

PRESTAÇÃO DE CONTAS DO PRESIDENTE DA REPÚBLICA – PCPR 2019

ANEXO – INFORMAÇÕES ADICIONAIS

Relatório de Avaliação da Conta de Desenvolvimento Energético (CDE)

A seguir, apresenta-se o Relatório de Avaliação da Conta de Desenvolvimento Energético (CDE), em cumprimento aos Acórdãos nº 1.718/2005-TCU-Plenário e nº 3.071/2012-TCU-Plenário.

Ministério da Economia
Secretaria Especial de Fazenda
Secretaria de Avaliação, Planejamento, Energia e Loteria

Relatório de Avaliação

Conta de Desenvolvimento Energético (CDE)

2019

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	1
2	DESCRIÇÃO GERAL: MARCO LEGAL, POLÍTICAS, OBJETIVOS E EVOLUÇÃO.....	2
2.1	Desenvolvimentos Recentes	5
3	ASPECTOS ORÇAMENTÁRIOS E REFLEXOS NAS TARIFAS	6
3.1	Receitas.....	6
3.2	Despesas	7
4	SUBSÍDIOS DA UNIÃO E SUBSÍDIOS CRUZADOS	9
4.1	Aspectos Econômico-Fiscais	11
4.2	Experiência Internacional com Subsídios Cruzados no Setor Elétrico	12
4.2.1	Índia.....	12
4.2.2	México	14
4.2.3	Colômbia	15
4.2.4	Turquia	15
4.2.5	Comparativo com o Caso Brasileiro	15
4.3	Contabilização dos Subsídios da União na CDE	16
5	AValiaÇÃO DAS POLÍTICAS SUBSIDIADAS VIA CDE	17
5.1	Descontos Tarifários na Distribuição	18
5.1.1	Setor Rural.....	20
5.1.2	Irrigação e Aquicultura	30
5.1.3	Fontes Incentivadas.....	36
5.1.4	Saneamento	40
5.1.5	Cooperativas de Eletrificação Rural e Serviço Público de Irrigação	43
5.1.6	Distribuidoras de Pequeno Porte	44
5.2	Conta de Consumo de Combustíveis	44
5.3	Tarifa Social de Energia Elétrica	47
5.3.1	Objetivos da avaliação da TSEE	47
5.3.2	Achados da Avaliação.....	48
5.3.3	Análise de Custo Benefício da TSEE.....	49
5.3.4	Possíveis Benefícios Econômicos Advindos da TSEE para Distribuidoras de Energia	53
5.3.5	Conclusões Relativas à TSEE	54
5.4	Programa Luz para Todos	55
5.5	Carvão Mineral.....	62
6	CONSIDERAÇÕES FINAIS	63
7	REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS	66
	APÊNDICE A.....	67

1 INTRODUÇÃO

Em cumprimento aos Acórdãos nº 1.718/2005-TCU-Plenário e nº 3.071/2012-TCU-Plenário e conforme o Ofício SEI nº 17/2018/COEF/SUFIL/SEFEL-MF, a Secretaria de Avaliação, Planejamento, Energia e Loteria do Ministério da Economia (SECAP/ME) apresenta a avaliação da Conta de Desenvolvimento Energético (CDE).

Os referidos acórdãos trazem determinações à SECAP acerca de procedimentos para avaliações, quanto à eficiência, eficácia e efetividade, dos fundos ou programas que utilizam recursos renunciados em decorrência de benefícios financeiros e creditícios, haja vista o disposto no art. 84, inciso XXIV, art. 74, incisos I e II, e art. 165, § 6º da Constituição Federal.

Adicionalmente, cumpre informar que esta avaliação está inserida no primeiro ciclo de avaliação do Conselho de Monitoramento e Avaliação de Políticas Públicas (CMAP), instituído pelo Decreto 9.834, de 12 de junho de 2019, e executado tecnicamente no âmbito de seu Comitê de Monitoramento e Avaliação de Subsídios da União (CMAS). Por meio do CMAS/CMAP, foi possível estabelecer uma coordenação conjunta desta avaliação entre SECAP e a Secretaria Federal de Controle Interno da Controladoria Geral da União (SFC/CGU). A coordenação conjunta permitiu o aprofundamento do estudo sobre aspectos de implementação, uma dimensão de avaliação na qual a CGU se especializa, contando também com a experiência do órgão em recente auditoria realizada sobre uma das contas integrantes da CDE: a Conta de Consumo de Combustíveis Fósseis (CCC).

A CDE não deve ser entendida como uma política pública em si: trata-se de um fundo setorial que financia diversas políticas relacionadas em maior ou menor grau ao objetivo de desenvolvimento energético. Entre as diferentes políticas presentes na conta, destacam-se os Descontos Tarifários na Distribuição, a CCC, a Tarifa Social de Energia Elétrica (TSEE), descontos para Fontes Incentivadas, o Programa Luz para Todos, entre outros. Nos nove subsídios abarcados pela CDE, os beneficiários são consumidores de baixa renda, da classe rural, produtores que utilizam fontes renováveis, distribuidoras de pequeno porte e cooperativas de eletrificação e até mesmo produtores de carvão mineral.

O montante despendido nessa conta foi, em 2018, em torno de R\$ 20 bilhões. Atualmente, o custeio da CDE é feito em sua maior parte pelos consumidores de energia elétrica e em menor parte pelo Orçamento Geral da União (OGU). Esse pagamento por parte dos consumidores de energia é chamado de subsídio cruzado, tema que foi explorado no Boletim de Abril de 2019 da SECAP/ME.¹

A miríade de subsídios que constam na CDE e a falta de avaliação dos benefícios para a sociedade já foi alvo de críticas pelo Tribunal de Contas da União (TCU). Destaca-se o Acórdão 1.215/2019, que, determinou que não fossem mais admitidos subsídios intersetoriais para consumidores de energia, ou seja, os consumidores de energia elétrica somente permaneceriam arcando com subsídios dentro do setor de energia. Tal determinação ensejaria a eliminação, por exemplo, de descontos tarifários à classe rural, que representou 18,5% dos gastos da CDE em 2018 (R\$ 3,7 bilhões).

Nos últimos anos, foram feitos esforços para redução nos gastos com a CDE e sua reestruturação. Neste sentido, destaca-se a lei 13.360/2016, que determinou que fosse elaborado plano de redução estrutural da CDE. Fato este que originou a criação pelo Ministério de Minas e Energia (MME) de um Grupo de Trabalho (GT/MME) para cumprir tais determinações.

Com este pano de fundo, a SECAP, dada a relevância do tema, propôs esta avaliação ao TCU no âmbito dos Acórdãos já citados. Em seguida, com a instituição do CMAP e em parceria com a CGU, a SECAP e a SFC propuseram a avaliação no âmbito do CMAS, cujo plano de trabalho foi aprovado em 30 de abril de 2019, dado que a CDE atende aos critérios de materialidade, relevância e criticidade, que norteiam a seleção de políticas para a agenda de avaliação do Conselho.

¹ Disponível em <http://fazenda.gov.br/centrais-de-conteudos/publicacoes/orcamento-de-subsidios-da-uniao/arquivos/boletim-mensal-sobre-os-subsidios-da-uniao-conta-de-desenvolvimento-energetico>.

Considerando as principais contas da CDE, a SECAP realizou análise mais aprofundada sobre os Descontos Tarifários na Distribuição (R\$ 8,4 bilhões ou 41,7% da CDE em 2018), enquanto a SFC/CGU avaliou a TSEE (R\$ 2,4 bilhões ou 12,2% da CDE), a CCC (R\$ 8,4 bilhões ou 29,2% da CDE) e o Programa Luz para Todos (R\$ 941 milhões, ou 4,7% da CDE), perfazendo 87,7% da conta. Também se discutiram aspectos de transparência desses subsídios, devido ao emaranhamento das fontes privadas e públicas de recursos para financiá-los.

No que tange a contribuição da SECAP, o foco são os subsídios tarifários na distribuição e o detalhamento do problema quanto ao fornecimento de energia em áreas rurais. O subsídio rural tem peso significativo na CDE e, neste trabalho, apresenta-se um modelo macroeconômico que aponta que o custo com o subsídio rural pode não ser vantajoso para a sociedade. Foi feita simulação de extinção do subsídio cruzado ao setor rural por meio de simulações de um modelo neoclássico de equilíbrio geral. Os resultados encontrados apontam que a extinção do subsídio traria ganhos em termos de bem-estar para as famílias e elevação na produção. Uma análise mais pormenorizada também foi realizada sobre os subsídios à classe rural irrigante, que tem descontos adicionais entre 60% e 90% sobre a classe rural padrão. Por meio da estimação das elasticidades do número de estabelecimentos irrigantes para as tarifas de energia, estimou-se um impacto negativo entre 4,5% a 10,4% no número de produtores que adotam essa tecnologia.

A SFC contribuiu com um relato de auditoria realizada na Conta de Consumo de Combustíveis (CCC) e do monitoramento das recomendações feitas à época para o Ministério de Minas e Energia e à Eletrobrás. Também apresenta uma análise de custo benefício da TSEE e uma discussão sobre o Luz para Todos. Na auditoria da CCC, foram encontrados problemas quanto ao cumprimento da regulamentação vigente, causando possíveis prejuízos à CDE e deficiência no planejamento estratégico nos Sistemas Isolados (SISOL) e região de Manaus por parte do MME. A avaliação da TSEE chegou à conclusão de que os critérios de elegibilidade são razoavelmente cumpridos e que as regiões Sul, Sudeste e Centro-Oeste arcam com o subsídio para as regiões Norte e Nordeste. Observou-se também que os beneficiários com menor consumo mensal recebiam maior parcela dos subsídios, indicando boa focalização da aplicação da TSEE.

De forma geral, os elementos deste relatório alinham-se à visão geral de propor redução estrutural da CDE, considerando naturalmente a necessidade de conferir mais eficiência e efetividade das políticas públicas subjacentes.

2 DESCRIÇÃO GERAL: MARCO LEGAL, POLÍTICAS, OBJETIVOS E EVOLUÇÃO

A Conta de Desenvolvimento Energético (CDE) é um fundo setorial, criado pela Lei 10.438/2002, com o intuito de prover recursos para o desenvolvimento energético dos estados. Os objetivos da CDE são, entre outros, viabilizar a competitividade de fontes alternativas, estender o serviço de fornecimento de energia elétrica a todos os consumidores no território nacional e prover subsídios para os consumidores residenciais de baixa renda.

A CDE é, de fato, composta por um conjunto de políticas com desenhos e objetivos diversos e que, de alguma forma, relacionam-se por meio do tema “Desenvolvimento Energético”. De forma sucinta, os seguintes subsídios são cobertos pela CDE:

- **Conta de Consumo de Combustíveis (CCC)** – Compensação aos sistemas isolados², ou seja, aqueles não conectados ao Sistema Interligado Nacional³ (SIN) e que, por isso, possuem custo mais elevado de geração (em geral, por queima de combustível), de forma a aproximar os custos dos isolados aos do SIN, que são mais baixos (maior parte produzida por hidrelétricas).

² Segundo o Operador Nacional do Sistema (ONS), a maioria das localidades com sistemas isolados pertencem à região Norte.

³ Formado pelos subsistemas regionais brasileiros de produção e transmissão de energia elétrica.

- **Carvão Mineral Nacional** – Subsídio para compra de carvão mineral nacional por parte das usinas termelétricas para aumentar a competitividade desse tipo de energia nas áreas atendidas pelo SIN.
- **Tarifa Social de Energia Elétrica (TSEE)** - Representa descontos nas tarifas de energia dos consumidores residenciais de baixa renda. O desconto fica entre 10% e 100% na Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição (TUSD) e na Tarifa de Energia (TE)⁴ para o subgrupo Residencial de Baixa Renda (B1)⁵.
- **Fontes Incentivadas** – Desconto mínimo de 50% na Tarifa de Uso no Sistema de Transmissão (TUST)⁶ e TUSD para pequenos empreendimentos hidrelétricos, com base eólica, solar, biomassa e cogeração qualificada no consumo de energia elétrica.
- **Rurais** – Desconto no fornecimento de energia em áreas rurais. Os descontos variam de 10% a 40% (vide detalhamento na seção 5.1) e abrangem os seguintes grupos: consumidores rurais de alta tensão; consumidores residenciais rurais de baixa tensão; cooperativas de eletrificação rural autorizadas e serviço público de irrigação para consumidores residenciais rurais.
- **Rurais irrigantes e aquicultores** – Desconto entre 60% e 90% na TUSD e na TE para irrigantes e aquicultores conectados à alta tensão (Grupo A) e baixa tensão (Grupo B) em horário especial.
- **Serviço público de água, esgoto e saneamento** – Desconto de 15% na TUSD e na TE sobre a tarifa dos distribuidores de energia elétrica para os prestadores de serviços de utilidade pública.
- **Programa Luz para Todos** – Custeio parcial das metas de universalização do serviço público de distribuição de energia elétrica.
- **Distribuidoras de pequeno porte** – Subvenção a agentes de distribuição de pequeno porte (<700GWh/ano).

Os recursos da CDE têm como fonte as quotas anuais (CDE-Energia e CDE-Uso) pagas por todos os agentes que comercializam energia com o consumidor final, as multas aplicadas pela ANEEL, os pagamentos anuais a título de Uso de Bem Público (UBP)⁷, além de recursos da União, de saldo em conta, de recursos da Reserva Geral de Reversão (RGR)⁸ e de outros recursos em disponibilidade. As quotas pagas pelos

⁴ A TUSD é um componente tarifário pago pelos consumidores, remunerando as concessionárias pela prestação do serviço de distribuição (e.g. Eletropaulo, Light, CEB). Já a TUST é outro componente que remunera as concessionárias de transmissão (e.g. Furnas e Chesf), repassada pela distribuidora ao consumidor. A TE, por sua vez, reflete o custo da geração de energia repassada pela distribuidora. Em todos esses componentes estão embutidos encargos e perdas (como furtos de energia e perdas técnicas).

⁵ A Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) subdivide o chamado grupo B de consumidores com tensão inferior a 2,3kV em: B1, residencial; B2, rural; B3, demais e B4, iluminação pública.

⁶ Vide NR 4.

⁷ Valor pago pela exploração de concessão ou autorização de empreendimentos hidrelétricos. É arrecadado mensalmente por empresas de geração que adquiriram concessão ou autorização para construção e operação de geradoras hidrelétricas. Para as Pequenas Centrais Hidrelétricas (PCH) e Centrais Geradoras Hidrelétricas (CGH) o pagamento se dá por todo o período da concessão ou autorização, já para as Usinas Hidrelétricas (UHE) o pagamento se dá pelos cinco primeiros anos da concessão.

⁸ A RGR é um encargo do setor elétrico brasileiro pago mensalmente pelas concessionárias de geração, transmissão e distribuição de energia. Criada em 1957 pelo Decreto nº 41.019, a Conta de Reserva Global de Reversão financia projetos de melhoria e expansão para empresas do setor energético.

consumidores finais⁹, cativos¹⁰ e livres¹¹ têm valor anual fixado pela ANEEL e estão embutidas nas tarifas de energia elétrica.

Como foi comentado inicialmente, a Conta de Desenvolvimento Energético (CDE) foi criada visando, originalmente, o desenvolvimento energético dos estados, a competitividade da energia produzida a partir de fontes eólica, pequenas centrais hidrelétricas, biomassa, gás natural e carvão mineral nacional nas áreas atendidas pelos sistemas interligados e a universalização do serviço de energia elétrica em todo o território nacional.

Os objetivos da CDE foram ampliados por mudanças legislativas, dentre as quais cabe destacar a promovida pela Medida Provisória nº 579, de 11 de setembro de 2012, convertida na Lei nº 12.783, de 11 de janeiro de 2013, que alterou as aplicações e as fontes de custeio da CDE, incorporou a ela a CCC, centralizou os descontos rurais nas tarifas de distribuição e possibilitou a utilização de recursos da RGR.

Além disso, a União passou a ter direito ao crédito que a Eletrobras possuía com a Itaipu Binacional e passou a destiná-lo à CDE. Tal lei permitiu também que a CDE garantisse operações de crédito realizadas pela CCEE para manter a modicidade tarifária ou eventualmente cobrir necessidades de financiamento de concessionários de energia elétrica.

Segundo a Exposição de Motivos Interministerial nº 37 (MME/MF/AGU), o objetivo da MP era “viabilizar a redução do custo de energia elétrica para o consumidor brasileiro, assim, não apenas promover a modicidade tarifária e a garantia de suprimento de energia elétrica, como também tornar o setor produtivo ainda mais competitivo, contribuindo para o aumento do nível de emprego e renda no Brasil”.

Entretanto, alguns fatores importantes para a boa formulação de uma política pública não foram observados, ocorrendo situações de ausência de indicadores quantitativos para realizar o acompanhamento da implementação e a avaliação sobre a obtenção ou não dos resultados esperados, assim como a indefinição do período de vigência da proposta, a partir do qual a política poderia ser avaliada quanto aos resultados esperados.

Além disso, a incerteza gerada pela mudança abrupta de marco regulatório sem discussão prévia com os principais atores levou a consequências graves, que após algum tempo inverteram o efeito pretendido das medidas tomadas.

Mayon, Parodi e Polito (2018) apresentam uma narrativa detalhada da sequência de eventos que sucederam à MP 579, sendo os mais relevantes: a grave crise hídrica, um grande bloco proveniente do leilão de 2004 que ficou descontratado e a ausência de um leilão a curto prazo que suprisse essa perda.

Esse conjunto de eventos, somados à MP 579, geraram perdas a diversos grupos: aos contribuintes, por meio dos recursos alocados pelo Tesouro Nacional na CDE com o objetivo de cobrir parte do déficit setorial e manter a redução tarifária prometida; aos consumidores de energia, que tiveram encargos aumentados para cobrir parte desse déficit; às geradoras de energia (em especial, a Eletrobras), que tiveram uma perda de receita anual de R\$ 10 bi com as novas bases determinadas pela MP 579 e, conseqüentemente, perda de valor de mercado e às distribuidoras. Estas ficaram expostas involuntariamente e arcaram com elevado custo de energia, que não podia ser repassado aos consumidores tempestivamente e com isso tiveram dificuldades de caixa, sendo obrigadas a se endividar, levando, posteriormente, ao repasse desses custos aos consumidores.

⁹ Pessoa física ou jurídica, responsável por unidade consumidora ou conjunto de unidades consumidoras reunidas por comunhão de fato ou de direito, legalmente representada, localizadas em áreas contíguas, atendidas por meio de um único ponto de entrega e cuja medição seja única.

¹⁰ Consumidor ao qual só é permitido comprar energia da distribuidora detentora da concessão ou permissão na área onde se localizam as instalações do acessante, e que, por isso, não participa do mercado livre, sendo atendido sob condições reguladas.

¹¹ Agente da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE) da categoria de comercialização que adquire energia elétrica no ambiente de contratação livre para unidades consumidoras que satisfaçam, individualmente, os requisitos dispostos nos Arts. 15 e 16 da Lei 9.074/1995.

2.1 Desenvolvimentos Recentes

A Lei 13.360/2016¹² determinou, entre outras coisas, que seja elaborado plano de redução estrutural das despesas da CDE.

Nesse contexto, foi instituído, por meio da Portaria MME nº 484, de 4 de outubro de 2016, um Grupo de Trabalho (GT/MME) para elaborar o plano de redução estrutural das despesas da CDE. O GT/MME, composto por integrantes do Ministério de Minas e Energia (MME), da ANEEL e da Empresa de Pesquisa Energética (EPE), se reuniu durante 2016 e 2017 para a realização de diagnóstico e análise dos subsídios da CDE.

Em paralelo ao trabalho do GT/MME, foram aprovadas algumas iniciativas legislativas já no ano de 2017. O Decreto 9.022/2017 dispõe sobre a redução, a partir de 1º de janeiro de 2018, do subsídio concedido a termelétricas movidas a carvão mineral ao mínimo estipulado em contrato. Foi publicado também o Decreto 9.047/2017, que visa incentivar a redução do consumo de combustíveis fósseis e da CCC.

Em maio de 2018, o MME instaurou a consulta pública nº 45 para divulgar o relatório preliminar do GT/MME e abrir espaço para sugestões da sociedade; foram recebidas 49 contribuições de diferentes entidades. Em outubro de 2018, o GT/MME apresentou o relatório final e separou os subsídios em dois grupos, os que possuem relação direta com o setor elétrico e os que são de caráter puramente econômico e social, com a recomendação de que estes deveriam ser eliminados gradualmente da CDE.

Entre as recomendações gerais, destacam-se: a criação de um teto para o orçamento da CDE, que seria reajustado anualmente pelo Índice Nacional de Preços ao Consumidor Amplo (IPCA) e a eliminação da cumulatividade de benefícios recebidos.

O GT/MME apresentou sugestões de alteração nos subsídios em algumas das diversas políticas que são abrangidas pela CDE e enfatizou a dificuldade em modificar os subsídios que só podem ser alterados por meio de lei, como as Fontes Incentivadas, a CCC e o Luz para Todos. Foram propostas alterações nessas políticas, mas esses encaminhamentos podem ocorrer com maior morosidade, devido à necessidade de alteração legislativa.

Adicionalmente, foi proposto que a TSEE ficasse restrita às famílias que recebem Bolsa Família, pois dessa forma a política seria mais bem focalizada e as famílias mais pobres não seriam afetadas. A respeito das políticas de subsídio aos setores de Água, Esgoto e Saneamento, Aquicultura e Irrigação e Rurais, argumentou-se que não se enquadrariam no setor elétrico. A proposta do GT/MME foi que a extinção gradual desses benefícios ocorresse em 5 anos e houvesse extinção imediata dos benefícios cumulativos.

Após o encerramento do GT/MME, foi expedido o Decreto Nº 9.642, de 27 de dezembro de 2018, que vedou a aplicação cumulativa de subsídios e determinou a extinção gradativa dos subsídios aplicados nas áreas de saneamento, rurais e serviço público de irrigação.

Como reação, o Ministério da Agricultura, Pecuária e Abastecimento (MAPA) e o Ministério do Desenvolvimento Regional (MDR)¹³ questionaram o determinado pelo Decreto 9.642/2018, devido aos custos com energia elétrica que os produtores irrigantes suportam. Foram apresentados argumentos em favor da manutenção do subsídio, pois sem ele grande parte dos produtores não auferiria lucro na produção das culturas irrigadas.

Em março de 2019, áreas do governo federal¹⁴ solicitaram a manutenção dos subsídios a produtores rurais irrigantes e aquicultores que utilizam energia elétrica de baixa tensão e são beneficiados por políticas de subsídio cumulativas.

O principal argumento apresentado foi que o corte abrupto da cumulatividade de descontos traz impacto considerável nos custos de produção de várias culturas irrigadas, em particular nos produtores de menor

¹² Ao alterar o disposto no art. 13, § 2º-A, da Lei 10.438, de 26 de abril de 2002.

¹³ Por meio da Nota Técnica nº 3/CGIR/DDRU/SDRU-SIDR.

¹⁴ Por meio da EMI nº 7/2019 MME/MAPA/ME/MDR.

porte e renda. Dessa forma, recomendou-se prazo de cinco anos para redução e extinção da cumulatividade de subsídios para o setor, a fim de que os produtores rurais possam se adequar à nova realidade de custos.

Esse pleito teve como resultado o Decreto 9.744, de 3 de abril de 2019, que anulou o que havia sido alterado pelo Decreto 9.642/2018, quanto à cumulatividade de benefícios.

Por fim, ressalte-se o recente Acórdão do TCU nº 1.215/2019, que apresentou uma série de determinações e recomendações no contexto da CDE. Dentre as principais determinações, destacou-se a declaração de inconstitucionalidade de descontos, (atividades de irrigação e aquicultura desenvolvidas em períodos específicos; serviço público de água, esgoto e saneamento e outros descontos relacionados ao setor rural) por extrapolarem a delimitação consignada pelo Supremo Tribunal Federal (STF) em relação aos conceitos de preço público e política tarifária e, conseqüentemente, que a CDE deixe de financiá-las com recursos fora do orçamento federal, desonerando os consumidores de energia elétrica deste encargo. Além disso, deve ser demonstrado o caráter social e o foco, entre outros princípios aplicáveis, na universalização dos serviços públicos de energia elétrica para alguns benefícios: residência utilizada por trabalhador rural ou por trabalhador aposentado nesta condição, produtores rurais que exerçam agricultura de subsistência, prestadores do serviço público de irrigação rural e escolas agrotécnicas sem fins lucrativos situadas em zona rural.¹⁵

Essa decisão gerou dúvidas em parte do setor elétrico a respeito da validade do cronograma de redução dos descontos pelo Decreto 9.642/2018, pois o Acórdão implicaria em redução a zero desses descontos já a partir do início do ano seguinte, ou seja, quatro anos antes do previsto pelo Decreto de 2018. Além disso, a interrupção abrupta do desconto pode levar a conseqüências econômicas relevantes para os atuais beneficiários, sendo que o prazo de cinco anos do Decreto 9.642/18 permitiria um ajustamento gradual.

3 ASPECTOS ORÇAMENTÁRIOS E REFLEXOS NAS TARIFAS

Para auxiliar as discussões seguintes sobre cada um dos subsídios da CDE, descreve-se, nesta seção, o seu orçamento e sua dinâmica recente.

3.1 Receitas

Anualmente, a ANEEL calcula as necessidades de recursos para fazer frente às despesas orçadas na CDE. A diferença entre as despesas orçadas e as receitas cuja fonte é o Orçamento Geral da União (multas e UBP) somadas a saldo em conta, recursos da Reserva Geral de Reversão (RGR) e outras disponibilidades, é arrecadada por meio de quotas da CDE. A Tabela 1 apresenta os valores de receitas da CDE para os anos de 2013 a 2018.

¹⁵ Outras determinações do Acórdão 1.215/2019 trataram sobre avaliação das despesas, fiscalização de alguns benefícios, governança e reforço ao planejamento e execução de ações do plano de redução estrutural das despesas da CDE previsto pela Lei 13.360/2016, mencionada no início desta seção.

Tabela 1 – Receitas orçadas da CDE (R\$ milhões correntes)

Receitas	2013	2014	2015	2016	2017	2018
Fontes da União	9.311	12.581	712	792	844	886
Uso de Bem Público - UBP	674	558	585	612	668	672
Multas aplicadas pela Aneel	177	218	127	180	176	214
Recursos da União	8.460	11.805	0	0	0	0
Demais Fontes	4.810	5.493	24.535	17.499	15.146	19.168
Saldo em Conta	3.786	0	435	64	714	0
Recursos da RGR	0	2.295	1.974	2.002	1.210	478
Outras disponibilidades	0	1.498	69	108	184	734
Quotas CDE - ENERGIA	0	0	3.137	3.472	3.690	3.796
Quotas CDE - Uso	1.024	1.700	18.920	11.853	9.348	14.160
Total	14.121	18.074	25.246	18.291	15.989	20.053

Fonte: ANEEL.

É possível observar que as quotas pagas pelos consumidores de energia (CDE-Uso) foram a principal fonte de recursos na maior parte do período. Em 2018, o valor das quotas foi de R\$ 14,16 bilhões, ou 70,6% do total das receitas da CDE. Esse valor deve ser pago por todos os agentes que atendem consumidores cativos e livres, sendo repassado na fatura de energia elétrica (“conta de luz”) como encargo setorial. Portanto, a maior fonte de recursos da CDE são recursos privados. Além disso, vale mencionar que a alínea Quotas CDE-Uso é calculada como conta de chegada para fazer frente às necessidades de recursos da CDE: as despesas e as demais fontes de receitas são estimadas e a diferença restante para equilibrar o orçamento total da CDE é alocada para essa fonte, sendo rateada entre os consumidores.

A aplicação das Quotas CDE-Uso não é, entretanto, homogênea para todos os consumidores, conforme estabelece a Lei 13.360/16. O valor das quotas alocado ao Sul e Sudeste/Centro-Oeste, em 2019, é 3,28 vezes o valor alocado ao Norte e Nordeste e está em processo de convergência gradual entre as regiões, com previsão de equalização em 2030 (ANEEL, 2017). Outra diferenciação introduzida pela mesma legislação para o rateio das quotas ocorre em relação à tensão: atualmente, a relação entre o valor pago pelo consumidor de alta tensão sobre o de baixa tensão é 0,79 e a relação entre o valor pago pelo consumidor de média tensão sobre o de baixa tensão é de 0,92. Essas proporções convergirão gradualmente até 2030, quando passarão a ser respectivamente um terço e dois terços da baixa tensão.

A participação da União, por sua vez, chegou a mais de 65% e a quase 70% do total das receitas nos anos de 2013 e 2014, respectivamente, em decorrência do uso do item “Recursos da União”. Para o período posterior, não houve entradas adicionais nesse subitem e as fontes da União se restringiram a Uso de Bem Público (UBP) e Multas aplicadas pela Aneel, totalizando apenas 4,4% das receitas da CDE em 2018. Essa variação da participação da União no financiamento da CDE será tratada em detalhes na seção 4.

Entre os demais recursos, destaca-se também as quotas devidas pelas concessionárias de distribuição, orçadas para 2018 em R\$ 3,79 bilhões (18,9% do total). Essas quotas (CDE-Energia) também são recursos privados e são destinadas à amortização de operações de crédito contratadas na gestão da Conta no Ambiente de Contratação Regulada (Conta-ACR). Tais operações de crédito aconteceram pela dificuldade temporal das distribuidoras de energia em repassar o aumento de custos de energia aos consumidores, em consequência do descasamento entre os reajustes das tarifas e as variações do custo de energia, o que expôs o caixa das distribuidoras e fez com que elas necessitassem dessas operações de crédito.

3.2 Despesas

As receitas orçadas na subseção anterior têm por objetivo o financiamento das políticas custeadas pela CDE. Os valores orçados dessas políticas são apresentados pela Tabela 2 para os anos de 2013 a 2018.

Tabela 2 – Despesas orçadas da CDE (R\$ milhões correntes)

Despesas	2013	2014	2015	2016	2017	2018
Descontos Tarifários na Distribuição	4.461	4.092	5.454	6.156	6.051	8.362
CCC - Sistemas Isolados	4.043	4.658	7.223	6.339	5.056	5.849
Tarifa Social (TSEE) - Baixa Renda	2.200	2.099	2.166	2.239	2.498	2.440
Restos a pagar	0	1.627	3.000	0	0	1.061
Universalização (Luz para Todos)	2.027	875	875	973	1.172	941
Carvão Mineral Nacional	1.004	1.123	1.216	1.005	909	850
Descontos Tarifários na Transmissão	0	0	0	0	288	362
Subvenção Cooperativas	0	0	0	0	0	179
CAFT CCEE	0	0	0	0	15	9
Fontes Renováveis e Gás Natural	0	0	0	0	0	0
Qualificação de mão de obra técnica	0	0	0	0	0	0
Reserva Técnica	0	0	0	0	0	0
Indenização de Concessões	0	3.179	4.898	1.242	0	0
Subvenção RTE	386	389	389	310	0	0
Verba MME	0	31	24	27	0	0
Total	14.121	18.074	25.246	18.291	15.989	20.053

Fonte: ANEEL.

Em 2018, o principal item de despesa da CDE foi o de Descontos Tarifários na Distribuição, estimado em R\$ 8,36 bilhões (41,7% do total de despesas). A concessão desses descontos tem origem em benefícios a consumidores e geradores de fontes incentivadas, consumidores rurais que utilizam irrigação e aquicultura, outros consumidores rurais e consumidores no serviço público de água, esgoto e saneamento.

O segundo principal item das despesas são os sistemas isolados, pagos pela CCC, orçados em R\$ 5,85 bilhões (29,2% do total das despesas de 2018). Os dois itens de maior participação no orçamento da CDE atualmente também foram aqueles com maior variação nominal entre 2013 e 2018, acumulando crescimento nominal de 87,4% para os descontos tarifários na distribuição e 44,7% para as despesas da CCC. Ambas variações foram superiores à variação média do IPCA no período, que foi de 35,2%.

Por outro lado, dentre os itens que apresentaram redução no período, destacam-se: Universalização (redução nominal de 53,6% de 2013 a 2018) e Carvão Mineral Nacional (redução de 15,3%). Isso é consequência, no caso do primeiro programa, da proximidade cada vez maior em atingir sua meta, o que tem levado à redução dos investimentos e, no caso do Carvão Mineral, com previsão do fim desse subsídio em 2027¹⁶, ocorrem os reflexos de resolução da Aneel¹⁷ que passou a exigir mais eficiência das termelétricas a carvão, além da possibilidade de comercialização do excedente gerado a partir da modernização das usinas.

As demais despesas permaneceram relativamente estáveis no período, cabendo destacar, por sua materialidade, a Tarifa Social de Energia Elétrica, que foi orçada em R\$ 2,4 bilhões para 2018 (12,2% das despesas).

Com a clareza das linhas que compõem o orçamento, revisita-se, a seguir, as fontes de custeio das despesas agora sob a ótica de se caracterizarem como recurso público ou privado.

¹⁶ A Lei 10.438/2002 Art. 13 §7º, com redação dada pela Lei 12.783/2013, prevê custeio dessa despesa pela CDE até 2027.

¹⁷ REN 500/2012 alterada pela 801/2017.

