

VISÃO DA SECAP SOBRE O SETOR DE ENERGIA



Encargos do Setor Elétrico -
Um Breve Diagnóstico

DEZEMBRO/2019

MINISTRO DA ECONOMIA

Paulo Roberto Nunes Guedes

SECRETÁRIO ESPECIAL DE FAZENDA

Waldery Rodrigues Júnior

**SECRETÁRIO DE AVALIAÇÃO, PLANEJAMENTO,
ENERGIA E LOTERIA**

Alexandre Manoel Angelo da Silva

SUBSECRETÁRIO DE ENERGIA

Leandro Caixeta Moreira

COORDENADORA-GERAL DE ENERGIA ELÉTRICA

Fernanda Gomes Pereira

EQUIPE TÉCNICA

Bruno Beltrame

Thais Abraham Chaves

Nesta terceira edição do informativo “Visão da SECAP sobre o setor de Energia”, publicado sem uma periodicidade definida, vale ressaltar que este informativo traz uma análise sobre aspectos regulatórios e concorrenciais do setor de energia (Incluindo energia elétrica, petróleo, gas natural e biocombustíveis), com o objetivo de dar publicidade ao tema, fomentar o debate público e colher sugestões de aprimoramento da política pública analisada.

Informações:

Secretaria de Avaliação, Planejamento, Energia e Loteria

Tel: (61) 3412-2358/2360

Ministério da Economia

Esplanada dos Ministérios, bloco P, 2o andar, sala 211. 70048-902 - Brasília-DF

1. INTRODUÇÃO

A tarifa de energia elétrica no Brasil engloba basicamente quatro grandes componentes: (i) a energia gerada; (ii) a transmissão da energia gerada até grandes centros de consumo; (iii) a distribuição da energia até os consumidores; e (iv) encargos setoriais (subsídios para prover políticas públicas, taxa de fiscalização e custos relacionados à operação do sistema).

Além destes, o preço final ao consumidor ainda embute os tributos incidentes sobre a energia elétrica, que são o ICMS (estadual) e o PIS e a COFINS (federais), que mantêm uma participação aproximada de 28% no total do preço final da energia elétrica no Brasil. Para fins de análise da evolução do peso dos encargos setoriais na conta de energia elétrica do consumidor brasileiro, excluiremos os aludidos impostos da análise.

Os encargos setoriais são instituídos por leis aprovadas pelo Congresso Nacional e representam aproximadamente 14% da composição da tarifa¹. Os objetivos gerais dos encargos são a viabilização de políticas públicas para o Setor Elétrico Brasileiro (SEB) e a remuneração de alguns serviços inerentes à operação plena do Sistema Interligado Nacional (SIN) [1].

Apesar da total legitimidade do Congresso Nacional em instituir políticas públicas, este texto objetiva alertar para o fato de que os encargos setoriais têm aumentado sua participação na tarifa de energia elétrica, distorcendo o custo desse serviço público no Brasil. A existência dessa distorção é prejudicial ao setor elétrico como um todo, constituindo-se em uma das principais causas das ineficiências nesse mercado, prejudicando a competitividade dos preços da energia elétrica.

O módulo 5 dos Procedimentos de Regulação Tarifária (PRORET), da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), detalha a forma de cálculo dos encargos setoriais reconhecidos nas tarifas pagas pelos consumidores de energia elétrica. São eles:

- Conta de Desenvolvimento Energético (CDE)
- Conta de Consumo de Combustíveis Fósseis (CCC)
- Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia (PROINFA)
- Taxa de Fiscalização dos Serviços de Energia Elétrica (TFSEE)
- Contribuição ao Operador Nacional do Sistema (ONS)
- Pesquisa e Desenvolvimento (P&D) e Eficiência Energética (EE)
- Compensação Financeira pela Utilização de Recursos Hídricos (CFURH)
- Reserva Global de Reversão (RGR)
- Encargo de Serviço de Sistema (ESS) e Encargo de Energia de Reserva (EER)

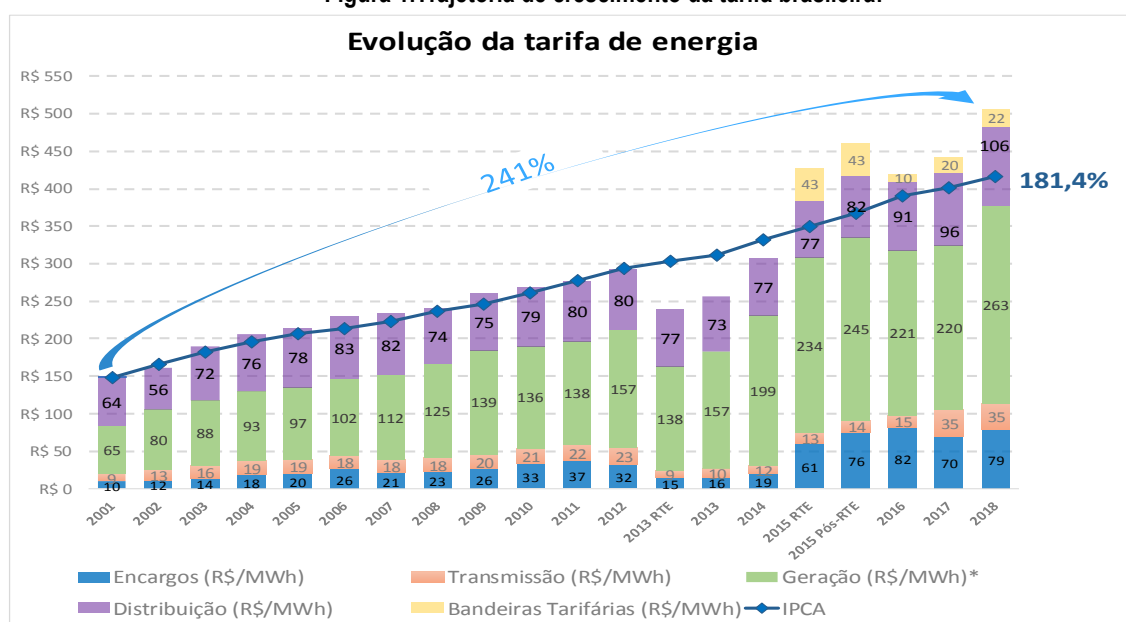
Com vistas ao incremento da produtividade na economia brasileira, é desejável ter um mercado de energia elétrica competitivo e eficiente, com sinais de preços que induzam o consumo de forma racional. Nesse sentido, é premente reduzir as distorções existentes. Esta publicação visa lançar luzes sobre os encargos setoriais pagos pelos consumidores e sua dimensão no preço final da energia elétrica, assim como apresentar sugestões para racionalizá-los.

¹ Tarifa Baixa Tensão, sem tributos, a valores de maio de 2019.

2. O CUSTO DA ENERGIA ELÉTRICA NO BRASIL E A RELEVÂNCIA DA PARCELA DE ENCARGOS – ANÁLISE COMPARATIVA

A tarifa média de energia elétrica cresceu 241% entre 2001 e 2018, conforme observação na Figura 1. O preço da energia elétrica tem crescido mais do que o Índice Nacional de Preços ao Consumidor Amplo (IPCA) - índice de inflação utilizado para decisões de política monetária, que oscilou 181% no mesmo período. Ou seja, a energia elétrica tem se tornado mais cara em termos reais, impactando o poder de compra da população e a competitividade da economia.

Figura 1. Trajetória de crescimento da tarifa brasileira.



Fonte: Elaboração própria com base em [2].

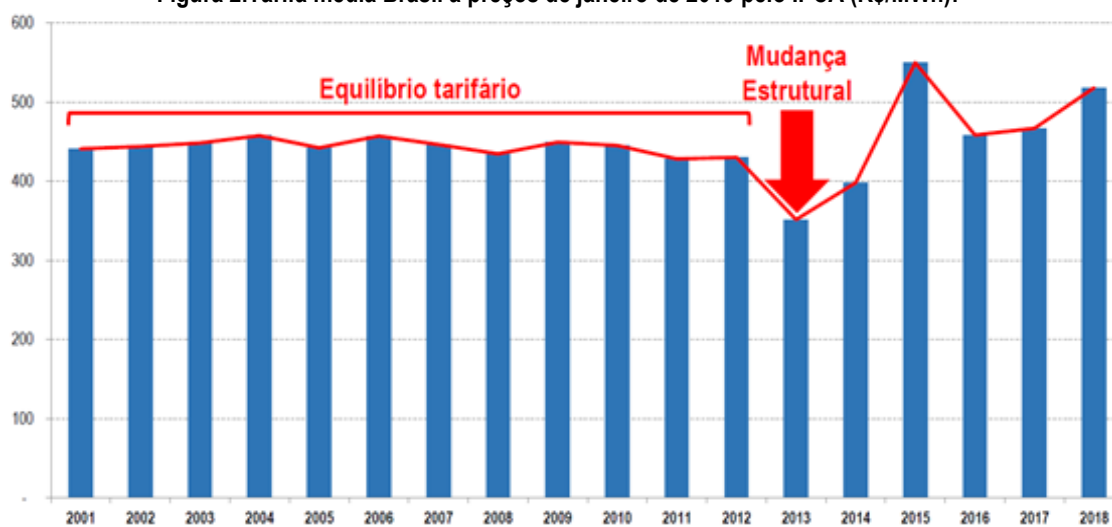
Nesse período, a parcela da tarifa relativa à distribuição foi a que menos cresceu, mostrando a eficácia da regulação por incentivos e a modicidade alcançada nos processos de revisão tarifária conduzidos pela ANEEL. Em termos reais, a variação no período analisado foi negativa, ou seja, o custo pago pelo consumidor para ter o serviço de distribuição de energia elétrica cresceu menos que os índices inflacionários.

