



GESEL

Grupo de Estudos do Setor Elétrico

UFRJ

Convite à Construção de um Novo Mercado de Energia Elétrica no Brasil

Roberto Brandão
Nivalde de Castro
Fernando França
Donato da Silva Filho
Ewerton Guarnier
Marcos Basile S. de Paula

TDSE

Texto de Discussão do Setor Elétrico

Nº 137

Março de 2025
Rio de Janeiro

TDSE

Texto de Discussão do Setor Elétrico N° 137

Convite à Construção de um Novo Mercado de Energia Elétrica no Brasil

Roberto Brandão
Nivalde de Castro
Fernando França
Donato da Silva Filho
Ewerton Guarnier
Marcos Basile S. de Paula

ISBN: 978-85-7197-025-0

Março de 2025

Índice

Sumário Executivo	3
1. Introdução	4
2. Metodologia da pesquisa	6
3. Encargos e subsídios	11
4. Sinalização de preços e racionalidade econômica	14
5. Sustentabilidade da geração	16
6. Abertura total do mercado.....	18
7. Conclusões.....	19

Sumário Executivo

Este estudo tem como objetivo central analisar a necessidade de uma reformulação do Setor Elétrico Brasileiro (SEB), à luz dos desafios relacionados ao crescimento dos encargos setoriais, à fragilização da sinalização econômica dos preços de energia no mercado atacadista, às transformações na matriz elétrica – notadamente a ampliação da geração renovável, em especial a micro e minigeração distribuída (MMGD) – e à abertura do mercado. O trabalho, desenvolvido pelo Grupo de Estudos do Setor Elétrico (GESEL) em parceria com a Volt Robotics, está estruturado em sete seções: (i) Introdução; (ii) Metodologia da pesquisa; (iii) Encargos e subsídios; (iv) Sinalização de preços e racionalidade econômica; (v) Sustentabilidade da geração; (vi) Abertura total do mercado; e (vii) Conclusões.

As análises desenvolvidas abordam, de forma integrada, os principais obstáculos à modernização do SEB, com destaque para a eliminação de distorções econômicas, o aprimoramento da formação de preços e a valorização dos atributos técnicos das fontes de geração, fundamentais à sustentabilidade do setor.

A pesquisa foi conduzida por meio de metodologias qualitativas e quantitativas, contando com a colaboração de especialistas e representantes dos principais grupos de interesse do setor, oferecendo ao leitor um convite à reflexão e à construção coletiva de soluções para o novo mercado de energia elétrica no Brasil.

Convite à Construção de um Novo Mercado de Energia Elétrica no Brasil

Roberto Brandão¹
Nivalde de Castro²
Fernando França³
Donato da Silva Filho⁴
Ewerton Guarnier⁵
Marcos Basile S. de Paula⁶

1. Introdução

O mercado brasileiro de energia elétrica, na configuração criada ao longo da década de 1990 e, principalmente, no início dos anos 2000, como uma resposta à crise de oferta de 2001, foi capaz de prover crescimento e estabilidade por quase 20 anos. Nesse intervalo, situações de estresse foram enfrentadas e as soluções possíveis implementadas, resultando na continuidade do fornecimento de energia aos consumidores brasileiros, excetuando-se casos pontuais e transitórios.

Todavia, nos anos recentes, modificações estruturais na matriz elétrica brasileira têm sido observadas, particularmente vinculadas ao advento da geração renovável não controlável em larga escala de base eólica e fotovoltaica, além da MMGD, provocando e impondo situações desafiadoras tanto para a operação do Sistema Interligado Nacional (SIN), quanto para a sustentabilidade econômica e financeira do mercado como um todo.

Neste sentido, são vários os consistentes sinais da necessidade de se reformatar os arranjos regulatórios e comerciais que regem o funcionamento do SEB, de modo a assegurar que a evolução da matriz elétrica seja viável, qualificada e sustentável.

¹ Diretor Técnico-Científico do GESEL.

² Coordenador Geral do GESEL.

³ Pesquisador associado do GESEL.

⁴ CEO da Volt Robotics.

⁵ Diretor Técnico da Volt Robotics.

⁶ Diretor de Projetos e Inovação da Volt Robotics.

Contudo, alterações em um ambiente de importância social, dimensão e complexidade, como é o caso do SEB, requerem, ao mesmo tempo, cuidado e senso de urgência. Este pressuposto foi o indutor para a formatação e o desenvolvimento deste projeto, estruturado com as seguintes fases.