4 SUBSÍDIOS DA UNIÃO E SUBSÍDIOS CRUZADOS

O termo subsídio é amplamente utilizado na teoria econômica como um antônimo de imposto (WTO, 2006), ou seja, trata-se de uma transferência governamental para entidades ou pessoas do setor privado. De maneira geral, pode-se considerar subsídio como um mecanismo de política pública que visa reduzir o preço ao consumidor ou o custo do produtor (MYERS e KENT, 1998). Há, também, uma forma de intervenção pública sobre os preços do consumidor ou custos do produtor que não envolve transferências de valores públicos, conhecida na literatura como subsídio cruzado. Segundo Steenblik (2010), trata-se de transferência de mercado realizada ao discriminar preços entre os consumidores dentro do escopo de uma mesma empresa ou agência.

A respeito, Posner *apud* Viscusi (2015), a partir da ótica regulatória, considera que o subsídio cruzado tem como uma de suas funções assistir o governo em seu papel de promover a redistribuição dos recursos. Opera, portanto, como ferramenta de redistribuição do bem-estar de um grupo de consumidores em benefício de outro grupo.

Assim, um subsídio pode ser operacionalizado via financiamento com recursos públicos (arcados pelo contribuinte) ou privados (pelo consumidor), restringindo-se, neste último caso, aos subsídios cruzados. Em particular, as transferências que afetam os recursos do Governo Federal são aqueles benefícios conhecidos como subsídios da União. Em contraste, quando um subconjunto de consumidores paga preços mais elevados para beneficiar outro grupo de consumidores, configura-se um subsídio cruzado, no âmbito do setor privado.

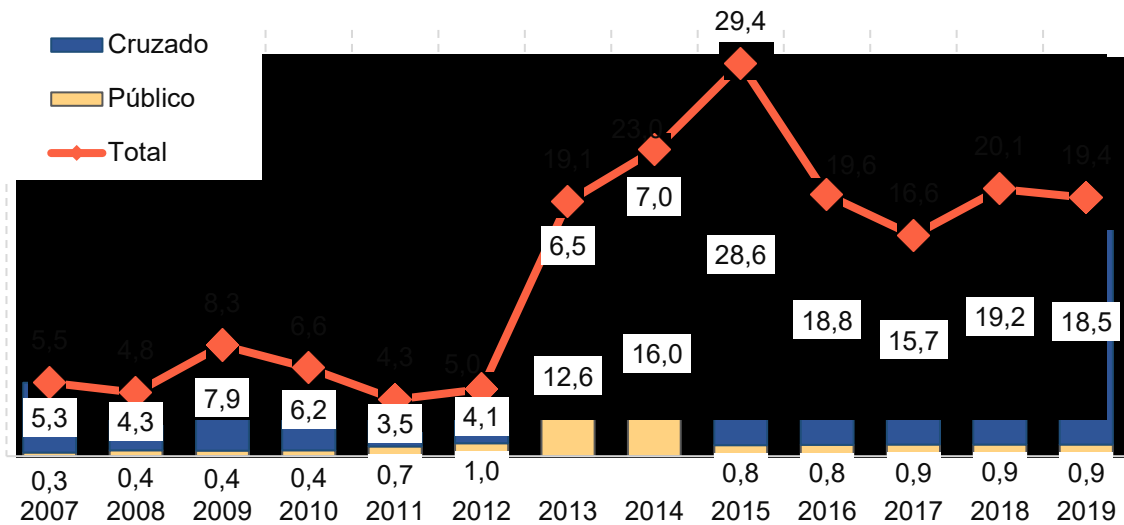
Uma forma comum de subsídio cruzado, citada por Steenblik (2010), está entre consumidores de energia elétrica e de sistemas de irrigação. Administradores de grandes hidroelétricas estocam água, que poderia ser usada para irrigação e que também gera eletricidade. Assim, esses agentes têm que decidir como alocar custos, comuns em ambas as atividades (como construção e manutenção de barragens e reservas), entre os fazendeiros e os consumidores de energia. A propósito, reguladores comumente decidem que os fazendeiros serão subsidiados pelos demais consumidores de energia elétrica.

No caso da CDE, para fins de cumprimento das políticas públicas implementadas, são empregados tanto recurso público quanto privado, conforme seção 3.1. Ademais, todos os subsídios que compõem as despesas da CDE podem, eventualmente, ser custeados completamente por recursos públicos ou privados.

O Gráfico 1 apresenta os subsídios da CDE a valores reais de 2018 e utiliza a soma dos valores de UBP, Multas da ANEEL e Aportes da União como subsídios públicos, sendo que as demais fontes de financiamento foram classificadas como subsídio cruzado¹⁸. Ou seja, as receitas da CDE foram categorizadas entre subsídios públicos (recursos da União) e cruzados (recursos privados), para evidenciar sua composição ao longo do tempo:

¹⁸ A próxima subseção apresenta uma discussão mais aprofundada sobre a questão da contabilização dos subsídios da União para o setor elétrico.

Gráfico 1 – Subsídios públicos e cruzados da CDE (R\$ bilhões de 2018)



Fonte: ANEEL e SILVA (2015).

Na série histórica, contemplando o orçamento para 2019, os subsídios abarcados pela CDE cresceram 251,5%, em termos reais, desde 2007. Analisando a composição, observa-se que tais subsídios foram majoritariamente arcados pelos consumidores de energia elétrica, ou seja, são subsídios cruzados. Notadamente, a dinâmica dos valores dos subsídios arcados pela CDE apresentados foi fortemente influenciada pela MP 579/2012 e por outros fatores setoriais específicos, levando à inclusão de outros programas na conta e à expressiva participação dos subsídios governamentais nos anos de 2013 e 2014.

O quadro generalizado de perdas provocado pela MP 579/2012, somado à maior restrição fiscal, que ficou mais evidente a partir de 2015, levou a União a deixar de fazer novos aportes discricionários à CDE, repassando apenas os valores de multas da ANEEL e UBP.

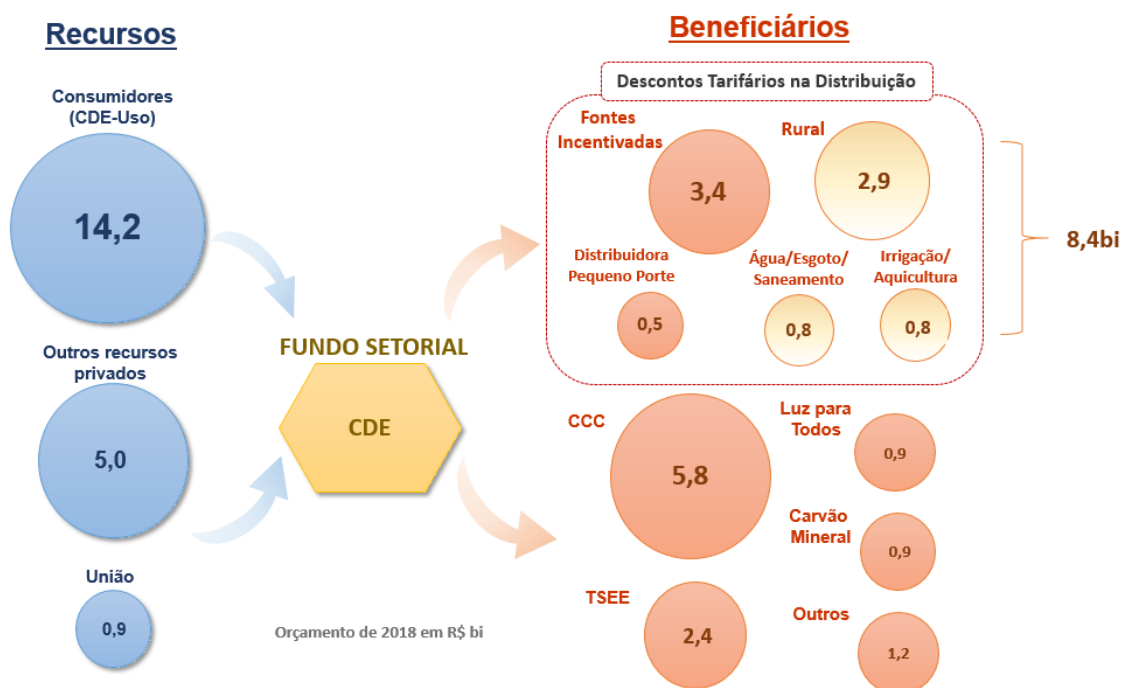
Dessa forma, como apresentado pelo Gráfico 1, o expressivo subsídio público em 2013 e 2014 totalizou R\$ 28,5 bilhões (em valores reais de 2018), representando quase o triplo (2,8 vezes) da soma dos recursos públicos empregados nos demais anos (2007 a 2012 e 2015 a 2019). Nos anos subsequentes, o subsídio público voltou a valor próximo de 2012 e a conta passou a ser arcada por meio da substancial elevação dos subsídios cruzados, pagos pelos consumidores de energia. Isso pode ser constatado pela elevação significativa do item de receita Quotas CDE-Uso entre 2014 e 2015 e pelo reflexo nas tarifas de energia para os consumidores nos anos seguintes¹⁹.

A Figura 1 salienta a composição dos recursos da CDE e sua destinação em 2018, com maior detalhamento sobre os beneficiários dos subsídios. Observa-se, atualmente, que os sistemas isolados são os maiores beneficiários, via CCC, seguidos pelos geradores e consumidores de fontes incentivadas (pequenos empreendimentos hidrelétricos, base eólica, solar, etc.), abrangendo 46% dos subsídios. Outros beneficiários diretamente relacionados ao setor elétrico são as distribuidoras de pequeno porte, carvão mineral, e os programas com conotação social, como o Luz para todos e consumidores de baixa renda (Tarifa Social de Energia Elétrica), totalizando aproximadamente 24% dos benefícios. Os 30% restantes são direcionados a beneficiários rurais, da irrigação e aquicultura e para consumidores do setor de água, esgoto e saneamento. Esse montante de despesas (quase um terço dos subsídios) que beneficiou agentes fora do setor elétrico foi arcado, majoritariamente, pelos consumidores de energia e distribuidoras, cujos recursos privados representaram 96% das disponibilidades da CDE em 2018²⁰.

¹⁹ Vide, por exemplo, as reportagens: <http://g1.globo.com/economia/seu-dinheiro/noticia/2015/02/alta-da-energia-em-2015-pode-superar-50-revelam-decisoes-da-aneel.html> e <https://g1.globo.com/economia/noticia/conta-de-luz-acumula-alta-media-de-315-entre-2014-e-2017-diz-estudo.ghtml>.

²⁰ Esse ponto acerca dos benefícios concedidos a agentes fora do setor elétrico foi um dos questionamentos do Acórdão TCU 1.215/2019 mencionado na seção 2.1.

Figura 1 – Recursos e beneficiários da CDE em 2018 (R\$ bilhões correntes)



Nota: “Outros recursos privados” englobam demais fontes privadas de recursos, como encargos sobre distribuidoras, saldo em conta, recursos da RGR e outras disponibilidades, excetuando fontes da União e a CDE-Uso. “Outros beneficiários” são a composição de despesas menores, excetuando as explicitadas.

Fonte: ANEEL.

4.1 Aspectos Econômico-Fiscais

Para além das questões legais que envolvem o assunto e já foram relatadas, do ponto de vista econômico, um subsídio pode ser público, ou seja, concedido através do orçamento público, importando respectiva tributação dos contribuintes, ou pela angariação dos recursos dentro do mesmo setor, por exemplo via encargos setoriais (subsídio cruzado ou privado). Essa exposição enseja a análise sobre as atividades econômicas que utilizam a energia elétrica como insumo e em que medida um subsídio pode distorcer uma alocação eficiente dos recursos, afetando os preços relativos dos insumos (capital, trabalho, energia e outros).

Sabe-se que, para preservar o equilíbrio fiscal, em geral, é necessário que a concessão de um novo subsídio deve ser financiada por elevação de tributos. Os mesmos podem incidir sobre os fatores de produção mencionados ou sobre o consumo (tributos indiretos).

Dessa forma, uma vantagem do subsídio público é o amplo espectro de possibilidades para financiamento, ainda que todas as alternativas mencionadas possam gerar perda de eficiência econômica. Isso permite diluir as fontes de recursos para concessão do benefício. Além disso, existe o potencial de focalizar a tributação, aplicando a progressividade, buscando aqueles contribuintes com maior renda, riqueza ou capacidade de pagamento (potencial de progressividade).

O encargo setorial também possibilita alguma focalização, mas onera um insumo específico (energia elétrica) e, dessa forma, prejudica as atividades que são mais intensivas no uso de energia, concentrando o ônus do financiamento sobre determinadas atividades.

Por outro lado, pode ser desejável, do ponto de vista social, que o consumo de energia elétrica seja inferior ao nível de equilíbrio de mercado, considerando externalidades negativas na oferta de energia. Por exemplo, o impacto ambiental de construção de usinas hidrelétricas e a poluição atmosféricas pelas

geradoras termelétricas. Por sua vez, deve-se avaliar a contribuição dos segmentos intensivos em energia no desenvolvimento econômico e no seu potencial em gerar, por sua vez, externalidades positivas.

Dessa forma, não é possível assumir de antemão, do ponto de vista econômico, qual forma de financiamento do subsídio é mais desejável (cruzado ou público). O que a teoria econômica preconiza, entretanto, é que essa decisão deve ser guiada pelos efeitos gerados sobre aqueles que financiam e recebem o subsídio, como suas decisões de consumo e produção seriam afetadas e as externalidades que se deseja mitigar ou amplificar. Porém, o que se observou, no caso da CDE, foi uma falta de atenção a esses elementos. Na seção 5.1.1, procura-se suprir essa lacuna, analisando o impacto macroeconômico dos subsídios, mais especificamente, à classe rural.

Outro aspecto importante diz respeito ao arcabouço fiscal. As despesas da União devem passar pelo ciclo de empenho, liquidação e pagamento, o qual está sujeito à disponibilidade de limite orçamentário e financeiro.

A Emenda Constitucional nº 95/2016 estabeleceu um limite de gastos para a União. Esse teto de gastos tem se transformado numa restrição ativa e a tendência é de dificuldades ainda maiores nos próximos anos em função da elevação das despesas obrigatórias acima do aumento permitido para as despesas sujeitas ao teto.

Na hipótese de transferência dos subsídios cruzados financiados pela CDE para o OGU, esse cenário passaria a impactar mais diretamente o setor elétrico, pois a expectativa das distribuidoras de recebimento ficaria condicionada à disponibilidade de recursos orçamentários, a qual tem sido afetada pelo mecanismo mencionado.

Isso pode não ser do interesse das distribuidoras, pois a parcela dos recursos financiados pela CDE é liquidada sem risco de inadimplência, com prazo previsível, e passaria a depender do processo de execução orçamentária-financeira da União.

4.2 Experiência Internacional com Subsídios Cruzados no Setor Elétrico

Há registro de diversos subsídios cruzados em vários países. No caso do setor elétrico, são comuns subsídios à geração de energia por fontes renováveis e a classes específicas de consumidores, como os mais pobres. Além do setor elétrico, existem também, por exemplo, subsídios cruzados para mitigar a flutuação de preços de combustíveis, reduzir o preço de gás de cozinha, baratear o preço do transporte público e facilitar o acesso ao sistema de saneamento (IISD, 2015 e CONECC & GERMAN-MEXICAN ENERGY PARTNERSHIP, 2018).

Esta subseção dá destaque à experiência internacional com os subsídios ao setor elétrico para os consumidores residenciais e para os produtores agrícolas, que serão explorados em maiores detalhes para alguns países a seguir. Em muitos casos, há uma combinação de subsídios cruzados e públicos, sendo que algumas reformas das últimas décadas foram na direção de concentrar o financiamento desses benefícios no orçamento público.

4.2.1 Índia

A Índia é o país que mais extrai água do subsolo no mundo (mais que o dobro do segundo colocado, a China), como pode ser observado na Tabela 3. Esse processo de extração é importante para a produção de alimentos e renda dos agricultores. Além disso, há elevada demanda de energia elétrica para bombear a água para a superfície. Nesse contexto, o assunto dos subsídios para este setor é extremamente relevante para o país.

Para dar uma ideia da magnitude do suporte à tarifa de energia elétrica para a irrigação, o setor agrícola arcou com um custo de energia elétrica 69,6% inferior ao custo médio do kWh em 2010-2011. Esse subsídio tem sido arcado pelas empresas de distribuição de energia elétrica (portanto, pelo setor público),

que historicamente apresentam déficits. Isso reduz a capacidade de investimento das mesmas pela dificuldade em repassá-lo integralmente às tarifas dos demais consumidores.

Tabela 3 – Extração de água do subsolo e finalidade (2010)

País	Extração estimada de água subterrânea (2010) - km ³ /ano	Finalidade da água subterrânea extraída (% Total)		
		Irrigação	Uso doméstico	Indústria
Índia	251,0	89	9	2
China	112,0	54	20	26
EUA	111,7	71	23	6
Paquistão	64,8	94	6	0
Irã	63,4	87	11	2
Bangladesh	30,2	86	13	1
México	29,5	72	22	6
Arábia Saudita	24,2	92	5	3
Indonésia	14,9	2	93	5
Turquia	13,2	60	32	8
Rússia	11,6	3	79	18
Síria	11,3	90	5	5
Japão	10,9	23	29	48
Tailândia	10,7	14	60	26
Itália	10,4	67	23	10

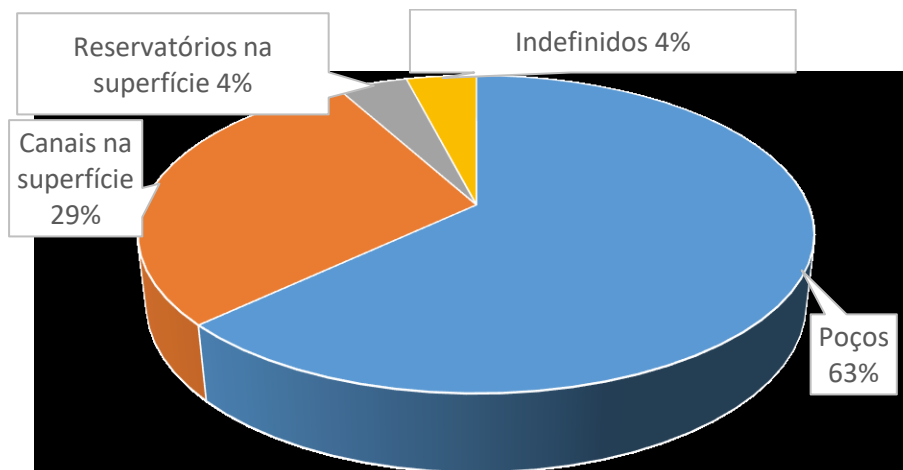
Fonte: IISD (2015). Elaboração própria.

Até a década de 1970, a irrigação da Índia era extremamente dependente das chuvas, sendo que durante a colonização britânica houve construção de canais e reservatórios, que permitiam utilizar água dos rios e outras fontes disponíveis no nível da superfície terrestre.

A partir dos anos 70, os agricultores passaram a utilizar de forma crescente a água disponível no subsolo. Isso foi possível graças ao desenvolvimento de poços artesianos, bombas elétricas e movidas a diesel. Essas inovações de técnicas de irrigação permitiram expandir a agricultura para regiões onde antes não era possível acessar um volume de água necessário ao cultivo no nível da superfície.

Hoje em dia, os agricultores dão preferência para a utilização da água do subsolo, pois sua oferta é confiável, pode ser controlada pelo próprio produtor e não depende de instituições públicas diretamente. O uso da água subterrânea levou ao incremento da produtividade agrícola e da renda dos produtores. O Gráfico 2 destaca a importância desta fonte para a irrigação.

Gráfico 2 – Fonte de água para irrigação na Índia (% Total)



Fonte: IISD (2015). Elaboração própria.

Considerando os impactos econômicos do uso de água do subsolo, o governo introduziu um mecanismo de subsídio para dar suporte aos agricultores. O subsídio foi direcionado não apenas para a compra dos equipamentos que permitiam a exploração desta fonte de água, como também para a energia necessária para uso dessas máquinas.

4.2.2 México

Considerando dados de 2016, o setor agrícola é o segundo maior beneficiário dos subsídios do setor elétrico mexicano com 11,3% do total de subsídios e fica atrás apenas dos consumidores residenciais que foram contemplados com 78% do total.

Há uma combinação entre subsídios públicos e cruzados. Em 2016, 9,5% do total de subsídios foi custeado por tarifas e o restante por subsídio público e pela *Comisión Federal de Electricidad* (CFE), principal empresa estatal do setor elétrico mexicano. Até a reforma do setor de 2013/2014, a CFE abatia o custeamento dos subsídios do pagamento de impostos e da distribuição de dividendos. Após a reforma, houve transferência de parcela dos encargos para o tesouro mexicano.

Estima-se que 53% do consumo de energia elétrica do setor agrícola tenha sido beneficiado com uma tarifa 85% inferior ao custo de geração entre 2009 e 2014. Além disso, 96% do consumo de eletricidade do setor agrícola receberam algum subsídio em 2016.

Como consequência dos subsídios do setor elétrico para a agricultura, dois impactos negativos costumam ser citados: alta regressividade (enquanto os grandes agricultores com recursos e sistemas de irrigação com maior tecnologia estão no primeiro decil da distribuição de renda e recebem 50% do subsídio total, os pequenos agricultores não tem acesso às bombas para irrigação e não recebem nenhum subsídio) e o consumo acelerado dos estoques de água subterrânea com repercussões ambientais negativas (embora a irrigação não seja a única causa de superexploração dos aquíferos, há alta correlação entre o grau de exploração e o subsídio para eletricidade voltada para irrigação).

Em 2016, 99% dos usuários residenciais de energia elétrica foram beneficiados por subsídios tarifários. Esse subsídio também é considerado regressivo por beneficiar mais os consumidores de renda mais alta. Estima-se que os dois decis de renda mais elevada obtiveram benefício três vezes superior em termos percentuais aos decis de renda mais baixa. Além disso, a distribuição regional também acentua as desigualdades, pois as tarifas foram desenhadas para favorecer mais as áreas que fazem uso de ar condicionado em função das temperaturas elevadas. Isso contrasta com uma parcela significativa da população que está abaixo da linha de pobreza e é pouco beneficiada pelo subsídio, que não possuem acesso aos itens que mais consomem energia apontados.

4.2.3 Colômbia

Na Colômbia, as tarifas residenciais são subsidiadas, até o nível de subsistência para consumidores de baixa renda, de acordo com a região geográfica. O desconto varia entre 15% e 60%. Além disso, a eletricidade para irrigação recebe um subsídio de até 50% do custo total.

Esses benefícios são financiados por subsídios cruzados, fiscais e pelas distribuidoras. Além disso, fundos especiais foram criados para melhorar os serviços de fornecimento de energia elétrica para áreas: não conectadas à rede, rurais e distritos de baixa renda.

Os consumidores residenciais classificados como mais ricos e as indústrias pagam uma sobretaxa de até 20% para auxiliar no financiamento dos subsídios cruzados.

Em 2016, 88% dos consumidores receberam algum nível de subsídio, sendo que 65% deles estavam no grupo que recebe os maiores descontos, enquanto apenas 5% pagaram a sobretaxa.

Como o subsídio cruzado tem sido insuficiente para financiar totalmente os descontos, recursos orçamentários têm sido utilizados em volume crescente entre 2010 e 2017 para financiá-los e discussões têm sido realizadas para reduzi-los.

4.2.4 Turquia

Desde a completa implementação das reformas iniciadas em 2008, a Turquia possui um sistema de tarifas para o setor elétrico em que os diversos tipos de consumidores arcam de maneira semelhante com os custos, ou seja, o sistema não provê subsídios tarifários entre tipos de consumidores. Entretanto, como a tarifa é fixada nacionalmente, há subsídio cruzado entre regiões.

As regiões mais remotas, que tendem a ter perdas e custos mais elevados, acabam sendo beneficiadas pela tarifa nacional uniforme, pois os consumidores pagam o mesmo valor das regiões mais centrais. Além disso, há um mecanismo de equalização de preços entre as companhias de distribuição para equilibrar custos.

4.2.5 Comparativo com o Caso Brasileiro

Diante dos casos apresentados nesta subseção, conclui-se que, no aspecto do financiamento, o uso de subsídios cruzados não é uma peculiaridade brasileira. Além disso, é usual que ocorra uma mescla de subsídios cruzados e públicos para financiamento de benefícios no setor elétrico. Em alguns casos, como no México e Colômbia, ou implicitamente pelo déficit de distribuidoras, como na Índia, a participação do subsídio público se tornou mais relevante. No caso brasileiro, o aporte de recursos da União na CDE ainda é legalmente permitido, porém o teto de gastos se tornou uma restrição ativa na alocação orçamentária, conforme abordado na subseção 4.1. Nesse sentido, torna-se difícil vislumbrar, como opção realística, a elevação do subsídio público para financiar as políticas na CDE. Com efeito, desenvolvimentos recentes, como diversos ajustes ou eliminação de alguns descontos tarifários (vide subseção 5.1), vão no sentido de reduzir o fardo financeiro na CDE, ao invés de realocá-lo.

Na ótica dos beneficiários, embora haja um enfoque sobre benefícios sociais, isto é, de apoio aos consumidores de menor renda, também existem benefícios voltados ao setor agrícola. Adicionalmente, verificou-se algum grau de sobreposição entre esses benefícios. Nesses casos, a experiência internacional apontou para os perigos de se realizar uma distribuição regressiva dos subsídios, quando os benefícios não são ajustados para levar em conta as diferenças nos perfis de consumo de energia elétrica pelos diferentes segmentos populacionais. Assim, uma avaliação de focalização é oportunamente conduzida na seção 5.3, em que se analisa a TSEE.

Em termos dos descontos aplicados, considerando-se os casos analisados, nota-se que o nível de descontos aos produtores rurais irrigantes é semelhante ao concedido a essa categoria no Brasil, que varia entre 70% e 100%, dependendo da região e da cumulatividade com os descontos à classe rural em geral. Na Índia, os subsídios à irrigação são utilizados como um instrumento de política de desenvolvimento agrícola, tendo em vista os impactos econômicos do uso da água do subsolo. Nesse sentido, se

fundamenta uma análise dos impactos econômicos dos subsídios à classe rural e subclasses de irrigação e aquicultura, conforme se abordará na seção 5.1.1.

4.3 Contabilização dos Subsídios da União na CDE

Esta subseção discute a forma de contabilização dos subsídios públicos da União para a CDE. Atualmente, há dois documentos elaborados por esta SECAP que procuram dar transparência às modalidades de subsídios custeadas pelo poder público, particularmente, aos benefícios tributários, financeiros e creditícios, concedidos pela União: o Orçamento de Subsídios da União (OSU) e o Demonstrativo de Benefícios Financeiros e Creditícios (DBFC)²¹. Essas três modalidades de subsídios impactam os recursos ou os valores públicos da União, mas de formas diferenciadas.

Dos itens de despesa que compõem a CDE, apenas um deles - a TSEE - compõe o DBFC e o OSU. A Portaria nº 379, de 13 de novembro de 2006, do extinto Ministério da Fazenda - MF (atualizada pela Portaria MF nº 57, de 27 de fevereiro de 2013) apresenta o método de cálculo dos subsídios e já incluía esse programa no seu rol de benefícios.

Entende-se, porém, que o critério balizador da presença de um subsídio no DBFC (e no OSU) deve ser o impacto sobre as Contas Públicas do Governo Federal, seja nas receitas ou nas despesas, decorrente de sua concessão. Ressalte-se, mais uma vez, a determinação emanada pelo poder constituinte, no Capítulo II - Das Finanças Públicas, sobre o processo orçamentário:

“O projeto de lei orçamentária será acompanhado de demonstrativo regionalizado do efeito, sobre as receitas e despesas, decorrente de isenções, anistias, remissões, subsídios e benefícios de natureza financeira, tributária e creditícia” (§ 6º do art. 165 da CF/88).”

Portanto, uma vez que o orçamento contém exclusivamente receitas e despesas públicas, o propósito do constituinte originário era agregar informações complementares à peça orçamentária. Estas, por definição, devem se ater a valores públicos, a exemplo dos subsídios.

Assim, caso o subsídio seja pago com recursos públicos federais, esteja ele explícito (benefício financeiro) ou implícito (benefício tributário e creditício) no orçamento da União, ele deve ser enquadrado como subsídio da União, sendo custeado, em última instância, pelo conjunto dos contribuintes. Porém, caso o subsídio seja arcado por um segmento de consumidores em prol de outro do mesmo mercado, ele deve ser classificado como subsídio cruzado e, nesta condição, não deve fazer parte do DBFC, tampouco do OSU.

No caso em questão, a maior parcela das despesas da CDE é paga pelos consumidores de energia elétrica, via tarifa, sendo classificada como subsídio cruzado. A outra parcela é paga com recursos da União (pelos contribuintes), via confronto de receitas e despesas, caracterizando-se como subsídio da União.

Ressalta-se, portanto, que, para fins de cumprimento da política pública implementada (subsídio no setor elétrico), tanto recurso público quanto privado é empregado. Ademais, todos os subsídios que compõem despesas da CDE, e não apenas a TSEE, podem, eventualmente, ser custeados por recursos públicos federais, pois não é possível identificar qual fonte de recursos custeou qual linha de despesa da CDE.

Assim, defende-se que sejam incluídos no DBFC da União exclusivamente os subsídios ao setor de energia elétrica custeados pela União. Desse modo, o montante a ser registrado deve corresponder à soma das fontes orçamentárias de receitas da União que são destinadas para o custeio das diversas políticas públicas do setor de energia elétrica.

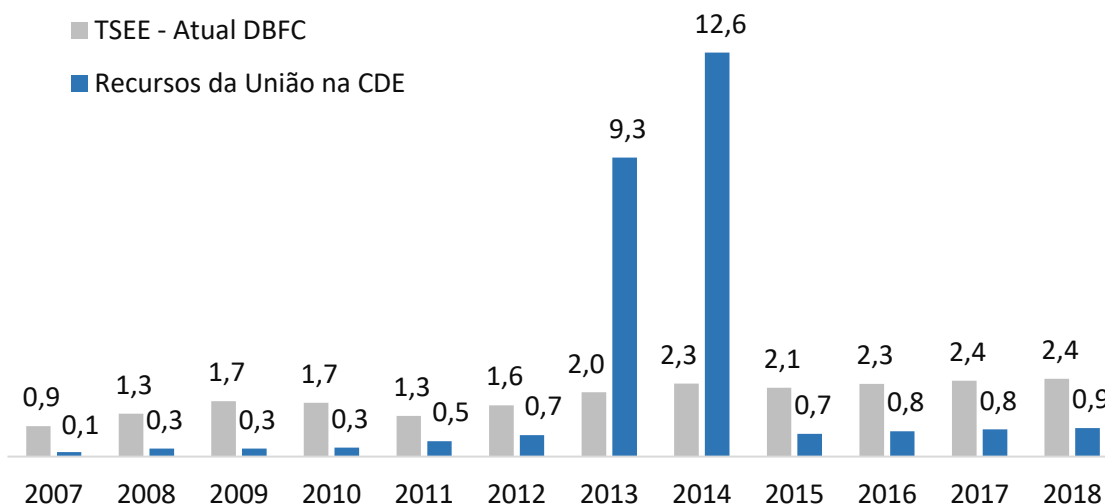
Com isso, a soma das receitas de UBP, das multas aplicadas pela Aneel e da “transferência de recurso da União” à CDE devem ser consideradas, isto é, todas as receitas da União repassadas diretamente ou via

²¹ Os documentos podem ser acessados em: <http://www.fazenda.gov.br/centrais-de-conteudos/publicacoes/orcamento-de-subsidios-da-uniao>.

orçamento à CDE²², como apresentado no Gráfico 3. Nesse sentido, enfatiza-se que o montante relativo às quotas da CDE não deve compor o DBFC, tendo em vista que é custeado por um grupo de consumidores de energia elétrica, via subsídio cruzado, não impactando, portanto, os valores públicos.

O Gráfico 3 ilustra os gastos com a Tarifa Social de Energia Elétrica (barra cinza), que têm sido registrados no DBFC e no OSU, e os recursos da União destinados à CDE (barra azul) que, em nosso entendimento, deveriam passar a ser os montantes a compor os documentos mencionados.

Gráfico 3 – Recursos da União na CDE e TSEE (R\$ bilhões correntes)



Fonte: Aneel e SECAP/ME. Elaboração Própria.

Nota-se que houve anos em que a destinação destes recursos foi muito superior aos valores necessários para custear a Tarifa Social de Energia Elétrica (2013 e 2014), ou seja, a União subsidiou mais do que o custo total da TSEE. Por sua vez, tanto no período anterior aos aportes substanciais na CDE (2007-2012), como quando a União parou de fazê-los (2015 a 2018), os recursos da União direcionados à CDE foram insuficientes para arcar com o montante relacionado à Tarifa Social.

Neste caso, houve necessariamente tanto subsídio da União quanto subsídio cruzado, ou seja, o consumidor de baixa renda foi custeado parcialmente pelos consumidores de energia elétrica de maior poder aquisitivo e pelos contribuintes da União. Destaque-se que a alteração proposta, caso implementada, adequará o DBFC (e o OSU) à definição de Subsídio da União, passando a considerar todo o Subsídio da União operacionalizado via CDE, afetando as tarifas do setor de energia elétrica.

