



GT Modernização do Setor Elétrico
Portaria nº 187/2019

Relatório do Grupo Temático

Racionalização dos Subsídios e Encargos

Setembro de 2019

Grupo Temático: Racionalização de Encargos e Subsídios

Instituição Coordenadora: Ministério de Minas e Energia

Coordenador: Ricardo de Abreu Sampaio Cyrino (Ministério de Minas e Energia)

1º Suplente: Fabiana Gazzoni Cepeda (Ministério de Minas e Energia)

Participantes: Isaac Pinto Averbuch (Ministério de Minas e Energia)

Rodrigo Daniel Mendes Fornari (Ministério de Minas e Energia)

Mauricio de Oliveira Abi Chahin (Ministério de Minas e Energia)

Rogério Guedes da Silva (Ministério de Minas e Energia)

Rogério Souza Tavares (Ministério de Minas e Energia)

Renata Rosada da Silva (Ministério de Minas e Energia)

Frederico de Araujo Teles (Ministério de Minas e Energia)

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

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

Fabrcio Dairrel de Campos Lacerda (Ministério de Minas e Energia)

Adrimar Venancio do Nascimento (Ministério de Minas e Energia)

Claudio Carvalho (Agência Nacional de Energia Elétrica)

Felipe Moraes (Agência Nacional de Energia Elétrica)

Thiago Veloso (Agência Nacional de Energia Elétrica)

Davi Antunes Lima (Agência Nacional de Energia Elétrica)

Gustavo Naciff (Empresa de Pesquisa Energética)

Gustavo Ponte (Empresa de Pesquisa Energética)

Daniel Silva Moro (Empresa de Pesquisa Energética)

Solange David (Câmara de Comercialização de Energia Elétrica)

Roseane Santos (Câmara de Comercialização de Energia Elétrica)

Ediléu Cardoso (Câmara de Comercialização de Energia Elétrica)

Setembro de 2019

Sumário

1. Introdução	5
2. Contextualização	7
2.1. Conta de Desenvolvimento Energético (CDE)	7
2.2. Encargo de Serviços do Sistema (ESS)	8
2.3. Encargo de Energia de Reserva (EER)	9
2.4. Operador Nacional do Sistema (ONS)	9
2.5. Taxa de Fiscalização de Serviços de Energia Elétrica (TFSEE)	9
2.6. Compensação Financeira pela utilização de Recursos Hídricos (CFURH)	9
2.7. Pesquisa e Desenvolvimento (P&D)	10
2.8. Eficiência Energética (EE)	11
2.9. Reserva Global de Reversão	11
2.10. Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica (Proinfa)	12
3. Metodologia de Trabalho	12
4. Percepção e definição do problema	13
4.1. Consulta Pública MME 21/2016	13
4.2. Consulta Pública MME 33/2017	13
4.3. Consulta Pública MME nº 45/2017	14
4.4. Tema relevante apontado pelo Ministério da Economia	14
5. Grupo Temático “Racionalização de Encargos e Subsídios”	15
6. O que pode afetar a racionalização dos encargos e subsídios	16
7. Atores envolvidos	16
8. Base legal	16
8.1. Leis	16
8.2. Decretos	17
8.3. Outros atos normativos	17
9. Avaliação dos Encargos	17
9.1. Conta de Desenvolvimento Energético (CDE)	17
9.2. Encargos de Serviços de Sistema	19
9.3. Encargo de Energia de Reserva	19
9.4. Operador Nacional do Sistema (ONS)	19
9.5. Taxa de Fiscalização dos Serviços de Energia Elétrica (TFSEE)	20
9.6. Compensação Financeira pela Utilização de Recursos Hídricos (CFURH)	20
9.7. Pesquisa e Desenvolvimento (P&D)	22

9.8. Eficiência Energética.....	24
9.9. Reserva Global de Reversão (RGR) e Proinfa	25
9.10. Subsídios implícitos à geração distribuída.	25
10. Diagnóstico Geral e Ações Propostas	29
10.1. Diagnóstico geral.....	29
10.2. Ações Propostas	29
11. Atores afetados pelas propostas	31
12. Sugestões de implantação das ações.....	31
12.1. Ações referentes à Consulta Pública nº 45/2018	31
12.2. Grupos de Trabalho	33
13. Estratégias de monitoramento	34
14. Conclusão.....	34

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.

Esse trabalho iniciou-se em 2016 e incluiu diversas Consultas Públicas. Em continuidade ao trabalho realizado até o momento e considerando as contribuições de diversos interlocutores – como consumidores, geradores, comercializadores, distribuidores, instituições e academia – o MME permanece dialogando com a sociedade.

Pautado fundamentalmente na governança, na estabilidade jurídica e regulatória e na previsibilidade, o MME tem buscado soluções que permitam aprimorar os trabalhos anteriores e desenvolver propostas de modernização do setor elétrico, tendo como diretriz básica o mínimo custo global, balizada na abertura do mercado, na sustentabilidade da expansão e na eficiência na alocação de custos e riscos.

Para isso, alinhado com os assuntos discutidos no âmbito das consultas públicas anteriores, foi instituído, por meio da Portaria MME nº 187/2019, um Grupo de Trabalho (GT Modernização), o qual deve 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 Grupo de Trabalho, considerando a complexidade dos temas propostos, tem trabalhado com o prazo de 180 (cento e oitenta) dias, contados da data de instituição do GT, para a conclusão dos trabalhos, os quais seguem os seguintes marcos intermediários a serem observados em sequência:

- I - Diagnóstico geral e apresentação de propostas de aprimoramentos
- II - Proposição das diretrizes das Políticas Energéticas
- III - Priorização e estabelecimento de Regras de Transição
- IV - Apresentação de propostas de atos

A primeira etapa (Diagnóstico geral e apresentação de propostas de aprimoramentos) teve um prazo intermediário de 110 dias, a partir da publicação da Portaria, em 5 de abril de 2019, 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.

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 Ministério de Minas e Energia (MME).

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).

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.

Nesse contexto, e considerando as discussões prévias realizadas com agentes setoriais ao longo de 2019, foi estabelecido o Grupo Temático “Racionalização de Encargos e Subsídios”.

2. Contextualização

As tarifas de energia elétrica constituem-se no somatório de uma série de componentes. Entre eles estão o valor da própria energia e os custos para fazê-la chegar até os consumidores por meio dos sistemas de transmissão e distribuição.

Além desses custos, há componentes tarifários, estabelecidos por meio de lei, decreto ou resolução da Aneel, com diversas finalidades, que remuneram algumas atividades do setor elétrico ou suportam políticas públicas com objetivos variados. Esses componentes são chamados, de modo genérico, de “encargos” e estão discriminados a seguir.

2.1. Conta de Desenvolvimento Energético (CDE)

A CDE foi estabelecida pela Lei nº 10.438/2002 com o objetivo de financiar programas sociais vinculados ao setor elétrico, mas posteriormente incorporou uma série de subsídios que envolviam, de alguma forma, o setor. Atualmente são nove os subsídios suportados pela CDE:

- a) Carvão mineral para geração termelétrica;
- b) Conta de Consumo de Combustíveis;
- c) Descontos nas tarifas de transmissão e distribuição (TUST e TUSD) para fontes alternativas de energia;
- d) Descontos para empresas de água e saneamento;
- e) Descontos para consumidores da Classe Rural;
- f) Descontos para aquicultores e irrigantes;
- g) Descontos para cooperativas titulares de concessão ou permissão;
- h) Descontos para consumidores de baixa renda (Tarifa Social de Energia Elétrica);
- i) Programa Luz para Todos.

Conforme informações da Aneel, a CDE impacta em cerca de 10% o valor das tarifas dos consumidores de energia do mercado regulado¹.

Na tabela a seguir encontra-se o orçamento aprovado pela Aneel para a CDE em 2019 sendo possível compará-lo com o de 2018.

¹ Disponível em “Luz na Tarifa”: <https://www.aneel.gov.br/luz-na-tarifa>

Tabela 1

Orçamento da CDE (R\$ milhões)			
Despesas	2018	2019	Variação (%)
Restos a Pagar	1.061	0	-100
Programa Luz para Todos	941	1.078	15
Tarifa Social (Baixa Renda)	2.440	2.380	-2
Carvão Mineral	850	690	-19
CCC	5.849	6.310	8
Descontos na TUSD	8.362	8.528	2
Descontos na TUST	362	914	152
Subvenção a Cooperativas	179	297	66
Custos CCEE	9	11	26
TOTALa	20.053	20.208	1

Obs.: Os descontos na TUSD e TUST correspondem aos descontos à Classe Rural, Água e Saneamento, Fontes Alternativas e Irrigação

2.2. Encargo de Serviços do Sistema (ESS)

Os chamados encargos de serviços do sistema envolvem um conjunto de custos relativos à operação e comercialização realizados no âmbito do sistema elétrico nacional. A Aneel (Resolução Normativa nº 837/2018) inclui nesse tipo de encargo os custos decorrentes:

- da geração despachada independentemente da ordem de mérito, por restrições de transmissão dentro de cada submercado;
- da reserva de potência operativa (em MW), disponibilizada pelos geradores para a regulação da frequência do sistema e sua capacidade de partida autônoma;
- da reserva de capacidade (em MVar), disponibilizada pelos geradores, superior aos valores de referência estabelecidos para cada gerador em Procedimentos de Rede, necessária para a operação do sistema de transmissão;
- da operação dos geradores como compensadores síncronos, a regulação da tensão e os esquemas de corte de geração e alívio de cargas e demais serviços ancilares.

