

GERAÇÃO DISTRIBUÍDA E SUA COMPENSAÇÃO NA TARIFA DE ENERGIA

Cláudia Olímpia Neves Mamede Maestri

Universidade Federal De Uberlândia

Maria Elisabeth Moreira Carvalho Andrade

Universidade Federal De Uberlândia

Resumo

O objetivo deste estudo foi investigar o ajuste no modelo tarifário com compensação da energia produzida por geração distribuída (GD) no Brasil que proporcione menor alteração: (1) na modicidade tarifária para os consumidores; (2) no payback dos investimentos para os prossumidores; e (3) no retorno dos investimentos para as concessionárias. A tese a ser defendida é a de que aprimorar o modelo de tarifação já estabelecido pode minimizar os impactos da compensação de energia produzida por geração distribuída para os consumidores, prossumidores e concessionárias. Ou seja, a forma de compensação da energia produzida pela GD por meio da tarifa de energia precisa estar alinhada entre o custo da energia elétrica paga pelo consumidor, o investimento do prossumidor e o retorno da concessionária de energia. Então, aprimorar o modelo de tarifação estabelecido possibilita atender de forma simultânea aos interesses desses três envolvidos. A amostra foi constituída por 51 concessionárias que possuem unidades consumidoras com GD e com disponibilidade de dados no ano de 2018. O período de estudo partiu do ano base de 2018 em virtude da Nota Técnica 62/2028, com projeção para os próximos vinte e cinco anos devido à vida útil dos painéis fotovoltaicos, então o ano inicial foi 2018 e o final 2042. Metodologicamente trabalhou-se com: (a) levantamento de dados secundários sobre as concessionárias, consumidores e prossumidores de energia; (b) análise financeira para cálculo de payback dos prossumidores, retorno sobre os investimentos das concessionárias e preços das tarifas dos consumidores; (c) comparação dos paybacks dos prossumidores, retornos das concessionárias e preços das tarifas dos consumidores a partir de teste de médias de antes e depois da alteração proposta pela nota técnica 62/2018 da ANEEL.

Palavras-chave: compensação da geração distribuída, energia fotovoltaica, tarifa de energia, regulação, Brasil.

GERAÇÃO DISTRIBUÍDA E SUA COMPENSAÇÃO NA TARIFA DE ENERGIA**Área temática: Contabilidade e Setor Público (CSP)**

Doutoranda: Cláudia Olímpia Neves Mamede Maestri

Orientadora: Profa. Dra. Maria Elisabeth Moreira Carvalho Andrade

RESUMO

O objetivo deste estudo foi investigar o ajuste no modelo tarifário com compensação da energia produzida por geração distribuída (GD) no Brasil que proporcione menor alteração: (1) na modicidade tarifária para os consumidores; (2) no *payback* dos investimentos para os prossumidores; e (3) no retorno dos investimentos para as concessionárias. A tese a ser defendida é a de que aprimorar o modelo de tarifação já estabelecido pode minimizar os impactos da compensação de energia produzida por geração distribuída para os consumidores, prossumidores e concessionárias. Ou seja, a forma de compensação da energia produzida pela GD por meio da tarifa de energia precisa estar alinhada entre o custo da energia elétrica paga pelo consumidor, o investimento do prossumidor e o retorno da concessionária de energia. Então, aprimorar o modelo de tarifação estabelecido possibilita atender de forma simultânea aos interesses desses três envolvidos. A amostra foi constituída por 51 concessionárias que possuem unidades consumidoras com GD e com disponibilidade de dados no ano de 2018. O período de estudo partiu do ano base de 2018 em virtude da Nota Técnica 62/2028, com projeção para os próximos vinte e cinco anos devido à vida útil dos painéis fotovoltaicos, então o ano inicial foi 2018 e o final 2042. Metodologicamente trabalhou-se com: (a) levantamento de dados secundários sobre as concessionárias, consumidores e prossumidores de energia; (b) análise financeira para cálculo de *payback* dos prossumidores, retorno sobre os investimentos das concessionárias e preços das tarifas dos consumidores; (c) comparação dos *paybacks* dos prossumidores, retornos das concessionárias e preços das tarifas dos consumidores a partir de teste de médias de antes e depois da alteração proposta pela nota técnica 62/2018 da ANEEL.

Palavras-chave: compensação da geração distribuída, energia fotovoltaica, tarifa de energia, regulação, Brasil.

1 INTRODUÇÃO**1.1 Contextualização - Importância do tema, lacuna, problema de pesquisa, objetivos e tese proposta**

A geração distribuída surgiu da necessidade de ampliar o acesso dos consumidores à energia renovável em busca de sustentabilidade. Essa modalidade de geração significa que os consumidores podem produzir sua própria energia a partir de fontes renováveis como, sol (energia fotovoltaica) e vento (energia eólica), e inserir o excedente na rede elétrica (Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL, 2015). Dessa forma, a geração distribuída traz inovações que podem aliar economia financeira, consciência socioambiental e autossustentabilidade (ANEEL, 2015). Além disso, a geração distribuída pode trazer benefícios ao sistema elétrico, como: (a) adiamento de investimentos em expansão dos sistemas de transmissão e distribuição; (b) baixo impacto ambiental; (c) a redução na carga das redes; (d) redução de perdas; e (e) diversificação da matriz energética (ANEEL, 2015).

As redes inteligentes de energia (*smart grids*) têm como fator fundamental a medição líquida ou *net metering* (SAJJAD et al., 2018) que impulsionou o mercado de geração distribuída fotovoltaica em países desenvolvidos, como Estados Unidos (DARGHOUTH;

BARBOSE; WISER, 2011). Assim, a implementação e expansão de sistemas de geração distribuída em países desenvolvidos como Alemanha, Estados Unidos e Reino Unido têm promovido a discussão sobre formas de tarifação, compensação da energia gerada e remuneração das distribuidoras a nível global (BAJAY et al., 2018; KONZEN; ANDRADE, 2016; SILVA et al., 2019). Porém, mesmo com inovações tecnológicas o desenvolvimento de *smart grids* ainda é lento devido, não a questões estritamente técnicas, mas sim, a barreiras regulatórias que primam mais as concessionárias do que os clientes (SAJJAD et al., 2018) que são os protagonistas na produção de energia descentralizada.

Dessa forma, algumas dúvidas sobre a geração distribuída ainda não têm respostas consolidadas, por exemplo: “Até que ponto a geração feita por clientes deve ser compensada? Qual a forma de compensação? O que é justo para o produtor, outros contribuintes e a própria concessionária?” (HUGHES; BELL, 2006, p. 1533). Também ainda não se têm respostas para questões voltadas para tarifação de energia com a inserção da geração distribuída, por exemplo: “como compartilhar o ônus de pagar pela rede? Os usuários de rede podem ser cobrados de acordo com os benefícios que recebem do sistema ou com os custos que eles impõem a ele?” (PICCIARIELLO et al., 2015a, p.372). Por conseguinte, os formuladores de políticas públicas que buscam apoiar a implantação da geração distribuída precisam compreender como as formas de tarifação dos consumidores afetam a economia da conta de energia com a medição líquida (DARGHOUTH; BARBOSE; WISER, 2011).

Muitos estudos estão concentrados na discussão sobre as formas de regulação e tarifação que poderiam minimizar os impactos negativos da geração distribuída (CHAN et al., 2017; DARGHOUTH; BARBOSE; WISER, 2014; EID et al., 2014; MARTIN; RICE, 2018; MELO; JANNUZZI; BAJAY, 2016; PEREIRA et al., 2012; PICCIARIELLO et al., 2015a; RICHTER, 2013a, 2013b; YATCHEW; BAZILIAUSKAS, 2011). Porém, mesmo sugerindo alternativas para alinhar os interesses das concessionárias e de seus consumidores e/ou acionistas, esses estudos têm abordagem qualitativa e não propõem modelos para quantificar a eficácia das mudanças propostas com a geração distribuída.

Por outro lado, as pesquisas com abordagem quantitativa (ALVES FILHO et al., 2018; FIGUEIRÓ et al., 2013; KONZEN; ANDRADE, 2016; SAJJAD et al., 2018; SATCHWELL; MILLS; BARBOSE, 2015a, 2015b) quantificam a eficácia das mudanças propostas com a inserção da geração distribuída de forma isolada para cada envolvido (concessionária, prosumidor e consumidor) no processo. Ou seja, ainda não foram encontradas pesquisas quantitativas que englobem simultaneamente esses três envolvidos no processo de tarifação com a geração distribuída. No caso, a presente pesquisa parte dos pressupostos que – com a expansão da geração distribuída de energia – (1) as concessionárias de energia percam uma parcela de suas receitas de vendas devido à energia gerada pelos prosumidores, o que pode acarretar em aumentos nas tarifas para os demais consumidores; (2) a compensação da energia gerada pelos prosumidores em todos os componentes da tarifa cause desequilíbrio na remuneração do serviço de distribuição e impacte os demais consumidores.

Nesse sentido, a lacuna a ser pesquisada é a respeito das formas de tarifação com *net-metering* que atendam de forma justa (HUGHES; BELL, 2006) aos consumidores, prosumidores e às concessionárias. Por forma justa entende-se, especificamente nesta pesquisa, a menor variação (para mais ou para menos, em relação ao cenário base no ano de 2018) nos valores: (1) do preço da tarifa de energia paga pelo consumidor; (2) do *payback* dos investimentos feitos pelo prosumidor; e (3) do ROE das concessionárias. Em outras palavras, a presente pesquisa vai além dos estudos realizados ao considerar a compensação da energia produzida com geração distribuída a partir da busca por harmonização dos interesses dos três principais envolvidos (concessionárias, prosumidores e consumidores) por meio do processo de tarifação de energia.