Com relação à transmissão de energia elétrica, houve certa estabilidade até 2012, quando respondiam por cerca de 8% da tarifa. Naquele ano, ocorreu uma tentativa artificial de redução das tarifas (Medida Provisória (MP) nº 579, de 2012), com esse percentual caindo para aproximadamente 4% do total da tarifa. Na oportunidade, todo o custo de capital foi retirado das tarifas, com a promessa de que seriam futuramente indenizados.

Como não foi possível realizar a indenização dos ativos com recursos do Tesouro Nacional, houve forte aumento da componente em 2017, quando o custo de capital voltou a compor as tarifas, adicionando-se também os valores que deixaram de ser recuperados entre janeiro de 2013 e junho de 2017. Comportamento semelhante pode ser verificado nos custos com geração de energia elétrica.

Pode-se também depreender da Figura 1 que, até 2012, as tarifas de energia elétrica vinham evoluindo marginalmente abaixo dos índices inflacionários. A MP nº 579/2012 desestruturou a trajetória dos preços da energia elétrica, descolando os valores da evolução dos índices inflacionários. A ruptura na evolução da tarifa produzida pela MP nº 579/2012 pode também ser inferida ao analisarmos a evolução da tarifa média do Brasil, em termos reais. A redução artificial é rapidamente substituída por um substancial aumento no ano de 2015 (Figura 2), que levou a tarifa para patamares maiores que aqueles que vigiam anteriormente.

Figura 2. Tarifa média Brasil a preços de janeiro de 2019 pelo IPCA (R\$/MWh).



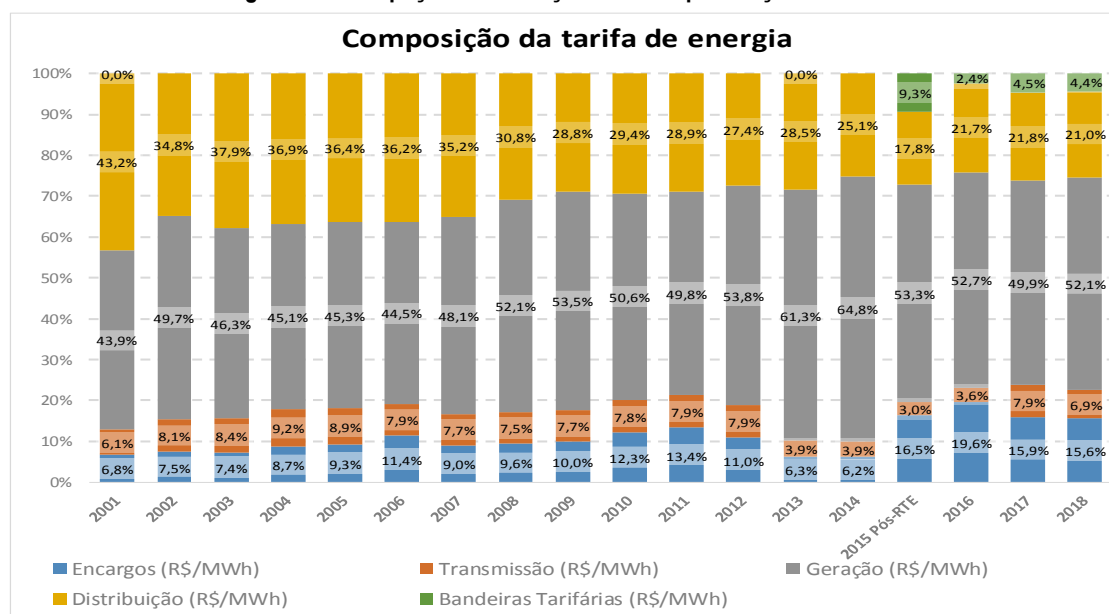
Fonte: [3].

Os encargos setoriais foram o principal responsável pelo aumento tarifário no período pós MP nº 579/2012. No começo dos anos 2000, os encargos setoriais eram praticamente desprezíveis, mas, no biênio 2015-2016, chegaram a rivalizar com todo o custo de capital e operacional de todas as redes e ativos de distribuição de energia elétrica no Brasil.

Esse forte aumento dos encargos setoriais contribuiu para tornar a tarifa residencial brasileira muito cara, empobrecendo o consumidor brasileiro. Por exemplo, de acordo com a Agência Internacional de Energia (do inglês, *International Energy Agency* - IEA), a tarifa brasileira é a 6ª maior tarifa entre 22 países (USD/MWh), conforme Figura 4.

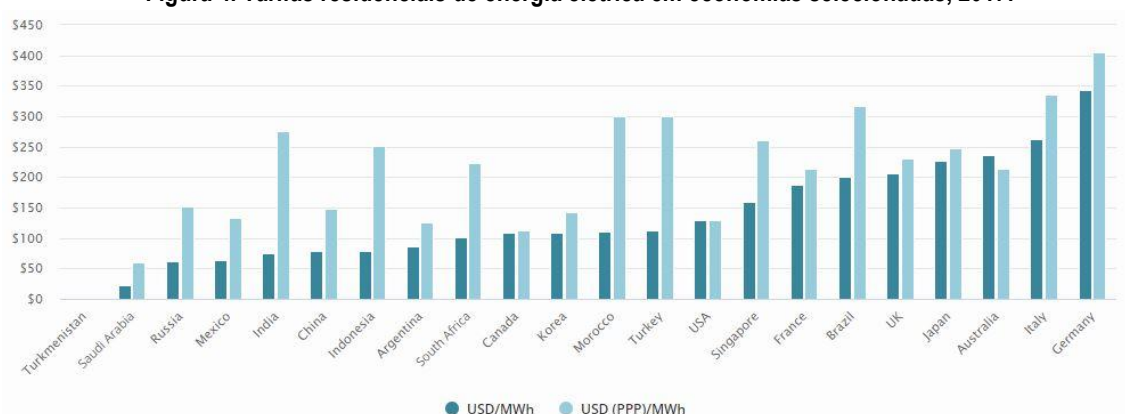
Ao comparar as tarifas por meio das taxas de câmbio ajustadas pela paridade de poder de compra (do inglês *Purchase Power Parity* - PPP), o custo da eletricidade no Brasil se eleva substancialmente, alcançando o 3º lugar, o que expõe o grande peso que a energia elétrica possui no orçamento do consumidor brasileiro.

Figura 3. Participação na formação da tarifa por função de custo.



Fonte: Elaboração própria com base em [2].

Figura 4. Tarifas residenciais de energia elétrica em economias selecionadas, 2017.



Fonte: [4].

Nessa análise dos preços, também deve ser levado em conta o fato de que o Brasil é um país com abundância de recursos energéticos disponíveis para produção de eletricidade. Além do próprio petróleo, o Brasil conta com grande reserva de gás natural, substanciais aproveitamentos hidrelétricos, forte incidência solar, biomassa e potencial eólico. A base de geração da matriz elétrica brasileira é hidrelétrica. Dos cerca de 111GW médios de garantia física que o Brasil possui, 52,3GW médios são provenientes de usinas hidrelétricas (UHEs), dos quais aproximadamente 30% correspondem a usinas já amortizadas em regime de cotas de garantia física², cujo objetivo foi reduzir o custo com compra de energia elétrica no país.

² Regime criado pela nº Lei 12.783, de 11 de janeiro de 2013 cujos contratos de geração são remunerados basicamente pelos custos de operação e manutenção. As cotas são rateadas entre as distribuidoras e a remuneração regulatória é calculada pela ANEEL para cada usina [5].

Outro fator que deveria contribuir para a redução dos custos com compra de energia elétrica no Brasil é a competição estabelecida pelos leilões do mercado regulado implementados desde 2004. Nos últimos sete anos, os leilões de energia nova tiveram deságio médio de 20,95%, que chegou ao seu maior patamar no 27º Leilão de Energia Nova, no ano de 2018, alcançando 59,07% de deságio³. Embora haja uma série de aperfeiçoamentos para se reduzir os custos com geração de energia elétrica e alocar riscos de forma eficiente, já há efetiva competição nesse mercado.

Outra análise que pode ser feita é a comparação entre a parcela encargos e as demais parcelas que compõem a tarifa residencial de energia elétrica. Toda a despesa com as Tarifas de Uso do Sistema de Transmissão (TUST) do ciclo 2019/2020, aprovada pela ANEEL em junho de 2019, é de cerca de 22 bilhões. Os custos de transmissão incorporam os custos de operação e manutenção, a remuneração e a amortização de cerca de 142 mil quilômetros de rede na alta tensão e subestações de todo o Sistema Elétrico Brasileiro [7]. Somente um dos encargos setoriais, a CDE, impõe custo equivalente aos consumidores de energia elétrica⁴.

Uma vez que os encargos setoriais rivalizam com a distribuição, são maiores que a transmissão e que já há competição na geração, parece claro que estes são os principais responsáveis pelo elevado preço final pago pelo consumidor brasileiro, gerando ineficiências via distorção no sinal de preços, diminuindo a competitividade de atividades econômicas intensivas no insumo energia elétrica e reduzindo o nível geral de emprego e a renda. Nesse sentido, vale destacar o estudo realizado pela consultoria Ex Ante, em parceria com a ABRACE, em que se estima um impacto de R\$ 4,388 bilhões, em dez anos de PIB, para cada R\$ 1,00 de redução na tarifa de energia, em valores de 2018 [9].