Na sua contabilização, a CCEE utiliza os recursos disponíveis provenientes dos excedentes financeiros e das exposições positivas do mercado de curto prazo elegíveis. Primeiramente aliviam-se as exposições negativas do MRE e, posteriormente, os encargos que possuem direito a alívio, a saber: Encargos por Restrição de Operação (*constrained-on* e *off*), Serviços Ancilares, Reserva de Potência Operativa, Deslocamento Hidráulico de origem elétrica.

Tais alívios são submetidos a uma priorização prevista em Regras de Comercialização que considera uma janela móvel de 12 meses.

2.3. Encargo de Energia de Reserva (EER)

O EER destina-se a cobrir os custos decorrentes da contratação de energia de reserva, que tem o objetivo de garantir a segurança no fornecimento de energia. Sua cobrança inclui os custos administrativos, financeiros e tributários, cujo total deve ser rateado entre os usuários de energia de reserva, incluindo-se os consumidores livres, conforme definido na Lei nº 10.848/2004.

2.4. Operador Nacional do Sistema (ONS)

O Operador Nacional do Sistema é o órgão responsável pela coordenação e controle da operação das instalações de geração e transmissão de energia elétrica no Sistema Interligado Nacional (SIN) e pelo planejamento da operação dos sistemas isolados do país.

O financiamento das suas atividades se dá mediante rateio entre os seus associados e em receita obtida na TUST, com base em orçamento aprovado pela Aneel.

2.5. Taxa de Fiscalização de Serviços de Energia Elétrica (TFSEE)

Este encargo visa financiar as atividades da Aneel e foi estabelecido pela Lei nº 9.427/96, que criou a Agência. Seu valor está estabelecido em 0,4% do benefício econômico anual auferido pelos concessionários, permissionários e autorizados dos serviços de geração, transmissão e distribuição.

2.6. Compensação Financeira pela utilização de Recursos Hídricos (CFURH)

A Compensação Financeira pela Utilização de Recursos Hídricos foi instituída pela Lei nº 7.990, de 28 de dezembro de 1989 e regulamentada pelo Decreto nº 3.739/2001 e pela Resolução Aneel nº 67/2001. Este encargo é pago mensalmente a estados e municípios que tiveram áreas alagadas, ou foram afetados pelos reservatórios das usinas hidrelétricas instaladas dentro dos seus limites territoriais.

A forma de rateio do montante deste encargo está determinada na Lei nº 13.661/2018 que altera as parcelas do produto da Compensação Financeira pela Utilização de Recursos Hídricos (CFURH).

A nova lei alterou os percentuais vigentes antes da sua promulgação, reduzindo de 45% para 25% o percentual da arrecadação da CFURH a ser destinado a estados que possuem municípios com áreas alagadas e aumentando de 25% para 65% a parcela destinada diretamente a municípios com áreas alagadas. Em 2017, 22 estados e 727 municípios se enquadravam nas condições estabelecidas para receber esses recursos. Não houve alteração nos 10% que são destinados à União.

A CFURH corresponde a 7,0% do valor da energia produzida nas hidrelétricas (percentual estabelecido na Lei nº 13.360/2018). Deste percentual, 0,75% corresponde à parcela destinada à Agência Nacional de Águas (ANA) para o financiamento de estudos, programas e projetos incluídos nos Planos de Recursos Hídricos e despesas de implementação e custeio administrativo dos órgãos e entidades integrantes do Sistema Nacional de Gerenciamento de Recursos Hídricos (Sigreh), instituído pela Lei 9.433/97 (Política Nacional de Recursos Hídricos).

O valor correspondente aos demais 6,25% são divididos entre estados (25%) e municípios (65%) com áreas alagadas e órgãos federais com atribuição na implementação da Política Nacional de Recursos Hídricos e em pesquisas. Na parcela da União (10%), aos Ministérios de Meio Ambiente e de Minas e Energia são destinados 3% para cada um, ficando os 4% restantes para o Fundo Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico (FNDCT).

Em 2018, os valores da CFURH foram ligeiramente superiores a R\$ 2,5 bilhões.

2.7. Pesquisa e Desenvolvimento (P&D)

Este encargo está estabelecido na Lei nº 9.991/2000 que determina que as concessionárias e permissionárias de serviços públicos de distribuição de energia elétrica ficam obrigadas a aplicar, anualmente, o percentual mínimo de 0,50% (cinquenta centésimos por cento) da sua receita operacional líquida em pesquisa e desenvolvimento do setor elétrico até 31 de dezembro de 2022. Conforme redação dada pela Lei nº 13.203/2015, esses percentuais serão alterados a partir de 1º de janeiro de 2023 para o percentual mínimo de 0,75% (setenta e cinco centésimos por cento).

No caso de concessionárias de geração e transmissão e de produtores independentes de energia, o encargo é de 1% da receita operacional líquida. Estão isentos os produtores de energia de fontes eólica, solar, biomassa, pequenas centrais hidrelétricas e cogeração qualificada.

Os recursos são destinados ao Fundo Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico – FNDCT (40%), ao Ministério de Minas e Energia (20%) e aos agentes (40%), a serem aplicados em projetos aprovados pela Aneel. Estão envolvidos com a sua gestão os Ministérios de Ciência, Tecnologia, Inovação e Comunicações (MCTIC) e de Minas e Energia, como também a Aneel, a Eletrobras e os próprios agentes do setor.

No caso do MME, os recursos destinam-se a custear os estudos e pesquisas de planejamento da expansão do sistema energético, bem como os de inventário e de viabilidade necessários ao aproveitamento dos potenciais hidrelétricos.

Conforme determina a legislação, “entre os programas e projetos de pesquisa científica e tecnológica do setor de energia elétrica, devem estar incluídos os que tratem da preservação do meio ambiente, da capacitação dos recursos humanos e do

desenvolvimento tecnológico”, e nos “programas e projetos de pesquisa e inovação tecnológica do setor de energia elétrica, deverá ser priorizada a obtenção de resultados de aplicação prática, com foco na criação e no aperfeiçoamento de produtos, processos, metodologias e técnicas”.

No caso da Aneel, a Resolução Normativa nº 754/2016 aprovou os Procedimentos do Programa de Pesquisa e Desenvolvimento (PROP&D), em que estão descritas todas as diretrizes para implementação do Programa.

2.8. Eficiência Energética (EE)

Este encargo está estabelecido na Lei nº 9.991/2000 que determina que as concessionárias e permissionárias de serviços públicos de distribuição de energia elétrica ficam obrigadas a aplicar, anualmente, o percentual mínimo de 0,50% (cinquenta centésimos por cento) da sua receita operacional líquida em programas de eficiência energética no uso final até 31 de dezembro de 2022. Conforme redação dada pela Lei nº 13.203/2015, esses percentuais serão alterados a partir de 1º de janeiro de 2023 para o percentual mínimo de 0,25% (vinte e cinco centésimos por cento).

Os recursos são destinados da seguinte forma: 80% (oitenta por cento) são aplicados pelas próprias concessionárias e permissionárias de serviços públicos de distribuição de energia elétrica, conforme regulamentos estabelecidos pela Aneel; e 20% (vinte por cento) são destinados ao Programa Nacional de Conservação de Energia Elétrica (Procel), instituído pela Portaria Interministerial n 1.877, de 30 de dezembro de 1985, e ratificado pelo Decreto de 18 de julho de 1991.

Estão envolvidos com a sua gestão o MCTIC, o MME, além da Aneel, Eletrobras e os próprios agentes do setor.

2.9. Reserva Global de Reversão

As quotas anuais da RGR, conforme estabelece a Resolução Aneel nº 023/99, são definidas com base em 2,5% do investimento *pro rata tempore*, observado o limite de 3,0% das receitas da concessionária. Conforme art. 20 da Lei nº 12.431/2011, a vigência deste encargo, cuja extinção estava prevista para o final do exercício de 2010, foi prorrogada até 2035.

De acordo com o art. 21 da Lei nº 12.783, de 2013, a partir de 1º de janeiro de 2013, ficam desobrigadas do recolhimento da quota anual da RGR: as concessionárias e permissionárias de distribuição de energia elétrica; as concessionárias de serviço público de transmissão de energia elétrica licitadas a partir de 12 de setembro de 2012; e as concessionárias de serviço público de transmissão e geração de energia elétrica prorrogadas ou licitadas nos termos da Lei. Portanto, este encargo não gera novos ônus para os agentes ou para os consumidores.

2.10. Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica (Proinfa)

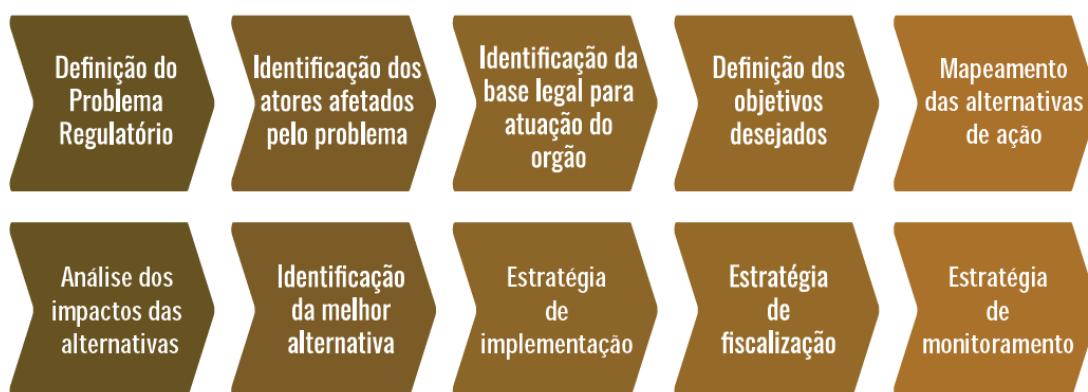
Criado pela Lei nº 10.438/2002 com o objetivo de incentivar fontes de energia consideradas não convencionais. A regulamentação desse encargo foi feita por meio do Decreto nº 4.541/2002, revogado pelo Decreto nº 9.022/2017. Assim os custos arcados pelos consumidores anualmente referem-se apenas à execução dos contratos já firmados.