Nesse contexto, tem-se o problema de pesquisa: Qual adequação no modelo tarifário de energia no Brasil pode minimizar o impacto da compensação da energia produzida por geração distribuída: (1) na modicidade tarifária para os consumidores; (2) no *payback* dos investimentos para os prosumidores; e (3) no retorno dos investimentos para as concessionárias? Assim, o objetivo desta pesquisa é investigar o ajuste no modelo tarifário com compensação da energia produzida por geração distribuída no Brasil que proporcione menor alteração (1) na modicidade tarifária para os consumidores; (2) no *payback* dos investimentos para os prosumidores; e (3) no retorno dos investimentos para as concessionárias. Como objetivos específicos têm-se: (1) comparar a variação da modicidade tarifária entre os cenários propostos para adequar a forma de tarifação devido à compensação da energia produzida por GD; (2) comparar a variação do *payback* dos prosumidores entre os cenários propostos para adequar a forma de tarifação devido à compensação da energia produzida por GD; 3) comparar a variação do ROE das concessionárias entre os cenários propostos para adequar a forma de tarifação devido à compensação da energia produzida por GD; (4) comparar a variação simultânea entre os consumidores, os prosumidores e as concessionárias em cada cenário proposto para adequar a forma de tarifação devido à compensação da energia produzida por GD.

No caso, fundamentada na Teoria da Regulação, a tese a ser defendida é a de que aprimorar o modelo de tarifação já estabelecido pode minimizar os impactos da compensação de energia produzida por geração distribuída para os consumidores, prosumidores e concessionárias. Ou seja, a forma de compensação da energia produzida pela GD através da tarifa de energia precisa estar alinhada entre o custo da energia elétrica paga pelo consumidor, o investimento do prosumidor e o retorno da concessionária de energia. Então, aprimorar o modelo de tarifação estabelecido possibilita atender de forma simultânea aos interesses desses três envolvidos.

1.2 Justificativa, relevância e contribuição

A presente pesquisa se justifica porque a geração distribuída desafia o modelo tradicional de negócios de energia elétrica e necessita de mudança regulatória para garantir sua sustentabilidade econômica e ambiental (BRADSHAW, 2017). Economicamente a medição líquida pode trazer problemas para o equilíbrio das tarifas de energia elétrica no modelo de tarifação de baixa tensão - principal mercado de micro geração (EID et al., 2014). Isso porque, ao manter a cobrança da tarifa monômnia ou volumétrica do grupo B, os consumidores que não implantarem sistemas de geração de energia tendem a pagar mais pela energia, pois seria uma forma de as distribuidoras tentarem diminuir as perdas de faturamento decorrentes da geração distribuída (BAJAY et al., 2018; KONZEN; ANDRADE, 2016). Assim, a relevância de estudar o assunto geração distribuída e sua tarifação no Brasil está na necessidade de alinhar os interesses de concessionárias e consumidores por intermédio do órgão regulador do setor elétrico (BRADSHAW, 2017).

A contribuição teórica é sobre a evolução da Teoria da Regulação em virtude da ascensão do monopólio natural descentralizado. No caso, considera-se que entre os anos 1930 a 1980 a Teoria da Regulação Econômica com abrangência ao monopólio natural foi fundamentada no atendimento ao mercado de forma centralizada (BERG; TSCHIRHART, 1989; FIANI, 1998; KAHN, 1970). Mas a partir dos anos 1980 com a globalização, descentralização e privatização (FIANI, 1998) surge também a geração de produtos/serviços relacionados ao monopólio natural de forma descentralizada, por exemplo, a geração distribuída de energia. Mais especificamente, espera-se contribuir teoricamente para a discussão sobre a descentralização do monopólio natural a partir da expansão da geração distribuída de energia e de sua regulação.

A contribuição prática está voltada para o alinhamento da integração da geração distribuída entre consumidores e concessionárias por meio de uma tarifa que remunere os custos adicionais da geração distribuída e que atenda aos consumidores de energia (PICCIARIELLO et al., 2015a). Assim, espera-se contribuir para os estudos sobre a estrutura tarifária a ser adotada com a inserção da geração distribuída de energia, visto que esta temática ainda representa uma questão em aberto na literatura e está se tornando cada vez mais relevante diante das perspectivas de crescimento da adesão à geração distribuída (BAYOD-RÚJULA, 2009; PICCIARIELLO et al., 2015a, 2015b).

A contribuição social da presente pesquisa é oferecer opções de tarifas que beneficiem de forma simultânea o consumidor, prossumidor e concessionária, ou seja, proporcione bem estar social aos envolvidos no processo. Visto que, sob o aspecto social, o uso da medição líquida de energia renovável pode proporcionar aos países emergentes a melhoria do acesso à eletricidade e da confiabilidade da energia, reduzir a dependência da rede de serviços públicos e aliviar a carga nas redes de energia (AZIMOH; DZOBO; MBOHWA, 2017).

Sob o olhar contábil, a tarifação da energia distribuída fotovoltaica pode ter um impacto negativo nas receitas e retornos das concessionárias e no retorno sobre o investimento dos acionistas (SATCHWELL; MILLS; BARBOSE, 2015a, 2015b), o que pode desestimular o mercado a investir nesse tipo de energia. Dessa forma, as informações divulgadas por meio de relatórios contábeis são a base para o desenvolvimento desta pesquisa, ou seja, a partir da análise de custos, receitas, retornos, entre outras contas, a contabilidade pode contribuir para definição da política tarifária justa entre concessionárias, consumidores e prossumidores.

2 REFERENCIAL TEÓRICO

2.1 Teoria da Regulação

A origem da Teoria da Regulação remete à década de 1930 com a proposta de Keynes sobre a intervenção estatal para amenizar a crise de 1929 e retoma ao século XVII com algumas ideias de Thomas Hobbes sobre a soberania do estado. Nos anos 1960 os estudiosos Stigler e Friedland (1962) sugerem que o foco da regulação está voltado para a questão do monopólio dos serviços prestados, no caso, a regulação busca reduzir o exercício do poder de monopólio e eliminar certas formas de discriminação de preços, porém, a influência da regulação é insignificante do ponto de vista econômico, pois o deslocamento das curvas de oferta e demanda que afetam os preços dependem de fatores tecnológicos e econômicos (como taxa de juros, inflação, etc) e não de estatutos com inúmeras ações reguladoras (STIGLER; FRIEDLAND, 1962). Para comprovar esse posicionamento, Stigler e Friedland (1962) questionam o que precisa ser regulado a partir de uma comparação entre empresas de energia em estados com e sem regulação nos EUA. Os resultados apontaram que as tarifas são menores nas empresas reguladas em comparação às não reguladas, mas as diferenças já existiam nos estados mesmo antes das empresas serem reguladas.

Ademais, com a regulação o interesse do produtor ou indústria tende a prevalecer sobre o interesse do consumidor (PELTZMAN, 1976; STIGLER, 1971) e com isso vem à tona a Teoria da Regulação Econômica buscando “explicar quem receberá os benefícios ou ônus da regulação, que forma a regulação tomará e os efeitos da regulação sobre a alocação de recursos” (STIGLER, 1971, p.3), além de ter a obrigação de contribuir para: (a) subsídio direto de recursos; (b) proteção quanto aos novos entrantes no mercado; (c) concorrência intersetorial entre substitutos e complementos; (d) fixação de preços (STIGLER, 1971). Assim, ainda nos anos 1970 ocorre a difusão da Teoria da Regulação devido a falhas de mercado como

informação assimétrica sobre oportunidades de custo e demanda por determinados serviços prestados no mercado (JOSKOW, 2007).

Nesse contexto acrescenta-se o enfoque da teoria econômica com abordagem positiva em que os estudiosos Stigler (1971) e Peltzman (1976) procuraram explicar o porquê do fenômeno da regulação, como ocorre, seus efeitos e consequências. Basicamente Stigler (1971) e Peltzman (1976) defendem que a regulação gera custos para uns e benefícios para outros e que por meio dela há maior distribuição de renda para os grupos com maior demanda, mas que o regulador não concede benefício máximo ao grupo vencedor pois leva em consideração os grupos que estão perdendo com a regulação, ou seja, busca conciliar os interesses de ambas partes (LOPES; IUDÍCIBUS, 2012).

Além disso, também na década de 1970 destaca-se a regulação dos monopólios naturais (como os segmentos de transmissão e distribuição do setor elétrico), em que “um monopólio natural é uma indústria na qual as economias de escala - isto é, a tendência de os custos médios diminuírem quanto maior a empresa produtora - são contínuas até o ponto de uma empresa suprir toda a demanda” (KAHN, 1970, p. 123). Ou seja, é menos dispendioso uma única empresa atender à demanda por um produto/serviço do que se houvesse outras empresas participando dessa oferta (BERG; TSCHIRHART, 1989; JOSKOW, 2007). Na prática, o desempenho das instituições associadas ao monopólio regulado reflete os resultados das políticas de grupos de interesse e dos objetivos políticos normativos do país, sendo que as políticas públicas devem se atentar à questão da transferência de renda e riqueza que está associada aos lucros resultantes da precificação do monopólio (JOSKOW, 2007).

Sobre a precificação do monopólio, a tarifação está inserida na regulação econômica e segue princípios como: transparência, equidade, sustentabilidade, recuperação de custos, simplicidade, eficiência econômica, estabilidade e causalidade de custos (BERG; TSCHIRHART, 1989; BONBRIGHT, 1961; LÉVÊQUE, 2003). Visto que alguns princípios podem ser conflitantes, como eficiência econômica e sustentabilidade, o contexto e as prioridades regulatórias de cada país determinam quais princípios priorizar (PICCIARIELLO et al., 2015a, 2015b; RODRÍGUEZ ORTEGA et al., 2008).

2.2 Regulação no setor de energia

O setor de energia é um serviço de utilidade pública, cujos segmentos de transmissão e distribuição são caracterizados como monopólio natural (os consumidores não possuem alternativas para a substituição do serviço), que necessita de regulação de órgãos governamentais para evitar o abuso do poder de mercado das firmas que participam do setor (BASSO; SILVA, 2000). Essa regulação pode ser feita por administração indireta a partir de agências reguladoras que atuam em busca de conciliar preço do serviço, lucro do concessionário e distribuição de renda do usuário (MOREIRA, 2010; TIRYAKI, 2012). Destaca-se ainda que as agências reguladoras operam de forma independente do governo, ou seja, a independência das agências reguladoras está relacionada à forma como se desvincula da política as decisões voltadas para as concessões, sendo que proporcionar maior independência às agências reguladoras confere maior credibilidade de que as decisões serão mantidas mesmo com alteração do cenário político do país (TIRYAKI, 2012).