3. ENCARGOS SETORIAIS – DEFINIÇÕES E CONSIDERAÇÕES

3.1. CONTA DE DESENVOLVIMENTO ENERGÉTICO - CDE

A CDE foi criada em 2002⁵, com os objetivos de: (i) promover a universalização do serviço de energia elétrica em todo o território nacional; (ii) garantir recursos para atendimento à subvenção econômica destinada à modicidade tarifária aos consumidores da Subclasse Residencial Baixa Renda⁶; e (iii) promover a competitividade da energia produzida a partir de fontes eólica, termo solar, fotovoltaica, pequenas centrais hidrelétricas, biomassa, outras fontes renováveis e gás natural (fontes incentivadas) [10].

Quando foi criada, portanto, a CDE tinha um caráter social, de subvencionar a universalização do serviço e custear a tarifa social de energia elétrica, mas também tinha como objetivo a diversificação da matriz energética já que, naquele momento, o país saía de um racionamento que decorreu, em grande medida, da excessiva dependência da geração hidroelétrica.

Com relação ao custeio do fundo setorial, foram previstos inicialmente os pagamentos anuais realizados pelos concessionários e autorizados a título de Uso de Bem Público (UBP), as

³ Cálculo feito com base em dados coletados na Câmara de Comercialização de Energia Elétrica [6].

⁴ Em 17/12/2019 a ANEEL aprovou o orçamento da CDE para 2020, cujas despesas somam R\$ 21,9 bilhões [8].

⁵ Lei nº 10.438, de 26 de abril de 2002.

⁶ Tarifa Social de Energia Elétrica (TSEE).

multas aplicadas pela ANEEL e, a partir de 2003, as quotas anuais pagas por todos os agentes que comercializam energia elétrica com consumidor final, mediante encargo tarifário incluído nas tarifas de distribuição e transmissão de energia elétrica. A gestão do fundo foi alocada à Eletrobras, que ficou responsável pela administração e cobrança das receitas do fundo, bem como pelos repasses para os agentes beneficiários.

Inicialmente, as quotas anuais da CDE, pagas pelos consumidores, foram definidas em R\$/MWh e eram anualmente atualizadas pela variação do IPCA. Os consumidores das regiões Sul, Sudeste e Centro-Oeste pagavam valores 4,53 maiores do que os consumidores das Regiões Norte e Nordeste [11].

O regime de formação e utilização dos recursos da CDE foi alterado significativamente a partir de 2013, com os comandos previstos na MP nº 579/2012, convertida na Lei nº 12.783, de 2013. A referida medida tratava das condições para a adesão à prorrogação antecipada de concessões de geração e transmissão de energia elétrica e também apresentava como objetivo a promoção da modicidade tarifária e da redução dos encargos setoriais.

A CDE, além dos objetivos originais, passou a prover os recursos necessários para custear parcela da geração de energia elétrica nos sistemas elétricos isolados (CCC), assumiu objetivos similares aos da RGR, como o de amortizar operações financeiras vinculadas à indenização por ocasião da reversão de concessões, e passou a custear uma série de descontos e subsídios que até então eram cruzados nas tarifas de cada distribuidora, como o subsídio para consumidores rurais, irrigantes, água esgoto e saneamento, fontes incentivadas, dentre outros. Grosso modo, a CDE passou a incorporar os fundos RGR e CCC, ao permitir que houvesse transferência de recursos entre os fundos.

A definição das quotas da CDE também foi completamente reformulada, sendo que, até 2012, o valor em R\$/MWh era atualizado pelo IPCA e aplicado sobre o mercado faturado, o que implicava um teto de gastos para o fundo. A partir de 2013, coube à ANEEL definir as quotas necessárias para fechar o orçamento anual da Conta. Para definição do orçamento, a ANEEL submete à Audiência Pública, a cada ano, uma proposta para as quotas anuais, construída pela diferença entre as despesas projetadas e as demais receitas do fundo. A Tabela 1 sintetiza a evolução das despesas custeadas pela CDE, bem como das quotas anuais a serem pagas pelos consumidores.

Alguns elementos merecem destaque. Primeiro o nível crescente de despesas cobertas pela CDE, que passa de R\$ 14 bilhões em 2013 para aproximadamente R\$ 20 bilhões em 2018 e 2019. Depois, a quota paga pelo consumidor subiu de forma abrupta. Até 2014, com fortes ingressos de receitas do Tesouro Nacional, as quotas pagas pelos consumidores eram bem menores, entre R\$ 1 bilhão e R\$ 2 bilhões. No entanto, com o agravamento da situação fiscal e a saída do Tesouro Nacional como fonte de receita, a nova metodologia de orçamento fez com que as quotas pagas pelos consumidores subissem vertiginosamente para aproximadamente R\$ 22 bilhões em 2015 e, atualmente, estão no patamar de R\$ 20 bilhões por ano⁷.

Com relação às despesas custeadas pela CDE, as principais responsáveis pela elevação das despesas foram a CCC e, principalmente, os descontos tarifários (subsídios) a classes de consumidores, como os rurais, irrigantes e consumidores livres que adquirem energia de fontes incentivadas, como pode ser notado na Figura 4.

⁷ Em 17/12/2019 a ANEEL aprovou o orçamento da CDE para 2020, cujas despesas somam R\$ 21,9 bilhões [8].

Tabela 1. Orçamento da CDE de 2013 a 2019.

DESPESAS	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
Restos a pagar	0	1.627	3.000	0	0	1.061	0
Universalização - PLpT e Kit Instalação	2.027	875	875	973	1.172	941	1.078
Tarifa Social - Baixa Renda	2.200	2.099	2.166	2.239	2.498	2.440	2.380
Carvão Mineral Nacional	1.004	1.123	1.216	1.005	909	850	690
CCC - Sistemas Isolados	4.043	4.658	7.223	6.339	5.056	5.849	6.310
Descontos Tarifários na Distribuição	4.461	4.092	5.454	6.156	6.051	8.362	8.528
Descontos Tarifários na Transmissão	0	0	0	0	288	362	914
Subvenção Cooperativas	0	0	0	0	0	179	297
CAFT CCEE	0	0	0	0	15	9	11
Reserva Técnica	0	0	0	0	0	0	0
Total	14.121	18.074	25.246	18.291	15.989	20.053	20.208
RECEITAS	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
Saldo em Conta	3.786	0	435	64	714	0	108
UBP	674	558	585	612	668	672	733
Multas	177	218	127	180	176	214	181
Recursos da União (Tesouro Nacional)	8.460	11.805	0	0	0	0	0
Recursos da RGR	0	2.295	1.974	2.002	1.210	478	1.240
Outras disponibilidades	0	1.498	69	108	184	734	760
Quotas CDE – ENERGIA (consumidor)	0	0	3.137	3.472	3.690	3.796	949
Quotas CDE – Uso (consumidor)	1.024	1.700	18.920	11.853	9.348	14.160	16.238
Total	14.121	18.074	25.246	18.291	15.989	20.053	20.208

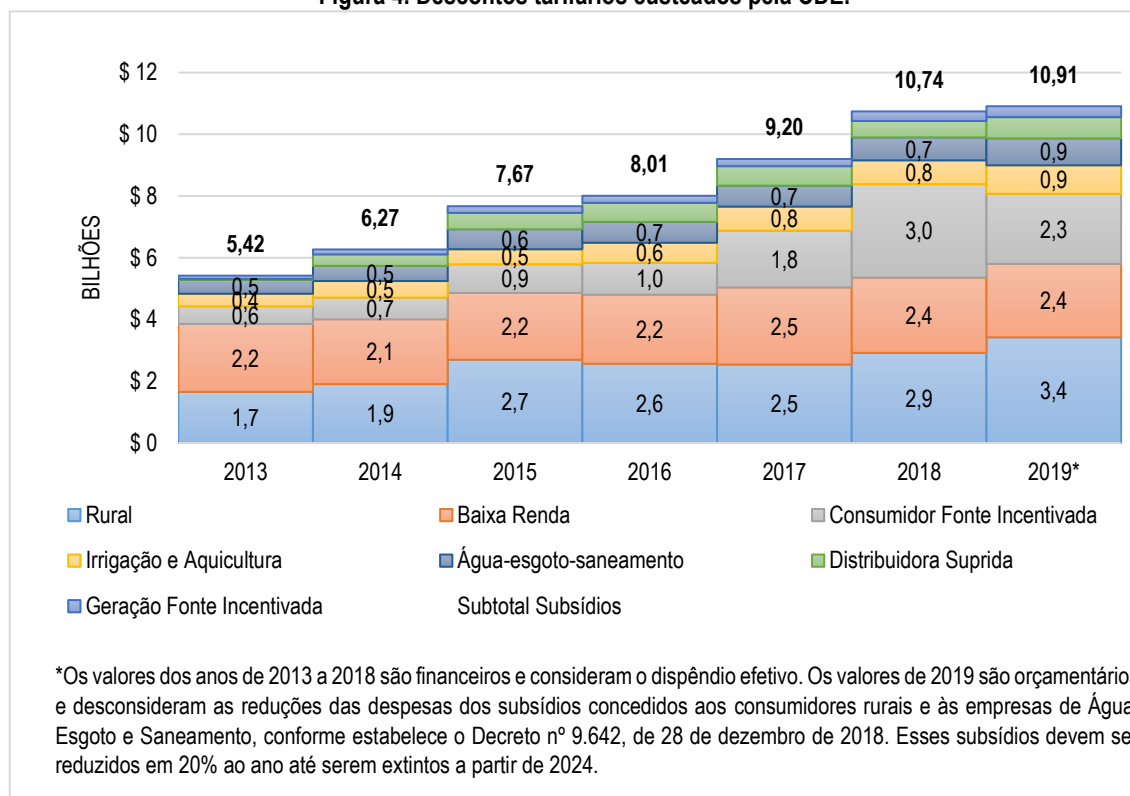
Fonte: [12].