A primeira fase é direcionada para realizar um diagnóstico completo do desenho de mercado atual do SEB, avaliando falhas e oportunidades de atuação. Em seguida, a segunda fase toma por base os pontos sistematizados na primeira fase, com o objetivo de desenvolver análises específicas, visando a identificação dos temas prioritários e das ações necessárias de curto, médio e longo prazos. Por fim, na terceira fase do projeto, serão desenvolvidas ferramentas que consigam avaliar o rebatimento das propostas em cada um dos *stakeholders* do mercado, utilizando ciência de dados e sistemas inteligentes.

A estruturação da pesquisa neste formato analítico visa possibilitar que as avaliações necessárias para se fracionar os aperfeiçoamentos com sugestões de implementações sejam escalonadas e não pontuais. Ou seja, busca-se que as mudanças sejam encadeadas respeitando todas as particularidades setoriais, mas com a visão, de fato, de um novo mercado que possa ser sustentável por novas décadas.

O presente estudo descreve, de maneira sucinta, os resultados obtidos na primeira fase do projeto, a qual contou com avaliações qualitativas e quantitativas dos principais temas relacionados ao SEB, incluindo análises de fatos e dados, entrevistas e formulários de opinião preenchidos por especialistas vinculados aos principais *stakeholders* do setor, como grandes grupos empresariais e órgãos públicos do marco regulatório, com foco nas questões de maior prioridade para o adequado funcionamento do mercado de energia elétrica no Brasil.

2. Metodologia da pesquisa

O projeto se inicia com a proposição de foco em 15 temas agrupados em seis grupos.

O primeiro grupo aborda a abertura do mercado de energia, tratando do fim dos contratos de compra de energia do Ambiente de Contratação Regulada (ACR) e das condições de recontração no Ambiente de Contratação Livre (ACL). Além disso, este grupo aborda os estímulos e incentivos ao crescimento da oferta de energia e suas consequências no custo final, assim como as medidas necessárias para a abertura total do mercado, incluindo a adaptação para consumidores de baixa tensão.

O segundo grupo trata dos impactos da sobra sistêmica de energia e das restrições de escoamento ou de equipamentos do sistema elétrico. Este grupo aborda, de forma específica, o *curtailment* das usinas eólicas e solares, além da energia vertida turbinável das usinas hidrelétricas.

A formação de preços de energia e sinais econômicos são o foco do terceiro grupo, que analisa as distâncias entre os preços praticados no Mercado de Curto Prazo (MCP) através do Preço de Liquidação das Diferenças (PLD) e a operação do sistema elétrico, questionando a suficiência dos sinais econômicos de preços para induzir comportamentos eficientes. Este grupo também trata dos desafios em aprimorar os modelos matemáticos vigentes ou desenvolver novos mecanismos para a formação de preços e operação do sistema, além dos desequilíbrios causados pelos encargos setoriais.

O quarto grupo está relacionado às bases estruturais do desenho de mercado, abordando a importância dos mercados além da energia, como serviços ancilares, capacidade, armazenamento e reserva, assim como os demais atributos de geração das diferentes fontes de energia, com foco em atender a requisitos operacionais, como a flexibilidade e o acompanhamento do pico de consumo.

As ineficiências do Mecanismo de Realocação de Energia (MRE) são investigadas no quinto grupo, mediante a análise tanto dos aspectos internos quanto externos, como a gestão do risco hidrológico, os deslocamentos de geração e os sinais econômicos relacionados.

Por fim, o sexto grupo avalia a participação do consumidor na operação do sistema e nos mecanismos de mercado, com foco nos mecanismos de resposta da demanda, na atuação direta dos consumidores, na eficiência energética.

Com esses temas estabelecidos, as avaliações foram realizadas em uma rodada de conversas e pesquisas, tanto internas ao projeto como externas, acessando pessoas experientes e com visão ampla da situação atual do SEB, de maneira a se discutir quais temas seriam os mais prioritários para aprofundamento ao longo dos trabalhos. Tal priorização foi realizada com base em cinco métricas.

A primeira métrica utilizada representa uma visão qualitativa do mercado sob a perspectiva de uma grande *utility*, com atuação em geração e comercialização de energia.

A segunda métrica deriva de estudos quantitativos com fatos e dados, que apresentam impactos financeiros de cada tópico, tanto sob uma ótica histórica quanto futura.