Também é imperativo ressaltar que a série proposta reflete mais adequadamente o impacto fiscal sobre as contas públicas das políticas subsidiadas via CDE. Com efeito, apresentar apenas os valores da TSEE em 2013 e 2014 poderia levar a uma grave subestimação do peso desses subsídios: por exemplo, O impacto fiscal em 2014 estaria subestimado em mais de 5 vezes. Dessa forma, entende-se que essa alteração contribuirá para tornar mais transparente para a sociedade os verdadeiros financiadores da política, dando maior clareza ao debate.

5 AVALIAÇÃO DAS POLÍTICAS SUBSIDIADAS VIA CDE

As análises presentes nas subseções seguintes discutem as políticas presentes na CDE sem esgotar, naturalmente, todas as óticas possíveis de avaliação. Pretende-se apresentar alguns elementos para

²² As receitas de UBP e multas da ANEEL, apesar de serem recursos do Governo Federal, eram repassadas diretamente à CDE, e só passaram a ser incluídas no Orçamento Geral da União em outubro de 2014, após determinação do TCU, por meio do Acórdão nº 3.389/2012, que suscitou a publicação do Decreto nº 8.299/2014.

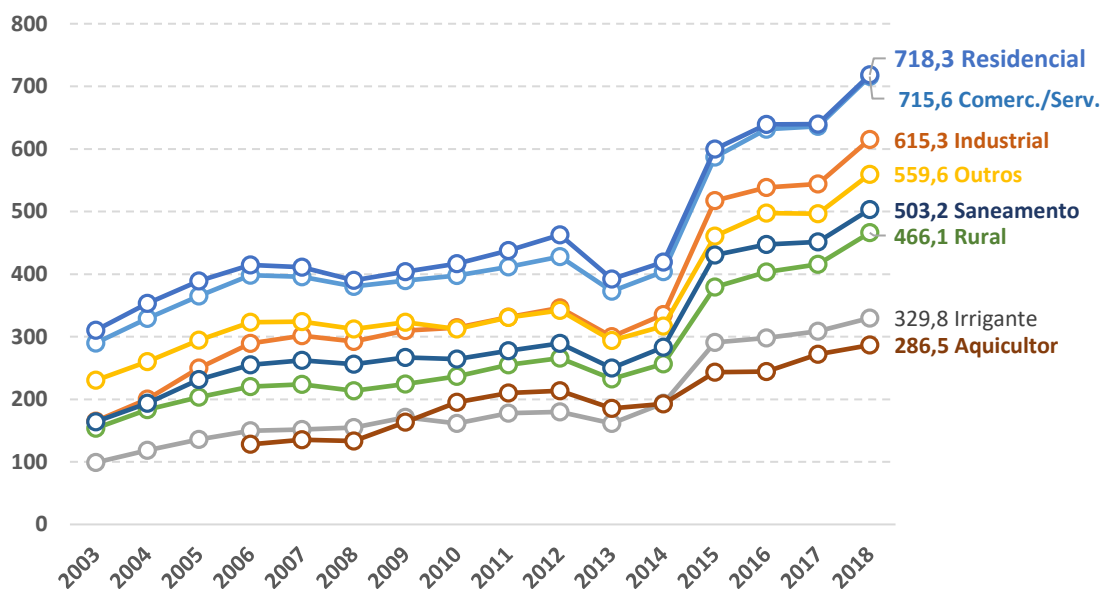
propostas de recomendações de aprimoramento da política ou necessidade de aprofundamento da avaliação.

Como já destacado na introdução, as três principais contas da CDE são os Descontos Tarifários, a CCC e a TSEE, compondo mais de 83% da conta. Portanto, ensejam uma análise mais aprofundada, conforme se objetivou neste trabalho.

5.1 Descontos Tarifários na Distribuição

Conforme destacado na seção 3.2, os Descontos Tarifários na Distribuição representam a linha do orçamento da CDE com maior volume de dispêndio. Eles correspondem ao desconto na Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição (TUSD) e, dependendo do caso, na Tarifa de Energia (TE), ofertado a um conjunto de beneficiários, ou classes de consumidores. Juntas, a TUSD somada à TE formam a “tarifa de energia elétrica”, cuja evolução no Ambiente de Contratação Regulada pode ser observada no Gráfico 4.

Gráfico 4 – Tarifas médias no ambiente de contratação regulada, por classe, inclusive impostos (R\$/MWh)



Fonte: ANEEL. Elaboração própria.

Nota: Outros inclui poder público, consumo próprio das distribuidoras, iluminação pública e serviço público de tração elétrica.

Como se pode ver, existe uma grande dispersão entre as tarifas. A classe residencial pagava, em 2018, a maior tarifa média, de R\$ 718,3 por MWh. Já a classe rural aquicultora pagava a menor, a R\$ 286,5 por MWh. Importa destacar o benefício adicional de 70% a 90% de desconto que os irrigantes e aquicultores têm em relação à classe rural, que pagava R\$ 466,1 por MWh. Também fica evidente como as classes residencial, comercial e serviços, industrial e outros acabam tendo que arcar com os descontos à classe rural e suas subclasses e de água, esgoto e saneamento.

O Decreto 9.624/2018 estabeleceu o fim desses descontos à classe rural (excluindo irrigantes e aquicultores) e de água, esgoto e saneamento, introduzindo uma redução de 20% anuais até zerar. Tais reduções seriam implementadas pelas distribuidoras no momento dos seus respectivos reajustes tarifários e, assim, se iniciou em 2019. O mesmo decreto também retirou a cumulatividade dos descontos das subclasses irrigante e aquicultora sobre a classe rural, embora tal medida tenha sido revertida pelo Decreto 9.744/2019. A Tabela 4 resume os descontos, abrindo por grupos de tensão, explicita a base para o cálculo do desconto, e aponta o estado atual da vigência esperada dos benefícios.

Tabela 4 – Percentuais de desconto dos descontos tarifários

Tipo de consumidor	Tarifa para aplicação dos descontos			Cumulatividade e vigência**
	TUSD R\$/kW	TUSD e TE R\$/MWh		
Grupo A - Rural	10%	10%		Redução gradual a zero em 2023 (Dec. 9.624/18)
Grupo A – Rural, subclasse Cooperativa de Eletrificação rural		30%	TUSD e TE das Modalidades Azul, Verde e Convencional	Redução gradual a zero em 2023 (Dec. 9.624/18)
Grupo A - Água, Esgoto e Saneamento	15%	15%		Redução gradual a zero em 2023 (Dec. 9.624/18)
Grupo A - Irrigação e Aquicultura Em Horário Especial	0%	70% a 90%		Não acumula com Rural, (Dec. 9.624/18) desconto mantido.
Grupo B3 - Água, Esgoto e Saneamento		15%	TUSD e TE do Subgrupo B3	Redução gradual a zero em 2023 (Dec. 9.624/18)
Grupo B2 - Rural		30%		Redução gradual a zero em 2023 (Dec. 9.624/18)
Grupo B2 – Rural, subclasse Cooperativa de Eletrificação rural		30%	TUSD e TE do subgrupo B1, classe Residencial	Redução gradual a zero em 2023 (Dec. 9.624/18)
Grupo B2 – Rural, subclasse Serviço Público de Irrigação		40%		Redução gradual a zero em 2023 (Dec. 9.624/18)
Grupo B2 - Irrigação e Aquicultura Em Horário Especial		60% a 73%	TUSD e TE do Subgrupo B2	Acumula com Rural (Dec. 9.744/19), desconto mantido.
Geração - Fonte Incentivada	50% a 100%		TUSD Geração	Vigente (Lei 9.427/96)
	0% a 100%	0%	Modalidade Azul: TUSD Demanda (R\$/kW)	Vigente (Dec. 7.891/13)
Consumidor Livre - Fonte Incentivada*	0% a 100%	0% a 100%	Modalidade Verde: TUSD Demanda (R\$/kW) E TUSD Energia Ponta (R\$/MWh) Deduzindo-se a TUSD Energia Fora Ponta (R\$/MWh)	Vigente (Dec. 7.891/13)

Fonte: Aneel, adaptado. Elaboração própria.

* Desconto apenas na TUSD

** Vigência em dezembro de 2019.

A seguir, maiores detalhes de cada desconto serão apresentados, com maior profundidade para o setor rural, visto que explica quase metade dos descontos tarifários, conforme

Tabela 5.

Tabela 5 – Subsídios com descontos tarifários (R\$ milhões correntes)

Classe de consumo	2013	2014	2015	2016	2017	2018
Rural	1.711,4	1.960,7	2.772,9	2.628,9	2.589,5	2.946,3
Irrigação e Aquicultura	405,8	542,8	493,2	649,2	781,2	770,2
Água-esgoto-saneamento	464,6	501,1	664,7	694,3	692,9	753,3
Consumidor Fonte Incentivada	586,3	717,3	946,5	1.053,4	1.857,4	3.052,1
Geração Fonte Incentivada	114,3	164,4	220,0	233,3	235,8	308,5
Distribuidora	31,3	393,7	562,7	633,0	656,7	533,8
Total	3.313,7	4.280,0	5.660,0	5.892,1	6.813,7	8.364,3

Fonte: ANEEL. Elaboração própria.

5.1.1 Setor Rural

5.1.1.1 Caracterização

Segundo o Decreto 62.724/68, é classificada como rural a unidade consumidora localizada em área rural, onde seja desenvolvida atividade relativa à agropecuária, inclusive o beneficiamento ou a conservação dos produtos agrícolas oriundos da mesma propriedade. Inclui-se nesta mesma classe a unidade consumidora:

I - residencial utilizada por trabalhador rural, ou por trabalhador aposentado nesta condição; e

II - localizada em área urbana e que desenvolva as atividades de agropecuária, observados os seguintes requisitos, também sujeitos à comprovação perante o concessionário ou permissionário de distribuição:

a) a carga instalada na unidade consumidora deverá ser predominantemente destinada à atividade agropecuária, exceto para os casos de agricultura de subsistência; e

b) o titular da unidade consumidora deverá possuir registro de produtor rural expedido por órgão público ou outro documento hábil que comprove o exercício da atividade agropecuária

Considera-se, ainda, como rural a unidade consumidora que se dedicar a atividades agroindustriais, ou seja, indústrias de transformação ou beneficiamento de produtos advindos diretamente da agropecuária, desde que a potência posta a sua disposição não ultrapasse 112,5 kVA.

Consideram-se também como fornecimentos rurais, os destinados exclusivamente:

a) a serviço público de irrigação rural; e

b) a escolas agrotécnicas situadas em zona rural, sem fins lucrativos.

5.1.1.2 Diagnóstico do Problema

Um dos passos iniciais da avaliação de qualquer política pública²³ é o diagnóstico do problema sobre o qual ela pretende atuar. No caso da política subjacente aos descontos tarifários de energia ao setor rural,

²³ Segundo os Guias de políticas públicas ex-ante e ex-post, disponíveis em: <https://www.cgu.gov.br/Publicacoes/auditoria-e-fiscalizacao/arquivos/guia-analise-ex-ante.pdf>
<http://www.casacivil.gov.br/central-de-conteudos/downloads/guiaexpost.pdf>.

operacionalizada por meio da CDE, este diagnóstico se mostrou de difícil elaboração mesmo em discussão com atores diretamente relacionados ao subsídio²⁴.

Os documentos legais não explicitam de forma mais objetiva a motivação da política. A legislação inicial aponta que o referido subsídio estaria relacionado à necessidade de expansão da eletrificação rural, conforme destaca o Decreto 41.019/1957:

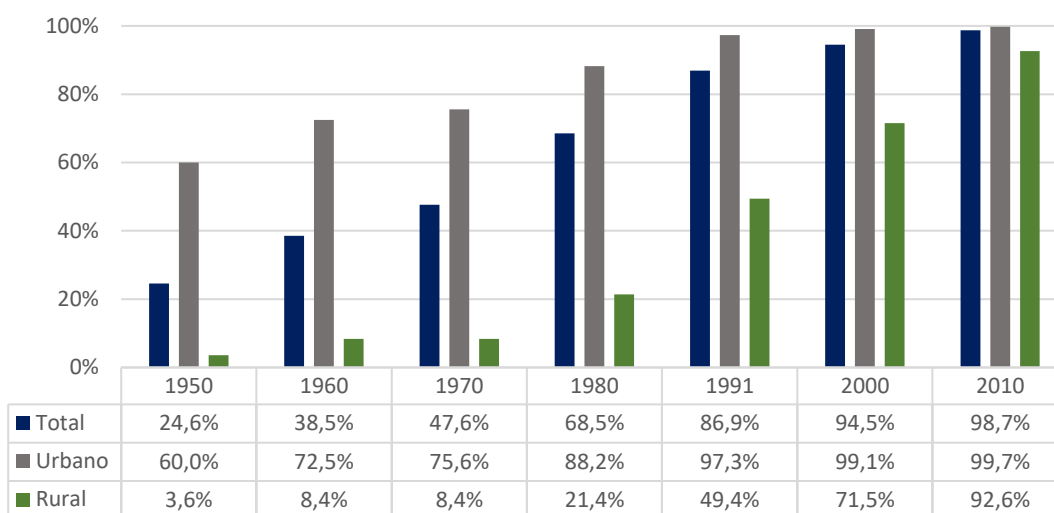
“Art. 145. Para fomento da eletrificação rural, o Poder Público competente poderá estabelecer facilidades para a construção de linhas necessárias mediante subvenções, financiamentos, isenções de tributos e outras vantagens.”

E, posteriormente, o Decreto 62.724/1968 define que:

“Art. 23. Será constituído um Grupo de Trabalho com a participação dos Ministérios do Planejamento, Agricultura e Minas e Energia, para no prazo de 180 (cento e oitenta) dias apresentar proposta visando regulamentar aplicação dos incentivos tarifários ao desenvolvimento da eletrificação rural.”

Com isso, vale apresentar os indicadores de expansão da eletrificação rural no Brasil, dispostos no Gráfico 5.

Gráfico 5 – Evolução do Índice de Atendimento – Domicílios com Energia Elétrica



Fonte: Nota Técnica 008/2003-SRC/ANEEL e IBGE.

Observa-se que, na realidade da época dos decretos mencionados, a eletrificação rural ainda era um importante objetivo a ser atingido: em 1960, apenas 8,4% dos domicílios rurais possuíam energia elétrica, comparado a 72,5% dos domicílios urbanos. Em 2010, entretanto, as estatísticas já se reverteram: os domicílios sem energia elétrica se reduziram para 7,4% dos domicílios rurais. Portanto, tendo atingido uma eletrificação rural de 92,6% há quase uma década, pode-se inferir que o subsídio não tem, atualmente, a sua motivação principal na eletrificação rural.

Com isso, buscou-se inferir problemas e suas causas que pudessem justificar a existência da subvenção. Um dos argumentos usuais levantados é que o segmento rural é amplamente subsidiado em diversos países do mundo e que o setor possui participação significativa na economia brasileira.

O Brasil possui um conjunto de políticas públicas por meio das quais são fornecidos subsídios de formas diferentes ao setor (e.g. Pronaf, PSR, Proagro, Pronamp, PGPM). A prática comum de subsídios no cenário internacional não exclui a necessidade de se tornar claro qual é exatamente o problema ou a causa específica que se pretende enfrentar com a política em questão. Por exemplo, faz sentido pensar em um

²⁴ Em setembro de 2019, realizou-se oficina, na ENAP, com a participação de representantes do MAPA, MDR, ANEEL, MME, CGU, IPEA e ME com o objetivo de delinear, à luz do modelo lógico, o problema associado à política pública, suas causas e consequências.

subsídio das tarifas de energia para o setor rural concedido indiscriminadamente para todas as culturas, para os grandes e pequenos, para os que empregam tecnologias mais e menos intensivas no uso de energia elétrica.

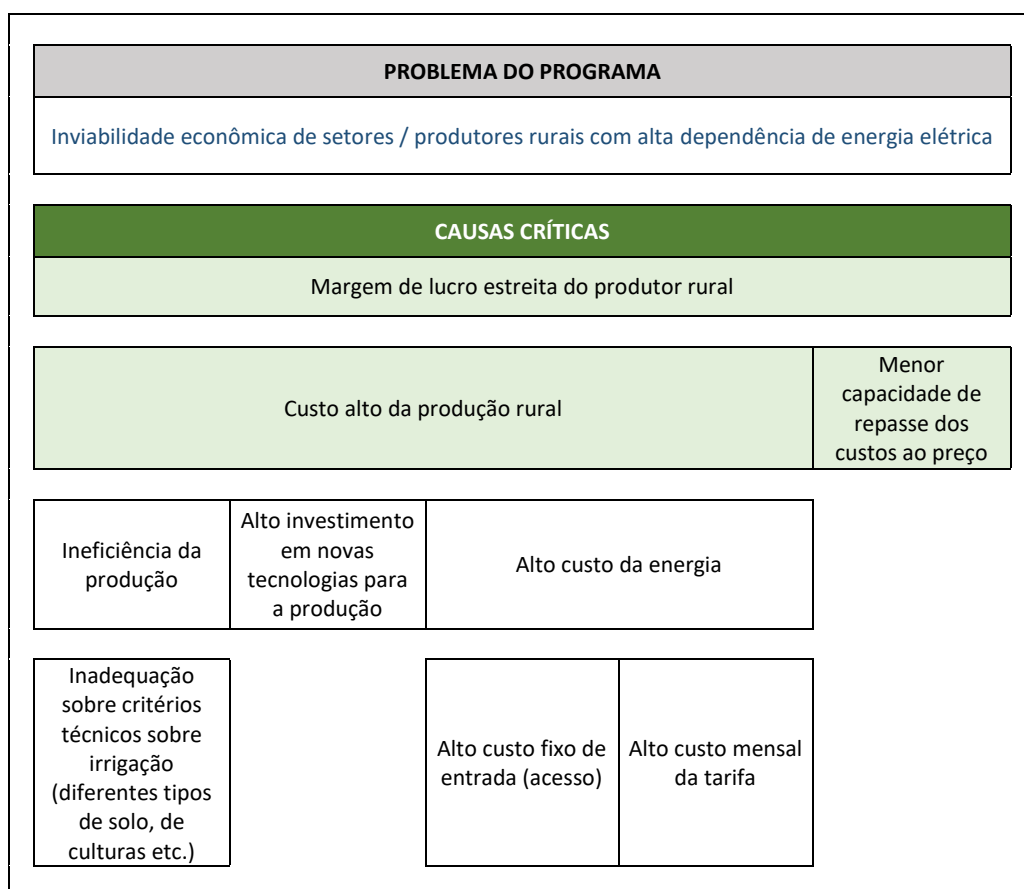
A construção de um modelo lógico para uma dada política permite entender o seu encadeamento de insumos, atividades, produtos, resultados e impactos e constrói a base para avaliá-la em seus diversos aspectos.

No entanto, tal estrutura pressupõe como passo inicial e fundamental o delineamento claro do problema social ou econômico subjacente à política, o que pode ser um desafio no caso em tela dada a complexidade e amplitude do setor rural.

É natural pensar que, a depender do recorte que se fizer para o setor, teremos uma dependência econômica em maior ou menor grau do subsídio. Por exemplo, há setores mais intensivos em energia e isso poderia sugerir mais importância da política para eles, dado o peso da tarifa na sua estrutura de custos, além do alto custo fixo de entrada em algumas atividades, como a agricultura irrigada. Por outro lado, uma questão que surge é se, do ponto de vista econômico, o foco não deveria ser a margem de lucro em vez do impacto no custo. Atividades com baixo impacto do custo da energia, mas com margem estreita, por exemplo, podem ser sensíveis a variações do subsídio. Isso se intensifica se essas atividades não forem capazes de conseguir repassar alterações de custo para os preços. Sob outra perspectiva, poder-se-ia pensar que a política também se justificaria por aspectos mais sociais como a permanência do trabalhador no campo ou o papel da agricultura na segurança alimentar do país.

Assumindo que o problema motivador da política seja a inviabilidade econômica de setores da produção rural altamente sensíveis a variações de preços da energia elétrica, poder-se-ia construir o seguinte encadeamento de causas que auxiliam na compreensão do referido problema, conforme a Figura 2.

Figura 2 – Árvore do problema: descontos ao setor rural



Fonte: SECAP/ME.

Nesta hipótese, avalia-se que o alto custo da tarifa pressiona o custo da produção rural que, por sua vez, reduz a margem de lucro do produtor e que, por fim, pode inviabilizar a sua operação. Com isso, pode-se concluir que, atualmente, o propósito do subsídio à tarifa de energia elétrica aos produtores rurais seria viabilizar a produção seguindo o encadeamento apresentado.

Vale ressaltar que outras causas contribuem conjuntamente para a viabilidade econômica da atividade, como é o caso, por exemplo, da capacidade de repasse dos custos ao preço dos produtos.

Neste caso, não parece eficiente, do ponto de vista alocativo, fornecer subsídios a todos os produtores independente da participação da energia elétrica na sua estrutura de custos e da sua capacidade de repasse dos custos ao preço.

Por exemplo, dados do Censo Agropecuário 2017 indicam que a energia elétrica representa, em média, 3% da despesa do produtor rural, conforme a Tabela 6.

Tabela 6 – Tipos de despesas no setor rural (2017)

Despesa	% Total
Adubos e corretivos	13,30%
Agrotóxicos	9,91%
Arrendamento de terras	6,70%
Combustíveis e lubrificantes	7,24%
Compra de animais	9,01%
Compra de máquinas e veículos	4,56%
Contratação de serviços	3,48%
Energia elétrica	3,04%
Formação de pastagens	0,62%
Medicamentos para animais	1,69%
Novas culturas permanentes e silvicultura	0,22%
Outras despesas	5,96%
Sal, ração e outros suplementos	10,54%
Salários pagos	14,71%
Sementes e mudas	5,53%
Transporte da produção	3,49%
Total Geral	100,00%

Fonte: Censo Agropecuário 2017 (IBGE). Elaboração própria.

Os mesmos dados, rearranjados na Tabela 7, indicam que há uma dispersão relevante quando se consideram diferentes atividades dentro da produção rural. Isso indica que certas atividades, do ponto de vista do custo, estariam mais sensíveis a alterações na tarifa de energia.

Tabela 7 – Participação da energia elétrica no total de despesas por atividade rural (2017)

Atividade	Participação da Energia Elétrica
Produção de lavouras temporárias	1,86%
Horticultura e floricultura	6,65%
Produção de lavouras permanentes	5,27%
Produção de sementes e mudas certificadas	2,30%
Pecuária e criação de outros animais	4,11%
Produção florestal - florestas plantadas	1,59%
Produção florestal - florestas nativas	12,24%
Pesca	14,32%
Aquicultura	6,80%
Total Geral	3,04%

Fonte: Censo Agropecuário 2017 (IBGE). Elaboração própria.

Ainda no sentido da focalização e de modo a evitar eventuais sobreposições de políticas, fica mais evidente a importância do cadastramento dos beneficiários em sistema unificado de benefícios à classe rural. Isso geraria maior eficiência com relação ao gasto governamental e ao peso sobre a conta de energia dos consumidores privados.

Se forem considerados que aspectos sociais como a permanência do trabalhador no campo também são prioridades da política, pode-se optar pela migração dos produtores rurais cuja finalidade principal da atividade seja o consumo próprio (cerca de 40% dos estabelecimentos agropecuários) e de baixa renda para a TSEE (inclusive aposentados), além de incluir produtores rurais de baixa renda em programa de transferência de renda com contrapartidas.

A classificação dos residentes rurais de renda intermediária, entre segmentos estratégicos e não estratégicos como, por exemplo, os relacionados à segurança alimentar e ao peso na cesta básica, é outra opção para fornecer um direcionamento de público-alvo da política.

Para além dos aspectos de focalização, algumas ações relacionadas ao efeito do alto custo fixo de entrada na viabilidade econômica de algumas atividades específicas podem ser consideradas como, por exemplo, a agricultura irrigada. Neste sentido, direcionar o acesso a linhas de crédito para produtores rurais irrigantes com tecnologias defasadas e potenciais irrigantes e aquicultores ou para aquisição de painéis solares e outras formas de autogeração poderia ser salutar para o setor.

Por fim²⁵, destaca-se a importância de políticas específicas que promovam o uso eficiente da energia para o setor rural.

5.1.1.3 Efeito econômico da retirada dos subsídios para o setor rural

Considerando a falta de clareza sobre o problema específico que a política pública pretende endereçar, uma questão natural que surge é se, do ponto de vista macroeconômico e de bem-estar, a retirada desse subsídio para o setor rural seria mais favorável para a sociedade como um todo. Neste sentido, realizou-se simulação de extinção do subsídio cruzado ao setor rural, na qual o aumento da tarifa aos consumidores rurais é compensado pela redução da tarifa aos demais, que são representados pelas firmas não rurais e pelos consumidores finais de energia elétrica (famílias).

Em linhas gerais, as simulações se deram através de um modelo neoclássico de equilíbrio geral (modelo de Ramsey-Cass-Koopmans), que se estrutura de forma que as famílias buscam maximizar sua utilidade intertemporal, dependente de consumo e lazer, as firmas procuram maximizar seus lucros com a

²⁵ Outras ideias foram apresentadas na oficina de setembro como, por exemplo, a redução da fatura de energia elétrica, por meio da redução da alíquota de ICMS. A União compensaria os estados pela perda de arrecadação neste modelo, que, por um lado, eliminaria ou mitigaria o efeito da retirada dos subsídios via CDE, mas por outro, seria bastante complexo e limitado pela restrição fiscal imposta pela Emenda Constitucional nº 95/2016.

utilização dos fatores de produção trabalho, capital e energia e o governo arrecada sobre as bases consumo, capital, trabalho e energia e possui orçamento equilibrado (não há dívida). Além disso, não há trocas externas, ou seja, o modelo é de economia fechada.

Historicamente, o ponto de partida para a teoria moderna de crescimento foi o artigo de Ramsey (1928), que utilizou uma função intertemporal separável como expressão para a utilidade que as famílias buscavam maximizar. Cass (1965) e Koopmans (1965) completaram o modelo básico de crescimento neoclássico ao inserir a abordagem de Ramsey no modelo de Solow (1956) e Swan (1956), de forma que a taxa de poupança fosse determinada endogenamente. Este modelo se tornou importante referência, pois fornecia uma solução matemática que explicava a decisão tomada por famílias e firmas com base no comportamento otimizador.

Dessa forma, o modelo utilizado neste trabalho é uma adaptação do modelo de Ramsey-Cass-Koopmans, com a inclusão de:

- Tributação, aos moldes do que foi feito em Araújo e Ferreira (1999) para a economia brasileira;
- Duas firmas intermediárias e uma agregadora, seguindo Da Silva, Paes e Ospina (2015);
- Energia como fator de produção na função de produção das firmas, como em Rasche e Tatom (1981) e Kümmel et al. (1985) e uma firma produtora de energia, que se utiliza dos fatores de produção capital e trabalho.

O modelo é descrito brevemente na subseção a seguir. No APÊNDICE A são apresentados detalhadamente o modelo, sua calibração e cálculo da trajetória de transição.

Modelo

O modelo é de tempo discreto, com população e tecnologia constantes e apresenta três blocos de agentes representativos: famílias, firmas e governos, que interagem a cada instante de tempo, de forma a alcançar um equilíbrio competitivo.

As famílias são representadas por uma família representativa que maximiza sua utilidade intertemporal sujeita a uma restrição orçamentária. As firmas são perfeitamente competitivas e procuram maximizar seus lucros, enquanto o governo possui orçamento equilibrado, ou seja, a cada instante, ele despense todo o montante arrecadado.

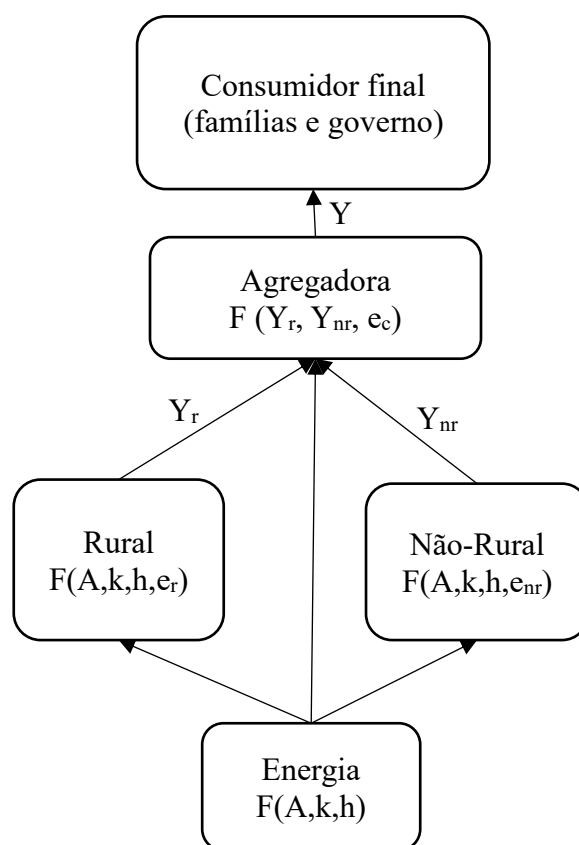
A interação entre os blocos dá-se de forma que as famílias fornecem trabalho e capital às firmas, que por sua vez pagam salários e juros às famílias como remuneração pelos fatores de produção. A renda recebida pelas famílias é distribuída entre o consumo da cesta do produto final produzida pelas firmas ou poupança, que retorna como capital para as firmas. O governo arrecada sobre o consumo de bens finais, renda do capital e salário das famílias, sobre a folha de salários das firmas (dupla base de tributação do fator trabalho) e sobre a energia, e gasta com transferências às famílias ou com o consumo do bem final.

O bloco das firmas expande a estrutura de uma firma representativa utilizada no modelo padrão. Ele é composto por:

- 1) uma firma competitiva representativa produtora de energia, que utiliza trabalho e capital fornecido pelas famílias como fatores de produção e tecnologia;
- 2) duas firmas intermediárias competitivas, representando setor rural e não rural, que utilizam trabalho, capital e energia como fatores de produção, além de tecnologia;
- 3) uma firma agregadora que monta uma cesta de produtos e a fornece ao consumidor final (famílias e governo, que a consomem ou a utilizam para alocar a poupança na forma de investimento), utilizando como insumos o produto das duas firmas intermediárias e energia.

O diagrama na Figura 3 ilustra o esquema-geral do bloco das firmas:

Figura 3 – Diagrama do bloco das firmas do modelo neoclássico



Fonte: Elaboração própria

Simulação

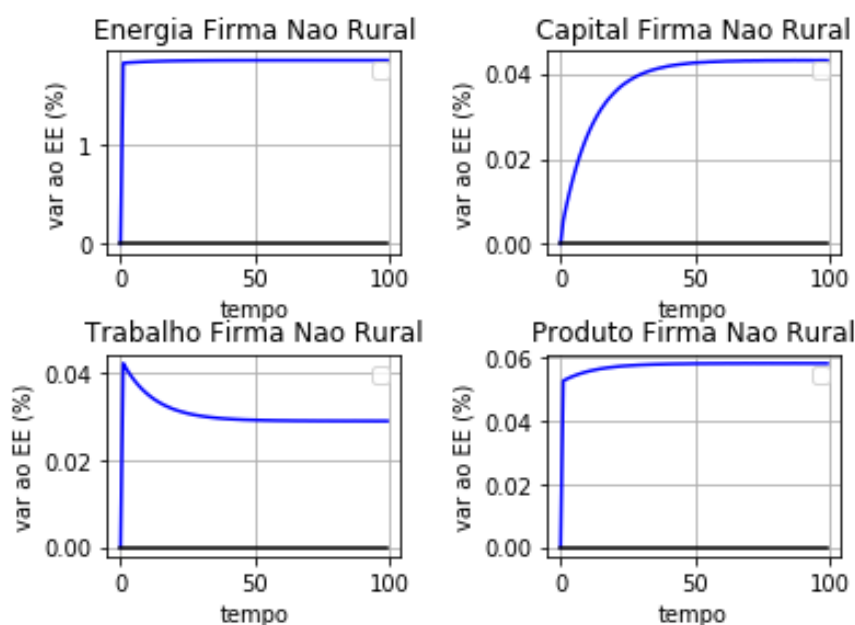
A simulação considerou o cenário de retirada do subsídio da CDE ao setor rural. Em 2016, os descontos tarifários rurais somaram R\$ 3,279 bilhões. O choque é operacionalizado na forma de uma elevação da alíquota de imposto (neste modelo, engloba encargos da CDE) sobre a energia da firma rural (τ_{er}), que passa de -10,7% para 22,1%. A mudança se dá no primeiro período ($t+1$) após o estado estacionário (EE).

Simultaneamente, as firmas não rurais e os consumidores finais deixam de contribuir com o mesmo valor (R\$ 3,279 bilhões), o que reduz a alíquota incidente sobre a energia de 42,3% para 39,7%.