Com a crescente descentralização do fornecimento de energia elétrica a partir da geração distribuída tem-se um novo paradigma tecnológico no segmento de distribuição de energia (SILVA et al., 2019), o que impulsiona estudos sobre adequações no setor. Assim, a regulação do preço da eletricidade produzida por energia renovável é fundamental para o desenvolvimento saudável do setor energético (ZHAO et al., 2011).

2.3 Energia fotovoltaica e seus desafios no mundo

A energia fotovoltaica abrange sustentabilidade, redução de custos de energia, diversificação do sistema energético, menor impacto ao meio ambiente (por ser energia renovável e limpa) e, devido à cadeia produtiva envolvida (fabricação de matérias-primas, componentes, equipamentos e mão de obra qualificada), contribui em termos sociais e econômicos a partir da criação de novos empregos, geração de renda e desenvolvimento econômico (CARSTENS; CUNHA, 2019).

Em um levantamento sobre estudos voltados para energia renovável fotovoltaica (142 artigos publicados entre 1996 e 2016), Sampaio e González (2017) identificaram que as pesquisas se concentraram em aspectos técnicos de inserção da energia fotovoltaica (formas de obter energia, vantagens e desvantagens, aplicações, custos e tecnologias). A partir desse resultado os autores apontam que sobre o enfoque técnico ainda há carência de estudos voltados para a otimização de inversores e aprofundamento sobre os fatores que influenciam as tecnologias dos sistemas fotovoltaicos. De forma geral, Sampaio e González (2017) exaltam a necessidade de estudos voltados para outras perspectivas, principalmente que abordem aspectos econômicos como viabilidade econômico-financeira, composição da cadeia de suprimentos, e análise de barreiras e incentivos à energia solar fotovoltaica.

Sobre a diferença entre o potencial de produção e o que é produzido de energia fotovoltaica, Stevović, Mirjanić e Stevović (2019) identificaram correlação negativa entre potencial de produção de energia solar e a exploração dessa fonte energética em países da União Europeia o que confirma a convicção dos autores de que o potencial para a produção de energia solar é subutilizado, inclusive a nível mundial. Stevović, Mirjanić e Stevović (2019) destacam que a instalação de painéis fotovoltaicos (ou a capacidade de sistemas solares residenciais) nos países estudados é impulsionada pelo aumento do preço de remuneração das tarifas FIT's (*feed-in-tariffs*), assim como por incentivos governamentais, tais como subsídios nos preços de aquisição do sistema fotovoltaico.

Sobre a regulação da energia de geração distribuída fotovoltaica, Silva et al. (2019) ao estudarem treze países (Brasil, Califórnia, Havaí, Nevada, Nova York, Japão, Bélgica, França, Alemanha, Itália, Portugal, Reino Unido, Austrália) identificaram que a forma de compensação da energia gerada impacta de maneira diferente as políticas e os ajustes regulatórios oriundos da GD FV. No caso, países onde a compensação da energia fotovoltaica gerada ocorre por *feed-in-tariffs* (FIT's) a preocupação governamental está nos custos de aquisição da energia gerada pelo prosumidor e na manutenção de tal política, sendo os ajustes regulatórios voltados para redução do preço das FIT's. E, países onde a compensação da energia fotovoltaica gerada ocorre por *net metering* a preocupação está na transferência de custos entre prosumidores e consumidores convencionais, além de alterações na alocação dos custos que compõem as tarifas de eletricidade. O quadro 1 contempla o resumo de algumas informações sobre geração distribuída fotovoltaica nos países pesquisados por Silva et al. (2019).

Quadro 1 – Micro e minigeração de geração distribuída a partir de energia fotovoltaica nos países pesquisados por Silva et al. (2019)

País	Ano base	Política de compensação de energia	Potência instalada	Geração de energia	Representatividade da GD FV na matriz energética	Políticas e incentivos para ampliar a inserção da GD FV na matriz energética
Brasil	2016	<i>Net metering</i>	0,6 GW	53,6 GWh	0,01%	Incentivos fiscais por estado e modelos de negócios sem comercialização direta de energia mas com repasse de créditos de energia entre prossumidores e consumidores: i) autoconsumo local; ii) autoconsumo remoto; iii) múltiplas unidades consumidoras – condomínios; iv) geração compartilhada – consórcio ou cooperativa.
Califórnia - EUA	2016	<i>Net metering</i>	4,7 GW	8,23 TWh	3,2%	Incentivos a partir de crédito para investimento e crédito de imposto federal tanto para clientes residenciais quanto comerciais, além de exigência de um padrão de 50% das vendas de eletricidade no varejo sejam atendidas por fontes renováveis até 2030. Redução de 4 para 2 níveis de estrutura de tarifas; taxa de interconexão; tarifa de consumo de energia da rede; taxa de tempo de uso para novos consumidores GD FV.
Havaí - EUA	2015	Transição de <i>net metering</i> para <i>feed-in-tariff</i>	0,2 GW	760 GWh	8%	Prossumidores pagam taxa mínima (US\$25) para cobertura de custos fixos da rede de transmissão; não há remuneração pelo excedente de energia injetado na rede; há um conjunto de incentivos fiscais, tributários e financeiros do governo.
Nevada - USA	2017	<i>Net metering</i>	0,2 GW	372 GWh	1,03%	Incentivo por meio do Programa de Gerações Solares a partir da capacidade dos sistemas, e incentivo fiscal por meio da Isenção do Imposto sobre Propriedade de Sistemas de Energias Renováveis.
Nova York	2016	<i>Net metering</i>	0,6 GW	82 GWh	0,6%	A geração de energia excedente deixou de ser avaliada a preços de varejo e passou para custos evitados com a geração excedente. Apoio financeiro a consumidores residenciais, comerciais e industriais por meio do Programa NY Sun. Incentivo fiscal por meio do Sistema de Energia Solar Crédito de equipamento.
Japão	2016	<i>Feed-in-tariff</i>	32 GW	30,5 TWh	3,2%	Sistema de compra de energia injetada na rede com garantia do preço por 10 anos (sistemas até 10 kW) e 20 anos (sistemas acima de 10 kW). Benefício fiscal a partir da depreciação de 30% no primeiro ano das instalações fotovoltaicas.

Bélgica	2016	<i>Net metering</i>	3,43 GW	3,20 TWh	4%	Criação de tarifa específica para prossumidores.
França	2016	<i>Feed-in-tariff</i>	6,2 GW	8,3 TWh	1,4%	Incentivo fiscal para: a) aquisições de tecnologia de energia renovável; b) redução do Imposto sobre Valor Agregado de sistemas fotovoltaicos. Ainda em discussão sobre a criação de encargos específicos para os clientes de energia fotovoltaica, como uma tarifa de injeção de energia na rede.
Alemanha	2016	<i>Feed-in-tariff</i>	23 GW	28,5 TWh	5,5%	Ainda em discussão sobre a reforma do atual sistema de apoio às energias renováveis.
Itália	2016	<i>Net metering</i>	19,3 GW	17,8 TWh	6,2%	Incentivo por crédito tributário e revenda de energia direto do possuidor para o endereço do cliente por rede elétrica privada. Redução de taxa progressiva com inserção de tarifa fixa e tarifa por demanda para prossumidores.
Portugal	2015	<i>Feed-in-tariff</i>	0,2 GW	441 GWh	0,96%	Ainda em discussão sobre a expansão da geração distribuída, a discrepância entre receita e custos para o setor elétrico e a adaptação da estrutura tarifária.
Reino Unido	2017	<i>Feed-in-tariff</i>	4,54 GW	3,5 TWh	1,2%	Valores de tarifas de geração e inserção na rede progressivamente reduzidos.
Austrália (Victoria)	2016	<i>Feed-in-tariff</i>	300GW	6,3 GWh	1,58%	Criação de tarifas de demanda e introdução de tarifas de uso do sistema, ambas de forma opcional para clientes com uma demanda anual inferior a 40 MWh.

Fonte: Adaptado de Silva et al. (2019).

2.4 Energia fotovoltaica, seus desafios e oportunidades no Brasil

A energia elétrica no Brasil é altamente controlada pelo estado o que acaba gerando a expectativa de que o governo deve ser o responsável pela transição tecnológica para a energia fotovoltaica (CARSTENS; CUNHA, 2019). Assim o desenvolvimento da energia fotovoltaica fica dependente de políticas públicas e incentivos governamentais, como política tributária (por exemplo, no local onde o sistema for instalado haver redução de impostos; dedução do imposto de renda de pessoas físicas; dedução do imposto anual sobre a propriedade – IPTU); política de crédito para financiamento. Além disso, políticas que envolvam o setor privado, órgãos reguladores e governamentais, e instituições bancárias (CARSTENS; CUNHA, 2019).

Em relação às principais barreiras para expansão em escala da energia fotovoltaica no Brasil tem-se: (1) insuficiência de planejamentos para a instalação de usinas fotovoltaicas de energia; (2) falta de infraestrutura nas atuais redes de transmissão que ainda não têm capacidade de distribuir a eletricidade solar gerada em maior volume; (3) falta de mão-de-obra especializada desde a origem do projeto da usina solar até sua instalação, operação e manutenção; e (4) os impactos na biodiversidade (FRATE; BRANNSTROM, 2017). Ainda sobre as usinas fotovoltaicas, Frate e Brannstrom (2017) destacam o pequeno interesse de potenciais produtores de energia devido aos baixos preços dos leilões oferecidos para compra da energia gerada. A identificação dessas barreiras pode contribuir para a elaboração de políticas e estratégias em busca de ampliar a inserção da energia fotovoltaica no país.