A CDE passou a englobar diferentes objetivos por meio de sucessivas mudanças legislativas. Algumas dessas finalidades guardam pouca relação com o setor de energia tanto por não terem o potencial de melhorar o sistema elétrico, quanto por não contribuírem com os objetivos fundamentais da prestação do serviço público de energia elétrica, tornando o Brasil mais caro e menos competitivo.

Um exemplo desse encarecimento no custo de vida brasileiro são os descontos concedidos à tarifa de energia dos produtores rurais e irrigantes, criado por meio da Lei nº 10.762, de 11 de novembro de 2003. Apesar de serem ou não meritórios, as formas como tais descontos são provisionados tornam o país mais caro e menos competitivo. O canal mais adequado para financiar esse tipo de subsídio é o Orçamento Geral da União (OGU)⁸, no qual os parlamentares poderiam elencá-lo como prioridade, sem distorcer o sinal de preço de energia elétrica.

⁸ O Tribunal de Contas da União, por meio do Acórdão nº 1215/2019, determinou que a ANEEL retire das quotas anuais da CDE pagas pelos consumidores de energia elétrica, a partir de 2020, “o ônus relativo ao custeio de subsídios, de qualquer natureza, que não estejam diretamente relacionados à política tarifária do setor” [15].

Figura 4. Descontos tarifários custeados pela CDE.



Fonte: Elaboração própria com base em [13] e [14].

Apesar da Lei nº 13.360/2016 ter atribuído ao Poder Concedente a obrigatoriedade de apresentar um plano de redução estrutural das despesas da CDE, poucas iniciativas foram observadas nesse sentido. Uma delas foi a publicação do Decreto nº 9.642, de 28 de dezembro de 2018, que propõe a redução gradual, em cinco anos, dos descontos concedidos a consumidores enquadrados como água, esgoto e saneamento e rurais. As regras do decreto entraram em vigor já em 2019 e são positivas, devendo servir de exemplo para outros subsídios da CDE. No sentido oposto, são realizadas diversas tentativas de ampliação das despesas da CDE para beneficiar grupos politicamente organizados, de modo que seus interesses concentrados sejam financiados pelo interesse coletivo e difuso dos consumidores de energia.

A mudança do regime de definição da CDE, de uma quota atualizada pelo IPCA, para um orçamento definido anualmente, potencializou um grande problema: a contraposição entre o benefício concentrado e o interesse difuso da coletividade. A criação de descontos gera um grande benefício para o público privilegiado e um pequeno incremento tarifário para todos os demais consumidores de energia elétrica. A tendência é sempre que o grupo beneficiado se organize melhor para justificar os benefícios que pretende auferir. O que se tem observado é que o interesse difuso não consegue se organizar para contrapor as propostas de proliferação de subsídios.

Considerando que há essa tendência de ampliação sistemática da CDE, torna-se fundamental o estabelecimento de novas regras que determinem a redução gradual e progressiva de suas despesas, nos moldes das estabelecidas pelo Decreto nº 9.642/2018. Deve ser dada efetividade às medidas constantes no Relatório resultante do Grupo de Trabalho (GT) de redução estrutural das despesas da CDE, conduzido pelo Ministério de Minas e Energia, em

especial na pauta para redução dos descontos às fontes incentivadas. A recente evolução tecnológica associada à difusão das tecnologias de geração eólica e solar levaram a uma forte redução no custo de geração dessas fontes (Figura 5), tornando totalmente desnecessários subsídios adicionais.

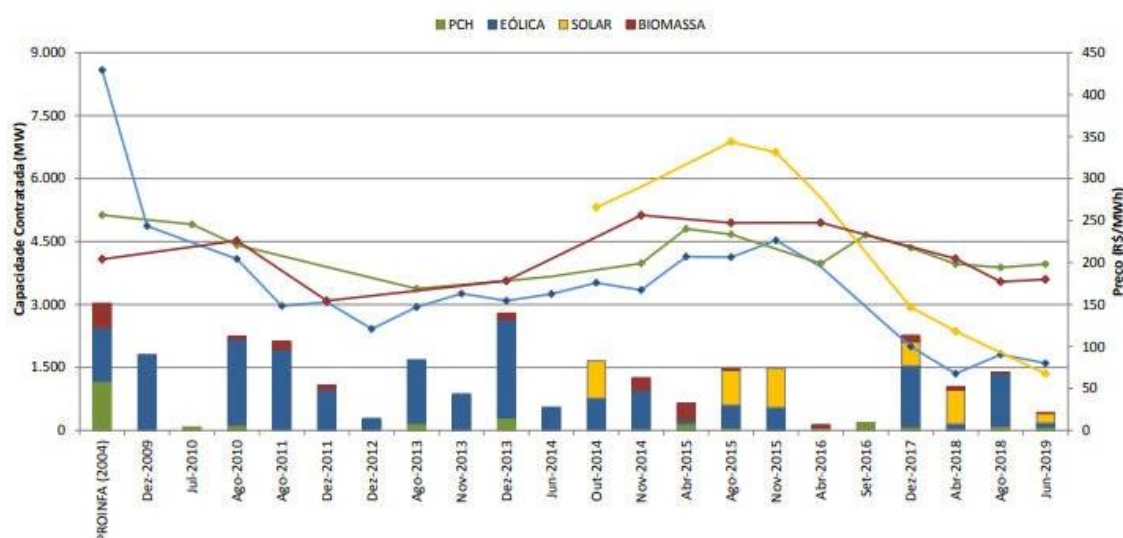
Outra discussão que merece destaque diz respeito à concessão dos descontos às unidades consumidoras classificadas como baixa renda. Atualmente, o desconto concedido a esses consumidores ocorre de maneira escalonada, por faixas de consumo, nos moldes expostos na Tabela 2.

Tabela 2. Descontos sobre TFSEE.

Faixa de consumo	Desconto sobre a tarifa
Até 30 kWh	65%
Acima de 30kWh e abaixo de 100kWh	40%
Acima de 100kWh e abaixo de 220kWh	10%

Fonte: Elaboração própria com base em [16].

Figura 5: Evolução dos preços da energia contratada em leilões, por fonte renovável.



Fonte: [17].

Atualmente há o debate a respeito da eficiência do formato desse desconto. A dúvida é se essa forma de conceder o desconto realmente atende o seu objetivo – que é garantir o abastecimento de energia elétrica à população com baixa renda e ao mesmo tempo estimular a conservação de energia. Uma alternativa frequentemente sugerida é o estabelecimento de um limite até o qual o consumo é totalmente gratuito e, ultrapassando-o, seja cobrada a tarifa cheia.

É necessária uma solução estrutural que institua uma disciplina de gastos na CDE. Uma lógica por meio da qual a criação de novos subsídios tenha de competir com os demais já criados. Caso contrário, dificilmente a discussão individualizada com cada grupo interessado em obter subsídios cobertos pelos demais consumidores resultará em uma redução estrutural da CDE.

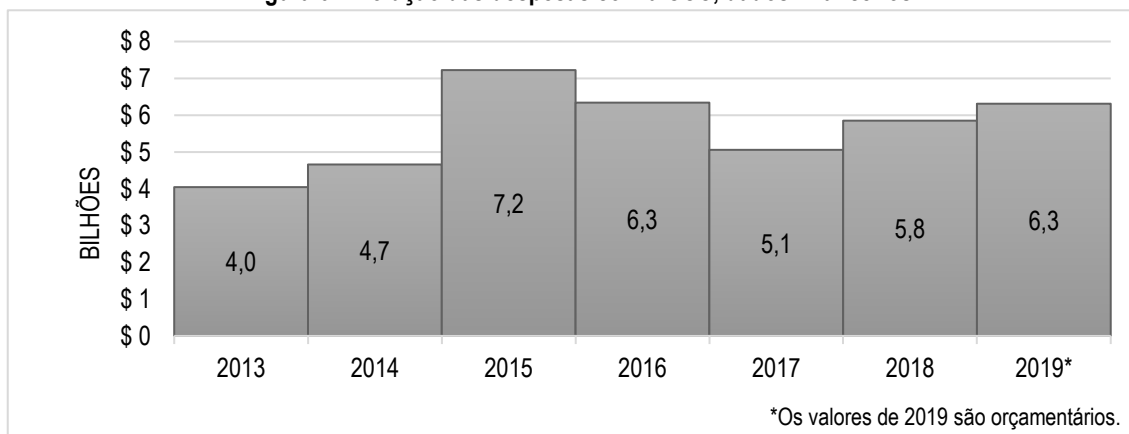
3.2. CONTA DE CONSUMO DE COMBUSTÍVEIS - CCC

A CCC⁹ foi criada com o objetivo de reduzir o impacto tarifário decorrente da geração por termelétricas a diesel que provê energia elétrica aos consumidores dos sistemas isolados. Em virtude de o custo da geração em sistemas isolados ser muito maior que o custo da energia ofertada no sistema interligado, a CCC tem por objetivo diluir a diferença entre todos os consumidores de energia elétrica do país. Até 2012, esse encargo possuía uma conta dedicada, apresentando sua cobrança separada na tarifa de todos os consumidores.

A partir da promulgação da Lei nº 12.783 de 11 de janeiro de 2013, a CCC tornou-se um item da CDE, cuja fonte de recursos variou ao longo dos anos entre Tesouro Nacional e consumidores de energia elétrica. No orçamento de 2019, a CCC representou 31% da CDE, sendo sua segunda rubrica mais relevante, situando-se no patamar de R\$ 6,3 bilhões [18]. Em 2016, a CCC passou por forte fiscalização, diminuindo seus custos; voltou a aumentar em 2019, porquanto houve diminuição da importação de energia da Venezuela, impondo maior custo de geração isolada.