Resultados

A medida desonera diretamente um fator de produção das firmas não rurais, a energia, cuja demanda aumenta cerca de 1,9% um período após a mudança na política. A desoneração estimula também a contratação de mão-de-obra e os investimentos da indústria, o que eleva, embora em menor nível que o fator desonerado, o fator trabalho (+0,04%) e a acumulação de capital (+0,04%) no médio prazo. Como resultado, as firmas não-rurais têm elevação de +0,06% em seu produto no médio prazo, conforme Gráfico 6.

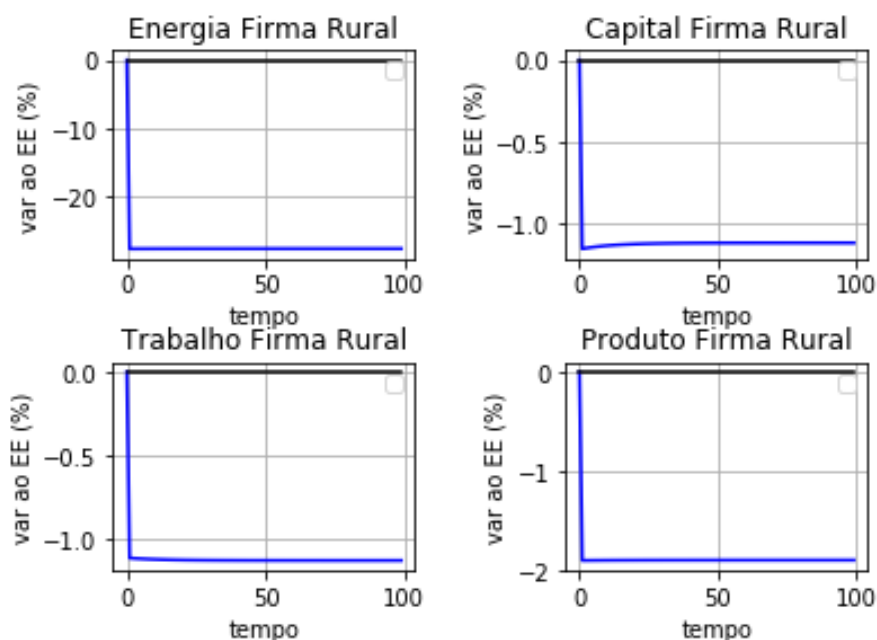
Gráfico 6 – Trajetória da energia, capital, trabalho e produto – firma não-rural



Fonte: Elaboração Própria.

Por outro lado, pelo Gráfico 7, o elevado aumento do custo sobre a energia do setor rural (alíquota passa de -10,7% a 22,1%) causa uma grande redução da demanda por este fator de produção (-27,7%), com a consequente redução da demanda pelos demais fatores de produção: estima-se redução de cerca de 1,1% tanto para o trabalho quanto para o capital. A previsão é de redução de cerca de 1,9% no produto do setor rural.

Gráfico 7 - Trajetória da energia, capital, trabalho e produto – firma rural

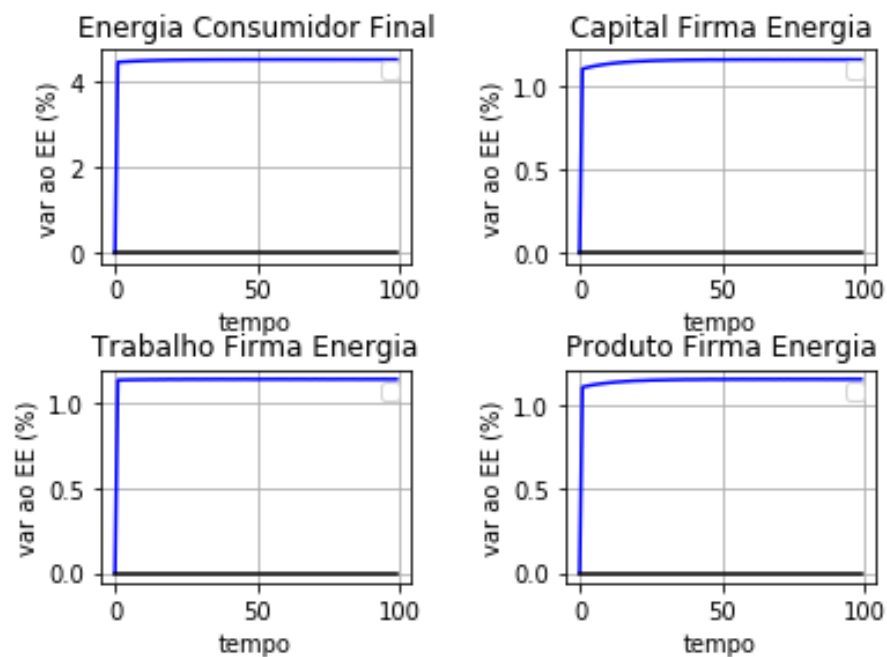


Fonte: Elaboração Própria.

A diminuição dos encargos leva à redução do preço líquido da energia, o que eleva a demanda do bem energia pelos consumidores finais em cerca de 4,5%. Desta forma, conforme Gráfico 8, embora haja redução na demanda por energia na firma rural, consumidores finais e os demais setores experimentam aumento em seu consumo. O efeito líquido sobre o setor energético é positivo: os fatores de produção

trabalho e capital, assim como o produto, têm variação positiva de cerca de 1,2%, com efeitos quase inteiramente percebidos no período de tempo posterior à medida.

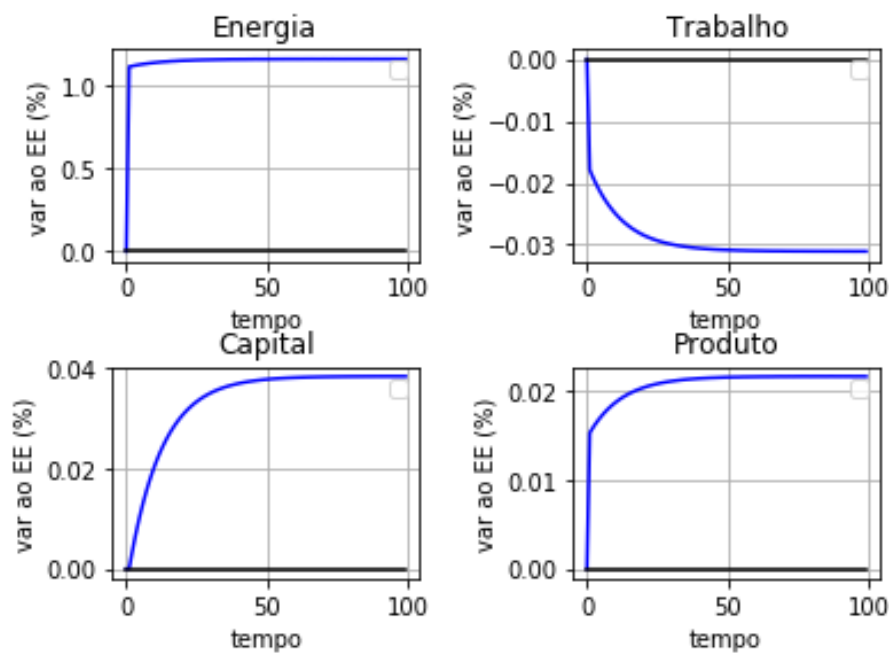
Gráfico 8 – Trajetória da energia direcionada ao consumidor final e do capital, trabalho e produto - firma energia



Fonte: Elaboração Própria.

No agregado da economia, ilustrado no Gráfico 9, o fator trabalho se reduz (-0,03%), devido ao desempenho do setor rural. Por outro lado, o capital (+0,04%) e a produção de energia (+1,2%) apresentam resultados positivos, que levam a um efeito positivo sobre o produto agregado (+0,02%).

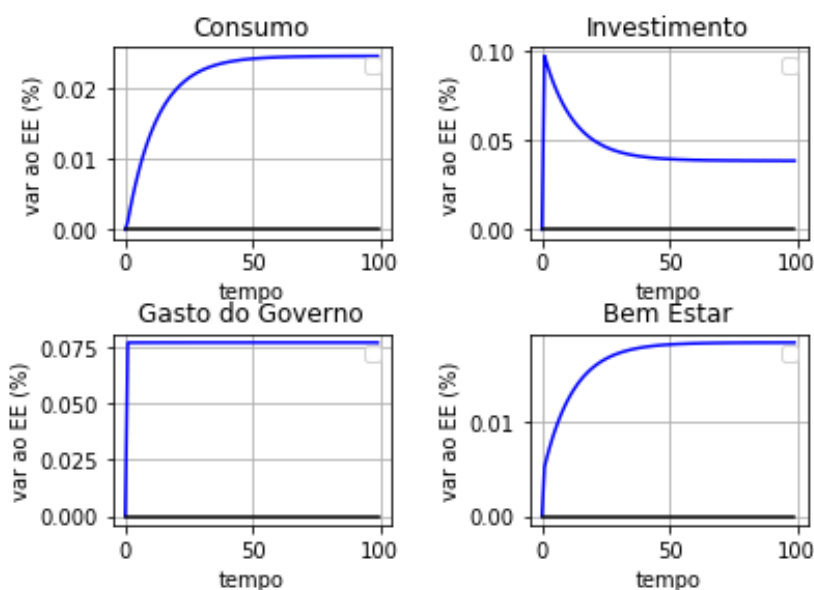
Gráfico 9 – Trajetória da energia, capital, trabalho e produto agregados



Fonte: Elaboração Própria.

Pela ótica da demanda, a elevação do produto reflete-se em aumento tanto do consumo das famílias, quanto dos investimentos (poupança) e gastos do governo. Os efeitos sobre o bem-estar (conceito de variação compensatória) também são positivos (+0,02%), de acordo com o Gráfico 10.

Gráfico 10 – Trajetória do consumo das famílias, investimento, gasto do governo e produto



Fonte: Elaboração Própria.

Desta forma, o fim do subsídio rural à energia elétrica, no âmbito da CDE, traria ganhos agregados sobre o bem-estar e sobre o produto, com benefícios ao consumidor final e aos demais setores. Por outro lado, a medida incorre em perdas aos atuais beneficiários, representados pela firma rural no modelo.

Em termos quantitativos, o fim do subsídio cruzado geraria no médio prazo um ganho sobre o produto de cerca de R\$ 1,35 bilhões (a valores de 2016). A Tabela 8 mostra a decomposição do resultado entre os setores.

Tabela 8 – Resultado decomposto do fim do subsídio sobre o produto

Produto Agregado	Resultado (R\$ bilhões)
Não Rural	+2,49
Rural	-3,93
Energia	+2,79
Total	+1,35

Fonte: Elaboração Própria.

É importante ressaltar esse aspecto: a eliminação dos subsídios reduz a distorção nos preços da economia, levando a maior eficiência alocativa dos recursos. Por isso, apesar das perdas estimadas para o setor rural, o restante da economia cresce mais do que o rural perde. Em outras palavras, os descontos tarifários geram perdas de R\$ 1,4 bilhões ao ano para o país.

A sensibilidade de tais resultados foi verificada no APÊNDICE A, onde se verificou diferentes parametrizações da elasticidade de substituições, confirmando-se a robustez dos números apresentados. O efeito sobre o setor rural não pode ser negligenciado e as perdas poderiam ser mitigadas para os produtores mais vulneráveis por meio de políticas melhor focalizadas, conforme sugerido na seção 5.1.1.2.

5.1.2 Irrigação e Aquicultura

Conforme disposto anteriormente, os consumidores rurais irrigantes e aquicultores possuem desconto adicional sobre a tarifa quando a energia é utilizada em horário especial (das 23hs às 5hs do dia seguinte). O desconto, que se acumula com o desconto à classe rural padrão, varia de 60% à 90%, dependendo do nível de tensão do produtor e a região geográfica, conforme Tabela 9.

Tabela 9 – Descontos à classe rural irrigante e aquicultura

Grupo	Região Nordeste do País e as regiões denominadas Vale do Jequitinhonha e Polígono da Seca, no Estado de Minas Gerais.	Regiões Norte e Centro-Oeste do País e demais regiões do Estado de Minas Gerais	Demais Regiões do País
A	90%	80%	70%
B	73%	67%	60%

Fonte: ANEEL.

De fato, existe uma racionalidade econômica para o desconto diferenciado a essas atividades: a intensidade do consumo de energia para o bombeamento da água. Os relatórios de receita e consumo da distribuição (restrito ao ACR) mostram que, para 2018, o consumo médio anual dos irrigantes e aquicultores foram muito acima da classe rural padrão, conforme

Tabela 10. Vê-se que o irrigante médio consumiu 29 MWh e o aquicultor médio consumiu 39,7 MWh, ao passo que o consumidor rural consumiu 4,1 MWh, e o usuário residencial médio consumiu 1,9 MWh. Embora abaixo da classe industrial, por exemplo, que consumiu 63,6 MWh, essas classes rurais específicas estão em patamar similar de consumo de energia.

Tabela 10 – Consumo médio anual de energia, por classes (2018)

Classe de Consumo	Consumo médio MWh/N
Comercial, Serviços e Outras	12,45
Consumo Próprio	52,07
Iluminação Pública	157,11
Industrial	63,56
Poder Público	25,82
Residencial	1,94
Rural	4,12
Rural Aquicultor	39,68
Rural Irrigante	28,95
Serviço Público (água, esgoto e saneamento)	123,38
Serviço Público (tração elétrica)	2.458,32
Totais	3,76

Fonte: ANEEL. Elaboração própria.

Apesar da evidente importância da energia elétrica para esses consumidores, é necessário mensurar o efeito dos descontos tarifários sobre essas atividades, de modo a prover insumos à melhor calibração dos níveis de desconto, ou mesmo contestar ou validar sua efetividade. Os irrigantes e aquicultores podem ter uma proporção das despesas com energia muito acima da média rural destacada anteriormente na Tabela 7. Contudo, sabe-se também que a irrigação, por exemplo, é muito mais produtiva. Por óbvio, espera-se que o produtor lucre mais, em esperança, empregando uma tecnologia cara de bombeamento de água. Caso contrário, não teria investido em primeiro lugar. Porém, é plausível crer que alguns

produtores são mais ou menos eficientes ou que consigam repassar os custos de produção com maior facilidade ou não. Dada essa heterogeneidade, o crescimento das tarifas de energia pode levar alguns produtores a sair da cultura irrigada ou do próprio setor, enquanto outros conseguem absorver as despesas adicionais. Nesse sentido, prossegue-se com uma análise econométrica para verificar a sensibilidade do número de estabelecimentos rurais irrigantes para o nível da tarifa de energia elétrica.

5.1.2.1 Estratégia empírica e dados

O presente exercício busca estimar a relação entre número de irrigantes e as tarifas praticadas na distribuição de energia elétrica. O foco sobre os irrigantes se justifica pela maior qualidade dos dados: cruzando as informações das tarifas oriundas da ANEEL com os números de estabelecimentos rurais do Censos Agropecuários de 2006 e 2017 do IBGE. Como as séries de tarifas médias dos aquicultores se iniciou apenas em 2006, conforme Gráfico 4 exposto anteriormente, há poucas informações de tarifas praticadas pelas distribuidoras no ano de 2006. Essa disponibilidade de dados por distribuidoras é importante, pois, por meio da consulta às áreas de atuação de cada concessionária e permissionária, foi possível preencher as tarifas a nível municipal, ligando os dados municipais dos Censos Agropecuários às tarifas.²⁶

O número de irrigantes é uma variável discreta, estritamente positiva, com maior concentração à esquerda. Trata-se de uma típica variável de contagem e, assim, um modelo Poisson é adequado. Para 2017, em média, um município tem 91,8 estabelecimentos irrigantes, mas a mediana é de 30 estabelecimentos. Como existem municípios com muitos estabelecimentos irrigantes, também é natural estimar um modelo linear em logaritmos. Essas duas abordagens serão exploradas com uma base de dados no nível municipal.

Para isolar o efeito da tarifa de energia elétrica, controla-se a variabilidade do número de irrigantes pelo PIB *per capita* e valor adicionado da agropecuária *per capita* (disponíveis pela publicação de PIB municipal e projeção de população do IBGE) e características da atividade irrigante: tipo de irrigação (aspersão, localizada ou superficial), se o produtor é proprietário da terra e se o produtor recebeu orientação técnica, disponíveis também nos Censos Agropecuários. Essas variáveis são incluídas como proporções dos irrigantes, de forma a capturar a composição da prática irrigante local.

Em 2017, a proporção média de irrigantes utilizando tecnologias de aspersão foi de 33,9%, um município médio apresentou 38,3% dos estabelecimentos utilizando a metodologia de irrigação localizada e a técnica de irrigação superficial apareceu, em média, com frequência de 6,1% dos estabelecimentos. Na maioria dos estabelecimentos irrigantes, o próprio produtor é dono do estabelecimento (média municipal de 81,1%) e aproximadamente 40,3% receberam orientação técnica do setor privado ou público.

Adicionalmente, deve-se levar em conta que diversas características intrínsecas aos municípios podem afetar a escolha pela irrigação, mas não são diretamente observadas. Por exemplo, condições do solo, proximidade à fonte de água, clima, acesso a mercados para escoamento da produção e outros aspectos ligados ao potencial de irrigação. Para contornar esse problema, adota-se a inclusão de efeitos fixos nas especificações, permitindo que os resultados sejam robustos à existência de variáveis relevantes não observadas, mas que sejam características locais que não variam no tempo.

Sendo assim, os seguintes modelos foram estimados:

$$\ln N_{it} = \alpha + \beta T_{it} + \gamma X_{it} + a_i + \lambda_t + \varepsilon_{it} \quad (1)$$

$$E(N_{it}|T_{it}, X_{it}, a_i) = \exp\{\beta T_{it} + \gamma X_{it} + a_i + \lambda_t\} \quad (2)$$

Essencialmente, a diferença na interpretação dos dois modelos é que os coeficientes do modelo (1), uma regressão log-log, é a elasticidade no número de irrigantes à tarifa T ou às covariadas de controle X_{it} ,

²⁶ No caso de mais de uma distribuidora atuando no mesmo município, calculou-se a tarifa média.

enquanto no modelo (2) os coeficientes são semi-elasticidades.²⁷ O objetivo é explorar diferentes especificações para trazer robustez aos resultados. Assim, na equação (1), um aumento de 1% na tarifa leva a $\beta\%$ de impacto no número de irrigantes, ao passo que, na equação (2), um aumento de R\$ 1,00 por MWh na tarifa leva a $100\beta\%$ de impacto no número de irrigantes.

As variáveis inclusas são N , o número de estabelecimentos com irrigação por município, de acordo com os Censos Agropecuários, as tarifas (incluindo impostos e bandeiras tarifárias) T da distribuidora associada ao município de sua área de atuação, a partir de informações da ANEEL, e as variáveis de controle X , mencionadas acima. Em todas as especificações inclui-se o efeito do tempo λ_t , refletindo efeitos macroeconômicos comuns. No caso, utiliza-se apenas os anos de 2006 e 2017, para quando existem os dados dos Censos Agropecuários, evitando de voltar demais no tempo, uma vez que já se explora uma variação da atividade irrigante em 10 anos, além do fato de as tarifas estarem publicamente disponíveis a partir de 2003.

Também é possível questionar a consistência das regressões acima, em municípios em que a atividade irrigante é muito importante. Nessa situação, o número de irrigantes também pode estar influenciando fortemente o nível da tarifa de energia, uma vez que os processos de reajuste tarifários levam em conta a expectativa de demanda de energia. Assim, a tarifa pode ser endógena, e regressores excluídos são necessários para prover uma variabilidade exógena à variável de interesse.

Um candidato natural como instrumento para a tarifa aplicada aos consumidores rurais irrigantes é a tarifa dos consumidores rurais padrão. Dado que a tarifa que interessa ao irrigante é apenas a sua, a tarifa dos consumidores rurais padrão não deve afetar diretamente o número de irrigantes. Porém, como o desconto dos irrigantes é cumulativa em cima da tarifa rural, existe uma proporcionalidade determinística que relaciona as duas tarifas. Em outras palavras, a tarifa rural deve satisfazer as condições de exclusão e de posto, respectivamente.

Na prática, as tarifas efetivamente coletadas incluem impostos, bandeiras tarifárias, e uma composição de tarifas de postos diferentes (horários de faturamento), portanto a relação entre as tarifas dos irrigantes e dos rurais não são exatamente proporcionais. Dessa forma, propõe-se a seguinte formulação do “primeiro estágio” numa estratégia de variáveis instrumentais:

$$lT_{it} = \theta + \rho lTR_{it} + \gamma lX_{it} + \eta_i + \iota_t + \nu_{it} \quad (3)$$

A equação (3) explica a tarifa paga pelos irrigantes pela tarifa do consumidor rural padrão, controlando-se pelas demais variáveis exógenas e efeitos fixos de espaço e tempo. Assim, as projeções \hat{lT}_{it} podem ser usadas para estimar (1) em um segundo estágio ou os resíduos exponenciados $\hat{u}_{it} = \exp(\hat{\nu}_{it})$ podem ser incorporados à regressão (2) como uma função de controle, eliminando a endogeneidade de T .

Finalmente, os resultados a seguir também abordam a possibilidade de que apenas as tarifas para alta tensão (consumidores maiores) ou de baixa tensão (consumidores menores) são relevantes, ou ambas. Assim, a variável de interesse é substituída pelas tarifas de cada tensão, obtendo dois coeficientes β em cada regressão.

5.1.2.2 Resultados

A Tabela 11 apresenta os resultados do modelo (1), com regressões lineares em log-log. A elasticidade estimada do número de irrigantes para a tarifa de energia é de -0,242%, ou seja, a elevação em 1% da tarifa levaria a uma redução de 0,242% no número de irrigantes. O coeficiente é significativo a 1%. As variáveis de controle de renda e produção agropecuária não são significantes, mas as de características locais de irrigação são todas significantes. Abrindo pelo efeito das tarifas de energia para alta tensão e baixa tensão na coluna (1)', tem-se um efeito menos forte da tarifa para consumidores maiores, com elasticidade de -0,104% significativa a 5%, enquanto a elasticidade da tarifa de consumidores menores

²⁷ As variáveis de características de irrigação, como são proporções entre 0 e 1, não foram transformadas pelo logaritmo mesmo na especificação (1).

resultou em -0,311, significativa a 1%. Nas regressões por variáveis instrumentais em (1-IV) e (10IV)', os coeficientes das tarifas não apresentam significância estatística e parecem bem distorcidos (positivos). Esses resultados suscitam a suspeita de que a especificação do modelo pode não estar adequada.

Tabela 11 – Resultado das regressões lineares em painel com efeitos fixos e por variáveis instrumentais (variável dependente = log do número de irrigantes)

	(1)	(1)'	(1-IV)	(1-IV)'
Log da tarifa	-0,242*** (0,0365)		1,244 -1,309	
Log da tarifa alta tensão		-0,104** (0,0527)		6,204 (15,88)
Log da tarifa baixa tensão		-0,311*** (0,0731)		0,623 (1,461)
Log do PIB <i>per capita</i>	0,0676 (0,0527)	0,0785 (0,0578)	0,141 (0,0860)	0,518 (1,082)
Log do Valor Adicionado Agropecuário <i>per capita</i>	0,000174 (0,0304)	-0,0152 (0,0326)	0,0246 (0,0401)	0,0520 (0,164)
Efeito 2017	0,483*** (0,0317)	0,459*** (0,0362)	0,339*** (0,131)	-0,466 (2,396)
Proporção Aspersão	-1,099*** (0,0669)	-1,138*** (0,0713)	-1,152*** (0,0796)	-1,468* (0,839)
Proporção Superficial	-0,658*** (0,0704)	-0,722*** (0,0743)	-0,650*** (0,0666)	-0,618* (0,357)
Proporção Localizada	-0,740*** (0,108)	-0,769*** (0,117)	-0,890*** (0,162)	-1,761 (2,457)
Proporção É Proprietário	-0,624*** (0,0911)	-0,548*** (0,0980)	-0,439** (0,182)	0,490 (2,544)
Proporção Recebeu Orientação	-0,170** (0,0693)	-0,168** (0,0743)	-0,196*** (0,0698)	-0,322 (0,460)
Constante	4,953*** (0,507)	5,985*** (0,599)	-4,498 (8,344)	-40,45 (110,9)
Observações	9.719	8.883	9.719	8.875
Número de municípios	5.388	5.179	5.388	5.175
R ²	0,260	0,265		

Notas: Erros padrões robustos em parênteses. *** p<0,01, ** p<0,05, * p<0,1. Nas especificações "IV", a variável instrumental é o log da tarifa dos consumidores rurais, nas respectivas tensões.

A Tabela 12, por sua vez, apresenta os resultados das regressões Poisson, ou exponencial. Os coeficientes têm a interpretação de semi-elasticidades. O coeficiente da tarifa de energia elétrica é, na coluna (2), -0,000566, significativa a 1%. Portanto, a elevação em R\$ 1,00 por MWh na tarifa reduziria em 0,0566% o número de irrigantes no município. Como a elevação de R\$ 1,00 por MWh, quando a tarifa média é pouco maior que R\$ 330,00 por MWh, é uma elevação média de aproximadamente 0,303%, pode-se dizer por

alto que a elasticidade média implícita é de $0,0566\%/0,303 \approx 0,1868$. Ou seja, o resultado é uma elasticidade pouco abaixo das regressões log-log.

Novamente, na coluna (2), os controles pela renda não são significativos, mas a maioria dos controles pelas características municipais de irrigação são significantes a 1%, à exceção da proporção de irrigantes que receberam orientação técnica. Abrindo pelo nível de tensão na coluna (2)', observa-se, como no modelo log-log, que é a tarifa de baixa tensão que tem efeito maior. A semi-elasticidade da tarifa de alta tensão é de -0,0336%, significativa a 10%, enquanto a de baixa tensão é de -0,0555%.

Adicionando o controle pela possível endogeneidade da tarifa, na coluna (2-IV), a semi-elasticidade se torna não significativa, mas, diferentemente da abordagem anterior, os coeficientes não mudam de direção. Já abrindo pelo nível de tensão, em (2-IV)', observa-se que apenas a tarifa de alta tensão foi significativa. O nível do coeficiente é uma ordem de magnitude maior, com uma semi-elasticidade de -0,388%. O teste t sobre a função de controle respectiva mostra uma significância, a 10%, da remoção da endogeneidade.

Tabela 12 – Resultado das regressões Poisson em painel com efeitos fixos e por variáveis instrumentais (variável dependente = número de irrigantes)

	(2)	(2)'	(2-IV)	(2-IV)'
Log da tarifa	-0,000566*** (0,000181)		-0,00408 (0,004)	
Log da tarifa alta tensão		-0,000336* (0,000178)		-0,00388** (0,0019)
Log da tarifa baixa tensão		-0,000555** (0,000248)		-0,000555 (0,0009)
Log do PIB <i>per capita</i>	-1,64e-06 (1,89e-06)	-4,28e-06*** (1,57e-06)	-2,85e-06 (0)	-5,61e-06** (0)
Log do Valor Adicionado Agropecuário <i>per capita</i>	-1,47e-06 (6,24e-06)	4,18e-07 (7,74e-06)	-3,72e-06 (0)	-1,09e-06 (0)
Efeito 2017	0,401*** (0,0355)	0,438*** (0,0381)	0,498*** (0,1188)	0,590*** (0,1033)
Proporção Aspersão	-1,255*** (0,0911)	-1,248*** (0,0968)	-1,195*** (0,1409)	-1,196*** (0,1281)
Proporção Superficial	-0,620*** (0,0871)	-0,680*** (0,0938)	-0,637*** (0,1184)	-0,718*** (0,1263)
Proporção Localizada	-0,649*** (0,116)	-0,629*** (0,127)	-0,522** (0,2111)	-0,413** (0,1908)
Proporção É Proprietário	-0,647*** (0,111)	-0,592*** (0,120)	-0,801*** (0,2322)	-0,773*** (0,1843)
Proporção Recebeu Orientação	0,0658 (0,110)	0,0336 (0,119)	0,0918 (0,1602)	0,0577 (0,1658)
Função de controle			1,084 (1,2302)	
Função de controle (alta tensão)				1,106* (0,5689)
Função de controle (baixa tensão)				-0,0359 (0,346)
Observações	8.662	7.408	8.662	7.400
Número de municípios	4.331	3.704	4.331	3.700

Notas: Erros padrões robustos em parênteses. *** p<0,01, ** p<0,05, * p<0,1. Nas especificações "IV", adiciona-se os resíduos do "primeiro estágio" como funções de controle, utilizando o log da tarifa dos consumidores rurais, nas respectivas tensões, como regressor excluído. Nesses casos os erros padrões são obtidos por *bootstrap* com 1.000 replicações, para incluir a incerteza do primeiro estágio.

De forma geral, pode-se concluir que as elasticidades encontradas das tarifas sobre o número de irrigantes são relativamente similares entre ambos os modelos, sendo um pouco menores nas regressões em Poisson. Porém, os coeficientes nas regressões Poisson foram um pouco mais estáveis. Aplicando a tarifa rural como instrumento, essas elasticidades perderam significância estatística, excetuando apenas o caso da tarifa de alta tensão no modelo Poisson. Como, entretanto, o coeficiente estimado é uma ordem de magnitude maior do que nas demais regressões, tais resultados específicos devem ser interpretados com cautela.

5.1.2.3 Considerações sobre os efeitos dos descontos

A proposta do GT/MME foi no sentido de eliminação gradual dos subsídios aos irrigantes e aquicultores, com a suspensão imediata de cumulatividade. À luz dos resultados encontrados, pode-se discutir os efeitos sobre a atividade irrigante. Segundo o GT/MME, embora o desconto seja previsto em lei, os percentuais de desconto são definidos em normas infralegais, de modo que a atuação sobre esses subsídios pode ser eficaz.

Os descontos a essa classe de consumidores são entre 60% e 90%, dependendo da tensão e da região. Para facilitar as comparações, toma-se 70% como um desconto médio, aplicando-se as elasticidades e semi-elasticidades estimadas. Nos modelos por efeitos fixos em log-log, a eliminação do desconto, ou seja, uma elevação de $1/70\% - 1 = 42,8\%$ nas tarifas, levaria a uma redução do número de irrigantes, em média, de 10,4%. Para os consumidores de alta tensão, o efeito seria de redução de 4,5% e, na baixa tensão de redução em 13,3%. Logo, o efeito maior tende a ser sobre os produtores menores.

Pelas semi-elasticidades estimadas nos modelos Poisson, a uma tarifa média de R\$ 330,00 por MWh, a elevação de 42,8% significaria um aumento de R\$ 141,25 por MWh. Portanto, o efeito seria uma redução de aproximadamente 8,0% no número de irrigantes. Separando por tensões, tem-se uma redução em 4,7% pela tarifa de alta tensão e, para a baixa tensão, uma redução de 7,8%.

Portanto, conclui-se que a eliminação dos descontos tarifários aos consumidores da classe rural irrigante tem o potencial de reduzir o número de irrigantes entre 4,5% e 10,4%, dependendo do tamanho do consumidor. Além disso, tendo em vista o aspecto gradual da remoção do subsídio, proposto pelo GT/MME, dando oportunidade para que os produtores se adequem aos novos preços, pode-se cogitar que os efeitos dinâmicos serão de menor intensidade.

A possibilidade de reduzir em até 10,4% o número de produtores nessa atividade, embora não implique na completa desestruturação desse meio de produção, certamente também não é sem consequências econômicas e sociais. Porém, é necessário levar em conta, inclusive à luz dos resultados obtidos na seção anterior, onde se ponderou os efeitos sobre a economia como um todo, que a existência desses estabelecimentos que seriam prejudicados é uma manutenção artificial de níveis de preços distorcidos de energia. O setor irrigante ainda está em desenvolvimento e o Atlas da Irrigação, publicado pela Agência Nacional de Águas, aponta para um potencial efetivo de expansão em mais 11,2 milhões de hectares das culturas irrigadas até 2030.²⁸ Logo, trata-se de uma atividade que não deixará de expandir sem o subsídio, mas, eventualmente, alguns estabelecimentos menos eficientes darão espaço para os empreendimentos mais produtivos.

A análise não pôde abarcar os efeitos sobre aquicultores e mais estudos seriam necessários para estimar todos os efeitos sobre os irrigantes, como por exemplo, sobre o pessoal ocupado nesses estabelecimentos, bem como a separação mais clara entre produtores de diferentes tamanhos ou modalidades diferentes de irrigação. Porém, pode-se concluir que o fim desse subsídio não inviabilizaria a atividade irrigante, principalmente os estabelecimentos maiores, de tensão alta.

5.1.3 Fontes Incentivadas

São chamadas de fontes incentivadas: eólica, biomassa, pequenas centrais hidrelétricas (PCH), central geradora hidráulica (CGH), solar e cogeração qualificada.

A fonte eólica²⁹ consiste na geração de energia cinética de rotação com o emprego de turbinas eólicas, denominados aerogeradores. Os primeiros estudos acerca do potencial eólico brasileiro foram feitos na década de 1990, por meio da instalação de anemógrafos computadorizados, que foram instalados no Ceará e em Fernando de Noronha. As estimativas do potencial eólico brasileiro são divergentes, sendo que as mais conservadoras ficam ao redor de 20.000 MW, podendo chegar até a 60.000 MW.

²⁸ Disponível em <http://atlasirrigacao.ana.gov.br/>.