Dentre os principais desafios da energia fotovoltaica no Brasil destacam-se: (1) falta de desenvolvimento de novas tecnologias; (2) baixa transferência de conhecimento; (3) escassez de profissionais qualificados e (4) pequena escala no mercado doméstico (CARSTENS; CUNHA, 2019). Além disso, para difundir a energia fotovoltaica no Brasil é preciso: (1) políticas específicas voltadas para energia fotovoltaica; (2) metas claras para o longo prazo; (3) incentivos fiscais e financeiros; (4) oportunidades mais atraentes para os investidores; e (5) cursos para treinamento de profissionais, sendo estas atividades interdependentes visto que o desenvolvimento de uma promove a estruturação das demais (CARSTENS; CUNHA, 2019).

2.5 Compensação da geração distribuída na tarifa de energia

Nos Estados Unidos, Satchwell, Mills e Barbose (2015a) e Satchwell, Mills e Barbose (2015b) pesquisaram as concessionárias e identificaram que a GD fotovoltaica corrói as receitas dessas empresas provocando futuros desinvestimentos e gera impacto negativo para a rentabilidade das concessionárias e seus investidores. Além disso, a queda nas vendas de serviços das concessionárias é maior do que a queda dos custos dos seus serviços fazendo com que a tarifação dos consumidores fique mais cara (SATCHWELL; MILLS; BARBOSE, 2015a). Com isso, há necessidade de alterar a regulação para mitigar esse efeito negativo e uma das alterações propostas trata da forma de tarifação. Satchwell, Mills e Barbose (2015b) identificaram que o retorno sobre patrimônio líquido (ROE) das concessionárias tem grande melhora quando elas passam de tarifa de energia volumétrica (clientes pagam pelo consumo de energia) para tarifa fixa (clientes pagam valor fixo pelo serviço elétrico que não varia com o uso), e melhora moderada quando a cobrança é por tarifa de demanda, embora esses efeitos sobre o ROE dependam também de circunstâncias específicas das concessionárias (como número de clientes e volume de vendas).

Ainda sobre os Estados Unidos, Picciariello et al. (2015b) identificaram que os subsídios cruzados entre consumidores e prosumidores é maior quando é aplicada a medição líquida combinada com tarifas volumétricas puras, e os subsídios cruzados são reduzidos na combinação de uma tarifa de custo-causalidade e a partir da quantidade de GD e de redes de

maior densidade (urbana). Com isso, cada vez mais aumenta a preocupação de como tratar os prossumidores de um ponto de vista tarifário (PICCIARIELLO et al., 2015b).

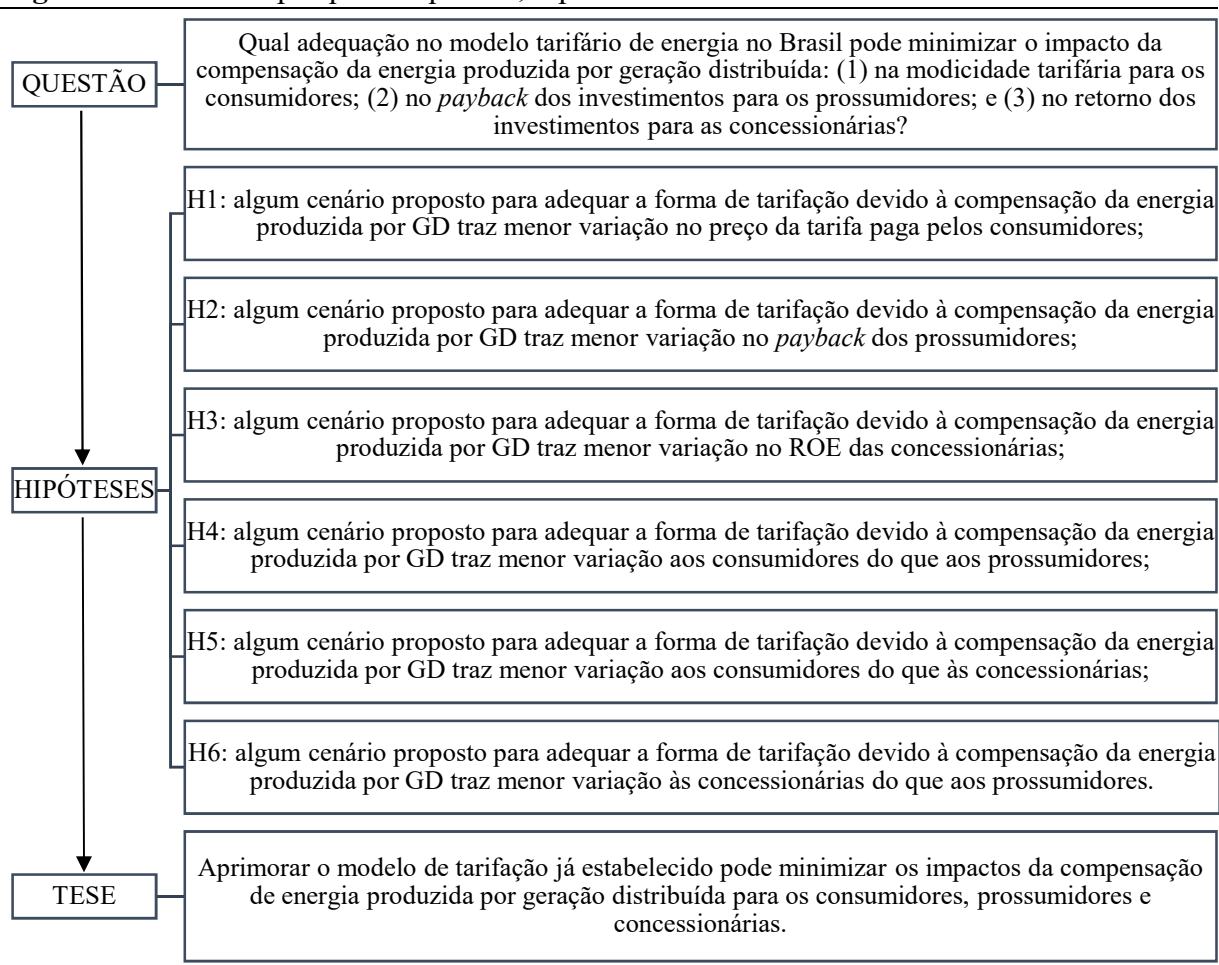
Na Itália, Sajjad et al. (2018) focaram nos prossumidores (*prosumers*) para pesquisar o impacto das tarifas *net-metering* no faturamento de moradores que produzem energia em um edifício residencial. Os resultados mostraram que com a implementação de tarifas em dois níveis (1 - consumo em horário de pico de segunda a sexta, e, 2 - fora do horário de pico, finais de semana e feriados) foram geradas economias com as tarifas de energia em comparação à tarifação convencional (medição de demanda sem geração fotovoltaica) no país.

No Brasil ainda não foram encontrados estudos sobre a compensação da geração distribuída na tarifa de energia, sendo que os estudos mais próximos estão voltados para a discussão sobre cobrança de consumo de energia a partir das tarifas monômnia - consumo de energia (R\$/kWh) abaixo de 2.300 volts, e binômnia - consumo com componente de demanda de potência (R\$/kW) e de consumo de energia (R\$/kWh) acima de 2.300 volts (ALVES FILHO et al., 2018; ANEEL, 2012; BAJAY et al., 2018; BRASIL, 1968; KONZEN; ANDRADE, 2016): (a) Com foco nas concessionárias, Konzen e Andrade (2016) identificaram que, com a tarifa binômnia, 40% das distribuidoras analisadas teriam o *payback* de seus investimentos com prazo dobrado (passaria da média de 11 anos para 22 anos), e, em 60% das distribuidoras analisadas, o investimento não se pagaria porque o *payback* seria maior que a vida útil (25 anos) do painel fotovoltaico instalado; (b) Sobre os consumidores, Alves Filho et al. (2018) identificaram que com a tarifa binômnia os consumidores do grupo A levam 5 anos para ter retorno do investimento do capital, e, com a tarifa monômnia levam 3,5 anos; (c) Ainda sobre consumidores, Figueiró et al. (2013) propuseram um modelo de estrutura tarifária para consumidores de baixa tensão a partir do consumo de energia em três intervalos diferentes de hora por dia (horários de pico, intermediário e fora do pico) – *smart grids* – e mostraram que, a partir do comportamento de consumo é possível chegar a uma economia de 3,8% a 12,1% na conta de energia.

2.6 Questão de pesquisa, hipóteses levantadas e tese defendida

Seguindo o pensamento de Stigler (1971) e Peltzman (1976) de que a regulação gera custos para uns e benefícios para outros, mas que o regulador não concede benefício máximo ao grupo vencedor pois leva em consideração os grupos que estão perdendo com a regulação, ou seja, busca conciliar os interesses de ambas partes (LOPES; IUDÍCIBUS, 2012), tem-se a questão de pesquisa, as hipóteses e a tese defendida do presente estudo na figura 1.

