distribuidoras.

Quanto ao tema contratação dos empreendimentos marginais tem-se uma questão de alocação de custos e riscos, pois a etapa de ratificação atualmente vigente vem atuando no sentido de limitar o risco (e os custos financeiros decorrentes) de sobrecontratação para a parte demandante, mas enseja o aumento na dificuldade de elaboração e execução de projetos maiores e mais eficientes para os ofertantes.

Por outro lado, a imprescindível segurança energética requerida pelo Sistema perpassa pela contratação de soluções que possuem custo mais elevado quando se observa somente o preço da energia, mas que agregam requisitos fundamentais para a operação sistêmica.

A solução proposta, de contratação de empreendimentos termelétricos de grande porte em fase específica do leilão, nos mesmos moldes que ocorre com as usinas hidrelétricas, vem ao encontro da resolução pontual do problema. Outrossim, outras nuances político-regulatórias terão que ser invariavelmente acopladas caso a caso à resposta técnica dada ao quesito.

O debate quanto à adoção da margem de escoamento, apesar de ter o condão de potencialmente reduzir a oferta, é parte de um debate tido no Setor Elétrico nos últimos anos, com vistas a mitigar os riscos de geradores em ter o respectivo acesso à transmissão, bem como aos consumidores em receberem o produto energia que adquiriram. Nesse caso, nos transparece que a questão está endereçada, pois já há regulamentação vigente e também há previsão de revisão desse regulamento.

O desenho dos produtos dos leilões e dos formatos de contratos adotados nos certames, por sua vez, são ferramentas que exigem análise mais depurada, pois conforme consta do próprio Relatório do Grupo temático “[...] *a uniformização de exigências pode implicar a exclusão de determinadas fontes dos leilões em decorrência da inviabilidade de financiamento ou baixa competitividade.*”

Dessa maneira, apesar da relevância dos temas, que envolviam a indexação dos contratos, prazos de suprimento e formas de entrega da energia, o entendimento obtido foi de que, para a adequação entre o proposto no grupo e o diagnóstico que possibilite a implantação de quaisquer ferramentas, o ideal é desenho de um estudo específico, com a participação de mais atores, para o aprimoramento e proposição de respostas adequadas a esses problemas.

No que concerne ao papel das distribuidoras na aquisição da energia em um novo ambiente mais liberal de contratação, com a ampliação do mercado livre, houve o entendimento de que as concessionárias ainda devem incorrer na obrigação de previsão/projeção do crescimento do consumo de energia elétrica em suas respectivas áreas de concessão, de modo a subsidiar as ações de planejamento da expansão.

O endereçamento dado ao tema relacionado à implementação de leilões regionais é de que, não há, no presente momento e para o arcabouço vigente, a necessidade de se implementar referido modelo, de modo que não há que se falar em custos e riscos.

Já o tratamento a ser dado às usinas termelétricas em fim de vida útil, que inclui a formatação de um leilão de energia existente para essas usinas, poderá ocasionar no suporte, pelo mercado regulado, de uma contratação relacionada à segurança energética e, por vezes, mais dispendiosa que para o ambiente livre. No entanto, como um dos eixos da ideia passa pela substituição de usinas termelétricas mais caras por usinas mais baratas, há a crença de que o consumidor regulado poderá arcar com custos menores do que os suportados atualmente, mantendo o mesmo nível de segurança.

Por fim, na abordagem dada à possibilidade de aquisição de energia em leilões por outras categorias que não somente as distribuidoras, não se vislumbra qualquer impacto, haja vista a inexistência de desdobramento prático do assunto no âmbito do Grupo Temático.

## Conclusão

O foco do GT Modernização foi o de fazer um amplo diagnóstico das medidas estruturais que deveriam ser avaliadas, estudadas e implementadas para garantir a modernização e a sustentabilidade do Setor Elétrico Brasileiro no futuro. Assim, o objetivo é rever os alicerces vigentes e propor ajustes pontuais ou alterações profundas nas diferentes dimensões que envolvem o SEB.

Considerando a estruturação dos pilares propostos pelo GT Modernização, é necessário verificar a cada proposição se os custos e riscos imputados estão aderentes a quem pode absorvê-los e/ou fazer sua devida gestão.

Cabe destacar que o estabelecimento de um preço crível é necessário para que o sistema seja mais equilibrado tanto do ponto de vista da operação como da expansão. Hoje o modelo brasileiro está baseado em formação de preços por custo, em um enlace centralizado de gestão de custos e riscos. O diagnóstico indica que o modelo atual deve ser desenvolvido e posteriormente pode vir dar lugar a um modelo regido pelo preço por oferta, no qual haverá gestão descentralizada de custos e riscos pelos geradores e consumidores.

Além disso, à medida que o mercado livre ganha espaço, espera-se que este contribua na contratação dos requisitos necessários para a manutenção da estabilidade da operação sistêmica. A segurança do suprimento energético é um bem coletivo e, assim, deve ser pago por todos, ou seja, a adequabilidade entre recursos e requisitos deve ser assegurada por todos.

Vale mencionar que a financiabilidade dos novos projetos é condição essencial para a manutenção do SEB. Para tanto, é necessária a busca por maneiras alternativas de remuneração de novos empreendimentos de geração que não estejam atreladas somente ao mercado regulado. Os prazos dos contratos de comercialização e aprimoramentos no formato de contratação deverão ser discutidos.

A inserção de novas tecnologias gera impactos, de forma que os custos e riscos da implantação, manutenção e operação dos recursos energéticos distribuídos devem estar concentrados naqueles que optarem por sua aquisição e não devem impactar os demais agentes do setor.

Uma das finalidades da modernização é a correta abertura do mercado brasileiro de energia elétrica, de forma que os consumidores possam fazer a aquisição de sua energia da maneira mais apropriada ao seu consumo, adquirindo no mercado livre ou regulado.

Por fim, destaca-se a necessidade de avaliação dos encargos e subsídios presentes nas tarifas de energia, além dos efeitos dos custos e riscos envolvidos

para os agentes impactados pelas atuais e pelas novas políticas públicas, de modo que o setor elétrico do futuro só venha a arcar com os custos intrínsecos ao setor.

## **Bibliografia**

Os relatórios produzidos pelos grupos temáticos do Grupo de Trabalho de Modernização do Setor Elétrico foram extremamente perspicazes na busca e replicação do conhecimento pormenorizado relacionado a cada tema individualizado. Sendo assim, a bibliografia deste Relatório é inteiramente baseada nas bibliografias captadas nos demais trabalhos realizados.