3. Metodologia de Trabalho

Os trabalhos conduzidos pelo Grupo foram inspirados nas diretrizes gerais e no guia orientativo da Casa Civil da Presidência da República para Elaboração de Análise de Impacto Regulatório – AIR.

Assim, o roteiro deste relatório busca atender ao processo apresentado na Figura 2, com algumas adaptações, sem afetar a compatibilidade com o ciclo regulatório ilustrado na Figura 3.

Figura 2. Processo de Análise de Impacto Regulatório.



Fonte: Diretrizes Gerais e Guia Orientativo para Elaboração de Análise de Impacto Regulatório – AIR (Casa Civil da Presidência da República).

4. Percepção e definição do problema

4.1. Consulta Pública MME 21/2016

No âmbito dessa Consulta Pública, o MME elencou uma série de perguntas no intuito de proceder uma expansão do mercado livre de forma sustentável, trazendo benefícios para o setor elétrico e para a sociedade brasileira.

A análise das contribuições recebidas apontou a necessidade de equacionar adequadamente a alocação de riscos e custos associados ao sistema, para a aumentar a segurança do suprimento e, também, mitigar as incertezas associadas ao processo de ampliação do mercado livre, respeitando-se os contratos vigentes e evitando-se, em qualquer hipótese, medidas unilaterais.

Para tratar dessas questões, alguns instrumentos foram apontados. Entre eles estava a racionalização de subsídios, para evitar distorções dos incentivos dos agentes vendedores e compradores, de maneira que a competição seja mais isonômica e o mercado mais líquido, além de tornar mais simples eventuais políticas públicas de incentivo ou compensação.

4.2. Consulta Pública MME 33/2017

Na esteira da CP nº 21/2016, surgiu a proposta de modernização do setor elétrico, apresentada na Consulta Pública nº 33/2017. Vários assuntos foram abordados nessa Consulta. Dentre eles estava a racionalização de descontos na CDE, que acabou não tendo toda a abrangência necessária.

Entretanto, restou uma proposta conceitual, no sentido de que os descontos tarifários custeados pela CDE poderiam ser condicionados a contrapartidas e a critérios socioeconômicos de acesso.

O subsídio para as fontes alternativas foi bastante explorado, tendo surgido diversas sugestões de alterações significativas. Entre elas pode ser citado o fim do desconto nas prorrogações das atuais outorgas e sua extinção para os empreendimentos outorgados após 31 de dezembro de 2020.

Deve-se observar que parte dessas fontes não mais necessita de subsídio, visto que alcançaram elevado grau de desenvolvimento ou de competitividade, em relação às chamadas fontes convencionais. Portanto, não se justifica manter este benefício segundo as regras atuais, posto que sobrecarrega os consumidores do sistema elétrico brasileiro.

Cabe salientar que, por meio da Lei nº 13.360, de 17 de novembro de 2016, foi incluído o § 1º-C no art. 26 da Lei nº 9.427/96, determinando que os percentuais de redução na TUST e na TUSD não serão aplicados aos empreendimentos com base em fontes solar, eólica, biomassa e cogeração qualificada que tiverem suas outorgas de autorização prorrogadas, em sintonia com recomendação presente na CP nº 33/2017.

4.3. Consulta Pública MME nº 45/2017

Entretanto, foi por meio do Grupo de Trabalho criado pela Portaria MME nº 484, de 4 de outubro de 2016, que o tema de racionalização dos subsídios ganhou mais relevância. Esse grupo foi o responsável por elaborar um relatório com um plano de redução estrutural das despesas da CDE.

Para tanto, foi elaborado um relatório preliminar, o qual foi disponibilizado na Consulta Pública MME 45/2017, para que a sociedade pudesse se manifestar a respeito das propostas de redução dos subsídios do setor elétrico contidos na CDE.

Nesse relatório foram diagnosticadas algumas deficiências no formato dos subsídios, entre as quais a falta de contrapartida e ausências de foco, de critérios de saída, de limite de prazo, de limitação do montante subsidiado e de limitação à cumulatividade. Foram apresentadas algumas propostas como o estabelecimento de teto geral das despesas da CDE, prioridade nos gastos e aprimoramento do desenho dos subsídios em geral.

Essa CP recebeu várias contribuições, sendo a maioria no sentido de que era necessária a redução dos subsídios e a adequação da forma como eram concedidos.

No relatório final, foram apresentadas propostas para a redução ou mesmo extinção de alguns subsídios e o tratamento, se legal ou infralegal, que seria demandado.

4.4. Tema relevante apontado pelo Ministério da Economia

Outro tema que tem sido bastante discutido são os subsídios cruzados que estão implícitos na atual política de fomento à micro e minigeração distribuída.

Sobre essa questão, a Aneel instaurou a Audiência Pública nº 01/2019 para colher contribuições para a melhoria do sistema de compensação estipulado pela Resolução nº 482/2012.

O Ministério da Economia preparou dois documentos² nos quais aborda essa temática, entendendo que o atual sistema de compensação de créditos gera um subsídio cruzado, pelo qual os consumidores de menor poder aquisitivo financiam os “*prossumidores*”, o que não é eficiente sob o ponto de vista da estrutura tarifária, além de ser pouco transparente e desestimular o investimento em baterias.

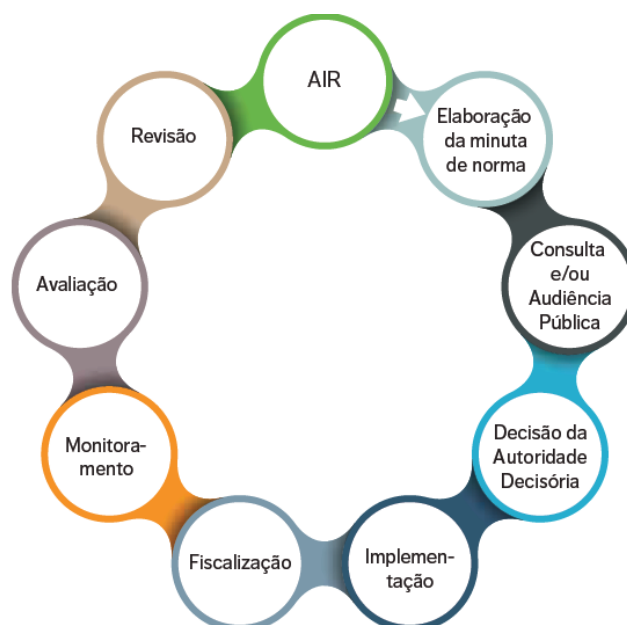
² Disponíveis em: 1) <http://www.fazenda.gov.br/centrais-de-conteudos/publicacoes/analises-e-estudos/arquivos/2019/visao-da-secap-sobre-o-setor-de-energia-o-caso-da-micro-e-minigeracao-distribuida/view> e 2) <http://www.fazenda.gov.br/centrais-de-conteudos/notas-tecnicas/advocacia-da-concorrenca/2019/parecer-28-2019-1>

5. Grupo Temático “Racionalização de Encargos e Subsídios”

O Grupo Temático “Racionalização de Encargos e Subsídios” faz parte da 3ª Onda do GT Modernização e tem como escopo identificar as principais questões envolvendo encargos e subsídios do setor elétrico, apontando possíveis alternativas para a sua eliminação ou redução, visando diminuir as tarifas pagas pelos consumidores e conferir melhor aplicação aos recursos arrecadados.

Este Grupo Temático foi coordenado pela Secretaria de Energia Elétrica do MME. Todavia, o desenvolvimento e o resultado dos trabalhos foram frutos da atuação conjunta de órgãos do MME (SE, ASSEC, SPE), de entidades do setor elétrico (Aneel, CCEE, EPE, ONS).

Figura 3. Ciclo regulatório.



Fonte: Diretrizes Gerais e Guia Orientativo para Elaboração de Análise de Impacto Regulatório – AIR (Casa Civil da Presidência da República).

Ademais, as avaliações foram encaminhadas tendo por base os resultados das Consultas Públicas MME nº 45/2018, que abordou os subsídios existentes na Conta de Desenvolvimento Energético, e nº 33/2017, que apresentou proposta de medidas legais para viabilização do futuro do setor elétrico, com sustentabilidade a longo prazo, bem como dos demais Grupos Temáticos do GT Modernização.

Os pontos mapeados foram objeto de avaliação, considerando os aprofundamentos necessários de cada tema em razão de sua complexidade e necessidade de maturação, bem como, os aspectos legais relativos a cada um deles.

6. O que pode afetar a racionalização dos encargos e subsídios

A maior dificuldade para a racionalização dos subsídios reside na dificuldade de sua extinção, ou mesmo redução, uma vez que os beneficiários formam grupos de pressão que lutam por sua continuidade, principalmente no Congresso Nacional. Como grande parte desses subsídios são concedidos por meio de leis, torna-se complexa a sua modificação.