As três métricas subsequentes foram obtidas através de uma pesquisa de opinião direcionada a importantes atores dos setores público e privados do SEB, incluindo:

- i. A opinião média de especialistas sobre a relevância dos tópicos do projeto, coletada por meio de um formulário;
- ii. O consenso sobre a importância desses tópicos, com base nas respostas obtidas no formulário; e
- iii. A opinião média de especialistas, coletada por meio de entrevistas com um subconjunto de participantes selecionados.

A partir dessas métricas, é possível calcular um Índice de Mérito para cada tópico e tema, estabelecendo, assim, uma metodologia objetiva e transparente para a priorização dos assuntos a serem abordados e aprofundados no projeto.

Além da priorização formal, foram incluídos dispositivos nos formulários e nas entrevistas que permitiram aos interlocutores sugerirem temas adicionais ou propostas de análise complementar, ampliando a abrangência da pesquisa e garantindo uma abordagem mais completa e flexível.

Para garantir a equidade no tratamento das respostas e entrevistas, além de evitar que grupos com maior número de participantes ou respondentes tivessem peso excessivo nas conclusões, as pesquisas foram segmentadas em diferentes grupos de interesse. Esses grupos são:

- i. **Imprensa:** veículos de comunicação gerais e especializados;
- ii. **Setor Financeiro:** bancos públicos e privados;
- iii. **Poder Executivo:** ministérios e órgãos do governo;
- iv. **Poder Legislativo:** Congresso Nacional e Tribunal de Contas da União (TCU)⁷;
- v. **Judiciário:** escritórios de advocacia especializados no setor elétrico;
- vi. **Órgãos Setoriais:** ANEEL, Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS), Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE) e Empresa de Pesquisa Energética (EPE);
- vii. **Universidade:** instituições acadêmicas e de pesquisa;
- viii. **Utility:** grandes empresas que atuam em toda a cadeia do setor elétrico, desde a geração até a distribuição, incluindo distribuidoras de energia;
- ix. **Renováveis:** associações e empresas focadas na geração de energia eólica e solar;
- x. **Geração:** associações e empresas dedicadas à geração de energia em geral;
- xi. **Termelétricas:** associações e empresas especializadas em geração de energia a partir de fontes termelétricas;
- xii. **Comercialização:** associações e empresas voltadas para a comercialização de energia; e
- xiii. **Consumo:** associações de interesse representando consumidores de energia.

⁷ O TCU não faz parte do Poder Legislativo, porém se considerou mais pertinente incluí-lo nesta classificação.

Essa segmentação foi fundamental para assegurar que as opiniões e contribuições de cada grupo fossem representadas de maneira balanceada, evitando que um único segmento com maior número de respostas ou entrevistas influenciasse desproporcionalmente os resultados das métricas.

Com base nessa metodologia, os sete itens de maior preocupação, dentro dos temas elencados *a priori* no projeto, foram:

- i. Encargos e seus desequilíbrios;
- ii. Preços e operação: itens fora dos modelos;
- iii. Atributos de geração;
- iv. Abertura total de mercado: medidas necessárias e alocação de custos do ACR;
- v. *Curtailement* das eólicas e solares;
- vi. Estímulos ao crescimento da oferta: sinais e subsídios; e
- vii. Mercados além da energia: serviços ancilares, reserva e capacidade.

Avaliando-se os itens citados e não constantes na lista inicial do projeto, através de sugestões dos formulários e entrevistas, o item “encargos e seus desequilíbrios” foi combinado com “estímulos ao crescimento da oferta: sinais e subsídios”, passando para “encargos e subsídios”, incluídos os efeitos da geração distribuída. O item “abertura total de mercado: medidas necessárias e alocação de custos do cativo” foi renomeado para “abertura total de mercado: medidas necessárias”, abrangendo questões sobre governança setorial.

Já os itens “atributos de geração” e “mercados além da energia: serviços ancilares, reserva e capacidade” foram unificados, incorporando os desequilíbrios das usinas hidrelétricas e a inclusão de usinas hidrelétricas reversíveis para armazenamento. Em seguida, dada a condição fundamental de se garantir sustentabilidade econômico-financeira aos ativos de geração no SEB, este item unificado foi agregado ao tema de “*curtailement* das eólicas e solares” prejudicial à viabilidade dos ativos e oriundo de sobras sistêmicas e limitações físicas de transmissão, de maneira que o resultante dos três temas passou a configurar o item “sustentabilidade da geração”.