Figura 1: Síntese da pesquisa – questão, hipóteses e tese



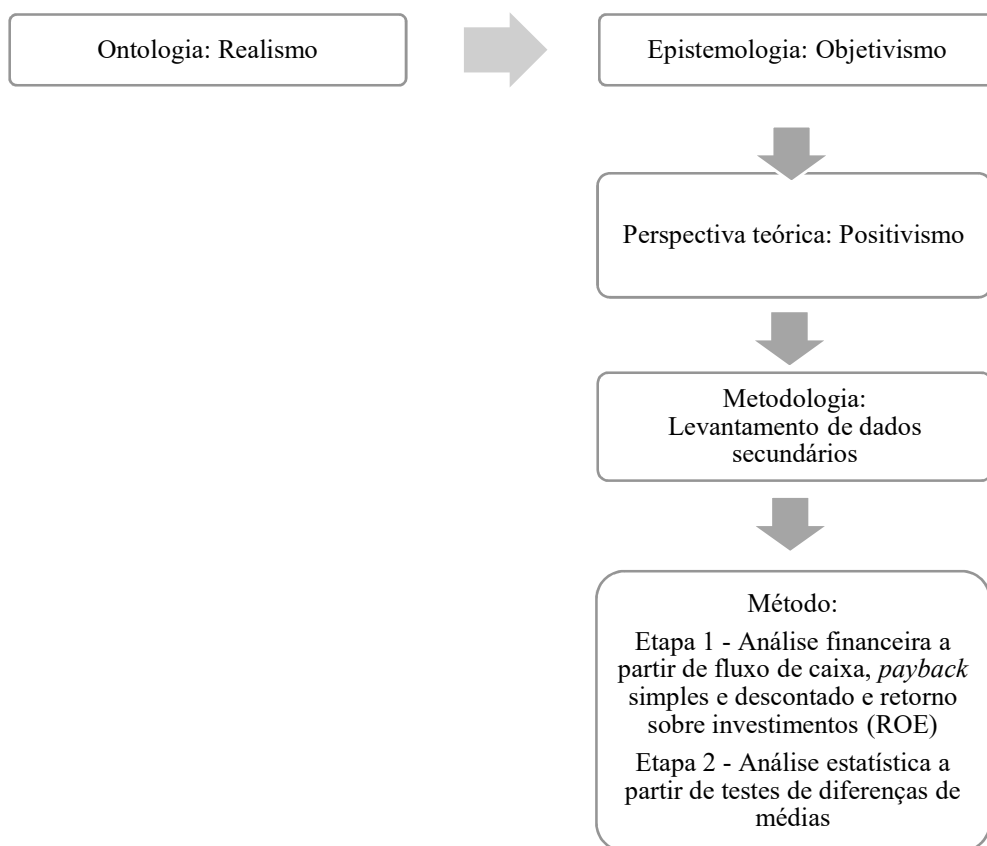
Fonte: Elaboração própria

Para investigar essas hipóteses (sintetizadas na figura 1) são comparados os valores (tarifas de energia para os consumidores, *payback* para prossumidores e ROE para concessionárias) antes e após a proposta de alteração da forma de tarifação advinda da compensação da energia produzida por GD. A proposta de alteração advém da Nota Técnica 62/2018 da ANEEL que elucida a compensação da GD a partir da alternância dos componentes que fazem parte da tarifa. Essa alternância foi distribuída em 6 cenários, o primeiro é o cenário base e os outros cinco se referem às propostas de alteração. Assim, no presente estudo a compensação da energia produzida por GD é analisada por meio da variação de cada cenário em relação ao cenário base.

3 ASPECTOS METODOLÓGICOS

3.1 Trajetória epistemológica

Na Figura 2 tem-se a trajetória epistemológica desta pesquisa:

Figura 2: Visão epistemológica do processo de pesquisa

Fonte: Adaptado de Crotty (1998, p.4)

A ontologia é a maneira de entender a natureza da existência de algo, e neste caso, está representada pelo realismo que afirma que as realidades existem fora da mente, ou seja, as realidades existem independente da consciência sobre elas (CROTTY, 1998). Na presente pesquisa a realidade está no setor energético ser regulado tanto por questões governamentais quanto por recursos energéticos limitados.

O realismo implica no objetivismo e este é uma noção epistemológica de entender o que significa a realidade que existe independente do conhecimento sobre ela, a partir do uso do método científico (CROTTY, 1998). Na presente pesquisa o objetivismo está caracterizado pela forma como se busca a explicação para o problema pesquisado, com separação entre o sujeito pesquisador e o objeto a ser estudado.

A perspectiva teórica ou abordagem do presente estudo é o positivismo, que tem por base a lógica hipotética-dedutiva com utilização do método científico para testar empiricamente hipóteses advindas de teorias científicas (CROTTY, 1998).

A metodologia do presente estudo é o levantamento de dados secundários sobre as concessionárias, os consumidores e os prossumidores de energia. Os dados sobre as concessionárias e consumidores advêm da base de dados da ANEEL. Os dados dos prossumidores advêm das bases de dados da ANEEL, Empresa de Pesquisa Energética (EPE), Instituto de Pesquisa Econômica Aplicada (IPEA) e contribuições de participações sociais a consultas públicas e audiências públicas divulgadas pela ANEEL. De forma geral os dados advêm de relatórios contábeis, como o balanço patrimonial e a demonstração de resultados do exercício.

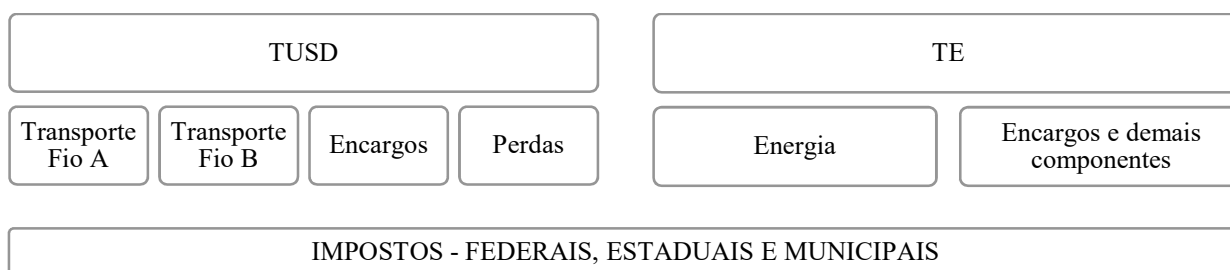
O método é constituído de duas etapas: (a) a primeira é a análise financeira para cálculo de *payback* (KONZEN; ANDRADE, 2016) dos prossumidores e retorno sobre os investimentos

das concessionárias (SATCHWELL; MILLS; BARBOSE, 2015b); (b) a segunda etapa é a comparação dos *paybacks* dos prosumidores, retornos das concessionárias e preços das tarifas dos consumidores a partir de teste de médias de antes e depois da alteração proposta pela nota técnica 62/2018 da ANEEL, conforme exposto no quadro 3 referente ao objeto de estudo.

3.2 Objeto de Estudo

O objeto de estudo é a forma de compensação da energia produzida pela geração distribuída através da tarifa de energia, sendo esta, de um lado, o custo da energia elétrica paga pelo consumidor e, de outro, a receita da concessionária de energia. A tarifa de energia engloba três componentes: (a) o custo da energia gerada (TE), (b) o custo de transporte de energia até as unidades consumidoras (TUSD) e (c) os encargos setoriais, mais os impostos: federais - PIS/COFINS, estaduais - ICMS, e municipais - Taxa de Iluminação Pública (ANEEL, 2016). No Quadro 2 tem-se um esboço dos componentes que representam a tarifa de energia:

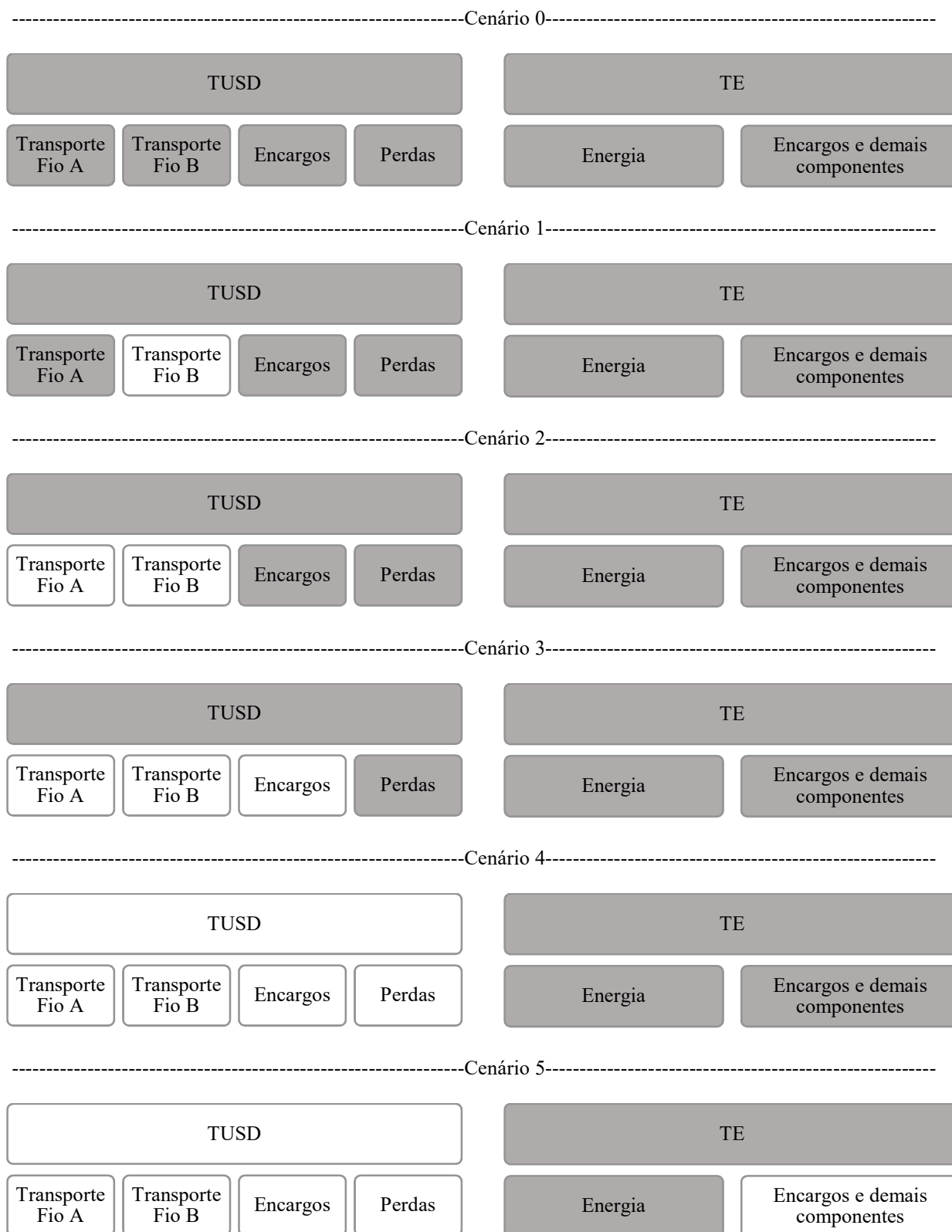
Quadro 2: Esboço dos componentes da tarifa de energia



Fonte: Adaptado dos Procedimentos de Regulação Tarifária (PRORET) Módulo 7: Estrutura Tarifária das Concessionárias de Distribuição (ANEEL, 2011) e da Nota Técnica nº 62/2018 de 25/05/2018 (ANEEL, 2018a)

A proposta desta tese é investigar o ajuste do modelo tarifário que proporcione equilíbrio (menor alteração para cada envolvido) entre a modicidade tarifária para o consumidor, o *payback* dos investimentos para o prosumidor e o retorno adequado dos investimentos às concessionárias devido à compensação da energia produzida por geração distribuída no Brasil. Para tal, a compensação da energia produzida é analisada a partir de seis cenários com alternância dos componentes que fazem parte da tarifa, conforme exposto no quadro 3:

Quadro 3: Cenários para compensação da produção de energia com geração distribuída a partir dos componentes (TUSD e TE) da tarifa de energia



Fonte: Adaptado dos Procedimentos de Regulação Tarifária (PRORET) Módulo 7: Estrutura Tarifária das Concessionárias de Distribuição (ANEEL, 2011) e da Nota Técnica nº 62/2018 de 25/05/2018 (ANEEL, 2018a).