Cabe observar que nem mesmo os subsídios concedidos via decreto são facilmente extintos. Um exemplo claro foi a edição do Decreto nº 9.642/2018, que reduziu a zero, de forma gradual em cinco anos, as alíquotas de vários subsídios. Após sua publicação, foram apresentados inúmeros Projetos de Decretos Legislativos com o objetivo de sustar os efeitos desse decreto e manter os benefícios para os setores afetados.

Por tudo isso, é de extrema importância que a criação de subsídios custeados pelas tarifas de energia elétrica seja desestimulada. Qualquer incentivo a segmentos da economia deve ser discutido no âmbito dos projetos orçamentários dos setores potencialmente beneficiados, os quais farão parte de programas, com metas e indicadores de acompanhamento.

7. Atores envolvidos

Praticamente todos os agentes do setor elétrico estão envolvidos na problemática, visto que os consumidores finais são os responsáveis por arcar com os custos dos subsídios. Além disso, vários agentes, como geradores e consumidores especiais recebem alguns benefícios.

Todavia, esse tema não está restrito ao setor elétrico. A maioria dos beneficiários são agentes de outros setores, como rural, aquicultura, saneamento e população de baixa renda. Portanto, vários segmentos da sociedade poderão ser afetados pelas medidas resultantes desse processo.

8. Base legal

8.1. Leis

Lei nº 7.990 de 28 de dezembro de 1989

Lei nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996.

Lei nº 9.991, de 24 de julho de 2000.

Lei nº 10.438, de 26 de abril de 2002.

Lei nº 10.848 de 15 de março de 2004

Lei nº 12.212, de 20 de janeiro de 2010.

Lei nº 13.299, de 21 de junho de 2016.

Lei nº 13.360, de 17 de novembro de 2016.

8.2. Decretos

Decreto nº 62.724, de 17 de maio de 1968

Decreto nº 4.541, de 23 de dezembro de 2002.

Decreto nº 4.873, de 11 de novembro de 2003.

Decreto nº 7.246, de 28 de julho de 2010.

Decreto nº 7.520, de 8 de julho de 2011

Decreto nº 7.891, de 23 de janeiro de 2013.

Decreto nº 8.461, de 2 de junho de 2015

Decreto nº 9.022 de 31 de março de 2017.

8.3. Outros atos normativos

Portaria nº 45, de 20 de março de 1992, do Ministério de Infraestrutura.

Resolução Normativa nº 77, de 18 de agosto de 2004

Resolução Normativa nº 414, de 9 de setembro de 2010.

Resolução Normativa nº 427, de 22 de fevereiro de 2011.

Resolução Normativa nº 472, de 24 de janeiro de 2012

Resolução Normativa nº 500, de 17 de julho de 2012

9. Avaliação dos Encargos

9.1. Conta de Desenvolvimento Energético (CDE)

A CDE foi objeto de ampla análise por meio da Consulta Pública nº 45/2018 (CP 45). Seu relatório encontra-se disponível no site do MME³ e suas conclusões e recomendações permanecem válidas.

³ http://www.mme.gov.br/web/guest/consultas-publicas?p_p_id=consultapublicaexterna_WAR_consultapublicaportlet&p_p_lifecycle=0&p_p_state=normal&p_p_mode=view&p_p_col_id=column-1&p_p_col_count=1&consultapublicaexterna_WAR_consultapublicaportlet_consultaId=45&consultapublicaexterna_WAR_consultapublicaportlet_mvcPath=%2Fhtml%2Fpublico%2FdadosConsultaPublica.jsp

Com base nos resultados da CP 45, foi editado o Decreto nº 9.642/2018, determinando a redução gradativa dos descontos concedidos a empresas de água e saneamento, aos consumidores da Classe Rural e às Cooperativas de Eletrificação Rural autorizadas.

Outras sugestões estão presentes no Relatório Final da CP 45, mas não foram implementadas porque demandavam alterações em leis. São apresentadas a seguir, de forma sucinta, tais sugestões, que permanecem válidas:

- a) Tarifa Social (TSEE) – o subsídio deveria ser restrito aos beneficiários do Bolsa Família;
- b) Fontes Incentivadas – extinção dos descontos nas Tarifas de Uso dos Sistemas de Transmissão e de Distribuição (TUST e TUSD) já para as próximas outorgas, e não renovação dos descontos quando do vencimento das atuais outorgas, além da imediata extinção do desconto para a carga;
- c) Irrigação e Aquicultura – eliminação gradativa dos descontos em cinco anos;
- d) Conta de Consumo de Combustíveis:
 - eliminação do pagamento de ICMS sobre a geração térmica;
 - ampliação das possibilidades de projetos que reduzam os dispêndios da CCC (geração híbrida ou geração distribuída) tendo como contrapartida um percentual do valor reduzido;
 - prioridade em projetos de P&D que propiciem maior eficiência em consumo de combustível;
 - liberação antecipada de recursos de sub-rogação para projetos que reduzam os gastos da CCC (possibilidade trazida pelo Decreto nº 9.047/2017).

Com respeito à CCC, cabe destacar proposta elaborada no âmbito do Grupo de Trabalho constituído para buscar soluções de atendimento à carga de Roraima, visando possibilitar que empreendimentos de micro e mini geração distribuída possam fazer uso da sub-rogação de CCC. Isso porque, pelo regramento vigente, empreendimentos de micro e mini geração distribuída não têm autorização ou concessão, mas apenas registro. Conforme estudos realizados, há viabilidade de se implantar geração distribuída e reduzir custos nos sistemas isolados com a sub-rogação de CCC.

Ainda dentre as políticas públicas suportadas pela CDE, merece considerações o incentivo ao carvão mineral nacional. Trata-se de benefício concedido à compra de carvão mineral nacional por parte das usinas termelétricas com vistas a aumentar a competitividade desse tipo de energia nas áreas atendidas pelo SIN.

Considera-se que o subsídio ao carvão teve aperfeiçoamentos trazidos pelas Leis nº 12.783/2013 e nº 13.360/2016, bem como pelo Decreto nº 9.022/2016, limitando o custo médio do combustível e a quantidade a ser subsidiada. Há foco definido, não podendo haver entrada de novos beneficiários. Ainda, a solução para desonerar a CDE do custeio da compra mínima do carvão mineral nacional está no parágrafo 7º do artigo 13 da Lei nº 10.438/2002, que estabelece o ano de 2027 como prazo final para tal finalidade.

De toda forma, a utilização do carvão mineral como energético na matriz brasileira é assunto relevante. A propósito, o MME encaminhou Aviso Ministerial nº 198/2017 à Casa Civil, em 07/12/2017, instituindo o Grupo de Trabalho Carvão Mineral, o qual teve o objetivo de estudar a viabilidade de utilização do carvão mineral brasileiro como insumo para o setor elétrico e para a indústria nacional⁴.

9.2. Encargos de Serviços de Sistema

Como já mencionado, esses encargos são relativos à operação do sistema elétrico e à atividade de comercialização. A eventual redução desses encargos ou, até mesmo, a sua eliminação depende de um estudo técnico minucioso e específico que deve ser elaborado a partir da *expertise* detida pelo ONS e CCEE.

Cabe ressaltar que a Aneel conduziu a Audiência Pública nº 02/2019, chegando à conclusão de que serão necessários estudos mais aprofundados para aperfeiçoar o rateio dos ESS. No curto prazo, esses estudos devem ser realizados considerando-se a implantação do PLDh (Preço da Liquidação das Diferenças Horário).

Ressalta-se que com a implantação do PLDh haverá alterações nos valores desses encargos, visto que o preço ficará mais próximo da operação do sistema.

9.3. Encargo de Energia de Reserva

Como já mencionado, esse é um encargo destinado a reforçar a garantia de suprimento aos consumidores e seu financiamento inclui os consumidores livres.

A redução desse encargo depende, portanto, da existência de outra forma menos dispendiosa de garantir a segurança do sistema ou de uma decisão superior no sentido de que o setor elétrico conviva com um risco energético mais elevado.

Avalia-se que uma das possibilidades é a adoção de um mercado de capacidade, no qual a garantia do suprimento se daria pela compra de lastro pelos agentes do setor elétrico. Esse tema está sendo tratado no Grupo Temático de Lastro e Energia.

Diante o exposto, sugere-se, para médio prazo, estudos sobre a continuidade deste tipo de encargo.

9.4. Operador Nacional do Sistema (ONS)

O custo do ONS frente aos demais encargos é muito pequeno e seu orçamento é aprovado anualmente pela Aneel. Neste caso, não parece haver espaço para ganhos significativos para os consumidores brasileiros.

⁴ Sobre este assunto foi emitido relatório pela Casa Civil, em 07/12/2018, cujos encaminhamentos encontram-se consolidados na Nota Técnica nº 01/2019/DIE/SPE, na instrução do Processo 48300.004447/2017-56.

Do exposto, entende-se que, por ora, não há justificativas para que sejam envidados esforços para se reavaliar este tipo de encargo responsável por financiar parte das atividades do ONS.