Os sistemas isolados sempre serão parte do SEB, uma vez que algumas regiões possuem baixa densidade de carga e altíssimo custo de interligação através de linhas de transmissão e distribuição. Para tornar os repasses CCC eficientes, existem uma série de regulamentos. De um lado, a ANEEL¹⁰ estabelece que, para fins de reembolso da CCC, deve ser reconhecido como limite do valor gasto com combustível o preço de referência decorrente de pesquisa de mercado efetuada pela Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP).

Figura 6: Evolução das despesas com a CCC, dados financeiros.



Fonte: Elaboração própria com base em [13] e [14].

Existem ainda algumas áreas de concessão nas quais ainda é possível a concentração de esforços de interligação ao sistema interligado, diminuindo os custos relativos à CCC na região Norte. Espera-se que, com a privatização das distribuidoras da Eletrobras, realizadas em 2018, as novas concessionárias tenham maior capacidade de investimento em interligação e o custo da CCC se estabilize em um patamar mais baixo. Ademais, o barateamento de tecnologias

⁹ Decreto nº 73.102 de 7 de novembro de 1973.

¹⁰ Resolução Normativa nº 801 de 19 de dezembro de 2017.

de armazenamento e de fontes alternativas, como a solar, podem permitir a geração isolada a um custo menor em um futuro próximo.

Nesse sentido, aparte da constante promoção da eficiência nos processos de gestão e gerada por melhorias tecnológicas, a CCC tem caráter essencial para a universalização do acesso à energia elétrica e não apresenta um potencial significativo de redução no curto prazo. Neste caso, redução do subsídio na CCC passa por duas iniciativas:

- Interligação ao Sistema Interligado quando houver viabilidade econômica. Deve haver incentivo econômico para acelerar tais obras de interligação, inclusive utilizando recursos da própria CCC e de eficiência energética (encargo que trataremos à frente).
- Permitir que a evolução tecnológica conteste as formas tradicionais de atendimento por meio de combustíveis fósseis. O atendimento aos sistemas isolados restantes deve ser feito sempre por meio de licitação, com foco na contratação de atributos, como energia e lastro. A disponibilização dos atributos deve permitir diversos arranjos comerciais, como a fonte solar em conjunto com tecnologias de armazenamento, cujos custos vêm reduzindo a cada ano.

3.3. PROGRAMA DE INCENTIVO ÀS FONTES ALTERNATIVAS DE ENERGIA ELÉTRICA – PROINFA

O Proinfa¹¹ foi criado em 2002 e implementado em 2004 com o objetivo de aumentar a participação de fontes alternativas renováveis (pequenas centrais hidrelétricas, usinas eólicas e empreendimentos termelétricos a biomassa) na produção de energia elétrica. Na sua execução, foram priorizados empreendedores que não tinham vínculos societários com concessionárias de geração, transmissão ou distribuição para fomentar a diversificação de agentes no mercado elétrico.

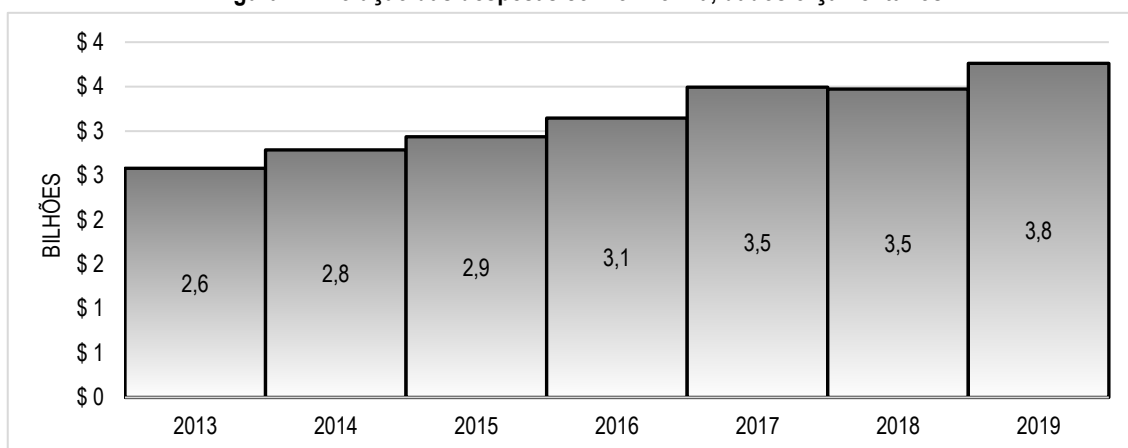
No contexto de sua formulação, logo após o racionamento ocorrido em 2001, a política pública executou seus objetivos, atraindo investimentos para o setor e garantindo a expansão. No atual contexto, em que há uma demanda da sociedade para a ampliação do Ambiente de Contratação Livre (ACL) e ampla liberdade para contratar energia de comercializadores e geradores, não faz mais sentido conceitual alocar cotas de energia a todos os consumidores, a partir de decisões tomadas de forma centralizada.

A abertura do mercado trará maior eficiência somente num contexto de decisões descentralizadas. Desta maneira, após o fim dos contratos do Proinfa, esse encargo deve ser extinto das tarifas dos consumidores regulados, cabendo aos geradores dessas fontes negociar sua energia livremente no mercado. Em 2018, o valor total das cotas para custeio do Proinfa foi de R\$ 3,5 bilhões, correspondendo, em média, a 2,3% das tarifas de energia pagas naquele ano. Os contratos firmados no âmbito do programa têm a duração de 20 anos.

Por sua vez, em 2019, o valor total das cotas para custeio do Proinfa foi definido em R\$ 3,8 bilhões para o custeio de 131 usinas participantes (2.975,10 MW de potência instalada, com 60 pequenas centrais hidrelétricas (PCHs), 52 eólicas e 19 térmicas movidos a biomassa), conforme Figura 7.

¹¹ Lei nº 10.848, de 15 de março de 2004.

Figura 7: Evolução das despesas com o Proinfa, dados orçamentários.



Fonte: Elaboração própria com base em [19].

Estima-se que os empreendimentos do Proinfa irão gerar 11.202MWh em 2019, com um preço médio do programa de R\$ 361,80/MWh. A Tabela 2 apresenta o custo médio por fonte contratada no Proinfa em 2019.

Apesar de ter peso significativo, o Proinfa tem um prazo de vigência já definido, no término dos contratos por ele contemplados, e por esse motivo não possibilita medidas que resultem em uma redução no curto prazo. Quase a totalidade dos contratos firmados no Proinfa se encerram entre 2026 e 2030, oportunidade em que os consumidores, livres e cativos, poderão trocar contratos caros por preços de mercado, o que representará ampliação da concorrência e preços mais competitivos.

Tabela 2.Custo médio do PROINFA 2019 por fonte (R\$/MWh).

Fonte	Custo
Fonte	Custo
PCH	280,10
Eólica	475,20
Biomassa	226,00

Fonte: [20].

Até que os contratos se encerrem, a vigilância deve se dar no sentido de não serem criadas novas etapas do Programa, dado que as fontes já foram incentivadas e atualmente são competitivas, com total condição de competir nos leilões de expansão do mercado regulado e também de se viabilizar no mercado livre. Priorizar a expansão de determinada fonte reduzirá a concorrência, em prejuízo das demais, resultando em elevação de preços aos consumidores, o que contraria o interesse público, que prima por uma expansão eficiente e que privilegie a ampliação da concorrência.

A título de exemplo, no Projeto de Lei de Conversão (PLV) nº 18/2019, referente à MP nº 879, de 24 de abril de 2019, foi adicionada uma emenda que permitiria uma nova etapa do Proinfa para ampliação compulsória da participação de PCHs na matriz até o mínimo de 10%. A

estimativa realizada por esta Secretaria na avaliação do PLV foi de que, se o aludido PLV tivesse sido aprovado com a emenda, a medida custaria em torno de R\$ 18 bilhões de incremento no custo da energia elétrica em 20 anos, quando comparados aos preços praticados no último leilão entre as fontes alternativas. Mas a MP caducou e, assim, o setor elétrico não incorreu nesse custo, que diminuiria ainda mais sua competitividade.

3.4. TAXA DE FISCALIZAÇÃO DOS SERVIÇOS DE ENERGIA ELÉTRICA – TFSEE E OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO – ONS

A Taxa de Fiscalização dos Serviços de Energia Elétrica (TFSEE)¹² foi criada como uma das fontes de recursos para o custeio do funcionamento da ANEEL e é paga por todos os agentes do setor elétrico. A taxa corresponde a 0,4% do benefício econômico anual dos agentes¹³ [21].

A criação da ANEEL decorre do movimento iniciado na década de 90 para a reestruturação do setor elétrico, com mudança do papel do estado de investidor para regulador, como forma de atrair investimentos e conferir segurança jurídica aos agentes [22]. Sabe-se que a maior participação de capital privado no desenvolvimento do setor elétrico enseja uma regulação robusta, assim como autonomia decisória do órgão regulador para correção das falhas de mercado e cumprimento dos contratos de concessão. A TFSEE é um encargo recolhido à Conta Única da União. Não sendo suficiente os recursos provenientes dessa taxa, demais fontes de recursos públicos cobrem as despesas previstas para a ANEEL no Orçamento Geral da União.