Por fim, considerando a importância da indução de racionalidade ao mercado através de bons sinais de preços, os quais necessariamente passam por aprimoramentos de itens dos modelos de formação de preços para que estes representem adequadamente sobre e escassez ao longo das horas, dias, meses e estações do ano, a nomenclatura original “preços e operação: itens fora dos modelos em geral” foi rebatizada de “sinalização de preços e racionalidade econômica”.

Portanto, após os ajustes mencionados, os quatro temas prioritários, analisados a seguir, são:

- i. Encargos e subsídios;
- ii. Sinalização de preços e racionalidade econômica;
- iii. Sustentabilidade da geração; e
- iv. Abertura total de mercado: medidas necessárias.

Estes temas prioritários serão analisados a seguir.

3. Encargos e subsídios

O tema dos “encargos e subsídios” apareceu como preocupação número um do grupo de especialistas, empresários e autoridades entrevistados, tratando-se de uma questão com várias dimensões. O modelo brasileiro de comercialização de energia estabelece uma série de subsídios, que vão da tarifa de baixa renda e dos custos de usinas termelétricas a combustíveis fósseis, através da Conta de Consumo de Combustíveis (CCC), aos descontos em tarifas de acesso à rede para geradores de fontes incentivadas e consumidores livres que compram energia destes geradores, passando pelos subsídios implícitos aos adotantes do sistema de compensação de energia da MMD.

Há subsídios que têm uma função social, como aquele oferecido aos sistemas isolados e consumidores de baixa renda. Outros subsídios, por sua vez, desempenham funções de política energética, favorecendo os investimentos em projetos, notadamente de geração, considerados prioritários, como a geração centralizada de energia de fontes renováveis incentivadas e a micro e minigeração distribuída.

Vários entrevistados manifestaram incômodo com o fato de que alguns subsídios incentivam projetos que seriam competitivos mesmo sem qualquer benefício, particularmente a geração solar centralizada e distribuída, atualmente crescendo em ritmo exponencial. Esse tipo de mecanismo tende a gerar um excesso de capacidade de geração no meio do dia, ao mesmo tempo em que onera os consumidores com encargos ou com tarifas de distribuição mais caras.

Outros apontaram que a concessão e manutenção dos subsídios, por vezes, não parece seguir uma lógica de política energética, sendo discutidos e aprovados no Congresso Nacional sem estudos de impacto apropriados e, muitas vezes, com pouco ou nenhum embasamento técnico.

Vários dos participantes da pesquisa lamentaram a perda de diálogo produtivo entre os Poderes Executivo e Legislativo, levando a eventuais desbalanceamentos na formatação de políticas energéticas, que acabaram sendo desenvolvidas respondendo a demandas de grupos específicos sem uma visão clara sobre o interesse geral.

Mais um ponto que causa incômodo aos participantes da pesquisa é que o custeio dos subsídios recai, geralmente, sobre consumidores, seja pela tarifa, que é onerada para muitos para beneficiar alguns, seja por encargos, em particular a Conta de Desenvolvimento Energético (CDE), também paga pelos consumidores.

O custeio dos subsídios é apontado como distorcivo em diversos aspectos. Do ponto de vista mais geral, ele encarece a fatura de energia, especialmente dos consumidores regulados, a quem cabe a maior parte do pagamento da CDE. Do ponto de vista do setor produtivo, o custeio de políticas públicas via encargos tende a ser pior do que o custeio via impostos, pois estes tipicamente têm alíquotas *ad valorem*, diferentemente dos encargos, que têm incidência sobre o volume da energia consumida e não sobre o valor da conta de luz, onerando desproporcionalmente grandes consumidores que acessam a rede na alta tensão.

Por outro lado, tributos muitas vezes podem ser compensados ao longo da cadeia produtiva, desonerando a produção industrial e reduzindo a alíquota efetiva, o que não é possível com encargos.

Contudo, a maior distorção dos mecanismos adotados para custeio de subsídios é interferir na lógica de decisões econômicas dos agentes de forma indesejável. As decisões econômicas de investimento, sobretudo em geração, são fortemente motivadas pelos subsídios disponíveis para cada tipo de projeto. Por um lado, isso é natural, pois se trata justamente do propósito de vários dos subsídios.