9.5. Taxa de Fiscalização dos Serviços de Energia Elétrica (TFSEE)

A arrecadação desta taxa é a fonte de financiamento das atividades da Aneel. A diferença entre os valores arrecadados sob a rubrica da TFSEE e o orçamento da Aneel pode ser vista na tabela a seguir:

Tabela 2

Evolução do Orçamento da Aneel (R\$)				
Ano	Receita Arrecadada	Limite Liberado	Empenhado	Liberado/ Arrecadação
2013	467.209.014	217.578.922	213.775.343	46,56%
2014	413.645.144	244.281.703	242.344.003	59,06%
2015	456.839.495	272.292.604	270.939.800	59,60%
2016	509.755.954	295.662.560	286.140.407	58,00%
2017	544.094.199	289.816.940	288.972.607	53,27%
2018	579.849.679	347.400.366	328.489.093	59,91%

(Fonte: Aneel)

Dessa forma, propõe-se estudos, no médio prazo, com o objetivo de subsidiar a redução da alíquota da taxa cobrada nos consumidores de energia.

9.6. Compensação Financeira pela Utilização de Recursos Hídricos (CFURH)

Parece indiscutível que estados e municípios que são atingidos pela perda de áreas em decorrência da construção de hidrelétricas devem receber algum tipo de compensação. Todavia, merece ser debatida a forma como essa compensação é feita e os benefícios efetivamente alcançados por ela.

Inicialmente, há que se considerar que os benefícios da compensação são, usualmente, divididos proporcionalmente à área inundada, mas nem sempre isso ocorre. Nesses casos, são privilegiados os estados e municípios nos quais a casa de máquinas está instalada, embora os efeitos da inundação de áreas, muitas vezes, se façam sentir em outros municípios ou, até mesmo, em outros estados. De fato, não parece justo que aqueles mais afetados recebam compensações menores.

A título de exemplo, suponha-se uma situação em que uma usina está localizada no limite de municípios ou estados (e há casos concretos dessa situação), e o município (ou estado) no qual está localizada a casa de máquinas não possui área inundada. Mesmo sem ter área atingida pela inundação, esse município e esse estado receberão parcela da CFURH, o que, obrigatoriamente reduz os ganhos dos municípios (e

estados) efetivamente afetados. Além disso, os municípios e estados não recebem compensação pela área de remanso dos reservatórios das hidrelétricas

Em especial, nas usinas com reservatório, é preciso considerar que a geração verificada não deriva apenas da água que está sobre as terras do município onde se encontra a casa de força, mas, sobretudo, do armazenamento propiciado pelo reservatório, ou seja, o que ocorre sobre as terras dos outros municípios afetados.

Esse desequilíbrio na distribuição da compensação fica mais evidente quando se observa que a receita de ICMS sobre a energia produzida fica, também, com o município e o estado no qual estão instalados os geradores de energia elétrica.

Como mencionado acima, os estados e, principalmente, os municípios ficam com a maior parte dos recursos recolhidos sob a rubrica da CFURH. Considerando-se que as usinas hidrelétricas têm uma vida útil muito longa, é de se supor que estados e municípios podem ter assumido compromissos financeiros de longo prazo contando com esses recursos. Logo, qualquer alteração sobre os montantes e sua distribuição tem que ser feita de modo paulatino. Uma alternativa seria manter as regras atuais para os empreendimentos já existentes e adotar um procedimento mais equilibrado para os futuros empreendimentos.

Como já mencionado, a CFURH arrecada 7,0% do valor da energia gerada, sendo 0,75% repassados à Agência Nacional de Águas (ANA). Os restantes 6,25% são rateados entre a União, estados e municípios. A União fica com 10% desses 6,25% (ou seja, 0,625% do valor da energia produzida), os estados com 25% dos 6,25% (1,5625% do valor da energia gerada) e os municípios com os remanescentes 65% dos 6,25% (o que corresponde a 4,0625% do valor da energia produzida).

No que toca à União deve-se observar que o valor arrecadado é relativamente pequeno frente ao orçamento federal (em 2018, pouco mais de R\$ 220 milhões). Desse montante, 30% ficam com o Ministério do Meio Ambiente e igual valor é destinado ao Ministério de Minas e Energia (0,1875% do valor da energia produzida, para cada um). Os restantes 40% da parcela da União (0,25% do valor da energia gerada) são destinados ao Fundo Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico (FNDCT) e desse montante, pelo menos 30% dos recursos devem ser destinados a projetos desenvolvidos por instituições de pesquisa sediadas nas regiões Norte, Nordeste e Centro-Oeste, incluindo as respectivas áreas das Superintendências Regionais (Sudene, Sudam e Sudeco). Observe-se que a parcela da ANA é quatro vezes a do ministério ao qual está vinculada e duas vezes superior à soma dos montantes destinados aos Ministérios do Meio Ambiente e de Minas e Energia.

Quanto à parcela dedicada ao FNDCT, cabe mencionar a decisão do Tribunal de Contas da União, que no seu Acórdão nº 1.215/2019 determinou que não devem continuar a fazer parte da CDE alguns dos subsídios que hoje lá estão, por não serem relativos ao setor elétrico, mas representarem políticas públicas não relacionadas ao setor de energia elétrica. Aparentemente há algo similar no caso da CFURH, no que se refere ao financiamento do FNDCT. Caberia, portanto, discutir se a tarifa de energia elétrica, por meio da CFURH deve continuar a financiar o FNDCT, ainda que se trate

de um objetivo meritório. Em 2018, o repasse ao FNDCT a partir da CFURH foi da ordem de 90 milhões de reais.

Logo, entende-se que a distribuição dos recursos arrecadados sob a rubrica da CFURH deve ser discutida em um horizonte de médio prazo, com o objetivo de se obter uma distribuição mais equilibrada. Além disso, observa-se que recursos da CFURH podem estar sendo utilizados para financiar políticas públicas não relacionadas ao setor elétrico.

9.7. Pesquisa e Desenvolvimento (P&D)

Este encargo também destina recursos ao FNDCT. Originalmente foi criado para fomentar pesquisa e desenvolvimento de projetos voltados ao setor elétrico. No entanto a sua aplicação revela-se pouco eficaz em relação aos seus objetivos. A determinação legal é de que as empresas de distribuição destinem, pelo menos, 0,75% da sua receita operacional líquida a atividades de P&D, por meio de projetos aprovados pela Aneel (até o final de 2022 o percentual é de 0,5%).

Para o caso do FNDCT, observa-se que os recursos recolhidos são sistematicamente contingenciados, não cumprindo a determinação legal específica para financiamento de programas e projetos de pesquisa científica e desenvolvimento tecnológico do setor elétrico, bem como na eficiência energética no uso final (Art. 4º, parágrafo 1º, da Lei 9.991/2000).

É importante ressaltar, entretanto, que ao longo dos últimos 10 anos, o Programa de P&D regulado pela Aneel teve a participação de cerca de 10 mil pesquisadores e a publicação de cerca de 3.900 artigos científicos e trabalhos técnico-científicos. Além disso, foram obtidos 1.217 títulos de pós-graduação (*lato e stricto sensu*), solicitados 251 registros de propriedade (incluindo patentes), reduzidos ou mitigados 1.337 impactos socioambientais (ISA 1 a 4), todos em decorrência dos projetos desenvolvidos.

Neste período, verifica-se também um crescimento de escala nos investimentos por projeto, mas sem avanço significativo ao longo da cadeia da inovação.

Atualmente aproximadamente R\$ 500 milhões ao ano são mobilizados em projetos de P&D no âmbito do Programa regulado pela Aneel, dos quais mais de 60% se relacionam à fase de pesquisa aplicada e menos de 1%, apenas, resultam em produtos comercializáveis ou patentes de mercado.

Avaliações externas empreendidas pelo IPEA e pelo GESEL/RedeSist, sobre o impacto do Programa de P&D regulado pela Aneel nesse período, corroboram que há uma baixa performance em termos de propensão a inovar e de agregação de valor dentro do Programa regulado e, conseqüentemente, pelas empresas reguladas. Ou seja, verifica-se um desempenho caracterizado por uma baixa oferta de bens e serviços inovadores para o mercado e baixa agregação de valor ao consumidor de energia elétrica e sociedade.

Em suma, passados quase vinte anos da promulgação da Lei nº 9.991/2000, que estipulou a obrigatoriedade de investimentos em P&D, os resultados para o setor elétrico são extremamente modestos, ou seja, o consumidor é onerado, mas não percebe claramente os benefícios esperados. Vale ressaltar que existe um objetivo no Programa, já destacado no PROP&D, de que “a transformação do resultado da pesquisa em inovação tecnológica é a mola mestra do programa”. Há, ainda, o objetivo explícito da Lei que institui o Programa, que é a “obtenção de resultados de aplicação prática, com foco na criação e no aperfeiçoamento de produtos, processos, metodologias e técnicas”.

É desejável, portanto, que sejam criadas condições para que esses objetivos sejam plenamente atingidos, considerando uma dupla perspectiva: a de um ambiente de inovações tecnológicas mais complexo e a da expectativa de resultados concretos e palpáveis ao setor elétrico, ao consumidor e à sociedade.

Cumprir notar que as obrigações de P&D de geradores e transmissores são ainda mais elevadas que as das distribuidoras e esse custo termina por onerar as tarifas finais dos consumidores.

Esse é mais um ponto que remete à decisão do TCU (Acórdão nº 1.215/2019) referente ao financiamento de políticas públicas por meio da tarifa de energia elétrica e merece uma reflexão mais aprofundada.

Deve-se ressaltar, ainda, a amplitude de objetivos de P&D dispostos na legislação, que menciona “foco na criação de produtos”, mas também inclui a formação de recursos humanos, meio ambiente, financiamento de estudos de inventário, entre outros temas. Talvez fosse desejável buscar um conjunto mais específico de resultados, em vez de dispersar esforços sem objetivos claramente definidos.