Por sua vez, a contribuição ao ONS¹⁴ objetiva financiar o funcionamento do Operador Nacional do Sistema Elétrico, instituição de natureza privada sem fins lucrativos, fiscalizada pela ANEEL, que coordena e controla a operação das geradoras e transmissoras de energia elétrica no SIN e nos sistemas isolados. O orçamento anual do ONS é aprovado pela ANEEL e a maior parte das despesas é custeada por meio de encargo incluído nas tarifas de uso dos sistemas de transmissão. Nos reajustes tarifários anuais das distribuidoras, são apresentados somente as contribuições associativas ordinárias, que correspondem a somente 3,3% do orçamento do operador [21].

Como o ONS é uma pessoa jurídica de direito privado, a contribuição é recolhida pelos agentes associados. São associadas empresas de geração, transmissão, distribuição, consumidores livres, importadores e exportadores de energia [23]. Para se ter ideia do montante, em 2019, foi aprovado o orçamento de R\$ 704 milhões para o ONS [24].

Trata-se de uma instituição fundamental na governança do setor elétrico brasileiro, contribuindo para o bom funcionamento do SIN, pois promove a otimização da operação do sistema eletro-energético, visando ao menor custo, garantindo que todos os agentes do setor elétrico tenham acesso à rede de transmissão de forma não discriminatória, assim como contribuindo para que a expansão do SIN se faça de maneira módica, de forma a proporcionar as melhores condições operacionais futuras [23].

¹² Lei nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996.

¹³ Antes da edição da Lei nº 12.783, de 11 de janeiro de 2013, era de 0,5%.

¹⁴ Lei nº 9.648, de 17 de maio de 1998, alterada pela Lei nº 10.848, de 15 de março de 2004, e regulamentado pelo Decreto nº 5.081 de 14 de maio de 2004.

Dado o nível de essencialidade ao sistema elétrico dessas duas instituições, os eventuais prejuízos causados pela sua ausência certamente são maiores que os custos incorridos pelos consumidores, o que justifica o seu financiamento por encargos do próprio sistema. A racionalidade e eventual redução de tais encargos pode se dar através de mecanismos que promovam a transparência da utilização do recurso e incentivem o uso racional e eficiente dos recursos destinados para essas instituições.

3.5. PESQUISA E DESENVOLVIMENTO – P&D E EFICIÊNCIA ENERGÉTICA – EE

Os encargos destinados à Pesquisa e Desenvolvimento e Programas de Eficiência Energética¹⁵ são cobrados de geradores, transmissores e distribuidores. As Distribuidoras são obrigadas a aplicar 0,5% da receita operacional líquida, tanto para pesquisa e desenvolvimento como para programas de eficiência energética na oferta e no uso final da energia. Outros agentes devem investir 1% da Receita Operacional Bruta em P&D [21]. Na Tabela 3, pode ser observada a distribuição dos recursos de P&D dos últimos 5 anos, por segmento. Em 2018, eram devidos R\$ 625,42 milhões de investimentos em P&D, e foram realizados R\$ 804,91 milhões.

Tabela 3. Movimentação financeira de 2008 a 2017 nos projetos de P&D – Geração, Transmissão e Distribuição.

	P&D Devido (R\$)	P&D Realizado (R\$)
2008	478.833.479,47	94.866.456,68
2009	343.150.086,43	251.232.463,81
2010	383.576.196,46	385.299.118,66
2011	397.168.988,53	362.413.460,96
2012	401.721.585,12	608.508.349,01
2013	407.648.903,97	378.832.495,27
2014	538.212.587,97	514.915.161,34
2015	562.346.983,25	461.233.344,21
2016	510.236.969,53	468.509.096,50
2017	597.668.845,11	563.456.941,60

Fonte [25].

Essa destinação de recursos visa incentivar a inovação e o desenvolvimento de soluções evolutivas para o setor elétrico, além de promover a eficiência energética e o uso racional da energia elétrica. Já existe arcabouço legal e regulatório para que os recursos sejam aplicados em projetos em temas estratégicos e prioritários, segundo entendimento da ANEEL e dos agentes. Certamente o setor elétrico brasileiro possui uma demanda crescente para o desenvolvimento de soluções tecnológicas, considerando a tendência de maior digitalização e elevação do consumo. Por essa razão, o direcionamento de recursos para o financiamento de pesquisas nessas áreas é meritório e pode trazer benefícios ao setor.

¹⁵ Criado pela Lei nº 9.991, de 24 de julho de 2000, alterado pela Lei nº 11.465, de 28 de março de 2007 e Lei nº 12.212, de 20 de janeiro de 2010.

Apesar disso, no intuito de compensar a distorção que esse encargo causa no sinal de preços, é necessário que haja uma sistemática consolidada de avaliação dos resultados dos projetos, para garantir que inovações e melhorias desenvolvidas sejam aplicadas de maneira prática, beneficiando os consumidores e justificando assim o investimento feito. Se não for identificada efetividade na aplicação dos recursos, a própria regulação por incentivos poderia ser aprimorada, para que houvesse mais empenho dos agentes na criação de soluções inovadoras para P&D e EE.

Recursos de Pesquisa e Desenvolvimento devem ser utilizados para se avaliar medidas fundamentais para a modernização do setor elétrico que beneficiam diretamente o consumidor, como as discussões sobre a formação de preços por lances, o desenvolvimento de um mercado de lastro, a redução dos subsídios cruzados, a inserção de novas tecnologias, a ampliação do mercado livre, a financiabilidade da expansão, dentre outros. Também podem ser direcionados para contratar avaliação das medidas implementadas e proposição de medidas adicionais para assegurar a ampliação do mercado livre de forma segura.

Com relação aos recursos de eficiência energética, deve haver uma concentração de esforços em temas com grande impacto nas tarifas pagas pelos consumidores. Entre os temas, destaca-se a geração em sistemas isolados, dado que um projeto de eficiência energética em um sistema isolado tem um retorno muito maior para a sociedade do que um projeto de eficiência energética no sistema interligado. Outro tema que precisa ser melhor enfrentado são as perdas não técnicas, que têm grande impacto nas tarifas pagas pelos demais consumidores. Recursos de eficiência energética poderiam ser concentrados em áreas com maior incidência de perdas não técnicas, em soluções que deem incentivos econômicos para que consumidores se regularizem e se mantenham adimplentes, o que geraria benefícios a todos os demais consumidores.

3.6. COMPENSAÇÃO FINANCEIRA PELA UTILIZAÇÃO DOS RECURSOS HÍDRICOS – CFURH

A Compensação Financeira pela Utilização dos Recursos Hídricos (CFURH)¹⁶ está prevista na Constituição Federal de 1988 com o objetivo de compensar financeiramente a União, estados e municípios pelo uso da água e de terras produtivas necessárias à instalação de usinas hidrelétricas para geração de energia [21]. O encargo corresponde a 7% sobre o valor da energia elétrica produzida por usina. No ano de 2019, a receita projetada, em decorrência dessa compensação, é de aproximadamente R\$ 2,91 bilhões [26].

Os recursos arrecadados com a cobrança do encargo são divididos, em maior parte, entre União, estados e municípios. Uma parte dos recursos é direcionada ao Ministério do Meio Ambiente, para aplicação na implementação da Política Nacional de Recursos Hídricos e do Sistema Nacional de Gerenciamento de Recursos Hídricos. A compensação financeira pelo uso dos recursos para os contribuintes é importante, uma vez que há um ônus à sociedade na exploração desses recursos. Por sua vez, a destinação de fundos para gerenciamento dos recursos hídricos é interessante para que este ônus seja minimizado e os usos múltiplos da água sejam garantidos. O que resta na avaliação deste encargo é perceber se o benefício atrelado à

¹⁶ Lei nº 9.648, de 17 de maio de 1998.

arrecadação fiscal e à gestão dos recursos hídricos é maior que o custo que este encargo possui para os geradores, refletindo na formação dos preços da energia elétrica no país.

3.7. RESERVA GLOBAL DE REVERSÃO – RGR

A Conta Reserva Global de Reversão (RGR)¹⁷ foi criada com o objetivo de gerar recursos para reversão das instalações utilizadas na geração e transporte de energia em favor das concessionárias, além de financiar a expansão e a melhoria do serviço de energia elétrica. A partir da Lei nº 12.783, de 11 de janeiro de 2013, as concessionárias de distribuição, as concessões prorrogadas de geração e transmissão, bem como os novos projetos licitados ficaram desobrigadas de recolher recursos da RGR [21].

A reserva foi criada para que não houvesse um incentivo negativo ao concessionário, no que diz respeito aos investimentos necessários à manutenção da eficiência de seu empreendimento no fim da concessão. Nos casos em que a amortização extrapola o prazo da concessão, a reserva teria o condão de garantir que os investimentos nessa situação seriam indenizados.

Com a extinção do encargo, os recebíveis da RGR são provenientes apenas do pagamento de empréstimos efetuados pela conta e poucos agentes não alcançados pela medida de cessação do pagamento¹⁸. Neste contexto, o pagamento de investimentos não amortizados é executado pelo próprio Tesouro Nacional, o que faz sentido, uma vez que, quando chegam ao seu término, as concessões são revertidas à União.

3.8. ENCARGO DE SERVIÇO DE SISTEMA – ESS

A fim de garantir o funcionamento da rede elétrica, o ONS define a ordem de despacho por menor custo, por meio de um modelo matemático de otimização hidrotérmica. O Encargo de Serviço do Sistema (ESS)¹⁹ foi criado para cobrir os custos decorrentes das decisões operativas que asseguram essa confiabilidade e a segurança da oferta de energia no país [21].

O custo é apurado mensalmente pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE) e é pago por todos os consumidores, cativos e livres [21]. Pode-se dividir o ESS em quatro componentes [27]:

- Encargo por Restrição Elétrica: ocorre quando há alguma restrição operativa que afeta o atendimento da demanda em um submercado ou a estabilidade do sistema. Essas restrições operativas acarretam duas situações possíveis:
 - *Constrained-on*: a usina térmica não está programada, pois sua geração é mais cara. Entretanto, devido a restrições operativas, o ONS solicita sua geração para atender a demanda de energia do submercado. Neste caso, o ESS é usado para ressarcir a geração adicional da usina.