²⁹ Detalhes adicionais sobre energia eólica podem ser encontrados em: [http://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/atlas/pdf/06-energia_eolica\(3\).pdf](http://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/atlas/pdf/06-energia_eolica(3).pdf).

A PCH é uma usina de pequeno porte que produz energia elétrica utilizando-se das águas do rio, e sua capacidade de geração deve ser entre 1 e 30 MW. Entre as vantagens da PCH estão o seu baixo impacto ambiental, pois a área alagada por uma pequena usina prejudica menos o meio ambiente em relação a uma usina de maior porte, e a possibilidade do fornecimento de energia a lugares que estão fora do SIN.

A Central Geradora Hidráulica é um empreendimento hidroelétrico com potência igual ou inferior a 1 MW, ou seja, ainda menores que as PCHs. Apresentam as mesmas vantagens das PCHs e oferecem um custo de implantação ainda mais baixo, menor impacto ambiental e possibilidade maior de descentralização.

A energia solar pode ser convertida em energia elétrica por meio do efeito da radiação solar em diversos materiais, particularmente os semicondutores³⁰, com destaques para o termoelétrico e o fotovoltaico. O desafio para a geração solar em escala comercial é o custo das células solares. Todavia, nos últimos anos, tem-se observado queda nos custos de capital³¹. A depender da potência dos sistemas, a queda no preço médio da geração da energia solar caiu entre 13% e 28%³².

Biomassa é todo recurso renovável oriundo de matéria orgânica (de origem animal ou vegetal) que pode ser utilizada na produção de energia. De eficiência reduzida, seu aproveitamento é feito diretamente por intermédio da combustão.

A cogeração qualificada consiste em um processo em que a geração de energia elétrica é combinada com o aproveitamento da energia térmica dissipada pelo gerador, reduzindo as perdas energéticas e podendo alcançar até 90% de eficiência energética total no processo, ao passo que um gerador de energia elétrica eficiente transforma apenas 40% do total do combustível em eletricidade, enquanto os 60% restantes são dissipados em forma de calor³³.

Na década de 1990, houve uma grande modificação na estrutura do setor elétrico brasileiro (MONTALVÃO e SILVA, 2015). O setor foi dividido em três segmentos: geração, transmissão e distribuição. Os dois últimos possuem estrutura de monopólio natural, por isso exigem regulação específica por parte do estado. A geração não é considerada um monopólio natural, pois a energia pode ser obtida por diferentes fontes e ofertada por diferentes produtores. O empreendimento em geração de energia tem a característica de ser intensivo em capital e demandar longos prazos para o retorno do capital investido. Essa especificidade leva à necessidade de maior segurança no ambiente de negócios. A partir dos anos 2000, principalmente após a crise do apagão, ficou evidente a necessidade de diversificar a matriz elétrica brasileira, contexto no qual as fontes incentivadas têm papel de destaque.

A distribuição atual do parque gerador brasileiro por fonte, número de empreendimentos e potência é o da Tabela 13, onde se observa que o potencial de geração das fontes incentivadas na matriz elétrica brasileira é de, aproximadamente, 14,21% do total.

³⁰ Mais detalhes podem ser encontrados em: [http://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/atlas/pdf/03-Energia_Solar\(3\).pdf](http://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/atlas/pdf/03-Energia_Solar(3).pdf).

³¹ Custo de capital de energia solar: <https://www.bndes.gov.br/wps/portal/site/home/conhecimento/noticias/noticia/energia-solar>.

³² Evolução dos preços dos sistemas fotovoltaicos: <https://www.bndes.gov.br/wps/portal/site/home/conhecimento/noticias/noticia/energia-solar>.

³³ Disponível em: <https://d335luupugsy2.cloudfront.net/cms/files/47090/1519911553Layout-eBook-CHP-27-02-2018.pdf>.

Tabela 13 – Potencial de geração de energia elétrica (2019)

Tipo	Quantidade	Potência Outorgada (kW)	%
Central Geradora Hidrelétrica (CGH)	719	763.049	0,45
Central Geradora Undi-elétrica (CGU)	1	50	0
Central Geradora Eólica (EOL)	622	15.271.189	9,27
Pequena Central Hidrelétrica (PCH)	425	5.316.955	3,14
Central Geradora Solar Fotovoltaica (UFV)	3.406	2.269.410	1,35
Usina Hidrelétrica (UHE)	217	102.964.008	60,19
Usina Termelétrica (UTE)	3.022	42.522.193	24,41
Usina Termonuclear (UTN)	2	1.990.000	1,19
Total	8.414	171.096.854	100

Fonte: ANEEL. Elaboração própria.

As fontes de energia elétrica incentivada têm descontos na TUST e na TUSD. Esses descontos têm previsão legal³⁴, surgiram na década de 1990 e foram sofrendo alterações ao longo dos anos. A inclusão dos descontos às fontes incentivadas na legislação ocorreu a partir de 1996, com previsão apenas para as PCH. Em 2002, foram incluídos os descontos para as fontes eólica, biomassa e cogeração qualificadas. Em 2003, foram adicionadas as fontes solar, as Centrais Geradoras Hidrelétricas (CGH) e criado o limite máximo de 30 MW de potência instalada para que a fonte pudesse receber o benefício do desconto mínimo de 50% na TUSD e na TUST. A partir de 2007, para fazer jus ao desconto, o critério deixou de ser de 30 MW de potência instalada e passou a ser o mesmo valor sobre a potência injetada no SIN. É importante frisar que os descontos concedidos são permanentes, pois não há prazo previsto para o fim dos descontos na legislação.

Além dos fornecedores que se enquadram como fontes incentivadas, duas classes de consumidores também se beneficiam dos subsídios a essas fontes: os consumidores livres³⁵ e especiais³⁶. No mercado livre de energia, os consumidores livres podem contratar qualquer fornecedor de energia elétrica, enquanto os especiais podem adquirir energia elétrica somente de fontes incentivadas.

Os consumidores regulados ou cativos, que são atendidos pelo Ambiente de Contratação Regulada (ACR) ou mercado regulado, não podem escolher o seu fornecedor de energia, logo não têm os mesmos benefícios dos consumidores livres ou especiais, que podem adquirir energia diretamente das geradoras baseadas em fontes incentivadas.

Portanto, o subsídio recebido pelas fontes incentivadas é custeado pelas demais fontes de geração de energia elétrica e pelos consumidores que não adquirem energia diretamente dessas fontes.

Outro ponto a ser observado em relação às fontes incentivadas é o impacto que a energia gerada e comercializada por estas fontes tem no mercado livre de energia e quais seriam as consequências da redução na subvenção a essas fontes. Os consumidores livres que estão conectados às distribuidoras têm a prerrogativa de escolher o seu fornecedor de energia, ou seja, podem comprar energia no mercado regulado ou das fontes incentivadas, o que lhe for mais vantajoso, sendo que no mercado livre esses consumidores têm desconto médio de R\$ 26/MWh^[1]. Logo, ao retirar os subsídios, existe a possibilidade de que esses consumidores deixem de comprar energia das fontes incentivadas.

³⁴ As leis que tratam do assunto são: Lei nº9.429/1996, Lei nº9.648/1998, Lei nº10.438/2002, Lei nº10.762/2003, Lei nº11.488/2007.

³⁵ Classificação dada pela Lei nº 9.074/1995.

³⁶ Prerrogativa garantida pela Lei nº 9.427/1996.

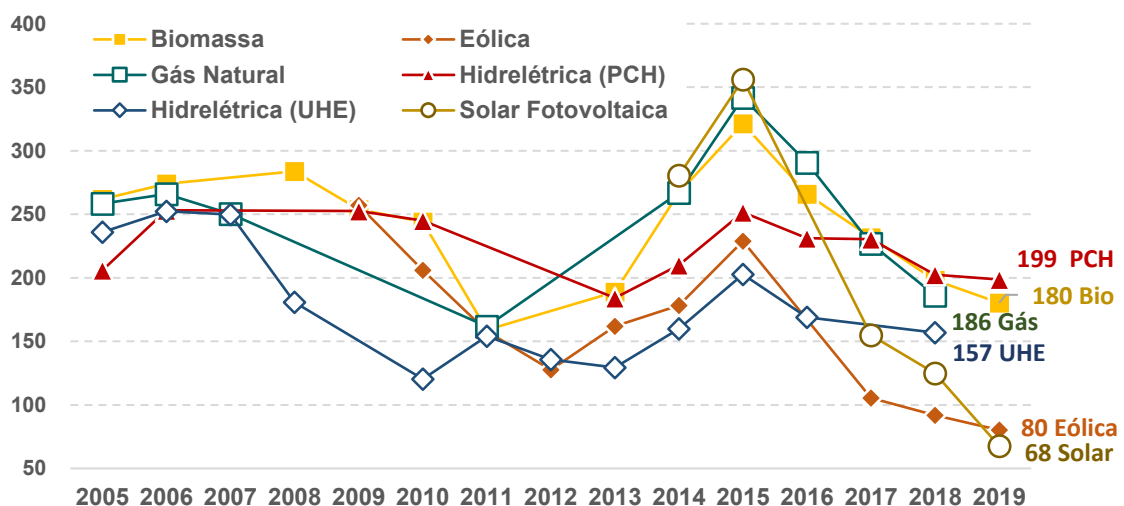
[1] Disponível em: <http://www2.senado.leg.br/bdsf/handle/id/507202>

Por outro lado, as fontes incentivadas têm apresentado redução de preços nos leilões de energia, se mostrando competitivas com as demais fontes. Desta maneira, argumenta-se que a retirada do subsídio cruzado teria pouco impacto sobre o mercado livre de fontes alternativas, que conseguiria sobreviver na ausência do subsídio. Adicionalmente, um efeito positivo esperado da medida seria que o preço da energia para os consumidores cativos em geral se reduzisse, pois estes deixariam de arcar com o subsídio dado aos consumidores livres e especiais.

De fato, nos últimos anos, houve redução substancial no preço de venda da energia gerada por fontes incentivadas nos leilões de energia nova^[2] e de reserva^[3] celebrados pelo Ministério de Minas e Energia, com destaque para as fontes eólica e solar, que atingiram em 2019, respectivamente, os preços de 80 R\$/MWh e 68 R\$/MWh. Da mesma forma, os preços mais recentemente negociados da energia gerada por biomassa, PCHs e CGHs foram de 180, 199 e 206 R\$/MWh, respectivamente, valores que também se mostram competitivos frente às fontes que não recebem benefícios.

Comparativamente, o preço atualizado da contratação de energia gerada por grandes usinas hidrelétricas (UHE) no último leilão realizado com oferta desta fonte, em 2018 (28º Leilão de Energia Nova) foi de 157 R\$/MWh, 2,3 vezes o valor negociado pela fonte solar e quase o dobro do valor firmado para a fonte eólica. A razão entre o preço das UHEs e as fontes biomassa, PCHs e CGHs e o das UHEs foi de 0,87, 0,79 e 0,76, respectivamente. O Gráfico 11 apresenta a evolução dos preços nos leilões de energia entre 2005 e 2019, por fontes selecionadas.

Gráfico 11 – Preços resultantes de leilões de energia nova e de reserva (R\$/MWh)



Fonte: SECAP. Elaboração própria.

O cenário de redução de preços dá-se mesmo frente à decisão do governo em alterar o tipo de contrato do leilão da modalidade disponibilidade para modalidade quantidade. Nesta os geradores ficam expostos à necessidade de comprar energia no mercado caso suas usinas não produzam o montante de eletricidade negociado, ao contrário da modalidade disponibilidade, em que o risco fica com o comprador. A mudança deu-se para a energia eólica a partir do 28º Leilão de Energia Nova, em 2018, e a partir do 29º Leilão de Energia Nova, em 2019, com a justificativa de que o mercado destas fontes já estaria devidamente maduro.

Comparativamente, o preço atualizado da contratação de energia gerada por grandes usinas hidrelétricas (UHE) no último leilão realizado com oferta desta fonte, em 2018 (28º Leilão de Energia Nova) foi de 157 R\$/MWh, quase o dobro do valor negociado pela fonte eólica. Da mesma forma, os preços mais

^[2] O leilão de energia nova tem como finalidade atender ao aumento de carga das distribuidoras. Neste caso são vendidas e contratadas energia de usinas que ainda serão construídas.

^[3] O leilão de energia de reserva busca mitigar o risco hidrológico e aumentar a segurança do Sistema Interligado Nacional (SIN), a partir da oferta de energia proveniente de usinas especialmente contratadas para este fim.

recentemente negociados da energia gerada por biomassa, PCHs e CGHs foram de 180, 199 e 206 R\$/MWh, respectivamente, valores que também se mostram competitivos frente às fontes que não recebem benefícios. O Gráfico 10 apresenta a evolução dos preços nos leilões de energia entre 2005 e 2019, por fontes selecionadas.

Frente ao atual nível de competitividade atingido pela geração de energia via fontes incentivadas, o GT estabelecido pelo MME propôs, após consulta pública:

- alterações legislativas para extinção imediata do subsídio para as próximas outorgas;
- que vencidas as atuais outorgas, eventual renovação não deve contar com subsídios;
- de imediato, que a ANEEL avalie adotar patamar mínimo aos percentuais de subsídios para todas as fontes outorgadas até a extinção do subsídio e;
- respeitados os contratos de compra e venda de energia vigentes, alteração legislativa para a extinção dos descontos concedidos nas tarifas aplicadas aos consumidores de fontes incentivadas.

Considerando os argumentos levantados pelo GT/MME e os dados que ora se apresentam, corrobora-se neste relatório o sentido apresentado nestas recomendações.

As fontes incentivadas são, fora a cogeração qualificada, fontes de energia renováveis. Importa mencionar que há outro programa do Governo Federal para as fontes de energia renováveis: o Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica (Proinfa), que foi criado em 2002, por meio da Lei 10.438/2002. O Proinfa foi criado com o objetivo de financiar, com o auxílio do Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social (BNDES), projetos de geração de energia elétrica produzida por empreendimentos com base em energia eólica, pequenas centrais hidrelétricas e biomassa. No Proinfa, a Eletrobrás também tem papel de destaque, pois é a responsável pela contratação e compra da energia proveniente desses empreendimentos após a escolha dos projetos a serem incluídos no programa.

Esse programa foi criado com a previsão de ter duas etapas, sendo que a primeira chamada pública ocorreu em 2005, com prazo de duração do subsídio até o ano de 2028. Entretanto, a segunda etapa ainda não foi implementada. O subsídio do Proinfa tem longa duração, mas prazo fixo, porque a contratação da energia elétrica dos empreendimentos foi feita a preços acima do custo marginal de expansão, como medida de incentivo aos investimentos nas fontes beneficiadas.

Contudo, a despeito do prazo longo da duração do subsídio, a situação é diferente dos descontos tarifários na TUSD e TUST, pois há um prazo para seu término. Desta forma, observa-se que há duas abordagens diferentes para o incentivo à expansão das fontes renováveis na matriz energética brasileira: a do Proinfa, via incremento no número de empreendimentos, e a das fontes incentivadas, via subsídio na produção e no consumo.

5.1.4 Saneamento

As externalidades positivas das políticas públicas de saneamento são claras e difundidas na literatura. Entre elas, destacam-se, por exemplo, os efeitos sobre a saúde pública, o meio ambiente, a qualidade de vida e a geração de renda. Freitas *et al* (2014) apontam, por exemplo, que:

- Em 2009, dos 462 mil pacientes internados por infecções gastrointestinais, 2.101 morreram no hospital. Se houvesse acesso universal ao saneamento, haveria uma redução de 25% no número de internações e 65% na mortalidade – ou seja, 1.277 vidas seriam salvas.
- Se for dado acesso à coleta de esgoto a um trabalhador sem esse serviço, espera-se que a melhora geral de sua qualidade de vida ocasione uma produtividade 13,3% superior, possibilitando o crescimento de sua renda em igual proporção.
- A probabilidade de uma pessoa com acesso à rede de esgoto se afastar das atividades por qualquer motivo é 6,5% menor que a de uma pessoa que não tem acesso à rede. O acesso

universal teria um impacto de redução de gastos de R\$ 309 milhões nos afastamentos de trabalhadores.

- A universalização do acesso à rede de esgoto pode trazer uma valorização média de até 18% no valor dos imóveis

Dados do Sistema Nacional de Informações sobre o Saneamento informam que, no Brasil, o índice de atendimento total com rede de abastecimento de água alcançou a marca de 83,5%, em 2017, enquanto o índice similar para atendimento de rede de esgotos, apurado para o mesmo ano, foi de 52,4%. A observação da distribuição regional desses dados evidencia que os desafios de atendimento são realmente significativos, conforme Tabela 14.

Tabela 14 – Desempenho do Saneamento (Brasil, 2017)

Macrorregião	Índice de Atendimento com rede (%)				Índice de tratamento dos esgotos (%)	
	Água		Coleta de Esgotos		Esgotos Gerados ³⁷	Esgotos coletados ³⁸
	Total	Urbano	Total	Urbano	Total	Total
Norte	57,5	70,0	10,2	13,0	22,6	84,6
Nordeste	73,3	88,8	26,9	34,8	34,7	80,8
Sudeste	91,3	95,9	78,6	83,2	50,4	67,3
Sul	89,7	98,4	43,9	50,6	44,9	93,3
Centro-Oeste	90,1	98,1	53,9	59,5	52,0	92,6
Brasil	83,5	93,0	52,4	60,2	46,0	73,7

Fonte: Sistema Nacional de Informações sobre Saneamento - SNIS 2017.

Portanto, pode-se especular que os subsídios ao setor de saneamento teriam como um dos focos o problema econômico e social relacionado aos baixos níveis de atendimento das redes de água e esgoto, considerando as disparidades regionais.

Entre as diversas causas que poderiam explicar esse nível ainda precário de atendimento em muitas regiões, certamente, algumas estão relacionadas à gestão das empresas de saneamento no tocante à energia consumida nos seus processos. Neste sentido, vale ressaltar inicialmente a intensa relação entre energia e os serviços relacionados ao setor.

Especificamente no caso do serviço de abastecimento de água, a literatura indica que a energia consumida pelos Sistemas de Abastecimento de Água do Brasil representa cerca de 3% de toda a eletricidade consumida no país.

Some-se a isso a importância relativa da despesa com energia na estrutura de custos das operadoras do setor. Em 2017, as despesas com energia elétrica dos prestadores de serviço de saneamento participantes do Sistema Nacional de Informações sobre Saneamento (SNIS) atingiram R\$ 5,26 bilhões. Dados do SNIS indicam que, em 2017, para a maioria dos prestadores, a energia elétrica constitui a segunda maior despesa da pauta dos custos operacionais. Com isso, subsídios às empresas de saneamento via custo da energia têm naturalmente um efeito significativo nos seus resultados operacionais.

Para qualificar um pouco mais o setor de saneamento em termos de consumo de energia, vale ressaltar que este consumo de energia elétrica está fortemente concentrado nos sistemas de abastecimento de água, conforme dados do SNIS e, segundo (MME, 2011), a literatura técnica aponta que 90% a 95% do consumo de energia elétrica nos sistemas de abastecimento são atribuíveis aos sistemas de bombeamento.

³⁷ Refere-se a porcentagem de esgoto tratado em relação ao volume de água consumido, excluindo-se o volume de água tratada exportado.

³⁸ Refere-se a porcentagem de esgoto tratado em relação ao esgoto coletado.

Mesmo considerando as externalidades positivas evidentes das políticas públicas relacionadas a saneamento e a importância do custo de energia para o setor, cumpre informar aspectos relativos à gestão das empresas no tocante à eficiência energética.

Segundo (MME, 2011), a experiência técnica com sistemas de abastecimento de água revela que, de forma geral, o potencial de economia de energia elétrica é elevado, tendo em vista a existência de:

- Grandes perdas de água por vazamentos nas redes e ramais prediais;
- Dimensionamento inadequado dos equipamentos elétricos e eletromecânicos, que operam fora do ponto do rendimento ideal;
- Má utilização da capacidade de reserva, impedindo a racionalização do despacho das unidades e em consequência a redução da demanda no horário da ponta;
- Precariedade do controle operacional, expressa na ausência de equipamentos para medição de parâmetros elétricos e hidráulicos, telemetria e sistemas supervisórios, especialmente nos sistemas distribuidores;
- Deficiências de setorização dos sistemas e falta de controle de pressão adequados;
- Deficiência nos controles de vazamentos;
- Deficiências na gestão da infraestrutura;
- Escassez de mão de obra qualificada;
- Prevalência de manutenção corretiva em detrimento da preditiva e preventiva.

O referido estudo aponta que o principal potencial de economia de energia reside nos processos, fundamentalmente nas perdas de água por se tratar de um processo hidráulico. E estima que o custo das perdas de energia elétrica no saneamento alcançaria a, preços de 2011, o montante de R\$ 800 milhões por ano.

Com este pano de fundo, o subsídio relativo ao custo da energia elétrica às empresas de saneamento surge por ocasião da edição do Decreto 7.891/2013, que definiu o encargo associado à Conta de Desenvolvimento Energético como fonte de custeio do referido subsídio. Mais especificamente, estabeleceu redução na tarifa de uso do sistema de distribuição e na tarifa de energia das unidades consumidoras classificadas como serviço público de água, esgoto e saneamento, nos seguintes termos, constantes no texto do Art. 1º § 2º:

“...

III - Grupo A (unidades consumidoras com fornecimento em tensão igual ou superior a 2,3 kV), subclasse Serviço Público de Água, Esgoto e Saneamento: quinze por cento para tarifa de uso do sistema de distribuição e para a tarifa de energia das unidades classificadas como Serviço Público de Água, Esgoto e Saneamento;

IV - Grupo B (unidades consumidoras com fornecimento em tensão inferior a 2,3 kV), subclasse Serviço Público de Água, Esgoto e Saneamento: quinze por cento sobre a tarifa do subgrupo B3.”

Trata-se de um volume de subsídios que cresceu 62% de 2013 a 2018, alcançando R\$ 753 milhões, valor que se aproxima da estimativa de perdas com energia elétrica no saneamento. A Tabela 15 mostra a evolução dos subsídios entre 2013 e 2018.

Tabela 15 – evolução dos subsídios direcionados à saneamento no âmbito da CDE – 2013 a 2018

Ano	Subsídio (R\$ milhões)	Variação anual (%)
2013	464,63	
2014	501,14	8%
2015	664,72	33%
2016	694,26	4%
2017	692,92	0%
2018	753,32	9%

Fonte: ANEEL. Elaboração própria.

Como já citado anteriormente, o Decreto nº 9.642, de 27 de dezembro de 2018, estabeleceu redução dos descontos tarifários para o setor de saneamento à taxa de 20% ao ano. Observa-se que tal ato normativo foi precedido de intenso debate, entre os quais se destaca o ocorrido no GT/MME. o

O relatório do MME, fruto deste grupo de trabalho, apresentou pontos importantes sobre o tema, entre os quais, destacam-se os relativos à focalização, ao estabelecimento de contrapartidas e à extinção do subsídio.

Quanto à focalização, uma das propostas que surgiram ao longo do debate seria considerar o IDH para priorizar o subsídio. Por fim, entendeu-se que sua implantação seria complexa e não estimularia corretamente a universalização do serviço.

Segundo o relatório, a grande maioria das contribuições obtidas em consulta pública realizada ao longo da execução dos trabalhos do referido GT concordaram com a extinção do subsídio e a conclusão final do grupo foi que o prazo de cinco anos seria suficiente para adequação dos beneficiários.

Requisitos relativos à preservação ambiental, à gestão de perdas de água, à eficiência energética e à expansão do atendimento surgiram como possibilidades para estabelecimento de contrapartidas do subsídio. O GT/MME ressaltou que, com a extinção do subsídio, as empresas beneficiárias, naturalmente, buscarão obter eficiências de forma a compensar a perda do benefício. Assim, seria evitado o estabelecimento de contrapartidas cuja fiscalização seria difícil e a eficácia seria questionável. Vale ressaltar que, a depender da gestão das operadoras e da regulação do setor, parte desse custo pode ser repassado às tarifas e onerar o usuário final.

Desta forma, vemos que, se por um lado, o subsídio ao setor parece se justificar por conta das externalidades óbvias relacionadas à saúde da população e, por conseguinte, aos seus efeitos sobre a produtividade e a renda do país, por outro, observa-se um espaço significativo de redução de ineficiências do setor que são, segundo os dados apresentados, da mesma ordem de grandeza do volume de subsídios concedidos em termos monetários.

Diante do exposto e considerando o comando legal dado pelo Decreto 9.642/2018, reforça-se aqui o entendimento assinalado no referido relatório do MME de que o prazo de redução de 5 anos é suficiente para que as empresas do setor promovam gradualmente ações de gestão com vistas ao alcance de maiores níveis de eficiência que compensem a redução do subsídio.

5.1.5 Cooperativas de Eletrificação Rural e Serviço Público de Irrigação

A subvenção para cooperativas de eletrificação rural diz respeito à compensação do impacto tarifário decorrente da menor densidade de carga do mercado de cooperativas de eletrificação rural, concessionárias ou permissionárias, em relação à principal distribuidora, de que tratam os § 2º ao 7º do Art. 3º da Lei nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996 e inciso XIII do Art. 13 da Lei 10.438, de 26 de abril de 2002.

O valor do desconto para o grupo de alta tensão das unidades classificadas como cooperativas de eletrificação rural é de 30% para a TUSD e para a TE. Para o subgrupo B2, subclasse cooperativa de eletrificação rural, o desconto também é de 30% em relação a tarifa do subgrupo B1, classe residencial. Segundo o Decreto 9.642/2018, a partir de 2019, esses descontos passaram a ser reduzidos à razão de vinte por cento ao ano sobre o valor inicial, até que a alíquota seja zerada.

De acordo com o GT/MME de 2018, há semelhanças entre as cooperativas e as pequenas distribuidoras, sendo que o custo mais elevado de ambas é causado pela baixa densidade de carga. Não houve proposta de alteração das regras vigentes pelo relatório final do GT/MME, pois já havia à época previsão de redução do desconto nos anos subseqüentes.

Com relação ao serviço público de irrigação rural, é exigido que ele seja explorado por entidades pertencentes ou vinculadas à administração direta, indireta ou fundações de direito público da União, dos Estados ou dos Municípios³⁹.

O valor do desconto para o subgrupo B2, subclasse serviço público de irrigação rural, é de 40% sobre a tarifa do subgrupo B1, classe residencial. De maneira similar aos descontos para cooperativas de eletrificação rural, esse desconto também foi alvo do Decreto 9.462/2018, com previsão de redução de vinte por cento ao ano sobre o valor inicial a partir de 2019, até que a alíquota seja zerada.

O GT/MME não apresentou contribuições específicas ao serviço público de irrigação e as recomendações foram mais gerais, direcionadas ao grupo rural, conforme discutido na Seção 5.1.1. A ausência de propostas específicas com relação aos subsídios direcionados às cooperativas de eletrificação rural e serviço público de irrigação deveu-se à existência de mudanças já em curso no sentido de sua redução, no primeiro caso, ou pelo fato de recomendações mais gerais, que englobavam o grupo dos consumidores rurais, terem sido feitas em favor da redução, no segundo caso. Reforça-se, desta forma, a posição apresentada pelo GT/MME em prol da extinção dos subsídios apresentados.

5.1.6 Distribuidoras de Pequeno Porte

Trata-se da subvenção a agentes de distribuição de pequeno porte (até 700 GWh/ano), cujo objetivo é compensar o impacto tarifário da menor densidade de carga do mercado de concessionárias e permissionárias de distribuição de energia elétrica.

O desconto para as distribuidoras era de 70% para a TUSD e até 90% para a TE das unidades classificadas como permissionárias cooperativas até a Lei 13.360/2016, que previu redução gradual dos descontos e fim dessa subvenção até 2020.

A consulta pública do GT/MME recebeu sugestões sobre as distribuidoras de pequeno porte. Destaca-se a proposta de estimular a fusão dessas entidades com empresas maiores, permitindo ganhos de escala, que implicariam redução de custos e conseqüentemente diminuição da necessidade de subvenção.

O GT/MME argumentou que o fim deste subsídio está previsto para 2020 e que, mesmo que não houvesse a previsão de extinção, o crescimento natural do mercado levaria à perda do subsídio por parte de diversos beneficiários. Dessa forma, concluiu-se por não alterar as regras vigentes, que já contemplam a extinção desta subvenção.

Reforça-se a posição apresentada pelo GT/MME de extinção do subsídio a despeito de proposições legislativas em curso para retomá-lo.

5.2 Conta de Consumo de Combustíveis

Em 2018, a CGU finalizou a auditoria nº 201702230, com o objetivo de avaliar a gestão e fiscalização dos benefícios desembolsados pela Conta de Consumo de Combustíveis Fósseis (CCC) a favor da Amazonas Distribuidora de Energia S.A. no período de 30 de julho de 2009 a 30 de junho de 2016. A auditoria foi

³⁹ §4º do Art. 16 do Decreto 62.724/1968.

motivada pelo expressivo montante da dívida da Amazonas Distribuidora de Energia S.A. para com o fundo CCC, relacionado aos desembolsos efetuados na conta, cuja gestão no período era de responsabilidade da ELETROBRAS.

Como resultado dos trabalhos, foram encontrados os achados i) Reembolso da CCC em desacordo com a regulamentação então vigente, causando prejuízo ao fundo setorial e ii) Deficiência no planejamento estratégico setorial relativo aos SISOL (Sistemas Isolados) e região de Manaus por parte do Ministério de Minas e Energia – MME; ambos relacionados, de forma geral, a fragilidades nas estratégias de planejamento para o atendimento do serviço de energia elétrica nos SISOL.

As análises efetuadas pela equipe de auditoria, conforme os achados, resultaram nas recomendações estruturantes i) Necessidade de estabelecimento de planejamento estruturado para o SISOL e região de Manaus, de modo a harmonizar e viabilizar as fontes de energia, considerando questões ambientais e eficiência energética e ii) Necessidade de estruturação e formalização das soluções propostas que otimizem a utilização e a precificação do gás natural oriundo do Contrato de Fornecimento OC 1902/2006, emitidas ao MME, e iii) Necessidade de apuração de responsabilidade pelo reembolso à Amazonas Distribuidora de Energia com os recursos da CCC, efetuado em desacordo com a Lei nº 12.111/2009 e REN ANEEL nº 427/2011, e encaminhamento das medidas a serem adotadas à Corregedoria Geral da União (CRG) para acompanhamento, emitida à ELETROBRAS.

Em 2019, a CGU realizou o monitoramento do atendimento às recomendações estruturantes emitidas com vistas a subsidiar as discussões no âmbito do Conselho de Monitoramento e Avaliação de Políticas Públicas – CMAP no que diz respeito aos subsídios cruzados custeados pela Conta de Desenvolvimento Energético - CDE, incluindo a CCC. Esse monitoramento buscou a atualização de informações sobre situações ocorridas após a publicação do relatório de auditoria e os possíveis impactos para os subsídios custeados pela CDE decorrentes tanto de legislações quanto de medidas adotadas pelo MME no que tange ao planejamento estratégico para o SISOL resultando assim na edição da Nota Técnica nº 2185/2019/CGENE/DI/SFC.

A partir do monitoramento realizado, verificou-se que situações ocorridas posteriormente à publicação do Relatório de Auditoria 201702230 resultaram em impacto no montante de subsídios custeados pela CDE, especialmente relacionadas às recomendações proferidas e aos assuntos então tratados sobre a gestão da CCC. Trata-se, notadamente, da edição das medidas provisórias nº 855/2018 e 879/2018.

A MP nº 855/2019 dispôs sobre concessões de distribuição de energia elétrica que não teriam sido licitadas até a data de sua publicação, editando, dessa forma, medidas com objetivo de tornar mais atraente a privatização das empresas que ainda estavam sob controle da Eletrobras naquele momento.

Nesse sentido, a MP determinou, em seu art. 1º, que as empresas poderiam receber até R\$ 3 bilhões para cobrir despesas com combustíveis usados na geração de energia elétrica entre 1º de julho de 2017 e a data da transferência do controle acionário para o novo operador, devido a valores não reembolsados por força das exigências de eficiência econômica e energética e do limite de reembolso de que tratam o § 12 e o § 16 do art. 3º da Lei nº 12.111/2009. Os recursos viriam da Reserva Global de Reversão (RGR) e, em caso de insuficiência, o valor poderia ser complementado pelo recolhimento de mais recursos por meio da CDE. Um outro dispositivo (art. 2º) fixou carência de cinco anos a partir da transferência do controle acionário das empresas para o cumprimento dos referidos dispositivos legais, gerando custos adicionais à CCC.

A MP nº 879/2019, por sua vez, trouxe entre seus dispositivos o objetivo de a CDE prover recursos necessários e suficientes para o pagamento da parcela total de transporte e da margem de distribuição referente aos contratos de fornecimento de gás natural firmados até a data de publicação da Lei nº 12.111/2009, para fins de geração de energia elétrica relativos à infraestrutura utilizada desde a data de início de sua vigência até 30 de junho de 2017.