Nesse sentido, convém mencionar a proposta contida no PLS 232/2016, resultante da Consulta Pública n. 33/2017, que prevê a destinação de recursos de P&D a instituições públicas e privadas previamente cadastradas para realização de estudos de interesse do setor.

Com relação à destinação dos recursos de P&D, o art. 4º da Lei nº 9.991/2000 determina que 20% sejam direcionados ao MME, a fim de custear os estudos e pesquisas de planejamento da expansão do sistema energético, bem como os de inventário e de viabilidade necessários ao aproveitamento dos potenciais hidrelétricos. Porém, o Decreto nº 5.879/2006, que regulamenta essa lei, estabelece que tais recursos serão recolhidos ao Tesouro Nacional. A destinação direta às instituições lhes daria maior autonomia no desenvolvimento dos estudos.

Diante o exposto, conclui-se pela necessidade de aprimorar a legislação no sentido de reavaliar os recursos para P&D e, enquanto perdurar o financiamento de P&D por meio do setor elétrico, demandar contribuição de todas as fontes de energia, haja vista que, atualmente, algumas fontes de geração são oneradas e outras são isentas (eólica, solar, biomassa, pequenas centrais hidrelétricas e cogeração qualificada),.

9.8. Eficiência Energética

Este encargo está regulamentado na mesma diploma legal que o de pesquisa e desenvolvimento, a Lei de nº 9.991/2000 que, desde a sua criação, passou por diversas modificações. Até 2022, o percentual sobre a receita líquida das distribuidoras é de 0,5% e a partir de 2023, será reduzido para 0,25%. Para as distribuidoras de pequeno porte (vendas anuais de até 1000 GWh), mesmo a partir de 2023, o percentual aplicado em eficiência energética poderá ficar entre 0,25% e 0,5% da receita operacional líquida.

A legislação autorizou que até 80% dos recursos dos programas de eficiência energética das distribuidoras (ou seja, 0,4% da receita operacional líquida) fossem aplicados em unidades consumidoras beneficiadas pela Tarifa Social de Energia Elétrica, em comunidades de baixa renda e em comunidades rurais. Ao mesmo tempo, 20% dos recursos (0,1% da receita operacional líquida) seriam destinados a financiar o Programa Nacional de Conservação de Energia Elétrica (Procel).

Durante os primeiros anos após a edição da Lei nº 9.991/2000 houve uma intensa mobilização das distribuidoras para substituir eletrodomésticos (especialmente geladeiras) por outros mais eficientes.

Além dessas ações das concessionárias, deve-se destacar o Programa de Eficiência Energética regulado pela Aneel – PEE, cujos investimentos entre 1998 e 2017 proporcionaram uma economia de mais de 52 TWh. O PEE promove a substituição de equipamentos ineficientes em diversos usos finais (iluminação, motores, refrigeração), e também promove a mudança de hábito dos consumidores por meio de projetos educacionais, além da instalação de geração distribuída.

Os projetos educacionais são uma importante interface entre o PEE e o Procel, haja vista que são o principal meio de aplicação da metodologia “Natureza da Paisagem”, desenvolvida pelo Procel. Portanto, o programa regulado pela Aneel promove diretamente os resultados obtidos pelo Procel.

Outro aspecto importante a se considerar é que as atividades relativas a eficiência energética têm como efeito a postergação de investimentos. Os valores investidos são inferiores àqueles que seriam necessários para a expansão do sistema, o que é benéfico aos consumidores, especialmente quando se observa que a energia economizada não se refere apenas à geração, mas a toda a cadeia produtiva do serviço de energia elétrica.

Ao longo do tempo outras ações foram sendo desenvolvidas, e em outubro de 2018 (REN nº 830/2018) a Aneel aprovou uma revisão nos procedimentos para os programas de eficiência energética. Conforme o site da Agência, “o valor aplicado pelo programa em 2017 alcançou R\$ 543,7 milhões em ações que combatem o desperdício de energia. Ainda há um saldo importante no programa para investimentos em eficiência energética, da ordem R\$ 1,8 bilhão”⁵. A existência desse saldo significativo levanta a hipótese de os

⁵ http://www.aneel.gov.br/sala-de-imprensa-exibicao-2/-/asset_publisher/zXQREz8EVIZ6/content/aprovada-revisao-dos-procedimentos-do-programa-de-eficiencia-energetica/656877?inheritRedirect=false

valores do encargo serem mais altos do que o necessário ou estarem acima da capacidade dos agentes envolvidos de aplicar os recursos recebidos.

No caso do Procel, houve uma série de benefícios que podem ser conhecidos em detalhe no site de informações⁶ do programa.

Diante o exposto, verifica-se que os recursos destinados a Eficiência Energética, apesar dos resultados exitosos para o país, não têm sido plenamente utilizados, o que pode indicar excesso na alíquota estipulada ou limites na capacidade de aplicação desses recursos.

9.9. Reserva Global de Reversão (RGR) e Proinfa

Ambos os encargos se encontram, na prática, extintos, sem acarretarem novos dispêndios para os consumidores. Dessa forma, para o escopo deste trabalho, não merecem maior aprofundamento.

9.10. Subsídios implícitos à geração distribuída.

Embora não haja nenhum dispositivo em lei ou decreto que garanta explicitamente subsídios à Geração Distribuída (GD), na prática existem subsídios cruzados ocultos, de forma que os consumidores que não fazem uso da GD subsidiam parcialmente, de forma implícita, aqueles que se utilizam dessa forma de suprimento.

Em 2012, a Aneel publicou a Resolução Normativa – REN nº 482 com o objetivo de reduzir as barreiras para a conexão da micro e minigeração distribuída. Na referida Resolução, criou-se o Sistema de Compensação de Energia Elétrica, mecanismo que permite que a energia excedente gerada por uma unidade consumidora com micro ou minigeração seja injetada na rede da distribuidora e posteriormente utilizada para abater o seu consumo mensal. O modelo vigente desse mecanismo (mantido na sua forma original após a revisão da REN nº 482/2012 pela REN nº 687/2015) estabelece que a energia injetada pelos consumidores que dispõem de GD (“prossumidores”) seja utilizada para abater integralmente a energia por eles recebida das distribuidoras e consumida (que inclui, além da energia, todos os demais componentes tarifários), de modo que a energia injetada na rede pelo micro ou minigerador acaba sendo valorada pela tarifa de energia elétrica estabelecida para os consumidores. Em outras palavras, o kWh entregue pelos prossumidores é valorado por um preço muito superior ao do kWh entregue pelas distribuidoras.

Deve-se destacar que os prossumidores pagam apenas o valor líquido entre a energia que recebem da rede e a energia que injetam nessa mesma rede, excluídos o pagamento do consumo mínimo e da taxa de conexão. Dessa forma, a depender dos

⁶ <http://www.procelinfo.com.br/main.asp>

equipamentos de que dispõe e das condições meteorológicas, o prosumidor pode tornar-se autossuficiente ou pagar valores muito baixos às distribuidoras.

Diante da necessidade de definir uma forma de valoração da energia injetada na rede pelo micro ou minigerador que permita o crescimento sustentável da geração distribuída no país, a Aneel está reavaliando as regras da REN 482/82012, conforme Audiência Pública nº 01/2019, inserida na Agenda de Desoneração Tarifária⁷ desenvolvida pela Agência. Na avaliação em curso na Aneel, a Análise de Impacto Regulatório disponibilizada na Audiência levanta alternativas para o modelo do Sistema de Compensação de Energia Elétrica, mostrando os custos e benefícios tanto para os consumidores que desejam instalar a micro ou minigeração, como para os demais usuários da rede de distribuição.

Com a regulamentação vigente, a opção por GD tem sido feita por um número crescente de consumidores por uma razão básica, que é a atratividade econômica. Essa vantagem é tanto mais significativa quanto maior for a tarifa de distribuição e mais pesados forem os encargos existentes na tarifa. A opção pela GD é, em algum grau, uma tentativa por parte dos consumidores de se isentar do pagamento desses encargos.

Conforme entendimento da SECAP (Ministério da Economia), essa sistemática tem o viés de perpetuar e agravar distorções. De fato, *“não se trata de um sistema no qual o pagamento é reduzido na medida em que a fonte se torna mais competitiva com a evolução tecnológica. Pelo contrário, como depende do valor da tarifa que, usualmente, cresce, o valor pago ao prosumidor também cresce; enquanto os custos de implantação são reduzidos, gerando uma rentabilidade desproporcional, custeada pelos demais consumidores que não possuem equipamentos de GD.”*⁸.

*“Outro tipo de distorção no sinal de preços decorre da desconsideração da relação entre oferta e demanda nos momentos de injeção e consumo de energia da rede elétrica. Como ocorreria em um mercado de concorrência perfeita (desconsiderando-se, portanto, custos de transação), se o prosumidor injetasse energia na rede em um momento de baixa demanda frente à oferta, ele deveria receber também um valor mais baixo pela energia gerada em função do momento de geração. Analogamente, se ele figura como um consumidor líquido em um momento de alta demanda, deveria pagar mais pelo MWh consumido naquele período. A mesma analogia vale para o uso infraestrutura da rede de distribuição.”*⁹

Cabe mencionar que, mesmo tendo se tornado mais acessíveis e simples nos últimos anos, a instalação de painéis solares em residências ou pequenas empresas não é uma opção para a imensa maioria dos consumidores, que não dispõem de capacidade financeira para o investimento inicial necessário. Assim, a GD é uma alternativa apenas

⁷<https://www.aneel.gov.br/documents/656877/15495819/Agenda+de+Desonera%C3%A7%C3%A3o+Tarif%C3%A1ria+-+ANEEL/54e8a4b3-7889-e585-b820-6db4ceb31329?version=1.3>

⁸ Visão da SECAP sobre o Setor de Energia – O caso da Micro e Minigeração Distribuída – Ministério da Economia – junho/2019

⁹ Idem.

para uma fatia de consumidores de maior poder aquisitivo. Os menos favorecidos não têm opção, a não ser continuar com o relacionamento tradicional com a distribuidora de energia.