Porém, sem o dimensionamento claro dos incentivos, a verificação de se os resultados almejados estão sendo realmente atingidos com as correspondentes recalibrações periódicas dos incentivos pode sofrer distorções, como a já citada tendência ao excesso de investimentos induzido por subsídios que oneram os consumidores.

Outra distorção deriva da fragmentação do mercado criada pelas diversas possibilidades oferecidas pela regulação atual, tanto para gozar de subsídios como para deixar de pagar encargos. O modelo comercial atual já tem, desde a sua origem, uma fragmentação, ao prever o ACL separado do ACR.

O preço da energia não é o mesmo nos dois ambientes e, dentro do ACR, há diferenças consideráveis na tarifa de energia entre as distribuidoras, conforme o custo da cesta de contratos de cada uma delas.

Entretanto, a segmentação do mercado se aprofundou com o tempo. No ACL, os consumidores de energia de fonte incentivada pagam apenas metade do custo da tarifa de acesso à rede, fazendo com que este tipo de energia tenha um preço de mercado diferente da energia proveniente de fontes convencionais. Consumidores de grande porte, com bom risco de crédito, podem comprar energia utilizando uma estrutura, perfeitamente legal, em que figuram como acionistas de uma sociedade de propósito específico de geração, o que os enquadra na categoria de autoprodutor por equiparação e os isenta de encargos, notadamente da CDE.

Além disso, esses dois benefícios citados podem ser cumulativos, ou seja, é possível formatar a compra de energia de forma a ter uma redução de 50% na tarifa de acesso à rede e a isenção de encargos.

No ACR, também há uma segmentação adicional, pois os usuários do sistema de compensação de energia, no âmbito da MMGD, conseguem reduções nas tarifas de acesso à rede de distribuição e nos encargos.

Destaca-se que as muitas segmentações verificadas no mercado de energia acabam subvertendo a racionalidade econômica. Assim, ao invés de induzir os agentes a tomarem decisões compatíveis com a promoção da eficiência do sistema, como deve ocorrer em uma boa regulação, a fragmentação do mercado acaba levando os agentes a se moverem por uma lógica de procura por estruturas de comercialização de energia que maximizem o acesso aos subsídios e minimizem a participação no custeio dos próprios subsídios, sem que essa dinâmica produza um benefício geral.

4. Sinalização de preços e racionalidade econômica

O segundo tema prioritário apontado pelos participantes da pesquisa diz respeito à “sinalização de preços e racionalidade econômica”. Este tema já foi abordado em parte na seção anterior, quando tratado sobre a fragmentação do mercado de energia e a má qualidade do sinal econômico que é emitido para os agentes. Porém, questões adicionais devem ser analisadas.

A grande maioria dos especialistas consultados avaliou como problemática a qualidade do sinal dos preços de curto prazo da energia. O fato de os preços da energia no mercado atacadista não refletirem a operação foi, individualmente, o segundo subtema mais importante na pesquisa, logo atrás dos encargos.

Trata-se de uma discussão antiga, uma vez que a cadeia de modelos computacionais que calcula o PLD nunca chegou a refletir, de fato, a operação do sistema. Por exemplo, a Curva de Aversão a Risco, prevista desde o início do século, podia alterar fortemente a operação do sistema, precipitando, em situação de seca, o despacho de todo o parque térmico disponível sem impactos no PLD.

Os Procedimentos de Curto Prazo, que eram adotados pelo ONS durante o período seco para evitar um deplecionamento indesejável dos reservatórios, tampouco alteravam os preços, o mesmo acontecendo com o despacho fora da ordem de mérito, autorizado pelo Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico (CMSE), que permite ao operador incrementar a geração térmica sem o correspondente reflexo no PLD.

Em anos mais recentes, foram verificados avanços, como a incorporação de mecanismos de aversão a risco nos modelos computacionais e, mais recentemente, a adoção de preços horários. Porém, ainda assim, os preços frequentemente não refletem a operação. Por exemplo, os preços horários são calculados com o Modelo de Despacho Hidrotérmico de Curto Prazo (DESSEM), do Cepel, mas a operação efetiva do sistema nem sempre segue o que o modelo preconiza.

Por um lado, trata-se de uma realidade comum a nível internacional, tendo em vista que nunca a programação para o dia seguinte corresponde exatamente à operação, que sempre reflete informações que só estão disponíveis em tempo real ou perto do tempo real. Por outro lado, o Brasil, ao contrário de outros países, não dispõe de um mecanismo que precifique essas inevitáveis diferenças entre a programação da operação do dia seguinte e o resultado verificado da operação.