Nota: destaque na cor cinza se refere aos componentes utilizados para compensação da energia produzida a partir da geração distribuída.

3.3 Procedimentos metodológicos

3.3.1 Amostra

A população do presente estudo compreende o setor de distribuição de energia elétrica no Brasil composto por 63 concessionárias. A amostra foi constituída por 51 concessionárias que possuem unidades consumidoras com geração distribuída e com disponibilidade de dados no ano de 2018. O quadro 4 contempla as concessionárias que compuseram a amostra do estudo. Os dados sobre as concessionárias e os consumidores advêm da base de dados da ANEEL. O acesso aos relatórios contábeis, como o balanço patrimonial e a demonstração de resultados do exercício - tanto com exigência pela legislação societária quanto pela regulatória, de cada concessionária foi a partir da Central de Informações Econômico-Financeiras da ANEEL. Os prossumidores são os de sistema fotovoltaico *on-grid* (conectado à rede elétrica) do grupo B1 (baixa tensão residencial), cujos dados advêm das bases de dados do Sistema de Geração Distribuída da ANEEL, Greener (empresa de pesquisa no setor de energia solar fotovoltaica), Empresa de Pesquisa Energética (EPE), Instituto de Pesquisa Econômica Aplicada (IPEA) e contribuições de participações sociais em consultas públicas e audiências públicas divulgadas pela ANEEL. O período de estudo partiu do ano base de 2018 em virtude da Nota Técnica 62/2028, com projeção para os próximos vinte e cinco anos devido à vida útil dos painéis fotovoltaicos, então o ano inicial foi 2018 e o final 2042.

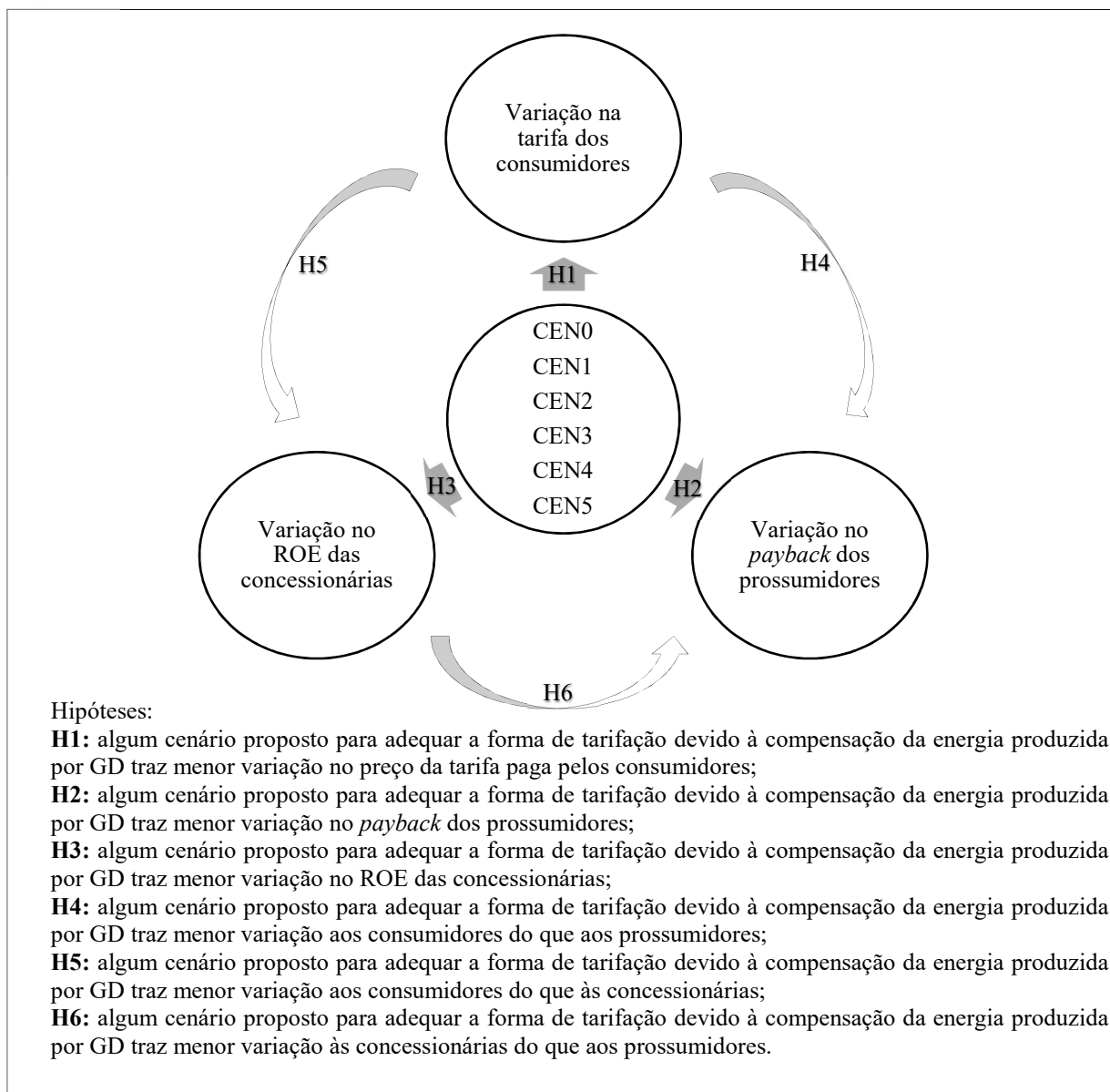
Quadro 4: resumo da amostra estudada - 51 concessionárias que possuem unidades consumidoras com geração distribuída e com disponibilidade de dados no ano de 2018.

Seq.	Distribuidora de energia	Sigla	Estado	Região	Tipo de capital
1	<u>AMAZONAS ENERGIA S.A</u>	AmE	AM	Norte	Privado
2	<u>RORAIMA ENERGIA S.A</u>	Boa Vista	RR	Norte	Privado
3	<u>COMPANHIA DE ELETRICIDADE DO AMAPÁ</u>	CEA	AP	Norte	Público (Estadual)
4	<u>COMPANHIA ENERGÉTICA DE ALAGOAS - CEAL</u>	Ceal	AL	Nordeste	Privado
5	<u>CEB DISTRIBUIÇÃO S.A.</u>	CEB-DIS	DF	Oeste	Público (Federal)
6	<u>COMPANHIA ESTADUAL DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA - CEEE-D</u>	CEEE-D	RS	Sul	Público (Estadual)
7	<u>CELESC DISTRIBUIÇÃO S.A</u>	Celeesc-DIS	SC	Sul	Público (Estadual)
8	<u>CELG DISTRIBUIÇÃO S.A.</u>	Celg-D	GO	Oeste	Privado
9	<u>CENTRAIS ELÉTRICAS DO PARÁ S.A. - CELPA</u>	Celpa	PA	Norte	Privado
10	<u>COMPANHIA ENERGÉTICA DE PERNAMBUCO</u>	Celpe	PE	Nordeste	Privado
11	<u>COMPANHIA ENERGÉTICA DO MARANHÃO</u>	Cemar	MA	Nordeste	Privado
12	<u>CEMIG DISTRIBUIÇÃO S.A</u>	Cemig-D	MG	Sudeste	Público (Estadual)
13	<u>COMPANHIA ENERGÉTICA DO PIAUÍ</u>	Cepisa	PI	Nordeste	Privado
14	<u>CENTRAIS ELÉTRICAS DE RONDÔNIA SA CERON</u>	Ceron	RO	Norte	Público (Federal)
15	<u>COMPANHIA HIDROELÉTRICA SÃO PATRÍCIO - CHESP</u>	Chesp	GO	Oeste	Privado
16	<u>Companhia Campolarguense de Energia</u>	Cocel	PR	Sul	Privado
17	<u>COMPANHIA DE ELETRICIDADE DO ESTADO DA BAHIA</u>	Coelba	BA	Nordeste	Privado
18	<u>COOPERATIVA ALIANÇA</u>	Cooperaliança	SC	Sul	Privado
19	<u>COPEL DISTRIBUIÇÃO S.A.</u>	Copel-DIS	PR	Sul	Público (Estadual)
20	<u>COMPANHIA ENERGÉTICA DO RIO GRANDE DO NORTE COSERN</u>	Cosern	RN	Nordeste	Privado
21	<u>COMPANHIA JAGUARI DE ENERGIA</u>	CPFL Jaguari	SP	Sudeste	Privado
22	<u>COMPANHIA PAULISTA DE FORÇA E LUZ</u>	CPFL Paulista	SP	Sudeste	Privado
23	<u>COMPANHIA PIRATININGA DE FORÇA E LUZ</u>	CPFL Piratininga	SP	Sudeste	Privado
24	<u>DME DISTRIBUIÇÃO S.A. - DMED</u>	DMED	MG	Sudeste	Público (Municipal)
25	<u>ENERGISA BORBOREMA - DISTRIBUIDORA DE ENERGIA S.A</u>	EBO	PB	Nordeste	Privado
26	<u>EMPRESA FORÇA E LUZ JOÃO CESA LTDA</u>	EFLJC	SC	Sul	Privado
27	<u>EMPRESA FORÇA E LUZ DE URUSSANGA LTDA</u>	Eflul	SC	Sul	Privado
28	<u>ELEKTRO REDES S.A.</u>	Elektro	SP	Sudeste	Privado
29	<u>COMPANHIA DE ELETRICIDADE DO ACRE</u>	Eletroacre	AC	Norte	Privado
30	<u>CENTRAIS ELÉTRICAS DE CARAZINHO SA</u>	Eletrocar	RS	Sul	Público (Municipal)