Adicionalmente, tanto a MP nº 855/2018 quanto a MP nº 879/2019 incluíram como objetivo da CDE o de prover recursos para pagamento dos reembolsos das despesas comprovadas com aquisição de

combustível, que não foram reembolsadas por força das exigências de eficiência econômica e energética presentes na Lei nº 12.111/2009. Quanto a este dispositivo, foi regulamentado que a União poderia destinar à CDE os recursos oriundos do pagamento de bonificação pela outorga de que trata o § 7º do art. 8º da Lei nº 12.783/2013, no limite de R\$ 3,5 bilhões até o exercício de 2021, para o atendimento do disposto.

Nesse sentido, verificou-se que a operacionalização das medidas impostas pela MP nº 855/2019 acarretaram em aumento dos subsídios custeados pela CDE. Ademais, restou constatado que as alterações propostas pela Medidas Provisórias impactaram diretamente nas situações encontradas no achado "Reembolso da CCC em desacordo com a regulamentação então vigente, causando prejuízo ao fundo setorial" presente no Relatório de Auditoria nº 201702230, bem como a recomendação diretamente relacionada. Dessa forma, destaca-se a importância de que se realize o monitoramento sobre as possíveis deliberações da Diretoria Colegiada da ANEEL, com vistas a acompanhar os resultados das fiscalizações e seus eventuais impactos em termos de acertos de contas que envolvam a CCC e a ELETROBRAS, em decorrência dos dispositivos editados pelas MP's relacionados ao tema.

Sobre as estratégias de fornecimento de energia elétrica para o SISOL, o MME informou que a publicação da Portaria nº 67/2018 alterou o processo de planejamento de atendimento aos Sistemas Isolados, prevendo a possibilidade de inserção de soluções de suprimento a partir de fontes renováveis. Conforme o Ministério, para a operacionalização, é necessário que os agentes de distribuição do SISOL elaborem suas propostas de planejamento para o atendimento dos mercados consumidores e as encaminhem para avaliação técnica da Empresa de Pesquisa Energética (EPE) e posterior aprovação da Pasta. O objetivo do MME é antever quais as necessidades de contratação para assim planejar adequadamente as licitações.

Com relação ao suprimento para o SISOL como um todo, o MME considera que a estratégia foi elaborada, estando em estágio de implementação às suas rotinas de trabalho, às da EPE, bem como das distribuidoras que atendem aos mercados consumidores do sistema.

Para o primeiro ciclo, a EPE elaborou o "Relatório de Planejamento para Atendimento aos Sistemas Isolados, Horizonte 2023 – Ciclo 2018" que contém os seguintes itens: localização, expectativa de crescimento de mercado para os próximos 5 (cinco) anos, previsão de interligação, resumo do parque gerador instalado, e análise de balanço entre oferta e demanda para cada localidade⁴⁰. Registre-se que o planejamento ainda deverá ser aprovado pelo MME, o que deve ocorrer de forma gradual. Registre-se ainda que, para a região de Manaus, ao receber os dados do Ciclo 2018 de planejamento, a EPE verificou inconsistências nas informações prestadas pela então Amazonas Energia S.A. Com isso, atualmente aguarda-se a conclusão das análises referentes ao Ciclo 2019 antes da tomada de decisão acerca de nova contratação para suprimento aos Sistemas Isolados do estado.

De forma geral, a equipe de auditoria entende que ainda não foi possível observar os resultados efetivos alcançados pelas novas diretrizes de planejamento estratégico setorial para o SISOL, sugerido assim a manutenção do monitoramento quanto ao atendimento da recomendação.

Quanto à recomendação sobre a necessidade de otimização da utilização e precificação do gás natural oriundo do Contrato de Fornecimento OC 1902/2006, verificou-se o que a MP nº 855/2018 dispôs em seu artigo 4º: o Poder Concedente, para garantir o aproveitamento ótimo de termoelétricas a gás natural que tenham entrado em operação ou convertido combustível líquido para gás natural, a partir de 2010, como alternativa à substituição da energia vendida por essas termoelétricas, poderá permitir a alteração do perfil de entrega e de prazos de contratos de energia lastreados em outras usinas termoelétricas de mesma titularidade, mantidas as condições de preço e de reembolso de despesas com recursos da CCC desses contratos, conforme regulamento do Poder Concedente. Adicionalmente, dispôs em seu § 2º do artigo 5º: A capacidade e o preço da infraestrutura serão aqueles homologados pela Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis - ANP. Nesse contexto, o MME informou que, por meio da

⁴⁰ <http://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/relatorio-de-planejamento-para-atendimento-aos-sistemas-isolados-horizonte-2023-ciclo-2018f>.

Portaria nº 207 de 17 de abril de 2019, a outorga da usina termoeletrica Aparecida, localizada no Município de Manaus, estado do Amazonas, foi prorrogada pelo prazo de dez anos, a contar de 11 de julho de 2020. Tal medida ocorreu no intuito de haver uma concatenação dos prazos de concessão da usina com o fim do prazo do Contrato de Fornecimento de gás natural OC 1902/2006 e seu consequente aproveitamento para a geração de energia elétrica por aquela usina.

Registre-se que o MME informou que os dados recebidos da Amazonas Geração e Transmissão (Amazonas GT) demonstram que todo o fornecimento de gás natural do contrato OC 1902/2006, com volume originalmente contratado de 5,5 milhões de m³ diários, está sendo utilizado para geração de energia elétrica em termelétricas. Nesse sentido, a equipe de auditoria entende, dado que ocorreram ações efetivas para a otimização e precificação do gás natural oriundo do Contrato de Fornecimento OC 1902/2006, que a recomendação listada deve ser tida como atendida.

Por fim, a equipe de auditoria verificou a ocorrência de algumas situações e circunstâncias não planejadas, dificultando assim a previsão de redução dos subsídios com a CCC. Como exemplo, cita-se que, no exercício de 2018, o Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico - CMSE - determinou que a Eletrobrás suspendesse o uso da energia proveniente de contrato de importação com a Venezuela para o Estado de Roraima, devido aos constantes blecautes ocorridos naquele exercício, o que impactou a confiabilidade do sistema. Com este cenário, a energia elétrica passou a ser fornecida por meio de térmicas locais, então custeadas pela CCC. Segundo informações divulgadas pela ANEEL, o custo anualizado do parque térmico de Roraima seria de aproximadamente R\$ 1,2 bilhão acrescidos na CCC. O MME informou que a solução prevista para a redução dos valores pagos pela CCC na geração de energia termoeletrica na região, bem como para um significativo aumento da segurança de suprimento para o estado de Roraima, seria a implantação da linha de transmissão Manaus - Boa Vista. No entanto, o principal entrave enfrentado atualmente para a sua viabilização tem sido a obtenção da Licença de Instalação para o início das obras. Ademais, ainda está em discussão a possibilidade de se firmar um aditivo ao Contrato de Concessão ANEEL nº 03/2012, cujo objeto é a construção da linha de transmissão, visando o seu reequilíbrio econômico-financeiro por meio de uma correção na Receita Anual Permitida (RAP). Paralelamente, o MME informou que em maio/2019 realizou o Leilão para Suprimento a Boa Vista e Localidades Conectadas, no qual foram contratados 263 MW de disponibilidade de potência, com um deságio médio de 23%, oriunda de soluções de suprimento a gás natural e renováveis (86%), e a óleo diesel (14%).

Pelo exposto acima, o Controle Interno entende, quanto à necessidade de redução de subsídios pagos pela CCC e que oneram a tarifa de energia elétrica de todos os consumidores, que a ocorrência de outras situações impostas circunstancialmente, tal como a necessidade de geração de energia por termelétricas locais em Roraima, não permite concluir se, ao término das condições impostas durante a vigência da MP nº 855/2018, caberia a redução dos subsídios custeados pela CCC.

5.3 Tarifa Social de Energia Elétrica

5.3.1 Objetivos da avaliação da TSEE

A presente avaliação tem como objetivos verificar se os critérios de elegibilidade estão sendo atingidos e se a execução está ocorrendo conforme o desenho, dando ensejo a uma possível discussão sobre a focalização e o desenho da política, a eficiência de sua implementação e a gestão de resultados. Mais especificamente, espera-se que sejam respondidas, portanto, as seguintes questões:

- a. Os critérios de elegibilidade para a concessão da TSEE estão sendo atingidos?
- b. O desenho da política está bem focalizado?
- c. Quais os possíveis impactos de novos desenhos sobre o desembolso da CDE?

Um dos focos da avaliação é o processo de concessão dos benefícios por meio da identificação de possíveis riscos e do mapeamento dos controles existentes para que o público-alvo da TSEE seja atingido. Ou seja, a análise sobre a operacionalização da TSEE, considerando seus mecanismos de concessão de benefícios.

Ademais, a avaliação pretende trazer insumos que alavanquem a discussão estratégica sobre a concepção da política, seus resultados e possíveis ações prioritárias que visem aperfeiçoar a TSEE, de modo a maximizar os benefícios auferidos pela intervenção estatal.

5.3.2 Achados da Avaliação

5.3.2.1 Avaliação sobre a concessão de benefícios da TSEE por meio do mapeamento de riscos e controles

Nessa etapa, buscou-se avaliar as ações de implementação da TSEE. O primeiro passo foi identificar o fluxo do processo adotado sobre a concessão de benefícios da política, desenhando os procedimentos operacionais realizados pelos diversos atores. Em seguida, foi realizado o mapeamento dos riscos e controles incidentes sobre esse processo. Somado a isso, ainda nessa etapa de avaliação da implementação, foram realizados cruzamentos de dados com o objetivo de testar a efetividade dos controles adotados, considerando sua aderência aos critérios de elegibilidade da TSEE.

Foram identificadas três principais etapas para o processo de concessão dos benefícios da TSEE. Para cada etapa do processo, foram mapeados então os riscos e controles associados, conforme o quadro a seguir:

Quadro 1: Matriz de riscos resumida do processo de concessão do benefício.

Etapa do Processo	Riscos associados	Nível de risco inerente	Controles	Nível de risco residual
Cadastro pela distribuidora do solicitante da TSEE	Cadastro de beneficiários que não atendam todos os critérios da TSEE	2	Verificação dos critérios de elegibilidade da família junto ao CadÚnico e às regras da TSEE	1
Reembolso da DMR	Homologação de valores indevidos de DMR	4	Validação dos valores e quantidades por meio do Sistema de Controle da Subvenção - SCS, comparativamente a meses anteriores.	2
Monitoramento da concessão e manutenção dos benefícios	Beneficiários incompatíveis com os critérios de elegibilidade da TSEE recebendo o benefício	6	Rotina mensal de batimento com as bases do CadÚnico e BPC; Rotina de cruzamento da base de dados das distribuidoras com diversos validadores;	2
	Inconsistências e desatualização do CadÚnico	9	Ação de atualização cadastral anual realizada pelo Ministério da Cidadania no CadÚnico, com repercussão no cadastro das distribuidoras de energia elétrica.	1

Fonte: elaboração própria.

Os controles atualmente adotados para a mitigação dos riscos associados à concessão da TSEE estão razoavelmente adequados aos processos, como ficou demonstrado após os testes de controle por meio do cruzamento de bases de dados realizado pela CGU, a seguir relatado.

5.3.2.2 Cruzamentos de bases de dados

Esta etapa da avaliação procurou verificar a confiabilidade e a eficácia dos controles adotados na execução da política. Para tanto, foram realizados cruzamentos entre bases de dados, buscando-se identificar possíveis desvios na aplicação dos critérios de elegibilidade.

Procurou-se identificar famílias que recebem a TSEE e não se enquadram nos critérios de elegibilidade; bem como a existência de vínculos incompatíveis com a caracterização de baixa renda; além de ocorrências de duplicidade de recebimento da TSEE por uma mesma família.

Dos diversos testes realizados, foi identificada a existência de uma quantidade relativamente pequena de beneficiários com indícios de discrepâncias para com os critérios de elegibilidade da TSEE. Desta forma,

como medida de saneamento desses casos pontuais, todos os registros foram encaminhados à ANEEL para averiguação.

Os quantitativos de registros divergentes identificados permitem concluir que a operacionalização da TSEE se encontra adequada e os controles hoje existentes oferecem segurança razoável no atendimento dos critérios de elegibilidade dos seus beneficiários.

5.3.3 Análise de Custo Benefício da TSEE

Nesta avaliação a utilização da metodologia da Análise de Custo Benefício (ACB) pretendeu mensurar os possíveis impactos da TSEE de forma objetiva, comparando cenários de modo a subsidiar as possíveis decisões sobre o seu redesenho e focalização. Importante mencionar que esta etapa do trabalho contou com apoio técnico do IPEA.

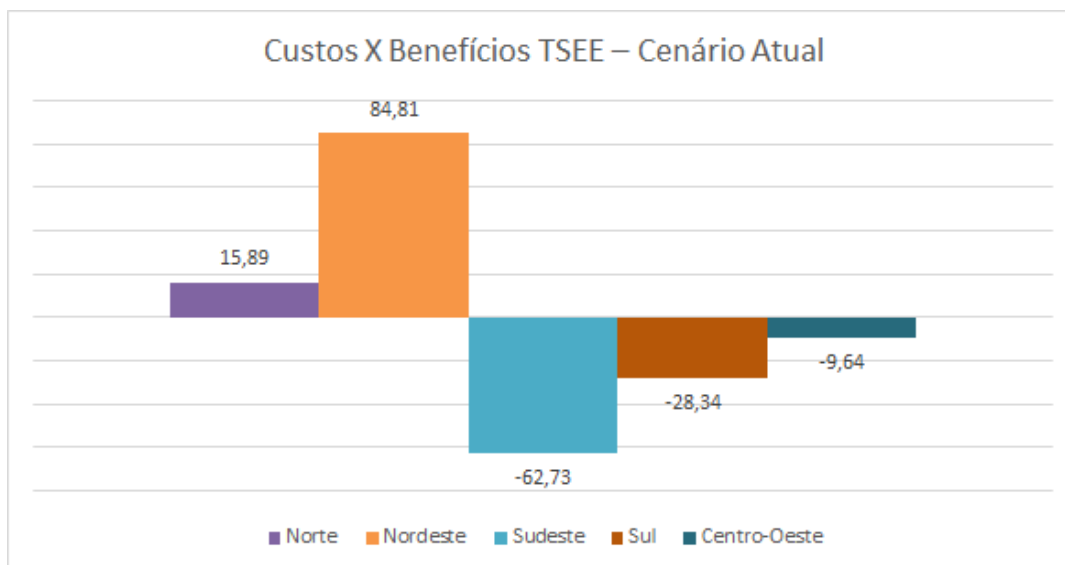
Após a aplicação da metodologia no cenário atual procedeu-se a aplicação da mesma metodologia para três cenários distintos.

5.3.3.1 Análise de Custo Benefício – Cenário 01: Atual

O cenário atual apresenta de forma monetizada os fluxos de pagamento e recebimento do subsídio entre os diversos estados com base nas faixas de consumo e descontos atualmente vigentes. A diferença entre os montantes incorridos no custeio e os valores pagos aos beneficiários salienta quais UFs financiam a política da TSEE e quais recebem recursos para que o desconto possa ser concedido a sua população beneficiária.

O Gráfico 12 apresenta os valores pagos, em milhões de R\$, para custear a TSEE comparativamente aos benefícios concedidos em cada região.

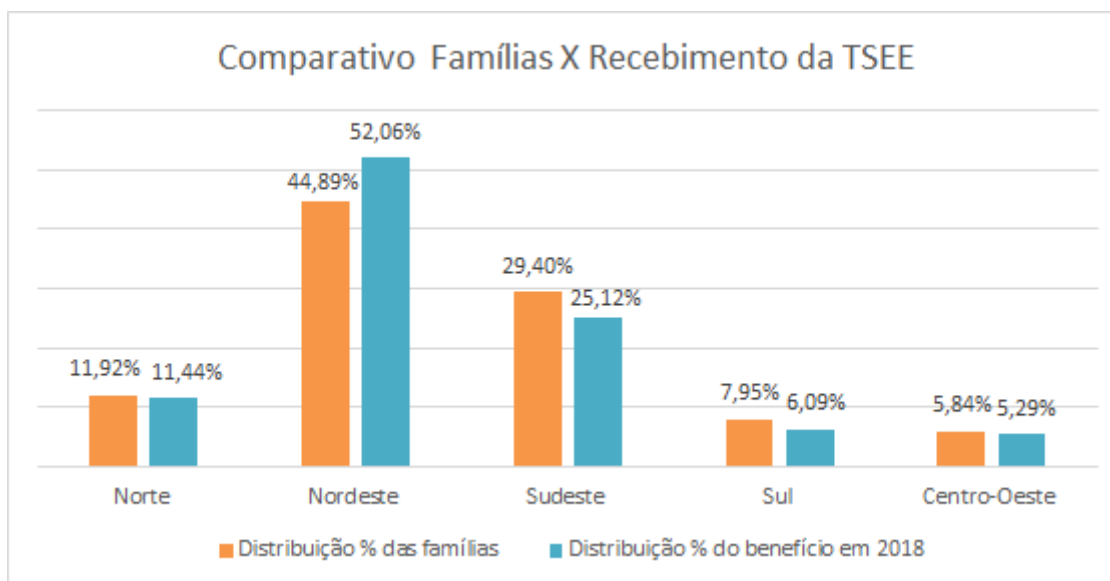
Gráfico 12 - Custos X Benefícios TSEE – Cenário Atual, valores mensais em R\$ milhões



Fonte: elaboração própria.

A partir desses números, é possível constatar que os saldos positivos da TSEE se concentram naqueles estados das regiões Norte e Nordeste, enquanto os saldos negativos referem-se aos estados das demais regiões, demonstrando a existência de fluxos de recursos das regiões mais ricas do país para aquelas mais pobres.

Gráfico 13 – Comparativo distribuição das Famílias X Recebimento de benefícios da TSEE.



Fonte: elaboração própria.

Considerando as informações apresentadas no Gráfico 13, nota-se que a distribuição das famílias em situação de extrema pobreza, em situação de pobreza ou de baixa renda encontra-se alinhada com o volume de recursos da TSEE destinados para cada região do país. Tais relações, identificadas regionalmente entre os valores pagos pela TSEE comparativamente à distribuição geográfica das famílias potencialmente beneficiárias, demonstram que a TSEE possui uma boa focalização de seu público alvo, e o atual desenho da política consegue distribuir renda para a população de baixa renda.

Soma-se a isso, a diferença entre os diferentes perfis de elasticidade preço da demanda de energia elétrica por consumidores residenciais, já que para os usuários de baixa renda um aumento de 100% no preço da energia elétrica provoca uma redução de 38,19% no seu consumo. Neste caso pode ser observado o efeito renda, em que o consumidor sofre uma perda em seu poder de compra e não consegue manter seu nível de consumo daquele bem. Ou seja, em última instância, o aumento do preço da energia elétrica poderia pesar sobre outros itens essenciais de sobrevivência para os usuários de baixa renda.

Em contraste, a elasticidade preço da demanda de energia elétrica para consumidores de média renda apresenta uma sensibilidade 10 vezes menor que para os de baixa renda, pois um aumento de 100% no preço da energia elétrica provoca uma redução de apenas 4,55% no seu consumo. Tal fator indica que quanto maior a renda dos consumidores, menor a sensibilidade do preço para que ocorra uma redução do seu consumo de energia elétrica.

Diante de todo o exposto, depreende-se que a TSEE acaba atuando como uma política de transferência de renda para a população mais pobre, cujo custeio recai sobre os demais consumidores em razão da sistemática de financiamento por meio das cotas da CDE.

Sobre este assunto, é importante destacar as alterações das regras sobre as cotas da CDE, promovida pela Lei nº 13.360/2016, que estabeleceu que seja realizado um ajuste na proporção do rateio regional das cotas anuais até o prazo de 31 de dezembro de 2029, momento em que esta diferenciação deverá ter sido eliminada. De tal modo, existe uma possibilidade de que ao longo dos anos essa relação entre custo e benefício para a TSEE seja alterada, já que o financiamento da política tem seguido as mesmas proporções da CDE. Este fator poderá vir a ser objeto de questionamento futuro sobre a coerência regional e econômica de custeio da política.

Por fim, considerando-se a distribuição geográfica e o efeito de distribuição de renda, inerente à operacionalização da TSEE, é natural que as regiões Norte e Nordeste recebam a maior parte dos

benefícios pagos, considerando que há uma maior concentração de famílias que se enquadram nos critérios de elegibilidade residindo nessas regiões.

5.3.3.2 *Análise de Custo Benefício – Cenário 02: proposta do PL 260/2017*

A alteração proposta pelo PL trata basicamente da modificação das faixas de consumo e percentuais de desconto aplicados aos beneficiários da Tarifa Social de Energia Elétrica. O quadro a seguir apresenta o comparativo entre a situação atual da TSEE e o modelo proposto pelo PL 260/2017:

Quadro 2: Proposta do PL 260/2017 para alteração nos critérios de TSEE.

Cenário Atual		Proposta PL 260/2017	
Parcela de Consumo Mensal	Desconto	Parcela de Consumo Mensal	Desconto
PCM <= 30 kWh	65%	PCM <= 50 kWh	70%
30 kWh < PCM <= 100 kWh	40%	51 kWh < PCM <= 150 kWh	50%
100 kWh < PCM <= 220 kWh	10%	151 kWh < PCM <= 250 kWh	20%
220 kWh < PCM	0%	250 kWh < PCM	0%

Fonte: Elaboração própria.

De forma geral, os resultados indicam que em decorrência das alterações propostas pelo PL há uma expansão do consumo para todas as faixas. Em outras palavras, pode-se dizer que todos os beneficiários da TSEE passam a ter a percepção de redução do preço da energia em virtude do aumento do subsídio e consequente diminuição do valor efetivamente pago em fatura, para todas as novas faixas de consumo. Registre-se ainda que a maior expansão do consumo de energia verificada ocorre entre os beneficiários que atualmente se encontram nas faixas de consumo entre 30 e 100 kWh mensais. Da mesma forma, verifica-se que os benefícios percebidos pelos consumidores dessas faixas também são maiores em relação às faixas cujo consumo mensal é inferior à 30kWh ou acima de 220kWh mensais.

Tendo em vista que o PL propõe não apenas a ampliação das faixas de consumo, mas também a elevação dos descontos subsidiados, temos como consequência o aumento do valor total subsidiado com recursos da TSEE, de forma que as alterações propostas incorrem em custos adicionais para a CDE da ordem de R\$ 1,32 bilhões ao ano.

5.3.3.3 *Análise de Custo Benefício - Cenário 3: proposta do PL 469/2018*

O PL 469/2018 também teve sua tramitação iniciada pelo Senado Federal, e ainda encontra-se em tramitação na casa, atualmente na Comissão de Assuntos Econômicos. A proposta consiste em estabelecer uma única faixa de consumo beneficiada com subsídios da TSEE.

O PL sugere a alteração da TSEE, para os beneficiários enquadrados na subclasse residencial baixa renda, concedendo direito à redução de 100% (cem por cento) sobre a tarifa aplicável à classe residencial das distribuidoras de energia elétrica para a parcela de consumo de até 70 (setenta) kWh/mês. Pela proposta seriam eliminadas, portanto, as atuais faixas de consumo e aplicado o desconto linear.

Os resultados obtidos pela aplicação da metodologia indicam que as alterações propostas pelo PL 469/2018 promovem, de forma geral, expansão do consumo. Nota-se, contudo, que neste cenário temos maior expansão do consumo de energia para beneficiários que atualmente se enquadram nas faixas de consumo até 100 kWh mensais. Considerando que o PL propõe o fim do escalonamento de descontos por faixa de consumo, pode-se dizer que o projeto promove a expansão do consumo principalmente para os consumidores que gastam menos energia.

Quanto à percepção de benefícios pelos consumidores, verifica-se que os beneficiários enquadrados em faixas cujo consumo mensal está acima de 100kWh devem constatar grande redução nos subsídios recebidos.

Por fim, quanto ao impacto financeiro decorrente da proposta de alteração da TSEE, ainda que propondo o fim da concessão de descontos por faixas de consumo e aplicação do desconto linear de 100% para o consumo de até 70 kWh mensais, verificou-se que o PL 469/2018 amplia os custos anuais dos recursos subsidiados com a TSEE para valores da ordem de R\$ 1,65 bilhões ao ano.

5.3.3.4 *Análise de Custo Benefício - Cenário 4: proposta da ANEEL*

A proposta da ANEEL, no âmbito da Agenda de Desoneração Tarifária, visa substituir os atuais descontos diferenciados para faixas de consumo por uma isenção linear de cobrança tarifária para consumo até 50 kWh, nos moldes da isenção já aplicada a indígenas e quilombolas, e restringindo ainda a concessão do benefício a beneficiários cadastrados no programa Bolsa Família (BF).

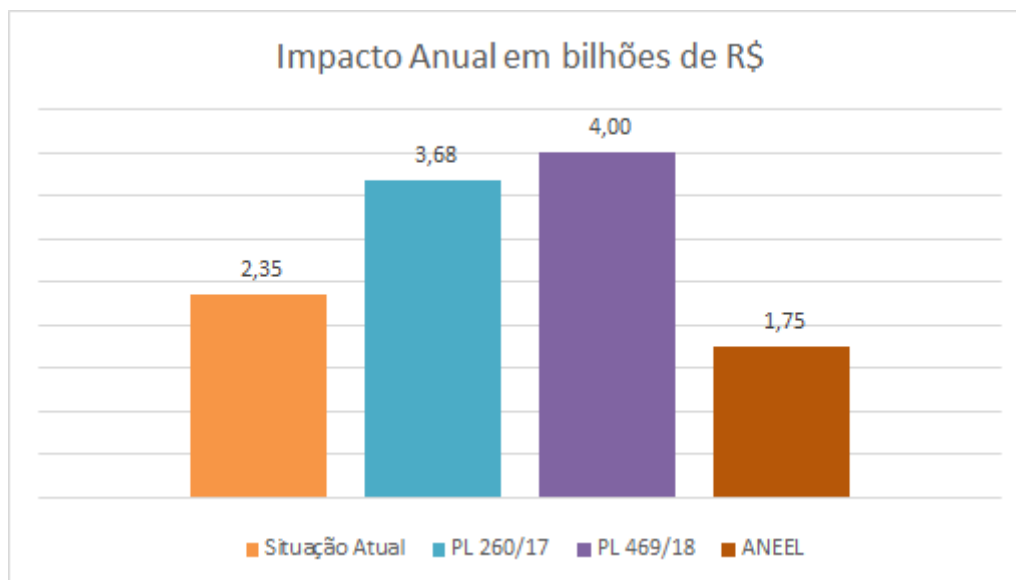
Dada a criação de apenas uma faixa de consumo, de 50 kWh/mês, com subsídio de 100%, conforme a proposta, verificou-se pelos resultados alcançados um forte impacto de diminuição da fatura média dos beneficiários que atualmente se encontram nas faixas de consumo até 100 kWh/mês. Por outro lado, verificou-se o aumento expressivo na fatura média dos consumidores que nas regras atuais da TSEE se enquadram nas faixas de consumo entre 100 a 220 kWh/mês. Tal situação evidencia o aumento substancial do subsídio pago aos beneficiários que consomem menos energia.

Já com relação ao impacto dessa alteração na TSEE para o seu custeio pela CDE, observou-se uma economia potencial da ordem de R\$ 606 milhões anuais. Ressalte-se, contudo, que tal economia tem forte relação com a diminuição de beneficiários atualmente atendidos pela TSEE, da ordem de 30%, conforme dados de dezembro/2018.

5.3.3.5 *Considerações finais sobre os cenários propostos para a TSEE*

De forma resumida, em termos globais para fins de correção no valor da CDE, estes foram os impactos anuais estimados das alterações propostas na TSEE utilizando os dados de dezembro/2018:

Gráfico 14 – Impacto anual em bilhões de R\$



Fonte: elaboração própria.

Verifica-se, portanto, que o PL 469/2018 é o cenário que acarreta o maior incremento de custos para a TSEE. Por outro lado, as alterações da política propostas pela ANEEL apresentam estimativas de economia de custos com a TSEE, sendo este o único cenário em que se apresenta redução nos custos da política.

Cabe aqui a ressalva de que a adoção da proposta colocada pela ANEEL implica em redução substancial do número de beneficiários atendidos pela TSEE, de forma que a economia gerada pelo corte da ordem de 30% dos benefícios concedidos deve acarretar um custo político a ser ponderado.

Somado a isso, a proposta da ANEEL não contempla aqueles atuais beneficiários inscritos no Cadastro Único com renda mensal de até 3 (três) salários mínimos, que seja portador de doença ou deficiência cujo tratamento, procedimento médico ou terapêutico requeira o uso continuado de aparelhos, equipamentos ou instrumentos que, para o seu funcionamento, demandem consumo de energia elétrica.

Outro possível efeito indesejável da concessão da TSEE pelo critério de cadastramento no Bolsa Família é a possibilidade de aumento da inadimplência entre aqueles consumidores atualmente atendidos e que fatalmente deixarão de receber o benefício em virtude da mudança de critério. Tal situação, além do prejuízo social evidente, pode trazer impacto para o fluxo de caixa das distribuidoras de energia elétrica, de modo que esse prejuízo pode resultar em repasse de custos para os consumidores em geral.

Adicionalmente, a análise dos resultados para os três cenários indica que beneficiários que estejam em faixas de menor consumo mensal devem ter seu custo de energia arcado com taxas maiores de subsídio. Significa, de outra forma, que quanto menor o consumo de energia, maior o subsídio para a tarifa. A maior focalização da concessão dos benefícios para as faixas menores de consumo de energia é um indicativo de eficiência alocativa e revela-se importante para o estímulo do consumo racional de energia elétrica por parte das famílias atendidas pelo programa, indicativo de promoção da eficiência energética pela concessão de subsídios da TSEE.

Importante destacar ainda que as propostas de alteração que eliminem o escalonamento do subsídio por faixas de consumo podem resultar em ampliação dessa racionalidade no consumo de energia, dado que torna mais simples o entendimento da política por essas famílias que, em média, dispõem de menor grau de instrução.

Tendo em vista que os cenários, de maneira geral, promovem a ampliação do subsídio concedido por Unidade Consumidora (UC) sobretudo para as faixas de menor consumo, verifica-se redução na fatura efetivamente paga pelos beneficiários. Há, portanto, uma redução no preço percebido por unidade de energia elétrica consumida. Nesse sentido, o resultado esperado para a maioria dos mercados analisados, em termos econômicos, é o de expansão do consumo. Esse efeito dinâmico, oriundo da variação de preços, é frequentemente ignorado quando se observa apenas a distribuição dos subsídios por faixas de consumo e, dado que há uma concentração de beneficiários da TSEE nas faixas de consumo menor, tal efeito pode resultar em impactos significativos para os custos originalmente estimados com as mudanças propostas para a TSEE.

Do ponto de vista da redução de desigualdades regionais, verificou-se que o cenário atual da TSEE estimula o fluxo de transferência de renda das regiões sul/sudeste para as regiões norte/nordeste. Em outras palavras, pode-se dizer que as regiões sul/sudeste arcam com os subsídios pagos em TSEE para as regiões norte/nordeste. Importante registrar que nenhum dos cenários desenhados para a TSEE alteram esse fluxo, o que faz sentido em termos alocativos, dado que a maior parcela de beneficiários dessa política se concentra nas regiões norte e nordeste.

5.3.4 Possíveis Benefícios Econômicos Advindos da TSEE para Distribuidoras de Energia

Ao realizar as etapas de avaliação da TSEE, foi observada a necessidade de identificar possíveis impactos da política com as distribuidoras de energia elétrica, buscando-se identificar em que medida a TSEE é capaz de promover ganhos de eficiência energética para o setor como um todo. Não foi possível reunir dados quantitativos, em volume e qualidade suficientes para a realização de estudos econométricos.

Foram reunidas informações sobre projetos de eficiência energética voltados aos consumidores de baixa renda. Também foram relatadas a realização de ações educativas e de sensibilização para que haja consumo consciente buscando evitar desperdício de energia por parte das famílias e para que elas busquem manter seu consumo de energia dentro das faixas previstas na legislação do desconto da TSEE.

Foi possível identificar que a TSEE também contribui para melhorias nos índices de adimplência, com a diminuição de perdas comerciais e com a formalização e regularização de consumidores.

Os procedimentos adotados para ressarcimento às distribuidoras dos valores correspondentes à Diferença Mensal de Receita – DMR asseguram o recebimento dos valores financeiros de forma centralizada, eliminando a possibilidade de inadimplência dessa parcela da receita o que se constitui em garantia de fluxo de recursos pelas distribuidoras.

5.3.5 Conclusões Relativas à TSEE

Considerando aquelas questões propostas nesta avaliação, em resposta à primeira questão, buscou-se verificar se os critérios de elegibilidade para a concessão da TSEE estão sendo respeitados e se a execução está ocorrendo conforme o desenho. Por meio de testes de controles executados com o cruzamento das bases de dados associadas à TSEE, verificou-se que, de forma geral, os controles adotados atualmente permitem com que os critérios de concessão do subsídio sejam respeitados, de modo que foram constatados apenas pequenos desvios e de baixa materialidade no recebimento do benefício, permitindo assim afirmar que existe razoável confiabilidade para o atendimento dos critérios de elegibilidade da política.