A eventual substituição da formação de preços por modelos computacionais por preços formados a partir de ofertas de preços também apareceu como um subtema prioritário, porém apenas na oitava posição do ranking dos subtemas. Evidentemente, a introdução de preços por oferta seria uma oportunidade para corrigir ou minorar as distorções no sinal de preços apontadas. Todavia, a posição dos especialistas consultados parece apontar que a correção no processo de formação de preços atualmente adotado possui prioridade maior.

Nas entrevistas, foi citada explicitamente a preocupação de que a introdução de uma formação de preços por ofertas constituiria um projeto de longo prazo, com fases de ideação, detalhamento e implantação complexas e demoradas. Além disso, a eventual alteração não conseguirá eliminar totalmente as diferenças entre os preços estabelecidos no planejamento da operação diária e na operação em tempo real, assim como não poderia endereçar os problemas de formação de preços percebidos na abordagem atual em um prazo razoável.

5. Sustentabilidade da geração

A “sustentabilidade da geração” foi o terceiro tema principal que surgiu da pesquisa. Há uma percepção geral entre os entrevistados de que as transformações no SEB ocorridas desde a adoção, no início do século, do atual marco regulatório e comercial são desafiadoras do ponto de vista da sustentabilidade da geração. O crescimento das gerações eólica e solar e a difusão da MMGD são fatos recentes que alteraram estruturalmente a operação do sistema. No mesmo sentido, também são recentes a redução do tamanho do mercado das distribuidoras e a perda de importância dos leilões de energia do ACR.

Observa-se que as usinas hidrelétricas mudam de função na operação de um sistema com participação relevante e crescente de geração não controlável proveniente das fontes eólica e solar. Como durante a madrugada, em geral, a geração eólica é forte e durante o dia há muita geração solar, as hidrelétricas só geram com intensidade a partir do fim da tarde. Esse padrão de uso é bem diferente do histórico brasileiro, segundo o qual as hidrelétricas acompanhavam o consumo e, assim, operavam com maior fator de capacidade. Com uma menor geração de energia, as usinas hidrelétricas tendem a gerar sistematicamente abaixo das garantias físicas, estabelecidas através de metodologias que refletem outra realidade operativa.

Deste modo, constata-se que as hidrelétricas geram e continuarão a gerar menos energia do que historicamente seria de se esperar, afetando a rentabilidade do negócio. Por outro lado, como as hidrelétricas têm geração controlável, é a elas que o ONS recorre para garantir a igualdade em tempo real entre geração e carga. Assim, essas usinas fornecem flexibilidade ao sistema, um serviço não remunerado e ainda sem uma perspectiva clara de remuneração.

Dentre os subtemas, o terceiro mais importante foi a “valoração dos atributos da geração”. Isso se refere justamente a serviços como a flexibilidade, que são necessários para a operação do sistema, mas que não têm remuneração.

Conseqüentemente, não há um sinal econômico para estimular os geradores a oferecerem o serviço. Notadamente, com o crescimento da geração solar, a necessidade de flexibilidade tende a aumentar rapidamente. Entretanto, não há um sinal econômico para que as hidrelétricas existentes aumentem a flexibilidade a ser ofertada ao operador do sistema.

Outro subtema relacionado à sustentabilidade da geração, o quinto na priorização final, é o “*curtailment* e vertimentos turbináveis”. De fato, no último ano, os cortes de geração em parques eólicos e solares no Nordeste do Brasil atingiram níveis inéditos no curto histórico desses segmentos.

O volume elevado de cortes em si chama atenção, porém causa ainda mais desconforto o fato de os cortes estarem concentrados em alguns parques ou regiões que sofrem impacto financeiro pronunciado por fatores que não são capazes de gerenciar e que não foram antecipados.

O principal efeito causador do *curtailment* tem sido as restrições de escoamento de produção das centrais de geração devido à adoção de critérios mais rigorosos de segurança e confiabilidade da operação do sistema.

Atrasos na expansão da rede de transmissão agravaram o problema, levando o ONS a lançar mão dos cortes substanciais de geração renovável. Esses cortes têm sido concentrados em um número relativamente pequeno de empreendimentos, que sofrem um alto impacto financeiro, por motivos que escapam da sua capacidade de gestão.