31	<u>ELETROPAULO METROPOLITANA ELETRICIDADE DE SÃO PAULO S.A.</u>	Eletropaulo	SP	Sudeste	Privado
32	<u>EMPRESA LUZ E FORÇA SANTA MARIA S/A</u>	ELFSM	ES	Sudeste	Privado
33	<u>ENERGISA MINAS GERAIS - DISTRIBUIDORA DE ENERGIA S.A.</u>	EMG	MG	Sudeste	Privado
34	<u>ENERGISA MATO GROSSO DO SUL - DISTRIBUIDORA DE ENERGIA S.A.</u>	EMS	MS	Oeste	Privado
35	<u>ENERGISA MATO GROSSO - DISTRIBUIDORA DE ENERGIA S.A.</u>	EMT	MT	Oeste	Privado
36	<u>COMPANHIA ENERGÉTICA DO CEARÁ</u>	Enel CE	CE	Nordeste	Privado
37	<u>AMPLA ENERGIA E SERVIÇOS S.A.</u>	Enel RJ	RJ	Sudeste	Privado
38	<u>ENERGISA NOVA FRIBURGO - DISTRIBUIDORA DE ENERGIA S.A.</u>	ENF	RJ	Sudeste	Privado
39	<u>ENERGISA PARAÍBA - DISTRIBUIDORA DE ENERGIA S.A</u>	EPB	PB	Nordeste	Privado
40	<u>ESPÍRITO SANTO DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA S.A.</u>	Escelsa - EDP ES	ES	Sudeste	Privado
41	<u>ENERGISA SERGIPE - DISTRIBUIDORA DE ENERGIA S.A</u>	ESE	SE	Nordeste	Privado
42	<u>ENERGISA SUL-SUDESTE - DISTRIBUIDORA DE ENERGIA S.A.</u>	ESS	SP	Sudeste	Privado
43	<u>ENERGISA TOCANTINS DISTRIBUIDORA DE ENERGIA S.A.</u>	ETO	TO	Norte	Privado
44	<u>FORÇA E LUZ CORONEL VIVIDA LTDA</u>	Forcel	PR	Sul	Privado
45	<u>HIDROPAN DISTRIBUICAO DE ENERGIA S.A.</u>	Hidropan	RS	Sul	Privado
46	<u>IGUAÇU DISTRIBUIDORA DE ENERGIA ELÉTRICA LTDA.</u>	Ienergia	SC	Sul	Privado
47	<u>LIGHT SERVIÇOS DE ELETRICIDADE S A</u>	Light	RJ	Sudeste	Privado
48	<u>MUXFELDT MARIN E CIA LTDA</u>	MuxEnergia	RS	Sul	Privado
49	<u>RGE SUL DISTRIBUIDORA DE ENERGIA S.A.</u>	RGE SUL	RS	Sul	Privado
50	<u>COMPANHIA SUL SERGIPANA DE ELETRICIDADE</u>	Sulgipe	SE	Nordeste	Privado
51	<u>NOVA PALMA ENERGIA LTDA</u>	Uhenpal	RS	Sul	Privado

3.3.2 Modelo de pesquisa e técnicas econométricas

Figura 3: Modelo para teste das hipóteses



Notas: elaboração própria. Variáveis: CEN0 = cenário 0; CEN1 = cenário 1; CEN2 = cenário 2; CEN3 = cenário 3; CEN4 = cenário 4; CEN5 = cenário 5, conforme especificado no “Quadro 3: Cenários para compensação da produção de energia com geração distribuída a partir dos componentes (TUSD e TE) da tarifa de energia”.

Para a execução do modelo, primeiro foi feita a estatística descritiva (média, mediana, desvio-padrão, mínimo e máximo), em sequência foi realizado o teste Jarque Bera (amostra maior que 50 observações) para identificar a normalidade na distribuição dos dados. Para as variáveis cujas observações apresentaram distribuição normal, o modelo foi executado a partir do teste T de *Student* (para identificação de diferença de médias) a fim de verificar a significância da diferença das médias da respectiva variável entre os cenários. Para as variáveis cujas observações não apresentaram distribuição normal, o modelo foi executado a partir do teste não paramétrico de Wilcoxon (para identificação de diferença de medianas) a fim de verificar a significância da diferença das medianas da respectiva variável entre os cenários.

3.3.3 Parâmetros considerados para estruturação da base de dados

Para atingir os objetivos desta pesquisa, a partir da coleta de dados no sítio eletrônico de cada instituição, a base de dados foi estruturada a partir dos seguintes parâmetros:

- 1) Redistribuição dos componentes do preço da tarifa de 2018 das concessionárias de energia nos cenários de 0 a 5, conforme instruções da Nota Técnica 62/2018;
- 2) Utilização da tarifa base de energia elétrica de cada concessionária em 2018, sem efeitos de bandeira tarifária e de impostos (PIS, COFINS, ICMS e contribuição de iluminação pública municipal);
- 3) Consideração de duas modalidades de inserção na rede da energia: a) inserção de toda energia gerada; b) inserção da energia gerada com simultaneidade de 30% entre geração e consumo de energia;
- 4) Considerou-se Sistema fotovoltaico residencial conectado à rede (*on-grid*) na modalidade junto à carga conforme prevê a REN 482;
- 5) Produção de energia fotovoltaica (kWh/kWp/ano) simulada, a partir de software específico, para as cinco regiões do Brasil: Norte = 1473 kWh/kWp/ano, Nordeste = 1673 kWh/kWp/ano, Centro-Oeste = 1551 kWh/kWp/ano, Sudeste = 1511 kWh/kWp/ano e Sul = 1356 kWh/kWp/ano;
- 6) Potência de 5 kWp no sistema fotovoltaico do cliente residencial de acordo com a média da potência instalada em 2018 (ANEEL, 2018b, 2018c);
- 7) Tempo de 25 anos de vida útil do painel fotovoltaico (ANEEL, 2018a, 2018b);
- 8) Investimento médio de R\$5.000,00/kWp no sistema fotovoltaico instalado na residência no ano de 2018 (ANEEL, 2018b; GREENER, 2019);
- 9) Perda de 1% ao ano da eficiência dos módulos fotovoltaicos (ANEEL, 2018b);
- 10) Custo anual com operação e manutenção (O&M) do sistema fotovoltaico estimado em 1% do investimento inicial (ANEEL, 2018b);
- 11) Reposição do inversor no 13º ano de funcionamento do sistema fotovoltaico com custo estimado de 15% do investimento inicial (ANEEL, 2018b);
- 12) Tempo de 25 anos para análise do fluxo de caixa do sistema fotovoltaico devido à vida útil do painel fotovoltaico, assim o primeiro ano de investimento analisado foi em 2018 em virtude da Nota Técnica 62/2018 e, devido à projeção de 25 anos, o último ano foi 2042;
- 13) O investimento inicial do sistema fotovoltaico foi realizado em parcela única no início do ano de 2018;
- 14) O fluxo de caixa foi reajustado pelo índice IGP-M de inflação a partir de 2019 conforme as projeções do Banco Central do Brasil;
- 15) A entrada anual no fluxo de caixa do prosumidor corresponde à energia evitada (ou custo evitado), ou seja, a economia na fatura de energia devido à produção do sistema fotovoltaico;
- 16) Para o *payback* descontado utilizou-se a taxa mínima de atratividade de 12% a.a. considerada em investimentos a longo prazo (ANEEL, 2018b);
- 17) A energia evitada pelo prosumidor é considerada como a receita adicional para a concessionária, sendo calculada a partir da quantidade de prosumidores em cada concessionária com expectativa de crescimento de 2,5% ao ano (EPE, 2019);
- 18) O valor dos custos que incidem sobre a receita adicional de cada concessionária foi estimado a partir da proporção do EBIT do ano base de 2018;
- 19) O resultado líquido foi projetado em 25 anos a partir da correção pelo IGP-M do resultado do ano base de 2018 e posteriormente acrescentou-se o resultado líquido da receita e custos adicionais com a energia evitada pelo prosumidor;
- 20) O patrimônio líquido foi projetado em 25 anos a partir da correção pelo IGP-M do patrimônio líquido do ano base de 2018 e acréscimo do resultado líquido com a energia evitada pelo prosumidor.

REFERÊNCIAS

ALVES FILHO, M. et al. **Estudo da viabilidade econômica dos sistemas fotovoltaicos dos consumidores do grupo A**. Congresso Brasileiro de Energia Solar. **Anais...** Gramado - Brasil: VII Congresso Brasileiro de Energia Solar, 2018 Disponível em: <<http://anaiscbens.emnuvens.com.br/cbens/article/view/563>>

ANEEL. **PRORET - Módulo 7: Estrutura Tarifária das Concessionárias de Distribuição, de 22 de novembro de 2011**. Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/documents/654800/14861179/PRORET+Submódulo+7+1+V1+-+Procedimentos+Gerais_atualizado+em+22.8.2012.pdf/da96c049-842a-4a56-a150-2a37b4f1b5c9?version=1.0>. Acesso em: 20 nov. 2018.

ANEEL. **Resolução Normativa nº 482, de 17 de abril de 2012**. Disponível em: <<http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2012482.pdf>>. Acesso em: 16 set. 2018.

ANEEL. **Geração Distribuída**. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/geracao-distribuida>>. Acesso em: 16 set. 2018.

ANEEL. **Como é composta a tarifa**. Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/conteudo-educativo/-/asset_publisher/vE6ahPFxsWHt/content/composicao-da-tarifa/654800?inheritRedirect=false>. Acesso em: 17 out. 2018.