Para responder à segunda questão, fez-se necessário o uso da metodologia de Análise de Custo Benefício (ACB), como forma de avaliação que possibilita calcular e comparar os benefícios e os custos decorrentes de decisões ou de políticas públicas. Por meio da ACB foi possível demonstrar quais UF financiam a política da TSEE e quais recebem recursos para que o desconto possa ser concedido a sua população beneficiária. Dessa forma, constatou-se que os saldos positivos se concentram no submercado das regiões Norte e Nordeste, enquanto os saldos negativos referem-se ao submercado das regiões Sul, Sudeste e Centro-Oeste. Considerando a existência de concentração de renda nas regiões Sul e Sudeste, nota-se que a política permite que exista um fluxo de recursos das regiões mais ricas do país para as mais pobres.

Ainda sobre a focalização, foi possível perceber, para todos os cenários desenhados, que aqueles beneficiários que estejam em faixas de menor consumo mensal devem ter seu custo de energia arcado com taxas maiores de subsídio. Ou seja, quanto menor o consumo de energia, maior o subsídio para a tarifa. Portanto, nota-se que as propostas de alteração para a TSEE permitem uma focalização ainda maior para a política, sendo um indicativo de eficiência alocativa conjugado ao estímulo do consumo racional de energia elétrica (eficiência energética) por parte das famílias atendidas pelo programa. Nesse sentido, pode-se afirmar que a TSEE possui uma boa focalização de seu público alvo, e o atual desenho da política consegue distribuir renda para a população de baixa renda.

Por fim, como resposta à última questão, foi realizado um comparativo entre o cenário atual do programa e os cenários possíveis por meio da avaliação de estimativa de custos das propostas de alteração da política. Para tal, foi utilizado como cenário base para as estimativas o mês de dezembro/2018. Dentre os cenários de possíveis alterações nos critérios da TSEE, em decorrência dos Projetos de Lei 260/2017 e 469/2018, bem como da proposta de alteração da ANEEL no âmbito de sua Agenda de Desoneração Tarifária, verificou-se que o PL 469/2018 acarreta maior incremento anual de custos para a TSEE, da ordem de R\$ 1,65 bilhões, enquanto o PL 260/2017 acarreta em custos adicionais de R\$ 1,32 bilhões ao ano. Por outro lado, as alterações na política propostas pela ANEEL apresentam estimativas de economia de custos com a TSEE, sendo este o único cenário em que se apresenta redução nos custos da política. Da ordem de R\$ 606 milhões ao ano.

Do ponto de vista de redução de custos da TSEE, a adoção da proposta colocada pela ANEEL se apresenta como mais interessante. Entretanto, importa ressaltar que o cenário implica em redução substancial do número de beneficiários atendidos pela TSEE, de forma que a economia gerada pelo corte da ordem de 30% dos benefícios concedidos deve acarretar um custo político a ser ponderado, além da possibilidade de aumento da inadimplência para os consumidores que forem excluídos do benefício.

Adicionalmente, a TSEE parece promover benefícios econômicos para as distribuidoras de energia elétrica pois, ao gerar as faturas com descontos para os seus beneficiários, existe o efeito facilitador de recebimento pelo serviço prestado daqueles consumidores que possuem baixa capacidade de pagamento. Além disso, em ações de regularização de ligações clandestinas em comunidades de baixa

renda, as distribuidoras compõem pacotes de serviços que englobam a oferta da TSEE juntamente com outras ações de promoção de eficiência energética.

5.4 Programa Luz para Todos

Apresenta-se a síntese do Relatório de Diagnóstico encaminhado pelo MME decorrente da Consultoria realizada pela CGU junto àquele Ministério, iniciada em março de 2019, a partir do Ofício nº 69/2019/SE-MME, de 27/03/2019, onde o Secretário-Executivo Adjunto da Secretaria-Executiva do Ministério de Minas e Energia – MME, solicita orientações necessárias para a implementação do Guia de Avaliação de Impacto Regulatório, devidamente aprovado pelo Comitê Interministerial de Governança, tendo por caso de estudo o Programa Luz para Todos - LpT, em função do conjunto de informações disponíveis naquele Ministério desde 2004.

No Brasil, segundo o levantamento demográfico realizado em 2000 pelo IBGE identificaram-se 2 milhões de famílias, ou aproximadamente 10 milhões de cidadãos vivendo na zona rural sem acesso ao serviço público de fornecimento de energia elétrica, fato que era refletido nos baixíssimos Índices de Desenvolvimento Humano (IDH).

Com a implementação do Programa LpT em 2003, de 2004 até maio/2019, o Brasil avançou na disponibilização do acesso à energia elétrica nas áreas rurais, conforme informações do censo de 2010, retirando mais de 15 milhões de cidadãos da escuridão (3,5 milhões de ligações realizadas). Os recursos utilizados para o cumprimento destes objetivos tiveram como fontes: i) a Conta de Desenvolvimento Energético (CDE) com cerca de 64%; ii) da Reserva Global de Reversão (RGR) com cerca de 14%; de financiamentos através da Caixa Econômica Federal (CAIXA) com recursos envolvendo cerca de 1%; iii) dos governos estaduais envolvidos (cerca de 2%); e iv) de agentes executores (cerca de 19%), totalizando um gasto de aproximadamente R\$ 20,5 bilhões.

Do acima exposto e conforme Termo de Entendimento de 29/03/2019 acordado entre a CGU e aquele Ministério, diante da necessidade do MME de consolidar uma metodologia de avaliação das políticas públicas sob sua responsabilidade de maneira a municiar os gestores de informações gerenciais mais robustas, a CGU, por meio da Consultoria, buscou uma adaptação do *framework (metodologia de avaliação)* inicialmente disponível no documento *Diretrizes Gerais e Guia Orientativo para a Elaboração de Análise de Impacto Regulatório – AIR*, desenvolvido pela Casa Civil, como ferramenta de tomadas de decisões gerenciais. Esta metodologia teria como objeto de aplicação a política de universalização do fornecimento de energia elétrica às áreas rurais do Brasil (Programa Luz para Todos), visando identificar eventuais adaptações do *framework* à realidade operacional daquele Ministério.

Conforme Plano de Trabalho acordado entre o MME e a CGU, após os trabalhos de campo realizados (abril a julho/2019), o MME deveria encaminhar, minuta de “Relatório de Diagnóstico” contemplando as avaliações qualitativas das alternativas de ações relativas ao Programa de Universalização do Acesso à Energia Elétrica Luz para Todos, baseado na metodologia acordada (AIR), conforme estabelecido no referido Termo de Entendimento e Plano de Trabalho.

Segundo o mencionado Relatório de Diagnóstico, em que pese os avanços alcançados pela universalização ao acesso público do serviço de fornecimento de energia elétrica por meio do Programa LpT, permanecem como desafio (Problema), levar o serviço público para o atendimento das populações rurais localizadas em áreas isoladas e remotas, principalmente das Regiões Norte, Nordeste e Centro Oeste do País.

Os Planos de Universalização apresentados anualmente pelas Concessionárias à ANEEL de suas áreas de concessão das Regiões Norte e Nordeste, as solicitações encaminhadas ao MME por órgãos governamentais (ICMBio, INCRA, FUNAI, MEC, FUNDAÇÃO PALMARES, etc.), bem como as demandas específicas de parlamentares (federal, estadual e municipal), são informações/dados que consubstanciam e materializam esse novo problema. A tabela abaixo apresenta os resultados e a estimativa da demanda remanescente, de acordo com o tipo de ligação, extensão de rede ou sistemas de geração, considerando

os Planos de Universalização já homologados e em revisão pela ANEEL e o Relatório de Acompanhamento do MME (ref. abril/2019).

Tabela 16 – Resultados e estimativa de demanda de ligação à rede elétrica

UF	Rede		Isolado	
	Ligado	Previsto	Ligado	Previsto
Total	3.461.571	323.209	2.334	72.422

Verifica-se da tabela anterior que a parcela da demanda remanescente a ser atendida, via rede convencional, já está contemplada pelos contratos em andamento e futuros até 2022 (coluna Rede Previsto), porém, permanece, ainda, uma parcela da população rural (72.422) localizada em áreas isoladas e remotas (coluna Isolado Previsto) que demanda uma solução mais efetiva para o atendimento com o serviço público de fornecimento de energia, impondo ao MME uma imediata revisão da atual política de universalização (LpT), visando adequá-la à nova realidade, conforme já evidenciada anteriormente (levar energia elétrica às populações das áreas isoladas e remotas do País).

Para tanto, após utilizar-se da ferramenta “Árvore de Problemas”, o MME identificou inicialmente a natureza do problema como uma “falha de mercado”, ou seja, há famílias localizadas em áreas rurais sem acesso à energia elétrica (isolados e remotos) que não podem ser atendidos por meio de rede convencional (aérea), bem como as causas relacionadas ao surgimento do novo problema, o que nos propiciou depararmos com a principal causa para o novo problema ou seja a inviabilidade econômica por parte das concessionárias/permissionárias de energia elétrica para o atendimento dessas populações rurais, tendo em vista a capacidade limitada de investimento das mesmas (distribuidoras).

Segundo o citado Relatório, a inexistência de infraestrutura de rede elétrica disponível, os altos custos de atendimento, via redes convencionais, bem como dos sistemas alternativos de geração de energia (eólica, solar, PCH et.), que, aliados à baixa densidade demográfica dessas áreas e aos baixos consumo e

desenvolvimento sócio econômico dessas áreas, provocam um elevado impacto tarifário local indesejável, demandando do MME a revisão da atual política e, por consequência, a identificação de outras fontes ou instrumentos econômicos que possam financiar o serviço público de fornecimento de energia elétrica àquelas famílias localizadas nas áreas isoladas e remotas do País.

O Relatório apresenta ainda estudos e avaliações envolvendo não só as possíveis alternativas de ação, como também os custos e impactos negativos ou positivos envolvidos envolvendo cada ação alternativa identificada, objetivando propiciar ao gestor do MME adotar aquela solução que melhor solucione o novo problema diagnosticado.

Foram abordadas pelo MME cinco cenários comparando-os mediante a utilização da ferramenta/matriz “SWOT”, objetivando apontar qual alternativa se sobrepõe às demais, ao se analisar os benefícios e ganhos em contraponto aos custos e desvantagens. Avaliou-se também os impactos positivos e negativos de cada possibilidade, identificando-se aqueles cujos benefícios superam os custos e desvantagens em relação às demais alternativas, quais sejam: i) Não Ação (encerramento da atual política); ii) Habilitação das obras no âmbito do Regime Especial de Incentivos para o Desenvolvimento de Infraestrutura – REIDI; iii) Manutenção da atual política financiada com recursos da CDE; iv) Emissão de Debêntures Incentivadas por parte das concessionárias/permissionárias; e v) Utilização dos recursos do Programa de P&D e Eficiência Energética – ANEEL.

Segundo o Relatório, os principais argumentos apresentados pelo MME na avaliação de cada alternativa de instrumentação econômica foram:

i) Não Ação (encerramento da atual política)

Ambiente interno (Forças e Fraquezas)

O MME informa que a equipe de Gestão do Programa LpT passaria a desenvolver novas políticas de sustentabilidade e de desenvolvimento econômico, social e ambiental dos recursos para cumprir a universalização do acesso à energia elétrica em todo território nacional, porém as políticas de sustentabilidade e de desenvolvimento econômico, social e ambiental, integradas com ações interministeriais para agroenergia, energização e eletrificação rural, custeadas com recursos do setor elétrico, deixariam de contar com a participação do MME. Com o encerramento desta política pública, o Estado deixaria de prestar à população que ainda não dispõe de acesso aos serviços públicos de energia elétrica, o mesmo tratamento dado aos consumidores de áreas já universalizadas, que gozaram da prioridade de atendimento e da modicidade tarifária no período em que foram atendidos através de recursos vinculados ao setor elétrico.

Ambiente externo (Oportunidades e Ameaças)

O MME assevera que a obrigatoriedade do cumprimento das metas de universalização estabelecida aos concessionários ou permissionários de distribuição pela Lei nº 9.427/1996, imporia o repasse dos custos incorridos (se reconhecidos pela ANEEL) aos consumidores locais ou seja, os recursos planejados não seriam compartilhados, através da modicidade tarifária com os demais consumidores brasileiros. Além disso, segundo o MME, o Brasil deixaria de cumprir com a ONU o objetivo de proporcionar o acesso à energia elétrica até 2030 a toda a população do país, inclusive aquelas localizadas nas áreas rurais.

ii) Habilitação das obras no âmbito do Regime Especial de Incentivos para o Desenvolvimento de Infraestrutura – REIDI

Ambiente interno (Forças e Fraquezas)

A adesão ao Regime Especial de Incentivos para o Desenvolvimento da Infraestrutura - REIDI, estabelecida por meio da Lei nº 11.488/2007, e regulamentada pelo Decreto nº 6.144/2007, suspende a exigência das Contribuições para o PIS/PASEP e para a COFINS em aquisições, locações, e importações de bens e serviços vinculadas ao projeto de Infraestrutura aprovado, realizadas no período de cinco anos contados da data da habilitação de pessoa jurídica titular do projeto, junto à Secretaria da Receita Federal do Brasil.

O MME informa que está prevista na Lei e no Decreto a possibilidade de habilitação de pessoas jurídicas de direito privado beneficiárias ao REIDI para implantação de obras voltadas à distribuição de energia elétrica, desde que enquadradas ao regime especial nos projetos de infraestrutura estabelecidos através de Portaria pelo MME, e; no caso de projetos com contratos regulados pelo poder público, deverão ainda, obrigatoriamente, considerar o impacto da sua aplicação.

O MME esclarece que as obras voltadas à distribuição de energia elétrica podem ser habilitadas/enquadradas no regime especial mediante Portaria do MME, no entanto, a Portaria MME nº 274/2013 excluiu a possibilidade de adesão ao REIDI da pessoa jurídica de direito privado, titular de projetos para implantação de infraestrutura de distribuição.

Ambiente externo (Oportunidades e Ameaças)

O MME esclarece que o benefício da suspensão da incidência do PIS/PASEP e da COFINS alcançaria, no máximo, a exigência de contribuição de 1,65% para o PIS/PASEP e 7,6% da COFINS, totalizando uma redução máxima de 9,25% no custo dos bens, serviços e equipamentos nacionais e importados, quando aplicados em projetos privados de infraestrutura, cuja redução de custeio para os concessionários de distribuição seria da ordem de 0,82% (cerca de R\$ 170 milhões neste ano), que somente fará jus caso a suspensão da incidência dos referidos tributos sejam habilitados ao Regime junto à Secretaria da Receita Federal do Brasil.

O MME ainda informa que os materiais e equipamentos discriminados pelas distribuidoras de energia elétrica serão fiscalizados necessariamente, pela ANEEL por ocasião das conclusões dos projetos, quando dar-se-ia a imobilização desses bens e serviços adquiridos, haja vista que a reversão dos benefícios do REIDI para os respectivos valores da tarifa depende da prévia apuração dos custos efetivos de cada projeto e do montante de tributos cuja exigência foi suspensa.

Por fim, o MME esclarece que, além das incertezas externas relativas à análise e habilitação ao benefício da suspensão desses impostos junto à Receita Federal, as perspectivas de crescimento econômico e a crise fiscal atual que ainda estamos atravessando, não estimulariam o investimento privado.

iii) Manutenção da atual política financiada com recursos da CDE

Ambiente interno (Forças e Fraquezas)

O MME informa que, do orçamento da CDE de R\$ 20, 2 bilhões aprovado pela ANEEL para o ano de 2019, foram destinados recursos da ordem de R\$ 1,1 bilhão (5%) para execução do Programa de Universalização LpT, com impacto tarifário para todos os consumidores brasileiros, até sua conclusão no ano de 2022, estimado em cerca de 1% ao ano. A modicidade tarifária serve como instrumento de garantia de isonomia no tratamento e inclusão social para assegurar a todos os que necessitem de acesso ao serviço público, consagrando, assim, o princípio da dignidade da pessoa humana, na construção de uma sociedade mais justa e solidária, segundo asseverou o MME.

Ambiente externo (Oportunidades e Ameaças)

O MME defende que a manutenção do Programa “Luz para Todos” com a CDE é propiciar o atendimento de cerca de 320 mil famílias, localizadas nas regiões Norte, Nordeste (Bahia, Maranhão e Piauí) e Centro Oeste (Mato Grosso e Goiás) do meio rural que ainda não tem acesso a esse serviço público, assim como permitirá concluir os contratos já celebrados até 2022, além de garantir tratamento isonômico para os consumidores atendidos pelas distribuidoras dessas regiões, que pagam as tarifas mais caras do País.

O MME apresenta como argumento para a continuidade do uso dos recursos da CDE o caso da Audiência Pública de Proposta de Revisão do Plano de Universalização da área rural da Companhia de Eletricidade do Acre (Eletroacre) pela ANEEL, onde, para o atendimento de 20.918 ligações em sua área de concessão, utilizando 75% de recursos da CDE com extensão de rede convencional e 90% de recursos para ligações com sistemas de geração, o impacto tarifário estimado seria de 2,3% e que, sem essa contrapartida, a execução das citadas ligações impactaria em cerca de 15,81% da receita da distribuidora e haveria o repasse desses valores à tarifa.

iv) Emissão de Debêntures Incentivadas por parte das concessionárias/permissionárias (distribuidoras de energia elétrica)

Ambiente interno (Forças e Fraquezas)

O MME esclarece que o art. 2º da Lei nº 12.431/2011 de Debêntures, estabelece benefícios fiscais aos adquirentes de debêntures emitidas por Sociedade de Propósito Específico (SPE), concessionária, permissionária, autorizatária ou arrendatária, ou por sociedades controladoras por essas pessoas jurídicas, constituída sob a forma de sociedade por ações para, entre outros fins, implementar projetos de investimentos em infraestrutura considerados como prioritários, regulamentado pelo Decreto nº 8.874/2016, onde as condições para aprovação dos projetos de investimento na área de infraestrutura, conforme seu art. 2º, serão aqueles projetos direcionados ao setor de energia, objetos de concessão, permissão ou autorização.

O MME ainda esclarece que o mesmo Decreto, em seu art. 3º, estabelece que caberá às pessoas jurídicas interessadas na implementação desses projetos submetê-los ao ministério setorial responsável (MME) que deverá editar portaria para disciplinar os requisitos para sua aprovação como prioritários, assim como a forma de acompanhamento de sua implementação.

O MME, como responsável pelo Setor e em atendimento ao art. 3º, § 4º, do Decreto nº 8.874/2016, emitiu a Portaria MME nº 245/2017 disciplinando os requisitos para a aprovação de projetos de investimento como prioritários, sob competência da Secretaria de Planejamento e Desenvolvimento Energético do Ministério de Minas e Energia, porém, ressalva o MME que a referida Portaria, em seu art. 1º, § 1º e inciso II, tem como requisito a não inclusão de investimentos em obras classificadas como do Programa Luz para Todos ou a Participação Financeira de Terceiros, de acordo com Módulo 2 do Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional (PRODIST).

Ambiente externo (Oportunidades e Ameaças)

O MME esclarece que a proposta de emissão de debêntures incentivadas pelas distribuidoras de energia, teria o propósito de alavancar recursos da ordem de R\$ 5,4 bilhões para atender os compromissos assumidos pelo Programa de Universalização até o ano de 2022 e que, segundo o Boletim de Debêntures – maio de 2019, elaborado pelo Ministério da Economia (ME), foram ofertadas no mercado com esforços restritos de distribuição 12 debêntures de infraestrutura, vinculadas ao setor de energia (transmissão, eólica, PCH, distribuição, UTN, termelétricas), alcançando um volume total da oferta distribuída de R\$ 2,7 bilhões e que, entre 2012 até maio/2019, o volume total distribuído (com esforços amplos e restritos) em debêntures de infraestrutura foi de R\$ 59,3 bilhões.

Esclarece ainda o MME que, de acordo com o Boletim, em relação ao Índice de Debêntures ANBIMA (IDA), nos últimos 12 meses, o IDA-DI que mede a rentabilidade média de uma carteira de debêntures indexadas ao CDI apresentou uma valorização de 7,3%, comparado a uma evolução de 17,5% do IDA-IPCA infraestrutura (carteira que considera as debêntures indexadas ao IPCA e destinadas à projetos de infraestrutura, conforme art. 2º da Lei 12.431) e 14,5% do IDA-IPCA ex-infraestrutura (carteira que considera as demais debêntures indexadas ao IPCA). Quanto ao risco, o MME esclarece que, nos últimos 12 meses, o IDA-IPCA Infraestrutura foi superior aos demais, devido a *duration* mais longa da carteira, atingindo a uma taxa de risco na casa de 3,8%, enquanto o IDA-DI e o IDA-IPCA ex-infraestrutura atingiram respectivamente, 0,3% e 4,3%.

Segundo o MME, tal Boletim ainda mostra que, além da obrigatoriedade de utilização dos investimentos em infraestrutura, os títulos emitidos têm como características a isenção do Imposto de Renda e o Imposto sobre Operações Financeira (IOF) para pessoas físicas residentes no país e redução de 10% para pessoas jurídicas locais.

Por fim, o MME conclui que a utilização de financiamento por meio da emissão de debêntures incentivadas, com o conseqüente, encerramento do custeio do Programa pela CDE, não afastaria o repasse dos custos incorridos pelos serviços realizados pelas concessionárias aos consumidores de sua

área de atendimento, o que elevaria as tarifas, haja vista que os custos não seriam compartilhados com os demais consumidores brasileiros.

v) Utilização dos recursos do Programa de P&D e Eficiência Energética – ANEEL

Ambiente interno (Forças e Fraquezas)

O MME esclarece que a obrigatoriedade de aplicação compulsória de percentual mínimo da Receita Operacional Líquida – ROL das empresas concessionárias, permissionárias ou autorizadas de distribuição, transmissão e geração de energia elétrica, inclusive produtores independentes de energia (PIE), é determinada por meio de Lei, que estabelece, ainda o percentual de distribuição dos recursos. Além disso, é regulado pela ANEEL e os recursos do Programa de Pesquisa e Desenvolvimento (P&D) e Eficiência Energética (EE) são utilizados, principalmente, para atender as metas de eficiência energética alinhadas com as diretrizes governamentais presentes no Plano Nacional de Energia (PNE) e o Plano Decenal de Expansão de Energia (PDE), segundo o MME.

O MME informa que o Decreto nº 5.879/2006 determina que os recursos destinados ao MME (20%) serão recolhidos à conta única do Tesouro Nacional, portanto, a utilização desses recursos para execução de programas de políticas públicas voltadas à universalização do acesso à energia elétrica não impactaria a CDE.

O MME esclarece ainda que, de acordo com os Procedimentos do Programa de Eficiência Energética (PROPEE), para assegurar que os recolhimentos feitos por consumidores de uma região ou área de concessão sejam revertidos em seu benefício, os projetos devem ser enquadrados e realizados na área de concessão ou permissão da distribuidora local, a depender de autorização expressa da ANEEL ou por meio de Aviso de Chamada de Projeto Prioritário de Eficiência Energética, poder-se-á direcionar recursos de Programas de EE para custeio de projetos e ações fora de sua área de concessão ou permissão.

Além disso, segundo o MME, os projetos de P&D, de acordo com o Manual, são aqueles destinados à capacitação e ao desenvolvimento tecnológico das empresas de energia elétrica, visando à geração de novos processos ou produtos, ou o aprimoramento de suas características, devendo ser gerenciados pela empresa, por meio de uma estrutura própria e de gestão tecnológica.

Por fim, o MME esclarece que outra dificuldade está no direcionamento dos recursos ao MME, pois o Decreto nº 5.879/2006 determina que eles sejam destinados ao custeio dos estudos e pesquisas de planejamento da expansão do sistema energético, bem como os de inventário e de viabilidade necessários ao aproveitamento dos potenciais hidrelétricos.

Ambiente externo (Oportunidades e Ameaças)

O MME esclarece que a utilização dos recursos por meio de projetos estratégicos de P&D é uma oportunidade, onde os temas ou subtemas estratégicos são aqueles cujo desenvolvimento é de interesse nacional e de grande relevância para o setor elétrico, envolvendo elevada complexidade em termos científicos e/ou tecnológicos e baixa atratividade para investimento como estratégia empresarial isolada ou individual, tendo como característica a necessidade de esforços conjuntos e coordenados de várias empresas e entidades executoras e grande aporte de recursos financeiros.

Informa ainda que outra oportunidade é a possibilidade de o agente investir parte dos seus recursos compulsórios (40%) em P&D em programas de universalização do acesso à energia elétrica em áreas remotas do sistema isolado, entretanto, tal proposta exige alteração do art. 4º da [Lei nº 9.991/2000, para permitir que sejam reconhecidos pela ANEEL, na ocasião de sua comprovação pelo agente](#). O processo decisório de escolha dos projetos e consumidores beneficiados pelo PEE é realizado por meio de Chamada Pública, onde a distribuidora emite um edital convocando para a apresentação de projetos de eficiência energética dentro de critérios técnico-econômicos definidos, para serem selecionados pela ANEEL mediante critérios pré definidos.

Por fim, o MME esclarece que, somente após submissão à auditoria contábil e financeira, ao final de sua execução, por empresa inscrita na Comissão de Valores Mobiliários (CVM) e contratada pelo agente, será realizada a avaliação final pela ANEEL para reconhecimento dos recursos aplicados.

Além dessas dificuldades, o saldo dos recursos destinados ao MME (20%) pode sofrer contingenciamento pelo Governo Federal.

Em que pese as avaliações apresentadas pelo MME mencionadas anteriormente deixaram de ser discutidas algumas das alternativas identificadas, como: i) Disponibilização de linhas de crédito específicos para a execução da política; ii) Disponibilização de recursos financeiros por meio do Tesouro Nacional; iii) Financiamento da infraestrutura por meio de empréstimos internacionais (PNUD, BID, BIRD, NFB, etc.); iv) Eliminação de impostos sobre materiais, equipamentos e serviços utilizados em infraestrutura de distribuição; e v) Execução das obras de infraestrutura por meio de convênios.

Por fim, o Relatório de Diagnóstico apresenta no item “8.4 Comparação das Alternativas – Síntese”, de maneira consolidada seis considerações sobre as alternativas analisadas qualitativamente conforme metodologia SWOT, visando municiar o gestor para a tomada de decisão, quais sejam, *in verbis*:

“ ...

1. *O cenário de “não ação” extinguiria o acesso prioritário à energia elétrica para áreas rurais, comunidades indígenas, quilombolas e extrativistas, escolas, postos de saúde e centros de convivência localizados em regiões que, dificilmente, seriam atendidas com a devida celeridade pelas distribuidoras locais, haja vista a necessidade de repasses destes custos para todos os seus consumidores. Ademais, os Planos de Universalização de acesso aos serviços de energia elétrica vigentes para as regiões ainda não universalizadas não seriam cumpridos, caracterizando um tratamento não isonômico em relação às áreas que já se beneficiaram do Programa. Além disso, provavelmente não seriam cumpridas as metas do ODS-7, acordadas internacionalmente;*
2. *O processo de universalização do acesso a energia elétrica, como parte de política pública voltada ao desenvolvimento socioeconômico em todo o território brasileiro, utiliza a CDE, como instrumento econômico de operacionalização distributiva de seus custos;*
3. *A alternativa envolvendo eventuais enquadramentos dos projetos de distribuição relacionados ao Programa Luz para Todos no Regime Especial de Incentivos para o Desenvolvimento da Infraestrutura – REIDI, por um lado, pode trazer benefícios financeiros para a implementação da infraestrutura relacionada ao Programa mas, por outro, esbarra nas dificuldades de fiscalização de suas execuções pela Agência Reguladora, conforme relatado em avaliação feita pelo TCU e, além de requerer esforço para aprovação de habilitação ao Regime pela Secretaria da Receita Federal do Brasil;*
4. *A revisão da Portaria MME nº 245/2017, com o consequente enquadramento de projetos de universalização como prioritários, nos termos da Lei nº 12.431/2011, para fins de captação de recursos, através de emissão de debêntures incentivadas pelas concessionárias/permissionárias tem potencial de redução do montante de recursos utilizados da CDE. No entanto, algumas distribuidoras recentemente privatizadas, ainda não foram avaliadas pelas agências de rating, condição indispensável para emissão de debêntures incentivadas.*
5. *A utilização de parte dos recursos dos Programas de P&D regulados pela ANEEL é oportunidade, seja por meio de projetos estratégicos e/ou pelo aporte de recursos. No entanto, deverá ser precedida de alteração no art. 4º da [Lei nº 9.991/2000, para permitir que sejam reconhecidos pela ANEEL, quando comprovadamente aplicados em programas de universalização do acesso à energia elétrica em áreas remotas do sistema isolado;](#)*
6. *Importante reiterar que as alternativas de “não ação”, “enquadramento no REIDI” e a “emissão de debêntures incentivadas”, com o consequente encerramento do custeio do Programa pela CDE, não afastaria o repasse dos custos incorridos pelos serviços realizados aos consumidores de sua área de atendimento, o que elevaria consideravelmente as tarifas das respectivas distribuidoras locais, haja vista que esses custos não seriam compartilhados com os demais consumidores brasileiros.”*

Conclusões relativas ao LpT

Dentre as atividades realizadas nesta consultoria, temos atividades de apresentação da metodologia, orientação e implementação de técnicas relacionadas no Guia de Avaliação de Políticas Públicas. Entretanto, dificuldades na construção do presente trabalho demandarão um aperfeiçoamento do modelo de implantação de consultorias.

A aplicação dessas metodologias indicou que dentre as principais causas de população em áreas rurais sem acesso à energia elétrica, pode-se apontar o alto custo de implantação desses investimentos aliado à sua inviabilidade econômica para as distribuidoras, em razão do pequeno número de famílias a serem atendidas e que apresentam baixo consumo de energia.

Os argumentos discutidos na comparação das alternativas de ação precisam ser aprofundados, considerando que as alternativas discutidas foram construídas com base em avaliações qualitativas. Também é importante promover a participação de todos os atores envolvidos, como as distribuidoras de energia elétrica e instituições que conheçam mais profundamente a realidade dessas localidades e que podem acrescentar novos elementos para a discussão das possíveis alternativas de soluções.

Cabe referenciar que a distinção entre regiões remotas e sistemas isolados também é fundamental na avaliação do PLpT, visto que os custos e dificuldades para atendimento são distintos e conseqüentemente há a necessidade de se avaliar a proposição de soluções específicas para cada caso.

Possíveis riscos que envolvem a manutenção no fornecimento de energia como a disponibilidade de técnicos treinados nas próprias comunidades isoladas e a oferta de materiais sobressalentes para reposição rápida nessas localidades, acrescentam dificuldades na implementação da política e precisam ser avaliados com o objetivo de compor estratégias estruturadas para que a política atinja satisfatoriamente seu público alvo.

5.5 Carvão Mineral

O objetivo do subsídio para compra de carvão mineral nacional destinado a usinas termelétricas é promover a competitividade da energia produzida a partir da fonte carvão mineral nas áreas atendidas pelos sistemas interligados.

Esse subsídio é limitado a até 100% do valor do combustível principal (carvão mineral), incluindo o combustível secundário necessário para assegurar a operação da usina termelétrica, mantida a obrigatoriedade de compra mínima de combustível estipulada nos contratos. Além disso, a partir de 2017⁴¹, esse valor foi limitado ao máximo estipulado a partir do valor médio desembolsado nos anos de 2013, 2014 e 2015. Adicionalmente, o valor do subsídio leva em conta o desconto do estoque de carvão mineral custeado pela CDE e não consumido no ano anterior e dos valores apurados segundo critérios de eficiência e cumprimento à geração de referência.

Atualmente, a Lei 12.783/2013, que alterou a Lei 10.438/2002, prevê que o subsídio acabe com o encerramento do contrato ou no máximo em 2027⁴².

Levando em consideração a previsão de extinção do subsídio e a dificuldade de implementar alterações até seu encerramento, o GT/MME concluiu em 2018 que “a melhor alternativa é a manutenção deste subsídio nas condições atuais”.

Ressalta-se a importância da premissa assumida pelo GT/MME quanto à previsão de extinção do subsídio em 2027. Além disso, há que se levar em conta que o uso de carvão para geração de energia é um processo danoso ao meio ambiente quando comparado a outras tecnologias utilizadas para geração, como, por

⁴¹ Lei 13.360/2016, que alterou a Lei 10.438/2002 (Art. 13, §4ºA, inciso I).

⁴² Lei 10.438/2002 (Art. 13, §7º).

exemplo, as fontes hídrica, eólica e até mesmo a queima de gás natural, no que diz respeito à emissão de gases do efeito estufa⁴³, em que pese a falta dessas opções nos locais em que as termelétricas agem.

Além disso, do ponto de vista da teoria econômica, a geração das externalidades negativas, em especial, os impactos da emissão de gases sobre a poluição da atmosfera, comparada a outros meios de geração, justificaria uma taxação maior do setor termelétrico originado em carvão mineral, comparado às fontes mencionadas. Considerando o impacto ambiental, maiores esforços de interligação poderiam ser o melhor caminho.

Dessa forma, reforça-se a recomendação para extinção do subsídio, conforme previsto na Lei 12.783/2013.

6 CONSIDERAÇÕES FINAIS

Esta avaliação explorou diversos aspectos da Conta de Desenvolvimento Energético. A caracterização dos diversos benefícios pagos através da conta sucedida pela apresentação das fontes de recursos mostrou que, em realidade, não se pode considerar a CDE uma única política pública, mas sim como um fundo financiador das mais diversas políticas públicas com maior ou menor grau de afinidade com o propósito original da Conta, qual seja, o desenvolvimento energético.