Observe-se que, quanto mais consumidores aderem à GD e reduzem a compra de energia das concessionárias, mais pesado se torna para os demais consumidores financiar a estrutura da rede que lhes serve, porque as tarifas ficam mais elevadas. E quanto mais se elevam as tarifas, mais atraente se torna a GD, o que gera um círculo vicioso que, mantidas as condições regulatórias atuais, terminará por levar a uma situação em que apenas aqueles consumidores mais carentes e os que não possuem espaço para a instalação ou não têm condição de instalar a GD, continuarão a comprar energia das concessionárias e a suportar os encargos existentes nas tarifas. A literatura internacional intitula esse fenômeno de Espiral da Morte¹⁰.

Cabe ressaltar que, conforme informam as distribuidoras, as tarifas de conexão que os usuários de micro e minigeração pagam para se manter ligados à rede não são suficientes para remunerar, proporcionalmente, os custos que esses consumidores acarretam. Ou seja, parte desses custos já é arcada pelos demais consumidores.

Todavia existe mais um aspecto que pode ser entendido como um subsídio oculto aos usuários de GD e é bastante significativo: o sistema da distribuidora funciona como uma barra infinita e *back-up* para esses usuários. De fato, a imensa maioria dos quem optam pela GD não faria uso dessa alternativa se tivessem que ser completamente independentes, ou seja, se, em caso de falha nos seus equipamentos ou condições meteorológicas desfavoráveis, tivessem que ficar sem suprimento de energia por períodos longos e indefinidos. Nesses casos, os recursos necessários para montar um sistema de *back-up* próprio provavelmente inviabilizariam o investimento em GD.

Algo semelhante ocorre com aqueles que são moradores de condomínios verticais, haja vista que a área disponível para instalar os equipamentos, quase sempre, não seria suficiente para atendê-los. Dessa forma, necessitam montar sua instalação de GD em outro local e usar a rede da distribuidora para ter acesso à sua energia produzida remotamente.

Como se percebe, a existência da rede da distribuidora é o que viabiliza, na grande maioria dos casos, as instalações de geração distribuída, mas esses consumidores contribuem de forma reduzida e menos que proporcional para a sustentabilidade econômica dessa rede. Pode-se verificar nos usuários de GD aquilo que em Economia chama de “comportamento *free rider*”.

O Ministério da Economia fez uma estimativa do volume desses subsídios ocultos e chegou a números preocupantes¹¹:

¹⁰ Nicholas D.Laws, Brenden P.Epps, Steven O.Peterson, Mark, S.Laser, G Kamau Wanjiru. On the utility death spiral and the impact of utility rate structures on the adoption of residential solar photovoltaics and energy storage. Applied Energy. Volume 185, Part 1, January 2017.

¹¹ Nota Técnica SEI nº 3/2019/SRM/SDI/SEPEC-ME (SEI/ME nº 2172518)

“i) O fluxo de caixa até 2035 (horizonte utilizado na AIR da Aneel) foi trazido a valor presente valendo-se da taxa de juros do Tesouro IPCA+2035 vigente em 05 de abril de 2019 (4,47%), que é o custo do incremento da dívida pública em um duration idêntico ao horizonte definido neste estudo. Este parâmetro comparativo é importante pois, no limite, políticas públicas podem ser implementadas com recursos públicos, mediante incremento na dívida – e, independentemente de ser um custo associado ao pagador de impostos ou ao consumidor de energia elétrica, falam-se aqui de decisões que drenam valor da economia, sendo alocados de maneira forçada em um determinado segmento, em detrimento de outros. Também foi calculado o valor presente utilizando o WACC regulatório de 8,09%, a título de referência. Os resultados encontrados estão disponíveis na Tabela 2.

Tabela 02: Subsídios implícitos no sistema elétrico para a MMGD, em valor presente do acumulado 2020-2035

		VPL (2020-35)	
		@ 4,47%	@ 8,09%
Renúncia de receita (R\$)	s/ imp	66.697.691.565	45.637.488.487
	c/ imp	96.548.543.397	66.062.751.713
Valor do consumo simultâneo (R\$)	s/ imp	-25.958.741.557	-17.762.110.519
	c/ imp	-37.576.693.090	-25.711.622.967
Consumo mínimo (100 kWh) (R\$)	s/ imp	-634.053.177	-433.847.018
	c/ imp	-917.826.528	-628.017.202
Custo alternativo da geração solar centralizada (R\$)	s/ imp	-16.568.862.968	-11.337.143.389
	c/ imp	-23.984.332.108	-16.411.132.901
Custo implícito total (rateado pelos demais usuários) (R\$)	s/ imp	23.536.033.862	16.104.387.561
	c/ imp	34.069.691.670	23.311.978.644

Desta forma, observa-se que a decisão de permanecer com a política atual de MMGD pelo net metering custará ao sistema elétrico brasileiro (em valor presente da diferença acumulada entre 2020 e 2035, descontada ao custo incremental da dívida) R\$23 bilhões, com mais R\$11 bilhões de renúncia fiscal, totalizando R\$34 bilhões.

Para ilustrar a dimensão deste valor, o limite de pagamento para 2019 das obras públicas do Programa de Aceleração do Crescimento (PAC), que inclui todos os setores, após contingenciamento, soma R\$12 bilhões. Este comparativo é importante para que a sociedade compreenda os reais custos associados às decisões na esfera da administração pública, fazendo as escolhas que exigem um cenário de recursos escassos e desejos ilimitados.”

Diante do exposto, entende-se que não parece justo que os usuários de maior poder aquisitivo transfiram para os de menor capacidade econômica o ônus de conferir a segurança energética que um sistema de GD requer, quando esses últimos não se beneficiam dessa alternativa de suprimento. Por conseguinte, consideramos que se faz necessário aprofundar esse tema de forma a explicitar esse subsídio e buscar uma solução mais equilibrada para esse problema, que repercuta na sustentabilidade das concessões de distribuição.

Vale ressaltar que os documentos do Ministério da Economia abordam experiências internacionais, cujas lições recomendam cautela nas decisões acerca desse tema.

10. Diagnóstico Geral e Ações Propostas

10.1. Diagnóstico geral

Diante do exposto, pode-se concluir:

- a) Existe espaço para redução de alguns encargos, com reflexo nas tarifas dos consumidores;
- b) A redução dos encargos, na maioria dos casos, necessita de alterações em leis;
- c) Há casos em que a redução dos encargos, caso ocorra, precisa ser feita de forma gradativa;
- d) A eventual redução ou eliminação de alguns encargos necessita de análise técnica minuciosa. É o caso dos Encargos de Serviços de Sistema (ESS) e do Encargo de Energia de Reserva (EER);
- e) 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;
- f) A distribuição dos recursos arrecadados sob a rubrica da CFURH deve ser discutida, com o objetivo de torná-la mais equilibrada;
- g) Os recursos para P&D necessitam de uma revisão, pois alguns agentes geradores são onerados e outros são isentos;
- h) Os recursos destinados a Eficiência Energética proporcionaram resultados positivos, embora não tenham sido plenamente utilizados, o que pode indicar excesso na alíquota estipulada ou limites na capacidade de aplicação dos recursos;
- i) Os recursos de P&D e da CFURH podem estar sendo utilizados para financiar políticas públicas não relacionadas ao setor elétrico.

10.2. Ações Propostas

- a) Sugerir formalmente as alterações legais apontadas no Relatório Final da Consulta Pública nº 45/2018;
- b) Possibilitar que empreendimentos de micro e mini geração distribuída façam uso da sub-rogação de CCC, nos sistemas isolados e implementar as alterações possíveis por mecanismo infralegal;
- c) Estudar a possibilidade de redução das alíquotas da TFSEE;
- d) Reduzir a alíquota do encargo de Eficiência Energética ou retirar sua cobrança da tarifa quando houver saldo de recursos excedentes. Poderia ser estabelecido um dispositivo legal que retirasse a cobrança do encargo de Eficiência Energética das tarifas quando o saldo na conta atingisse valores máximo e

- mínimo estipulados. Ou seja, a cobrança seria acionada quando o valor mínimo fosse atingido, e, retirada, quando o valor máximo fosse alcançado;
- e) Avaliar a conveniência de rediscutir a divisão de recursos da CFURH
 - f) Avaliar se há, sob o ponto de vista legal, à luz do Acórdão TCU nº 1.215/2019, pertinência no financiamento do FNDCT por meio da tarifa de energia elétrica;
 - g) Realizar os estudos técnicos necessários para a redução do ESS. No curto prazo, esses estudos devem ser realizados considerando a implantação do PLDh.
 - h) Realizar os estudos necessários visando buscar alternativa para garantir a segurança do fornecimento de energia elétrica, de forma mais adequada, em substituição à operação de usinas remuneradas por EER;
 - i) Eliminar a diferença de tratamento entre os diversos geradores na cobrança do encargo de P&D, o que pode propiciar uma alíquota menor e eliminar uma distorção de mercado;
 - j) Aprofundar os estudos sobre os subsídios implícitos na GD, tendo por base o realismo tarifário, creditando os prossumidores 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. O objetivo seria definir uma política pública em relação ao tema a ser implementada pela Aneel.