¹⁷ Decreto nº 41.019, de 26 de fevereiro de 1957.

¹⁸ Artigo 21 da Lei nº 12.783, de 11 de janeiro de 2013.

¹⁹ Decreto nº 2.655, de 2 de julho de 1998.

➤ *Constrained-off*: a usina térmica está despachada. Entretanto, devido a restrições operativas, o ONS solicita a redução de sua geração. Neste caso, o ESS é usado para ressarcir o montante de energia não gerado pela usina.

- Encargo por Segurança Energética: ocorre quando o Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico (CMSE) determina ao ONS que despache usinas térmicas com vistas a garantir a segurança do suprimento energético nacional. Nesse caso é paga ao gerador hidrelétrico uma compensação pela geração deslocada.
- Encargo por Ultrapassagem da Curva de Aversão ao Risco (CAR): É utilizado para ressarcir a geração de usinas termelétricas despachadas para garantir o suprimento energético quando o nível dos reservatórios está próximo a ultrapassar a CAR.
- Encargo por Serviços Ancilares, destinados a garantir a qualidade e a segurança da energia gerada no SIN.

Resumidamente, os fatos geradores desses custos podem ser (i) decisões discricionárias que alteram a ordem de despacho pelo entendimento de que o modelo está falhando em situações de condições hidrológicas adversas; (ii) restrições elétricas que podem ser causadas por manutenções programadas em linhas de transmissão ou por intempéries; e (iii) serviços necessários para manutenção de qualidade no fornecimento de energia elétrica.

Sendo assim, tendo em vista que essas despesas se relacionam com o funcionamento do próprio SIN, é natural que seu custeio seja feito por encargo na tarifa, uma vez que o resultado desse serviço é diretamente apropriado pelos consumidores.

No quesito de eficiência das despesas, considera-se que há espaço para diminuição do ESS, através de aprimoramentos regulatório no modelo do setor elétrico brasileiro. Na proposta de modernização do setor elétrico em tramitação no Congresso Nacional, há aprimoramentos que reduzem os custos sistêmicos, a exemplo das três seguintes: (i) processos competitivos para contratação dos serviços ancilares; (ii) alocação adequada de riscos entre geradores e consumidores; (iii) estudo de uma transição do modelo atual para o despacho por oferta de preços.

Como as mudanças propostas pela modernização geram resultados no médio prazo, há espaço no curto prazo para aprimoramento dos modelos utilizados na operação sistêmica e dos níveis de aversão ao risco. Com isso, as decisões do CMSE acerca da ordem de despacho seriam esporádicas e marginais, reduzindo o encargo por segurança energética e aprimorando os sinais de preços que passariam a refletir melhor o custo marginal de operação, alocado aos agentes expostos ao mercado de curto prazo, e não a todos os consumidores, como é feito com o ESS.

3.9. ENCARGO DE ENERGIA DE RESERVA - EER

A Energia de Reserva²⁰ é proveniente de uma modalidade de contratação, usualmente por meio de leilões, que visa aumentar a segurança no fornecimento de energia elétrica ao SIN,

²⁰ Reserva de capacidade de geração definida pelo Poder Concedente com o objetivo de garantir a continuidade do fornecimento de energia elétrica (parágrafo 3º, do art. 3º, da Lei nº 10.848, de 15 de março de 2004). Regulamentada pelo Decreto nº 6.353, de 16 de janeiro de 2008.

de forma complementar ao montante contratado no Ambiente de Contratação Regulado (ACR) [28] [29]. Os custos decorrentes da contratação são pagos mensalmente no âmbito da liquidação financeira específica realizada pela CCEE, por meio do EER, disciplinado pela ANEEL. O encargo é proporcional à parcela da carga do agente no SIN, conforme medição da Câmara em bases anuais. O ERR pago pelos agentes de distribuição é repassado ao consumidor final de energia elétrica e a energia de reserva não constitui lastro para a revenda de energia²¹ [28].

A energia de reserva foi contratada para recomposição de Garantia Física (GF) das usinas hidrelétricas, cuja revisão calculada pelo Poder Concedente supera os limites máximos de ajuste autorizados pelos contratos de concessão. Desde o 1º Leilão de Energia de Reserva (LER), em 2008, até o último LER realizado, em 2016, foram contratados aproximadamente 4GW médios de energia de reserva provenientes de fontes renováveis [30]. Além disso, está contratada a energia da Usina Nuclear Angra 3, com entrada em operação prevista para 2026 e GF de 1.214,2MW médios [31].

O encargo de energia de reserva gera uma série de distorções. Primeiro, porque há a percepção de risco entre os agentes sobre a forma como o mecanismo pode ser utilizado pelo Governo. Por exemplo, desde fontes renováveis até uma usina nuclear já foram incorporadas ao programa, e não há uma metodologia consagrada para se definir, de forma objetiva, a real necessidade de reserva para o sistema ou a fonte que precisa ser contratada.

Segundo, a quantidade de energia contratada sem que haja uma demanda declarada pelos agentes de mercado irá afetar a formação de preços, sobretudo porque grande parte do lastro contratado tem custo marginal nulo e desloca as demais fontes, reduzindo os preços de curto prazo, o que prejudica o próprio custo líquido para os consumidores que contratam a energia de reserva, que é a diferença entre o preço contratado e a liquidação da energia gerada ao Preço de Liquidação das Diferenças (PLD).

Terceiro, a contratação de energia de reserva também tem elevado o que se convencionou chamar de GSF, ou seja, a diferença entre a garantia física das usinas hidrelétricas e sua geração efetiva. Isso porque a maior parte da geração contratada em leilões de reserva é não despachável e desloca o bloco hidráulico no despacho do ONS.

Por fim, outro ponto controverso é que a maior parte das fontes geradoras contratadas nessa modalidade apresentam alta intermitência e sazonalidade. Esse fato contradiz o próprio conceito de energia de reserva, na medida em que não representa uma geração capaz de eventualmente substituir plenamente uma parcela da geração hidráulica.

O setor elétrico precisa definir com precisão os atributos que devem ser contratados pelos consumidores e criar mercados eficientes para a comercialização desses atributos. Por exemplo, a separação entre energia e capacidade tem o potencial de tornar objetivos os critérios de contratação de reserva de capacidade, retirando o risco de ingerência política, precificando corretamente o atributo e minimizando o impacto sobre o mercado de energia elétrica.

Além disso, com a renovação das concessões e o processo de descotização, previsto no projeto de lei que trata da privatização da Eletrobras, abre-se uma oportunidade para revisão das garantias físicas de grande parte das usinas hidrelétricas. De todo o exposto, com a

²¹ Nos termos do art. 2º da Lei nº 5.163, de 30 de julho de 2004.

modernização do setor elétrico e a criação do mercado de lastro, entendemos que deve ser descontinuada a possibilidade de contratação de energia de reserva.

4. CONSIDERAÇÕES FINAIS

Apesar de gerarem distorções nos preços, os encargos representam um meio de fazer com que os consumidores de energia elétrica arcuem com o custo de atividades que podem ser benéficas para o próprio setor ou que favorecem a universalização do acesso a esse serviço. Nesses casos específicos, em que o custo da distorção dos preços resulta em benefício maior aos consumidores, como a segurança do próprio sistema ou a facilitação econômica do acesso a um serviço que antes era indisponível para alguns, os encargos setoriais se justificam, devendo apenas racionalizá-los.

Há despesas ou subsídios embutidos nos encargos, no entanto, que não se justificam, gerando distorções nos preços sem qualquer benefício aos consumidores do sistema elétrico. Nesses casos, o mais adequado seria descontinuar os subsídios, ou encontrar outro meio para seu financiamento.

Levando em conta o aumento substancial dos encargos e os benefícios inerentes à diminuição dos mesmos, entende-se como oportuna a abertura do debate sobre racionalização dos encargos, para o qual temos uma série de propostas, a seguir sintetizadas:

- Conta de Desenvolvimento Energético (CDE):
 - i. Nos moldes previstos no Decreto nº 9.642/2018, a redução gradual dos descontos concedidos aos consumidores rurais e de água, esgoto e saneamento.
 - ii. Dar efetividade aos demais itens do Plano de Redução Estrutural das Despesas da CDE, definidos após Consulta Pública, pelo Ministério de Minas e Energia, entre eles a eliminação dos descontos a fontes incentivadas.
 - iii. Uma solução estrutural que institua uma disciplina de gastos da conta. Uma lógica por meio da qual a criação de novos descontos e subsídios tenha de competir com os demais descontos já criados
- Conta de Consumo de Combustíveis (CCC):
 - i. Interligação ao Sistema Interligado quando houver viabilidade econômica. Deve haver incentivo econômico para acelerar tais obras de interligação, inclusive utilizando recursos da própria CCC e de eficiência energética.
 - ii. Permitir que a evolução tecnológica conteste as formas tradicionais de atendimento por meio de combustíveis fósseis. O atendimento aos sistemas isolados restantes deve ser feito sempre por meio de licitação, com foco na contratação de atributos, como energia e lastro. A disponibilização dos atributos deve permitir diversos arranjos comerciais, como a fonte solar em conjunto com tecnologias de armazenamento, cujos custos vêm reduzindo a cada ano.

- Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica (Proinfa):
 - i. Vigilância deve se dar no sentido de não serem criadas novas etapas do Programa, dado que as fontes já foram incentivadas, atualmente são competitivas e têm total condições de competir nos leilões de expansão do mercado regulado e também de se viabilizar no mercado livre. O fim dos contratos, entre 2026 e 2030, e a recontratação a preços de mercado abrem uma grande oportunidade de redução do custo da energia elétrica, dado que o Proinfa tem custo médio de R\$ 361,80/MWh.
- Pesquisa e Desenvolvimento (P&D) e Eficiência Energética (EE)
 - i. Foco em programas com maior valor agregado aos consumidores.
 - ii. Utilização dos recursos de P&D para definição dos dispositivos infralegais da modernização do setor elétrico e para o monitoramento de sua implementação.
 - iii. Recursos de Eficiência Energética focalizados na redução de custos dos sistemas isolados e na redução das perdas não técnicas.
- Encargo de Serviço de Sistema (ESS)
 - i. Curto prazo - aprimoramento dos modelos utilizados na operação sistêmica e dos níveis de aversão ao risco, tornando mais esporádica e marginal as decisões do CMSE acerca da ordem de despacho, reduzindo o encargo por segurança energética e aprimorando os sinais de preços que passariam a refletir melhor o custo marginal de operação, alocado aos agentes expostos ao mercado de curto prazo, e não a todos os consumidores, como é feito com o ESS.
 - ii. Médio prazo - aprimoramentos regulatórios no modelo do setor elétrico brasileiro, como: (i) processos competitivos para contratação dos serviços ancilares; (ii) alocação adequada de riscos entre geradores e consumidores; (iii) despacho por oferta de preços; (iv) ampliação da granularidade temporal e espacial dos preços.
- Encargo de Energia de Reserva (ERR)
 - i. Deve ser descontinuada a possibilidade de contratação a partir da criação do mercado de lastro. Além disso, os processos de descotização, prorrogação de concessões e relitações abrem espaço para a revisão das garantias físicas das usinas.

A racionalização dos encargos setoriais deve ser encarada como uma agenda prioritária na modernização do setor elétrico, retirando subsídios cruzados, tornando mais claros os sinais de preços e permitindo que todas as fontes compitam em mesmas bases. Trata-se de uma agenda com potencial de redução do custo final da energia elétrica, insumo fundamental para o aumento da produtividade, motor do crescimento econômico.

5. REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] Agência Nacional de Energia Elétrica. **Como é Composta a Tarifa**. 2016. Disponível em: <<https://bit.ly/2KdYKp5>>. Acesso em: 20 ago. 2019.
- [2] Agência Nacional de Energia Elétrica. **Agenda de Desoneração Tarifária**. 2019. Disponível em: <<https://bit.ly/36GXYf0>>. Acesso em: 30 jul. 2019.
- [3] Agência Nacional de Energia Elétrica. **Evolução de Custos, Mercado e Tarifas: Panorama Brasil**. 2019. Disponível em: <<https://bit.ly/36NhMgF>>. Acesso em: 18 dez. 2019.
- [4] INTERNATIONAL ENERGY AGENCY. **Data and Statistics**. 2019. Disponível em: <<https://www.iea.org/data-and-statistics>>. Acesso em: 10 out. 2019.
- [5] Agência Nacional de Energia Elétrica. **Cota de Garantia Física**. Disponível em: <<https://bit.ly/2NxhHJo>>. Acesso em: 12 jun. 2019.
- [6] Câmara de Comercialização de Energia Elétrica. **Infomercado Mensal**. 2019. Disponível em: <<https://bit.ly/2Xs482r>>. Acesso em: 26 set. 2019.
- [7] Operador Nacional do Sistema Elétrico. **Sobre o SIN: o sistema em números**. 2019. Disponível em: <<https://bit.ly/2GPGT74>>. Acesso em: 20 ago. 2019.
- [8] Agência Nacional de Energia Elétrica. **Aprovado orçamento da CDE para 2020**. Disponível em: <<http://bit.ly/2PSUNtL>>. Acesso em: 12 jun. 2019.
- [9] ASSOCIAÇÃO DOS GRANDES CONSUMIDORES DE ENERGIA E CONSUMIDORES LIVRES. **Os Impactos dos Preços da Energia Elétrica e do Gás Natural no Crescimento e Desenvolvimento Econômico**. Brasília: Abrace, 2019.
- [10] Secretaria de Acompanhamento Fiscal, Energia e Loteria. **Energia: Diagnóstico e Propostas para o Setor**. 2018. Disponível em: <<https://bit.ly/2SalFqM>>. Acesso em: 19 dez. 2019.
- [11] Agência Nacional de Energia Elétrica. **Nota Técnica nº 376/2017-SGT/SRD/SRG/SFF/SFG/ANEEL**. Disponível em: <<https://bit.ly/2Z1dla0>>. Acesso em: 06 maio 2019.
- [12] Agência Nacional de Energia Elétrica. **Nota Técnica nº 278/2018-SGT-SRG-SFF/ANEEL**. 2019. Disponível em: <<https://bit.ly/2S7yV0G>>. Acesso em: 23 maio 2019.
- [13] Agência Nacional de Energia Elétrica. **Subsídios Tarifários**. 2019. Disponível em: <<https://bit.ly/2Q0jcOg>>. Acesso em: 05 set. 2019.
- [14] Agência Nacional de Energia Elétrica. **Nota Técnica nº 278/2018-SGT-SRG-SFF/ANEEL**. 2018. Disponível em: <<https://bit.ly/2EC12gi>>. Acesso em: 05 set. 2019.
- [15] Tribunal de Contas da União. **Plenário Sessão Ordinária: ATA Nº 18, DE 29 DE MAIO DE 2019**. 2019. Disponível em: <<https://bit.ly/392dNyW>>. Acesso em: 01 jul. 2019.
- [16] Agência Nacional de Energia Elétrica. **Você conhece a Tarifa Social?**. 2016. Disponível em: <<https://bit.ly/2PXWy93>>. Acesso em: 18 dez. 2019.
- [17] Empresa de Pesquisa Energética. **Informe Leilões de Geração de Energia Elétrica: Leilão de Geração A-4/2019**. 2019. Disponível em: <<https://bit.ly/2xGbi3O>>. Acesso em: 09 jul.

2019. [18] Agência Nacional de Energia Elétrica. **Diretoria da ANEEL Aprova Orçamento da CDE para 2019**. 2019. Disponível em: <<https://bit.ly/2wXsLV4>>. Acesso em: 27 maio 2019.
- [19] Agência Nacional de Energia Elétrica. **Nota Técnica nº 276/2018–SGT/ANEEL**. 2018.
- [20] Agência Nacional de Energia Elétrica. **Voto Relator**: Processo 48500.005696/2018-93. 2019. Disponível em: <<https://bit.ly/2SfP2tb>>. Acesso em: 17 jun. 2019.
- [21] Agência Nacional de Energia Elétrica. **Informações Técnicas**: Encargos. 2016. Disponível em: <<https://bit.ly/2VKEsgv>>. Acesso em: 23 maio 2019.
- [22]] PORTO, André. **Papel das Agências Reguladoras na Regulação do Capitalismo Brasileiro Contemporâneo**. 2016. Disponível em: <<https://bit.ly/2HvMd10>>. Acesso em: 19 ago. 2019.
- [23] Operador Nacional do Sistema Elétrico. **O que é o ONS**. 2019. Disponível em: <<https://bit.ly/2HkVVDt>>. Acesso em: 30 jul. 2019.
- [24] Agência Nacional de Energia Elétrica. **Resolução Autorizativa Nº 7.953, de 25 de junho de 2019**. Disponível em: <<http://www2.aneel.gov.br/cedoc/rea20197953ti.pdf>>. Acesso em: 10 jul. 2019.
- [25] Agência Nacional de Energia Elétrica. **Programa de Pesquisa e Desenvolvimento Tecnológico do Setor de Energia Elétrica**. Disponível em: <<https://bit.ly/35AIXeF>>. Acesso em: 27 jul. 2019.
- [26] Ministério da Economia, Planejamento, Desenvolvimento e Gestão. **Lei Orçamentária Anual 2019**: Volume I. 2019. Disponível em: <<http://www.planejamento.gov.br/assuntos/orcamento-1/orcamentos-anuais/2019/loa-2019/volume-i.pdf/view>>. Acesso em: 14 maio 2019.
- [27] Câmara de Comercialização de Energia Elétrica. **Encargo de Serviços de Sistema (ESS)**. 2019. Disponível em: <<https://bit.ly/2Q6UU4E>>. Acesso em: 11 jun. 2019.
- [28] BRASIL. **Decreto nº 6.353, de 16 de janeiro de 2008**. Regulamenta a contratação de energia de reserva de que trata o § 3º do art. 3º e o art. 3º-A da Lei nº 10.848, de 15 de março de 2004, altera o art. 44 do Decreto nº 5.163, de 30 de junho de 2004, e o art. 2º do Decreto nº 5.177, de 12 de agosto de 2004, e dá outras providências. Brasília, DF. Disponível em: <<https://bit.ly/2SanKnK>>. Acesso em: 07 maio 2019.
- [29] Câmara de Comercialização de Energia Elétrica. **Energia de Reserva**. 2019. Disponível em: <<https://bit.ly/2WLsXpA>>. Acesso em: 09 maio 2019.
- [30] Empresa de Pesquisa Energética. **Contratação de Energia de Reserva**: 2º leilão de energia de reserva de 2016. Nota Técnica EPE-DEE-RE-105/2016-r0. Disponível em: <<https://bit.ly/2sOhHKT>>. Acesso em: 28 maio. 2019.
- [31] Ministério de Minas e Energia. **MME Define Garantia Física de Energia de Angra 3**. Disponível em: <<https://bit.ly/36N2456>>. Acesso em: 15 jul. 2019.