O tema dos vertimentos turbináveis, por sua vez, é bem mais antigo. Contudo, a intensificação dos vertimentos está relacionado à já aludida mudança no papel da geração hídrica, que opera com um fator de capacidade menor do que o histórico. Neste caso, o risco é verificado para o conjunto de hidrelétricas e não para agentes individuais, já que o MRE dilui o efeito dos vertimentos por todo o parque gerador hídrico.

6. Abertura total do mercado

O quarto tema mais importante segundo os especialistas consultados foi a abertura total do mercado de energia, isto é, a possibilidade de que todos os consumidores possam, no futuro, comprar energia no mercado livre. O subtema relevante, também o quarto no ranking, foi as “medidas necessárias e alocação de custos do mercado cativo”.

Assim, a percepção é de que o aprofundamento da liberalização da comercialização é uma tendência inevitável, porém com uma implantação de alta complexibilidade. A comercialização de varejo liberalizada ainda engatinha, persistem sérios problemas de segurança de mercado na CCEE e, sobretudo, há um grande estoque de contratos de compra e venda de energia firmados em leilões do ACR que deverão ser, de alguma forma, repassados aos consumidores livres.

7. Conclusões

As distintas questões destacadas como prioritárias giram em torno da racionalidade econômica e da necessidade de se criar sinais econômicos que induzam comportamentos eficientes dos agentes de mercado, notadamente no processo de decisão dos investimentos.

Deste modo, é importante atribuir valor aos ativos que atendam às necessidades operativas e de planejamento da melhor forma e no menor custo possível, ao mesmo tempo em que se sinaliza, aos consumidores, os melhores horários para modulação de suas cargas, além das melhores fontes e contratos a serem firmados.

A abertura total de mercado de energia elétrica pensada de modo a endereçar os diversos problemas apontados neste texto pode ser uma saída estrutural e consistente para o início de um movimento de eliminação das distorções ocasionadas pela fragmentação do mercado, iniciando-se a redução de encargos e subsídios com distribuições assimétricas.

A diminuição dessas assimetrias, em conjunto com sinais de preços mais realistas, pode abrir espaço para uma mais justa remuneração pelos atributos de geração dos agentes de produção de energia, potencializando a sustentabilidade do negócio, de maneira a beneficiar o SIN e SEB como um todo.



Grupo de Estudos do Setor elétrico

Gesel

Toda a produção acadêmica e científica do GESEL está disponível no site do Grupo, que também mantém uma intensa relação com o setor através das redes sociais Facebook e Twitter.

Destaca-se ainda a publicação diária do IFE - Informativo Eletrônico do Setor Elétrico, editado deste 1998 e distribuído para mais de 10.000 usuários, onde são apresentados resumos das principais informações, estudos e dados sobre o setor elétrico do Brasil e exterior, podendo ser feita inscrição gratuita em <http://cadastro-ife.gesel.ie.ufrj.br>

GESEL – Destacado think tank do setor elétrico brasileiro, fundado em 1997, desenvolve estudos buscando contribuir com o aperfeiçoamento do modelo de estruturação e funcionamento do Setor Elétrico Brasileiro (SEB). Além das pesquisas, artigos acadêmicos, relatórios técnicos e livros – em grande parte associados a projetos realizados no âmbito do Programa de P&D da Aneel – ministra cursos de qualificação para as instituições e agentes do setor e realiza eventos – work shops, seminários, visitas e reuniões técnicas – no Brasil e no exterior. Ao nível acadêmico é responsável pela área de energia elétrica do Programa de Pós-Graduação em Políticas Públicas, Estratégias e Desenvolvimento do Instituto de Economia (PPED) do Instituto de Economia da UFRJ

ISBN: 978-85-7197-025-0

SITE: gesel.ie.ufrj.br

LINKEDIN: [linkedin.com/company/gesel-grupo-de-estudos-do-setor-elétrico-ufrj](https://www.linkedin.com/company/gesel-grupo-de-estudos-do-setor-elétrico-ufrj)

INSTAGRAM: [instagram.com/geselufrj](https://www.instagram.com/geselufrj)

FACEBOOK: [facebook.com/geselufrj](https://www.facebook.com/geselufrj)

TWITTER: twitter.com/geselufrj



ENDEREÇO:

UFRJ - Instituto de Economia,
Campus da Praia Vermelha.

Av. Pasteur 250, sala 226 - Urca.
Rio de Janeiro, RJ - Brasil.
CEP: 22290-240