Além disso, foram apresentados os desenvolvimentos institucionais mais recentes, dentre os quais se destacaram: o GT/MME, os Decretos 9.642/2018 e 9.744/2019 e o Acórdão TCU nº 1.215/2019. Esses desenvolvimentos apontam, de maneira geral, para um esforço de redução dos benefícios a serem custeados pela CDE e contestam o mecanismo existente de subsídio cruzado.

Esse mecanismo foi discutido do ponto de vista teórico, pelo qual não foram encontrados argumentos que mostrassem uma superioridade do subsídio cruzado sobre o público e foram apresentadas as vantagens e desvantagens de cada uma dessas formas de apoio. Adicionalmente, foi realizada uma verificação de casos semelhantes em outros países. Notou-se que a combinação entre subsídios públicos e cruzados não é uma peculiaridade brasileira, ainda que essa combinação e os benefícios financiados por ela variem significativamente entre os países analisados, refletindo, em alguns casos, particularidades locais (caso da Índia em especial) e, em outros, focalização questionável (caso dos consumidores residenciais do México).

Ainda sobre a discussão de subsídios cruzados e públicos, também se levantou a questão de como se deve dar transparência ao impacto fiscal da CDE. Defende-se que a base para a contabilização seja a fonte dos recursos, isto é, dada pela soma entre: multas da ANEEL, Uso do Bem Público e transferências do Tesouro Nacional, que financiam diversas políticas. Essa agregação efetivamente reflete o gasto da União com a CDE, diferentemente da atual metodologia, que contabiliza o valor da TSEE. Com efeito, as transferências da União à CDE somam apenas pouco mais de um terço da TSEE. .

No que tange a avaliação das políticas específicas, este trabalho focou nas principais contas da CDE, no quesito de materialidade: os descontos tarifários, CCC, TSEE e Programa Luz para Todos, que somam mais 87,7% do orçamento da CDE. O trabalho foi dividido entre SECAP e CGU: cabendo a avaliação dos descontos tarifários à primeira e as contas da CCC, TSEE e Luz para Todos à segunda.

Quanto à análise dos descontos sobre o setor rural, o modelo de equilíbrio geral apresentado neste estudo, concluiu que o subsídio rural é ineficiente do ponto de vista econômico. Mostrou-se que sua extinção geraria ganhos no produto e no bem-estar das famílias, pois os setores não rurais e as famílias pagariam menos encargos.

Desta forma, a análise global mostra que a extinção do subsídio seria desejável do ponto de vista de eficiência econômica, como já foi determinado, em parte, pelo Decreto 9.642/2018 que, embora tenha

⁴³ Segundo (DERMAUT e outros, 2005) “[o carvão] apresenta o maior coeficiente de emissões, quase o dobro do gás natural”.

previsto que em cinco anos a alíquota dos descontos direcionados à Classe Rural seja zero, não previu a extinção dos descontos a irrigantes e aquicultores.

De fato, o subsídio rural atende à uma miríade de beneficiários, com diferentes características e necessidades, dentre os quais se destacam irrigantes e aquicultores, que enfrentam alto custo fixo de entrada na aquisição da tecnologia e parcela significativa da conta de energia elétrica em seus custos. Alterações dos subsídios destinados a estes beneficiários devem ser precedida de análise cuidadosa por meio de dados que permitam auferir a margem dos produtores de cada cultura e a relevância do custo da energia em seus balanços de forma a não inviabilizar economicamente estas culturas.

Feita esta ressalva e a análise do problema para os descontos elétricos concedidos ao setor rural, foi discutido que é possível enfrentar os problemas identificados no setor rural com outras medidas, como, por exemplo: a manutenção e focalização dos benefícios às culturas ou produtores que ainda não atingiram grau de independência, além da oferta de programas paralelos, como acesso a linhas de crédito para aquisição de tecnologia, para combater o problema do custo de entrada, ou de painéis solares ou outras formas de autogeração, como forma de mitigar a questão do custo da energia.

Especificamente sobre os irrigantes, também se estimou o impacto de uma elevação hipotética das tarifas de energia elétrica, na hipótese eliminação do subsídio, partindo da sensibilidade do número de estabelecimentos irrigantes às tarifas. Os resultados mostraram que a eliminação dos descontos tarifários aos consumidores da classe rural irrigante tem o potencial de reduzir o número de irrigantes entre 4,5% e 10,4%. O efeito é significativo, mas poderia ser amenizado pela já adotada prática de redução gradual dos descontos, permitindo que os produtores se adequem. Em particular, o efeito é menos intenso sobre estabelecimentos maiores, de forma que a manutenção dos subsídios é pouco justificável.

Com relação às fontes incentivadas, os preços atuais dos últimos leilões de energia mostram que estas fontes já atingiram um grau de maturidade e competitividade frente às demais, sobretudo a geração eólica e solar, cujo valor de compra e venda foi bastante inferior ao valor negociado pela energia gerada por usinas hidrelétricas (cerca da metade nos últimos leilões). O grau de maturidade se confirma pela decisão de alteração do formato dos últimos leilões destas duas fontes de disponibilidade para quantidade, espécie na qual o risco é assumido pela geradora.

Neste caso, vale o argumento de que o subsídio não deve ser permanente, mas sim existir como estímulo até o momento em que a indústria se torne independente (argumento de indústria nascente, que precisa de apoio para ganhar escala suficiente a ponto de ser competitiva). Esse papel foi exercido com sucesso pelo benefício, em conjunto com fatores tecnológicos e estruturais. No momento atual, de maturidade da indústria, contudo, sugere-se, em linha com o relatório do GT/MME, a extinção do subsídio para as próximas outorgas e que sua renovação deixe de contar com os benefícios, vencidos os atuais contratos.

A CGU contribuiu significativamente com a avaliação ao apresentar uma auditoria da CCC finalizada em 2018 e seus desdobramentos recentes, dentre os quais destacam-se: o atendimento da recomendação de ações efetivas para otimização e precificação mais adequada do gás natural do contrato de fornecimento auditado anteriormente; o Leilão para Suprimento a Boa Vista e Localidades Conectadas, com deságio médio de 23%; e a suspensão, determinada pela CMSE, do uso de energia proveniente da Venezuela em função dos constantes blecautes e consequente fornecimento por térmicas locais, custeadas pela CCC.

Além disso, a CGU realizou estudo, em parceria com o IPEA, sobre a Tarifa Social de Energia Elétrica e concluiu que: os controles atuais permitem o respeito dos critérios de concessão deste benefício, ainda que tenham sido observados alguns desvios pequenos e de baixa materialidade no recebimento do benefício; a análise de ACB registrou que essa política permite um fluxo de recursos das regiões mais ricas do país para as mais pobres; por fim, o desenho da política tem êxito em distribuir renda para a população de baixa renda.

Outra contribuição da CGU foi o relato de um diagnóstico decorrente de consultoria prestada pela CGU para estudo de caso do LpT. Concluiu-se que a principal causa da falta de acesso de populações rurais de

energia elétrica é o alto custo de implementação de investimentos somado à inviabilidade econômica, em razão do pequeno número de famílias a serem atendidas, as quais consomem baixos volumes de energia. Além disso, com base em avaliações qualitativas, verificou-se que é importante promover o diálogo de todos os atores envolvidos e avaliar soluções específicas para cada caso devido à distinção entre regiões remotas e sistemas isolados. Por fim, como foram relatados como riscos para a manutenção no fornecimento de energia: a disponibilidade de técnicos treinados nas próprias comunidades isoladas e a oferta de materiais sobressalentes para reposição rápida nas localidades atendidas pela política.

A geração de energia com base em carvão mineral é parcialmente custeada pela CDE e gera externalidades negativas ao meio ambiente e, em última instância, à população. Logo, incorre-se em um custo duplo, diametralmente contrário à razão de existência de um subsídio. Esta não adequação em termos econômicos se acentua pelo fato de existirem inúmeras fontes energéticas mais limpas que não recebem benefício algum.

A Lei 12.783/2013 previu que este benefício tenha fim em 2027 ou na data de encerramento dos contratos vigentes. Como sua extinção já tem prazo definido, não há propostas com relação à política.

Já possuem prazo para encerramento dos descontos das tarifas de energia elétrica de: cooperativas de eletrificação rural, serviço público de irrigação e empresas de saneamento, pelo Decreto 9.642/2018, em um prazo de 5 anos, e as distribuidoras de pequeno porte, pela Lei 13.360/2016, no mesmo prazo. Também nestes casos, há o entendimento de que as medidas foram traçadas na direção correta e que o prazo de 5 anos é importante para que as empresas do setor se adequem e promovam ações que visem alcançar um maior nível de eficiência durante este período.

Com relação à governança, além dos pontos levantados na auditoria da CGU, há diversos problemas identificados: a fragmentação da instituição dos subsídios custeados pela CDE é (regida por diversas normas de diferentes momentos do tempo), o alto risco de falta de transparência quando o subsídio é custeado por meio de tarifa de serviço público (e não pelo orçamento e seu trâmite), a falta de previsibilidade das despesas (esse problema tem sido parcialmente trabalhado com limitação e extinção de alguns benefícios), a falta de metas e resultados a serem alcançados, a falta de clareza dos objetivos de algumas políticas, a ausência de um (ou mais) gestor das políticas, embora a ANEEL seja a gestora da TSEE de acordo com o Decreto 9.834/2019, ela operacionaliza a CDE e não possui alcance, nem poder de gestão sobre a maioria das políticas custeadas, e também não precisa se responsabilizar pelos seus resultados e a falta de prazo de vigência das políticas.

7 REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ANEEL. Nota Técnica nº 336/2017-SGT/ANEEL. 27 de outubro de 2017.

BROYDEN, Charles G. **A class of methods for solving nonlinear simultaneous equations. Mathematics of computation**, p. 577-593, 1965.

CASS, David. Optimum growth in an aggregative model of capital accumulation. **The Review of economic studies**, v. 32, n. 3, p. 233-240, 1965.

CHRISTIANO, Lawrence J.; EICHENBAUM, Martin; EVANS, Charles L. Nominal rigidities and the dynamic effects of a shock to monetary policy. **Journal of political Economy**, v. 113, n. 1, p. 1-45, 2005.

ENHANCING THE COHERENCE OF CLIMATE AND ENERGY POLICIES IN MEXICO (CONECC) AND THE GERMAN-MEXICAN ENERGY PARTNERSHIP. **Improving and refocusing electricity subsidies – Options for optimization in Mexico**, 2018.

INTERNATIONAL INSTITUTE FOR SUSTAINABLE DEVELOPMENT (IISD). **Rationalizing energy subsidies in agriculture: A scoping study of agricultural subsidies in Haryana, India**. 2015.

KOOPMANS, Tjalling. On the concept of optimal growth, The Econometric Approach to Development Planning. **Econometric approach to development planning, 1st edn. North Holland, Amsterdam**, p. 225-287, 1965.

MAYON, P; PARODI, M.; POLITO, R. **Setor Elétrico Brasileiro 2012-2018: Resiliência ou Transição? 1ª Edição**, 2018.

MME - MINISTÉRIO DAS MINAS E ENERGIA. **Plano Nacional de Eficiência Energética: Premissas e Diretrizes Básicas**. Brasília, 2011

MYERS, N; KENT, J. **Perverse Subsidies**. Canadá, 1998.

RAMSEY, Frank Plumpton. A mathematical theory of saving. **The economic journal**, v. 38, n. 152, p. 543-559, 1928.

SILVA, RUTELLY MARQUES. Impactos dos Subsídios Custeados pela Conta de Desenvolvimento Energético. **Textos para Discussão do Senado**, nº 167, 2015.

SILVA, RUTELLY MARQUES. A Redução dos Subsídios nas Tarifas de Energia Elétrica para as Atividades Rural e de Saneamento Básico. **Boletim Legislativo**, nº 77, 2019.

SOLOW, Robert M. A contribution to the theory of economic growth. **The quarterly journal of economics**, v. 70, n. 1, p. 65-94, 1956.

STEENBLIK, R. A. A Subsidy Primer. **Global Subsidies Initiative of the International Institute for Sustainable Development**, Genebra, 2010.

SWAN, Trevor W. Economic growth and capital accumulation. **Economic record**, v. 32, n. 2, p. 334-361, 1956.

VISCUSI, W. K.; HARRINGTON JR, J. E.; VERNON, J. M. **Economics of Regulation and Antitrust**. Cambridge Massachusetts, Londres, 2015.

WORLD TRADE ORGANIZATION (WTO). **World Trade Report 2006: Exploring the Links between Subsidies, Trade and the WTO**. Genebra, 2006.

APÊNDICE A

Modelo

Famílias

As famílias são caracterizadas por uma única família representativa, que resolve o problema de maximização de sua função de utilidade intertemporal, que por sua vez depende das variáveis consumo (c_t) e lazer ($1 - h_t$), ou um menos o trabalho (h_t), sujeita a sua restrição orçamentária, da forma:

$$\begin{aligned} \text{Max } U_t &= \sum_{t=0}^{\infty} \beta^t [\ln c_t + \alpha \ln (1 - h_t)] \\ \text{sujeito a } (1 + \tau_{ct})c_t + [k_{t+1} - (1 - \delta)k_t] &= (1 - \tau_{ht})w_t h_t + (1 - \tau_{kt})r_t k_t + Tr_t \end{aligned} \quad (\text{A1})$$

O lado esquerdo da restrição orçamentária representa os gastos da família representativa com consumo ou poupança (investimento). O lado direito representa seus rendimentos, advindos de salários (w_t), juros (r_t), e transferências do governo (Tr_t). O estoque de capital no tempo t é representado pela variável k_t . A acumulação de capital está implicitamente inserida na restrição, pela substituição do investimento pela expressão $[k_{t+1} - (1 - \delta)k_t]$.

Os parâmetros β e α são, respectivamente, a taxa de desconto intertemporal e o peso relativo do lazer na utilidade e δ é a taxa anual de depreciação do capital. As alíquotas tributárias sobre consumo, rendimentos do trabalho e capital são representados, respectivamente, por τ_{ct} , τ_{ht} e τ_{kt} .

A solução do problema de maximização com relação a consumo, lazer e capital leva às duas expressões seguintes. A primeira descreve a escolha ótima entre lazer e consumo e a segunda a decisão de consumo intertemporal.

$$\frac{\alpha}{1 - h_t} = \frac{(1 - \tau_{ht})w_t}{(1 + \tau_{ct})c_t} \quad (\text{A2})$$

$$\frac{1}{(1 + \tau_{ct})c_t} = \frac{\beta[(1 - \tau_{kt+1})r_{t+1} + (1 - \delta)]}{(1 + \tau_{ct+1})c_{t+1}} \quad (\text{A3})$$

Firmas

A firma produtora de energia é perfeitamente competitiva e fornece energia às duas firmas intermediárias e à agregadora. Ela maximiza seu lucro de acordo com a equação (A4), em que p_e é o preço relativo da energia com relação ao preço da cesta de produtos (igual a um, definida como numerário), e_r , e_{nr} e e_c são a energia destinada à firma rural, não rural e ao consumidor final, respectivamente, k_e e h_e são o capital e o trabalho utilizados e τ_f é a alíquota sobre a folha de salários.

$$\text{MAX } p_e f(e_r + e_{nr} + e_c) - rk_e - wh_e(1 + \tau_f) \quad (\text{A4})$$

A função de produção, representada pela equação (A5), é do tipo Cobb-Douglas e a firma produz o total de energia com o uso de tecnologia, capital e trabalho. O parâmetro θ_e é a parcela da renda do capital no produto.

$$f(e_r + e_{nr} + e_f) = A_e k_e^{\theta_e} h_e^{(1-\theta_e)} \quad (\text{A5})$$

As firmas intermediárias também são perfeitamente competitivas. Seu problema de maximização é dado pela equação (6), em que o subscrito i pode ser substituído por r (rural) ou nr (não rural), Y_i são os

produtos intermediários, p_i são os preços relativos dos produtos dos setores em relação ao bem final e τ_{ei} é a alíquota sobre a energia das firmas rural e não-rural.

$$MAX p_i Y_i - r k_i - w h_i (1 + \tau_f) - p_e e_i (1 + \tau_{ei}) \quad (A6)$$

A função de produção das firmas intermediárias é do tipo Cobb-Douglas, com o uso dos fatores de produção de produção capital, trabalho e energia, além da tecnologia. O parâmetro γ_i representa a participação da energia no produto.

$$Y_i = A_i k_i^{\theta_i} h_i^{(1-\theta_i-\gamma_i)} e_i^{\gamma_i} \quad (A7)$$

A derivação do problema das firmas de energia e intermediárias com relação a capital e trabalho fornece as expressões para salário e taxa de juros, que se igualam entre as firmas no equilíbrio. Desta forma, as expressões (A8) e (A9) são obtidas: a primeira estabelece igualdade de salários e a segunda, de taxas de juros entre os setores.

$$\begin{aligned} & \frac{(1-\theta)_r p_r A_r k_r^{\theta_r} h_r^{(-\theta_r-\gamma_r)} e_r^{\gamma_r}}{(1+\tau_f)} \\ &= \frac{(1-\theta)_{nr} p_{nr} A_{nr} k_{nr}^{\theta_{nr}} h_{nr}^{(-\theta_{nr}-\gamma_{nr})} e_{nr}^{\gamma_{nr}}}{(1+\tau_f)} \\ &= \frac{(1-\theta_e) A_e k_e^{\theta_e} h_e^{(-\theta_e)}}{(1+\tau_f)} \end{aligned} \quad (A8)$$

$$\begin{aligned} \theta_r p_r A_r k_r^{\theta_r-1} h_r^{(1-\theta_r-\gamma_r)} e_r^{\gamma_r} &= \theta_{nr} p_{nr} A_{nr} k_{nr}^{\theta_{nr}-1} h_{nr}^{(1-\theta_{nr}-\gamma_{nr})} e_{nr}^{\gamma_{nr}} \\ &= \theta_e A_e k_e^{\theta_e-1} h_e^{(1-\theta_e)} \end{aligned} \quad (A9)$$

A firma agregadora compra os produtos das firmas intermediárias e energia e os utiliza como insumos na montagem da cesta de produtos. Ela maximiza seu lucro de acordo com a equação (A10), em que Y é produto final e seu preço é o numerário (como definido anteriormente).

$$MAX Y - p_r Y_r - p_{nr} Y_{nr} - p_e (1 + \tau_{ec}) e_c \quad (A10)$$

A função de produção do bem final é dada pela expressão (A11), em que o parâmetro λ representa a elasticidade de substituição entre os insumos.

$$Y = (Y_r^{\frac{1}{\lambda}} + Y_{nr}^{\frac{1}{\lambda}} + e_c^{\frac{1}{\lambda}})^{\lambda} \quad (A11)$$

A solução do problema de maximização do lucro com relação aos insumos fornece a expressão dos três preços relativos que percebe o agregador, p_r , p_{nr} e $p_e (1 + \tau_{ec})$, aqui representados por p_i .

$$p_i = \left(\frac{Y_i}{Y} \right)^{\frac{1-\lambda}{\lambda}} \quad (A12)$$

Por fim, a derivação do problema das duas firmas intermediárias com relação à energia, aliada a expressão acima e à condição de que os preços da energia se igualam em todos os mercados no equilíbrio, fornece as igualdades da equação (A13).

$$\frac{\gamma_r p_r A_r k_r^{\theta_r} h_r^{(1-\theta_r-\gamma_r)} e_r^{\gamma_r-1}}{(1 + \tau_{er})} = \frac{\gamma_{nr} p_{nr} A_{nr} k_{nr}^{\theta_{nr}} h_{nr}^{(1-\theta_{nr}-\gamma_{nr})} e_{nr}^{\gamma_{nr}-1}}{(1 + \tau_{enr})}$$

$$= \frac{\left(\frac{e_c}{Y}\right)^{\frac{1-\lambda}{\lambda}}}{(1 + \tau_{ec})} \quad (A13)$$

Equilíbrio de Mercado e Governo

No equilíbrio de mercado, as ofertas e demandas de capital, trabalho e do mercado de bens se igualam, o que possibilita obter as três expressões seguintes. As duas primeiras descrevem que capital e trabalho agregado são compostos pela soma dos fatores de produção em cada firma e a terceira iguala a oferta da economia, do lado esquerdo da equação, e a demanda, do lado direito. A variável G_t representa o gasto do governo.

$$K = k_r + k_{nr} + k_e \quad (A14)$$

$$H = h_r + h_{nr} + h_e \quad (A15)$$

$$Y_t = c_t + k_{t+1} - (1 - \delta)k_t + G_t \quad (A16)$$

O Governo apresenta orçamento equilibrado em cada instante de tempo, ou seja, não possui dívida. Ele arrecada por meio de tributos sobre consumo, capital, trabalho (sobre o trabalhador e as firmas) e energia e despende com transferências às famílias e gastos públicos. A equação que rege o bloco do Governo é a que segue, de forma que o lado esquerdo representa a arrecadação e o direito, os dispêndios.

$$(\tau_h + \tau_f)wH + \tau_c c + \tau_k K + \tau_{er} e_r + \tau_{enr} e_{nr} + \tau_c e_c = G + Tr \quad (A17)$$

Calibragem

Agregados Macroeconômicos

A calibragem do estado estacionário inicial foi feita tomando como referência o ano de 2016, data da última publicação do Sistema de Contas Nacionais (SCN) pelo Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística (IBGE). O modelo é normalizado de forma que o Produto Interno Bruto da Economia (PIB) é igual a um inicialmente. Os agregados macroeconômicos retirados do SCN são apresentados na Tabela 17:

Tabela 17 – Agregados macroeconômicos

Variável	Valor (R\$ bilhões)	Valor (Variável/PIB)
Y (PIB)	6.242,15	1
C (consumo agregado)	4.026,01	0,645
G (gasto do governo)	1277,65	0,205
I (investimento)	938,49	0,150

Fonte: SCN.

A taxa de juros real foi calculada pela diferença entre a taxa Selic e IPCA médios em 2016:

$$r = Selic - IPCA = 14,18\% - 6,29\% = 7,89\% \quad (A18)$$

O fator trabalho foi calibrado considerando 42 horas de trabalho semanais, que equivale a um quarto das horas disponíveis. Desta forma, definiu-se $h=0,25$.

Energia

Os dados sobre energia foram obtidos dos Relatórios de Consumo e Receita de Distribuição, publicados pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL).⁴⁴ As planilhas contêm informações desagregadas por classe de consumidor sobre consumo de energia elétrica, receita e tarifa média de fornecimento, com ou sem tributos.

Primeiramente, a tarifa média do sistema de energia elétrica foi calculada (R\$419/MWh, sendo considerada *proxy* para a variável preço da energia p_e , que é igual para todos os consumidores, condição para que haja equilíbrio no mercado deste bem no modelo). As classes de consumidores foram divididas entre produtores rurais, não rurais ou consumidores finais, e para cada um destes a soma do consumo de energia foi calculada. A multiplicação da tarifa média pelo consumo forneceu os valores de energia vezes o preço ($p_e e_i$) em proporção do PIB.

A razão entre a tarifa com tributos e encargos de cada um dos consumidores e a tarifa média de energia elétrica forneceu o valor da alíquota mais um ($1 + \tau_{ei}$). Os valores do mercado de energia são apresentados na Tabela 18. Importante notar que as alíquotas incidentes sobre a energia são calibradas com valores diferentes, de forma a captar as diferenças de tributos e subsídios a que estão sujeitos os mercados e são justamente elas que sofrem o choque na simulação da retirada do subsídio sobre a energia elétrica do consumidor rural no âmbito da CDE.

Tabela 18 – Consumo e alíquota de energia no estado estacionário inicial

Consumidor	$p_e e_i$ (% PIB)	τ_{ei}	$p_e e_i(1 + \tau_{ei})$ (% PIB)
Rural	0,16%	-10,7%	0,14%
Não-Rural	0,86%	42,3%	1,23%
Final	1,19%	42,3%	1,70%
Total	2,22%	38,4%	-

Fonte: Relatórios de Consumo e Receita de Distribuição (ANEEL). Elaboração Própria.

O valor negativo de alíquota ao consumidor rural mostra que a tarifa com tributos cobrada sobre o setor (R\$374/MWh) é inferior à tarifa média (sem tributação e encargos), o que denota a existência de subsídios direcionados a esta classe. A alíquota sobre consumidores não-rurais e finais, por sua vez, é positiva e tem o mesmo valor (tarifa com tributos igual a R\$596/MWh).

Valor agregado das firmas e participação da renda dos fatores no produto

O PIB no modelo é a soma do valor agregado dos componentes da cesta montada pela firma agregadora, ou seja, o valor agregado das firmas rural, não rural e da energia na cesta de consumo. O valor agregado da firma rural (5,66%) foi diretamente retirado do SCN, seção A da Classificação Nacional de Atividades Econômicas (CNAE) – Agricultura, Pecuária, Produção Florestal, Pesca e Aquicultura. O valor agregado da energia (1,70%) é a sua parcela, incluindo tributos, direcionada ao consumidor final. O valor agregado da firma não rural (92,64%) foi obtido por resíduo.

⁴⁴ Disponível em: <https://www.aneel.gov.br/relatorios-de-consumo-e-receita>. Acesso em 30/10/2019.

A participação do rendimento da energia nas duas firmas intermediárias foi obtida pela derivação da equação de maximização do lucro com relação à energia, de forma que seu valor é dado pela divisão do valor agregado da energia sobre o valor agregado da produção em cada firma, de acordo com as equações (A19) e (A20):

$$\gamma_r = \frac{p_e e_r (1 + \tau_{er})}{p_r Y_r} = \frac{0,14\%}{5,66\%} = 2,53\% \quad (\text{A19})$$

$$\gamma_{nr} = \frac{p_e e_{nr} (1 + \tau_{enr})}{p_{nr} Y_{nr}} = \frac{1,23\%}{92,64\%} = 1,33\% \quad (\text{A20})$$

As participações do rendimento do capital e trabalho foram obtidas a partir dos dados setoriais do Excedente Operacional Bruto (EOB), Rendimento dos Empregados (REM) e Rendimento Misto Bruto (RMB), presentes nas Contas Nacionais. Para a firma rural, foram utilizados os dados da seção A da CNAE, para a firma produtora de energia, a Divisão 35 da CNAE (Energia elétrica, gás natural e outras utilidades) e para as firmas não rurais, os valores do restante da economia.

O rendimento do capital foi obtido pelo valor da divisão do EOB pela soma do EOB, REM e RMB, subtraído do rendimento da energia, no caso das firmas intermediárias. O rendimento do trabalho foi obtido por resíduo $(1 - \theta_i - \gamma_i)$. A fórmula de cálculo da participação do rendimento do capital no produto é a que segue:

$$\theta_i = \frac{EOB_i}{EOB_i + REM_i + RMB_i} - \gamma_i \quad (\text{A21})$$

A tabela a seguir mostra os valores das participações do rendimento dos fatores de produção em cada uma das firmas:

Tabela 19 – Participação da renda dos fatores de produção em cada firma

	θ_i	$1 - \theta_i - \gamma_i$	γ_i
Rural	33,19%	64,28%	2,53%
Não-Rural	35,76%	62,91%	1,33%
Energia	80,96%	19,04%	-

Fonte: Relatórios de Consumo e Receita de Distribuição (ANEEL). SCN. Elaboração Própria.

Sistema Tributário

A arrecadação dos tributos sobre consumo, capital e trabalho (trabalhador e firma) foram retiradas da publicação Carga Tributária no Brasil 2016, da Secretaria da Receita Federal, Tabela INC 03 – Receita Tributária por Base de Incidência – Detalhe da Agregação. A arrecadação dos tributos incidentes sobre o consumo foi subtraída do valor da arrecadação sobre a energia.

Os valores da arrecadação em proporção do PIB sobre cada uma das bases são mostrados na tabela a seguir.

Tabela 20 – Participação da renda dos fatores de produção em cada firma

Base	Arrecadação (%PIB)
Consumo	14,54%
Trabalho (trabalhador)	8,02%
Trabalho (firmas)	3,74%
Capital	5,33%

Energia	0,85%
Total	32,47%

Fonte: Relatórios de Consumo e Receita de Distribuição (ANEEL). Carga Tributária no Brasil 2016. Elaboração Própria.

Salários, capital, preços e tecnologia

Ao fazer a derivação do problema de maximização do lucro das firmas com relação ao trabalho e levando em consideração o fato de que a soma das horas trabalhadas nas firmas individuais deve somar o total de horas trabalhadas, obtém-se a equação (A22), que fornece o salário real da economia, em que $Arrr_h$ é a arrecadação sobre a base trabalho:

$$w = \frac{(1 - \theta_r - \gamma_r)p_r Y_r + (1 - \theta_{nr} - \gamma_{nr})p_{nr} Y_{nr} + (1 - \theta_e)p_e(e_r + e_{nr} + e_f) - Arrr_h}{h} \quad (A22)$$

$$= 2,34$$

As horas trabalhadas (utilizando a variável salário real calculada) e o capital em cada firma foram obtidos por meio da solução do problema de maximização do lucro.

A elasticidade de substituição entre os insumos, dada por λ , foi retirada de Christiano, Eichenbaum e Evans (2005), e tem o valor de 1,7. Os preços relativos foram encontrados a partir da equação (A12).

A tecnologia das firmas foi calculada por meio das equações (A5) e (A7). Os valores obtidos para horas trabalhadas, capital, preços relativos e tecnologia são apresentados na Tabela 21.

Tabela 21 – Horas trabalhadas e capital em cada firma

Firma	Horas Trabalhadas	Capital	Preços relativos	Tecnologia
Rural	0,015	0,238	7,46	0,232
Não-Rural	0,233	4,198	1,05	1,445
Energia	0,002	0,227	12,20	0,020
Total	0,25	4,664	1	-

Fonte: Elaboração Própria.

Transição

A transição do modelo a um novo estado estacionário, após a incidência de um choque, se dá pela resolução de um sistema de 13 equações e 13 variáveis, em cada instante de tempo. O sistema é formado pelas equações (A2), (A3), (A5), (A8) 2 vezes, (A9) 2 vezes, (A12) 3 vezes, (A13) 2 vezes e (A16).

As variáveis são o capital e trabalho de cada uma das três firmas (6 variáveis), o consumo das famílias, o preço relativo dos três bens da economia (3 variáveis) e a energia consumida pelas duas firmas intermediárias e pelo consumidor final (3 variáveis).

O modelo foi resolvido para um horizonte de tempo de 100 períodos anuais por meio do algoritmo de Broyden (1967), utilizado na resolução de sistemas não lineares.

Análise de sensibilidade do parâmetro λ

O parâmetro λ representa a elasticidade de substituição entre os insumos utilizados pela firma agregadora, quais sejam: o produto das firmas rurais e não rurais e a energia. Ele determina a resposta da demanda a cada um destes insumos frente a variações nos seus preços relativos.

O choque na tributação de energia fornecida ao consumidor final e à firma não rural por si só reduz seu preço percebido em cerca de 1,8%, *ceteris paribus*. O menor preço da energia leva a firma agregadora a aumentar sua aquisição e reduz os custos e, conseqüentemente, os preços do produto da firma não rural. A magnitude da elevação da demanda por energia e pelo produto da firma não rural e da redução da demanda pelo produto da firma rural depende da elasticidade de substituição, que foi retirada da literatura, mais especificamente de Christiano, Eichenbaum e Evans (2005).

Como é um parâmetro não calibrado pelas equações do modelo ou por dados oficiais e pelo fato da demanda pelos insumos por parte da firma agregadora e, conseqüentemente, pelos consumidores finais, responder sensivelmente a sua variação, foi realizado um teste de sensibilidade dos resultados do modelo sobre o produto e bem-estar com relação ao parâmetro, alterando seus valores entre o *benchmark* proposto por Christiano, Eichenbaum e Evans (2005), no valor de 1,2, e seu limite superior no estudo, no valor de 1,85, que foi utilizado na modelagem. Também foi realizado um teste com um valor intermediário obtido pelos autores, de 1,36.

Os resultados obtidos para cada uma das três simulações são apresentados na Tabela 22:

Tabela 22 - Análise de sensibilidade do resultado sobre o produto e bem-estar com relação ao parâmetro λ

Resultado sobre o produto (bilhões de R\$)			
	$\lambda=1,2$	$\lambda=1,36$	$\lambda=1,85$
Agregado	+3,4	+2,1	+1,2
Não Rural	+6,97	+4,25	+2,16
Rural	-13,68	-7,64	-3,24
Energia	+12,18	+5,48	+2,30
Resultado sobre o bem-estar (%)			
Agregado	+0,05	+0,03	+0,02

Fonte: Elaboração Própria.

Pelos resultados apresentados na Tabela 22, percebe-se que a variação da demanda pelos insumos por parte da firma agregadora é tanto mais elástica aos preços quanto menor é o valor do parâmetro λ .

Todos os cenários apresentam resultados positivos quanto ao produto e ao bem-estar, devidos à mudança. Optou-se por apresentar o resultado considerado mais realista, em que as demandas pelos insumos respondem de forma menos elástica à variação de preços, com $\lambda=1,85$.