11. Atores afetados pelas propostas

	TSEE	Subsídio a Fontes Incentivadas	Subsídio para Irrigação e Aquicultura
Consumidores Livres	Impacto positivo pela redução do subsídio.	Impacto positivo pela redução do subsídio.	Impacto positivo pela redução do subsídio.
Consumidor especial	Impacto positivo pela redução do subsídio	Impacto negativo pela perda do subsídio.	Impacto positivo pela redução do subsídio.
Consumidor regulado			
Irigantes	Impacto positivo pela redução do subsídio nas tarifas	Impacto positivo pela redução do subsídio nas tarifas	Impacto negativo pelo aumento das tarifas com a retirada do subsídio.
Demais			Impacto positivo pela redução do subsídio nas tarifas
Baixa Renda	Indiferente para os que recebem bolsa família. Impacto negativo para os consumidores inscritos no CadUnico, não inscritos no Bolsa Família	Indiferente, visto que essa classe de consumo não paga CDE.	Indiferente, visto que essa classe de consumo não paga CDE.
Fontes incentivadas	Indiferente.	Impacto negativo pela perda da reserva de mercado e possível diminuição do subsídio, a depender da alternativa de valoração de atributos.	Indiferente.
Fontes Convencionais	Indiferente.	Impactadas positivamente pela redução dos incentivos às fontes incentivadas, entretanto só haveria ganho real com a abertura do mercado.	Indiferente.
Distribuidora	Pode impactar negativamente pelo aumento da inadimplência e perdas comerciais	Pode ser impactada positivamente pela diminuição do valor da tarifa e diminuição de inadimplência e perdas comerciais	Pode ser impactada positivamente pela diminuição do valor da tarifa e diminuição de inadimplência e perdas comerciais

12. Sugestões de implantação das ações

12.1. Ações referentes à Consulta Pública nº 45/2018

Encaminhar formalmente as alterações legais apontadas no Relatório Final da Consulta Pública nº 45/2018, conforme segue:

I - que os benefícios da Tarifa Social de Energia Elétrica sejam restritos aos cadastrados no Bolsa Família:

A TSEE foi criada pela Lei 12.212/2010. Nela são fixados os critérios para a elegibilidade para recebimentos dos benefícios. Para a efetividade da proposta, essa lei necessitaria ser alterada, conforme abaixo:

Art. 1º - A Lei 12.212, de 20 de janeiro de 2010, passa a vigorar com a seguinte redação:

“Art 2º

.....
I - seus moradores deverão pertencer a uma família inscrita no Programa Bolsa Família, criado pela Lei nº 10.836, de 9 de janeiro de 2004, ou”

Art. 2º - Essa Lei entra em vigor seis meses após a data de sua publicação.

Além da restrição dos beneficiários ao Programa Bolsa Família, é sugerido um prazo para entrada em vigor das alterações para dar melhor previsibilidade aos agentes atingidos e permitir às distribuidoras adequar o seu cadastro de consumidores.

II – Extinção imediata do subsídio para fontes incentivadas para novas outorgas, não continuidade para renovação de outorgas e extinção dos descontos aplicados na TUSD e TUST para os consumidores de fontes incentivadas.

Esse subsídio está previsto na Lei nº 9.427/96 e, portanto, necessita de alteração legislativa, que antecipe o fim dos incentivos, evitando o crescimento das despesas atualmente financiadas por meio da CDE.

Uma proposta de redação poderia ser:

Art. 1º - A Lei nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996, passa a vigorar com a seguinte redação:

“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 constante do instrumento inicial de outorga, em prorrogações ou alterações de suas outorgas;
e

II – não serão aplicados aos empreendimentos outorgados após a entrada em vigor deste inciso.

III – não incidirão sobre o consumo a partir da entrada em vigor desse inciso, respeitados os contratos vigentes.

III – Eliminar gradualmente os descontos para a atividade de irrigação e aquicultura

O desconto para a atividade de irrigação e aquicultura está previsto em lei. Assim, para a efetivação da proposta aqui sugerida existe a necessidade de uma alteração legislativa. Abaixo segue sugestão de texto para tratar do tema;

Art. 1º - A Lei 10.438, de 26 de abril de 2002, passa a vigorar com a seguinte redação:

Art. 25.

.....
§4º - Os descontos previstos no caput serão reduzidos à proporção de 20% ao ano nos reajustes tarifários iniciados a partir de janeiro do ano subsequente à entrada em vigor desse parágrafo.

IV – Possibilitar que empreendimentos de micro e mini geração distribuída façam uso da sub-rogação de CCC, nos sistemas isolados

Conforme estudos realizados, há viabilidade de se implantar geração distribuída e reduzir custos nos sistemas isolados com a sub-rogação de CCC. A sub-rogação da CCC está prevista em lei. Assim, para a efetivação da proposta aqui sugerida existe a necessidade de alteração legislativa. Abaixo segue sugestão de texto para tratar do tema:

Art. 1º - A Lei 9.648, de 27 de maio de 1998, passa a vigorar com a seguinte redação:

Art. 11.

.....
§4º -

II - Respeitado o prazo máximo fixado no § 3º, sub-rogar-se-á no direito de usufruir da sistemática ali referida, pelo prazo e forma a serem regulamentados pela Aneel, o titular de geração para (...);

12.2. Grupos de Trabalho

Constituir grupos de trabalho para aprofundar os seguintes temas, propondo, ao final de suas atividades, eventuais modificações que se façam necessárias ou convenientes nas políticas e na legislação em vigor:

I - Redução da Taxa de Fiscalização (TFSEE);

II – Eficiência Energética e P&D;

III – CFURH;

IV – Encargos de Serviços de Sistemas;

V – Encargo de Energia de Reserva;

VI – Conta de Consumo de Combustíveis

VII – Geração Distribuída.

13. Estratégias de monitoramento

As medidas aqui apontadas têm, basicamente, uma finalidade: aperfeiçoamentos no setor elétrico que acarretarão a redução de tarifas para o consumidor.

Para atingir esse objetivo são necessários aprimoramentos na legislação e há dois horizontes temporais que nortearão as ações a serem implementadas: 1) sugestões de mudanças imediatas na legislação; e 2) propostas de alterações legais que surgirão dos resultados produzidos pelos grupos de trabalho.

Assim sendo, o monitoramento dessas ações é bastante simples, qual seja verificar se as sugestões de alterações legais (as imediatas e as que surgirem dos grupos de trabalho) foram efetivadas.

As consequências das medidas implementadas serão observadas sobre as tarifas quando forem feitos os cálculos pela Aneel, que poderá apontar as repercussões para os consumidores.

14. Conclusão

Com a criação do Grupo de Trabalho de Modernização do Setor Elétrico, vários temas foram elecados para serem estudados com maior profundidade. Um deles é o referente a encargos e subsídios presentes na tarifa de energia elétrica.

Este relatório tratou de evidenciar as questões mais relevantes da atual situação de todos os encargos e subsídios do setor. Uma das bases utilizadas foi o relatório final da Consulta Pública MME nº 45/2016, o qual abordou todos os subsídios custeados pela CDE.

Naquele documento foram apresentadas algumas sugestões para a redução estrutural dos subsídios por meio de ações tanto no campo infralegal quanto legal. Algumas dessas ações foram colocadas em prática, como a publicação do Decreto nº 9.642/2018, o qual promoveu a redução gradual dos subsídios concedidos à Classe Rural, às empresas de água e saneamento e às cooperativas de eletrificação rural.

Entretanto, algumas ações ainda precisam ser levadas adiante. Por isso, neste relatório, elas foram apontadas, inclusive com a sugestão de alterações legislativas para que pudessem produzir o efeito desejado.

Como visto ao longo deste documento, ele não se concentrou apenas nos subsídios custeados pela CDE. Os demais encargos presentes na estrutura tarifária também foram abordados.

Alguns deles possuem peso pequeno no valor final da tarifa, como o ONS e TFSEE. Para o primeiro, não foram apontadas mudanças, enquanto para o segundo, por conta do seu contingenciamento pelo Ministério da Economia, sugeriu-se uma redução.

O ESS e o EER são encargos voltados para a operação do sistema e sua confiabilidade. Por isso, modificações em sua estrutura devem vir acompanhadas de um estudo técnico mais aprofundado. No caso do EER, algumas medidas sugeridas em outros grupos podem ter impacto em sua estrutura ou, até mesmo, em sua continuidade.

Também foi feita uma abordagem sobre os subsídios cruzados implícitos no atual sistema de compensação criado para fomentar a micro e minigeração distribuída. Em algumas áreas de concessão, o montante desse subsídio pode colocar em risco a sustentabilidade da atividade de distribuição de energia elétrica. Além disso, os consumidores de menor poder aquisitivo estão, de forma pouco transparente, financiando os detentores dos ativos desse tipo de geração, o que pode não ser positivo num país com a desigualdade social que se verifica no Brasil.

Em suma, foram analisados os encargos e subsídios presentes na tarifa de energia elétrica, sendo elencadas algumas ações para que as propostas sugeridas tenham efeito, trazendo algum alívio nas contas dos consumidores brasileiros. Algumas são de aplicabilidade mais direta, como no caso dos subsídios da CDE, outras necessitam de um aprofundamento maior, como no caso dos encargos relacionados à operação do sistema.