ANEEL. **Nota Técnica nº 0062/2018 de 25/05/2018**. Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/consultas-publicas?p_p_id=consultaspublicasvisualizacao_WAR_AudienciasConsultasPortletportlet&p_p_lifecycle=2&p_p_state=normal&p_p_mode=view&p_p_cacheability=cacheLevelPage&p_p_col_id=column-2&p_p_col_count=1&_consultaspublicasvisu>. Acesso em: 10 nov. 2018a.

ANEEL. **Relatório de Análise de Impacto Regulatório nº 0004/2018-SRD/SCG/SMA/ANEEL**. Disponível em: <<https://www.aneel.gov.br/consultas-publicas-antigas>>. Acesso em: 10 jan. 2019b.

ANEEL. **Unidades Consumidoras com Geração Distribuída**. Disponível em: <https://www.aneel.gov.br/outorgas/geracao/-/asset_publisher/mJhnKli7qcJG/content/registro-de-central-geradora-de-capacidade-reduzida/655808?inheritRedirect=false&redirect=http%3A%2F%2Fwww.aneel.gov.br%2Foutorgas%2Fgeracao%3Fp_p_id%3D101_INSTANCE_mJhnKli7q>. Acesso em: 20 jul. 2019c.

AZIMOH, C. L.; DZOBO, O.; MBOHWA, C. **Investigation of net metering as a tool for increasing electricity access in developing countries**. IEEE Electrical Power and Energy Conference (EPEC) Investigation. **Anais...** 2017 Disponível em: <<http://onlinelibrary.wiley.com/doi/10.1109/EPEC.2017.8119492>>

BAJAY, S. et al. **Geração distribuída e eficiência energética: Reflexões para o setor elétrico de hoje e do futuro**. 1ª ed. Campinas: International Energy Initiative – IEI Brasil, 2018.

BASSO, L. F. C.; SILVA, M. R. Reflexões sobre a Regulamentação. **RAC - Revista de Administração Contemporânea**, v. 4, n. 2, p. 67–85, 2000.

BAYOD-RÚJULA, A. A. Future development of the electricity systems with distributed generation. **Energy**, v. 34, n. 3, p. 377–383, 2009.

BERG, S. V.; TSCHIRHART, J. **Natural Monopoly Regulation: principles and practice**. New York: Cambridge University Press, 1989.

BONBRIGHT, J. C. **Principles of Public Utility Rates**. [s.l.] Columbia University Press, New York, 1961.

BRADSHAW, A. Regulatory change and innovation in Latin America: The case of renewable energy in Brazil. **Utilities Policy**, v. 49, p. 156–164, 2017.

BRASIL. **Decreto Nº 62.724, de 17 DE maio de 1968**. Disponível em: <http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/decreto/Antigos/D62724.htm>. Acesso em: 16 set. 2018.

CARSTENS, D. D. DOS S.; CUNHA, S. K. DA. Challenges and opportunities for the growth of solar photovoltaic energy in Brazil. **Energy Policy**, v. 125, n. February 2018, p. 396–404, 2019.

CHAN, G. et al. Design choices and equity implications of community shared solar. **Electricity Journal**, v. 30, n. 9, p. 37–41, 2017.

CROTTY, M. **The foundations of social research: Meaning and Perspective in the Research Process**. Sidney: Sage Publications Ltda, 1998.

DARGHOOUTH, N. R.; BARBOSE, G.; WISER, R. The impact of rate design and net metering on the bill savings from distributed PV for residential customers in California. **ENERGY POLICY**, v. 39, n. 9, p. 5243–5253, 2011.

DARGHOOUTH, N. R.; BARBOSE, G.; WISER, R. H. Customer-economics of residential photovoltaic systems (Part 1): The impact of high renewable energy penetrations on electricity bill savings with net metering. **Energy Policy**, v. 67, p. 290–300, 2014.

EID, C. et al. The economic effect of electricity net-metering with solar PV: Consequences for network cost recovery, cross subsidies and policy objectives. **Energy Policy**, v. 75, p. 244–254, 2014.

EPE, E. D. P. E. **Plano Decenal de Expansão de Energia**. Disponível em: <<http://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/Documents/PDE2029.pdf>>. Acesso em: 15 jan. 2020.

FIANI, R. **Teoria da Regulação Econômica: Estado Atual e Perspectivas Futuras** Textos para discussão - Instituto de Economia da UFRJ. Rio de Janeiro - Brasil: [s.n.].

FIGUEIRÓ, I. C. et al. **Residential market facing the new challenges of application of energy hourly rate**. International Conference on the European Energy Market, EEM. **Anais...** Stockholm, Sweden: 10th International Conference on the European Energy Market (EEM), 2013

FRATE, C. A.; BRANNSTROM, C. Stakeholder subjectivities regarding barriers and drivers to the introduction of utility-scale solar photovoltaic power in Brazil. **Energy Policy**, v. 111,

n. December 2016, p. 346–352, 2017.

GREENER. **Estudo Estratégico - Mercado Fotovoltaico de Geração Distribuída - 2º Trimestre de 2019 - Tecnologias de Módulos**. Disponível em: <<https://www.greener.com.br>>. Acesso em: 30 nov. 2019.

HUGHES, L.; BELL, J. Compensating customer-generators: a taxonomy describing methods of compensating customer-generators for electricity supplied to the grid. **Energy Policy**, v. 34, n. 13, p. 1532–1539, 2006.

JOSKOW, P. L. Chapter 16 - Regulation of Natural Monopoly. In: POLINSKY, A. M.; SHAVELL, S. (Eds.). **Handbook of Law and Economics**. V2. ed. [s.l.] Elsevier, 2007. p. 1227–1348.

KAHN, A. **The Economics of Regulation: Principles and Institutions**. [s.l.] John Wiley & Sons, 1970. v. 1 and 2

KONZEN, G.; ANDRADE, G. N. **O efeito de uma tarifa binômica no retorno financeiro da microgeração fotovoltaica**. VI Congresso Brasileiro de Energia Solar. **Anais...Belo Horizonte - Brasil: 2016** Disponível em: <<http://www.abens.org.br/CBENS2016/anais/anais/index.htm>>

LÉVÊQUE, F. **Transport Pricing of Electricity Networks**. 1st. ed. Boston: Kluwer Academic Publishers, 2003.

LOPES, A. B.; IUDÍCIBUS, S. DE. **Teoria Avançada da Contabilidade**. 2 ed ed. [s.l.] Editora Atlas S.A., 2012.

MARTIN, N.; RICE, J. Solar Feed-In Tariffs: Examining fair and reasonable retail rates using cost avoidance estimates. **Energy Policy**, v. 112, n. August 2017, p. 19–28, 2018.

MELO, C. A.; JANNUZZI, G. D. M.; BAJAY, S. V. Nonconventional renewable energy governance in Brazil: Lessons to learn from the German experience. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 61, p. 222–234, 2016.

MOREIRA, E. B. **Direito Das Concessões De Serviço Público - Inteligência da Lei 8.987/1995**. 1ª Ed. ed. [s.l: s.n.].

PELTZMAN, S. **Toward a more general theory of regulation**. NBER Working Paper n° 133. Chicago: 1976

PEREIRA, M. G. et al. The renewable energy market in Brazil: Current status and potential. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 16, n. 6, p. 3786–3802, 2012.

PICCIARIELLO, A. et al. Distributed generation and distribution pricing: Why do we need new tariff design methodologies? **Electric Power Systems Research**, v. 119, p. 370–376, 2015a.

PICCIARIELLO, A. et al. Electricity distribution tariffs and distributed generation: Quantifying cross-subsidies from consumers to prosumers. **Utilities Policy**, v. 37, p. 23–33, dez. 2015b.

RICHTER, M. Business model innovation for sustainable energy: German utilities and renewable energy. **Energy Policy**, v. 62, p. 1226–1237, 2013a.

RICHTER, M. German utilities and distributed PV: How to overcome barriers to business model innovation. **Renewable Energy**, v. 55, p. 456–466, 2013b.

RODRÍGUEZ ORTEGA, M. P. et al. Distribution network tariffs: A closed question? **Energy Policy**, v. 36, n. 5, p. 1712–1725, 2008.

SAJJAD, I. A. et al. Net-Metering Benefits for Residential Customers: The Economic Advantages of a Proposed User-Centric Model in Italy. **IEEE Industry Applications Magazine**, v. 24, n. 4, p. 39–49, jul. 2018.

SAMPAIO, P. G. V.; GONZÁLEZ, M. O. A. Photovoltaic solar energy: Conceptual framework. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 74, n. June 2016, p. 590–601, 2017.

SATCHWELL, A.; MILLS, A.; BARBOSE, G. Regulatory and ratemaking approaches to mitigate financial impacts of net-metered PV on utilities and ratepayers. **Energy Policy**, v. 85, p. 115–125, 2015a.

SATCHWELL, A.; MILLS, A.; BARBOSE, G. Quantifying the financial impacts of net-metered PV on utilities and ratepayers. **Energy Policy**, v. 80, p. 133–144, 2015b.

SILVA, P. P. et al. Photovoltaic distributed generation – An international review on diffusion, support policies, and electricity sector regulatory adaptation. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 103, p. 30–39, abr. 2019.

STEVOVIĆ, I.; MIRJANIĆ, D.; STEVOVIĆ, S. Possibilities for wider investment in solar energy implementation. **Energy**, v. 180, p. 495–510, 2019.

STIGLER, G. J. The Theory of Economic Regulation. **The Bell Journal of Economics and Management Science**, v. 2, n. 1, p. 3, 1971.

STIGLER, G. J.; FRIEDLAND, C. What Can Regulators Regulate? The Case of Electricity. **Journal of Law and Economics**, v. 5, p. 1–16, 1962.

TIRYAKI, G. F. A independência das agências reguladoras e o investimento privado no setor de energia de países em desenvolvimento. **Economia Aplicada**, v. 16, n. 4, p. 683–709, 2012.

YATCHEW, A.; BAZILIAUSKAS, A. Ontario feed-in-tariff programs. **Energy Policy**, v. 39, n. 7, p. 3885–3893, 2011.

ZHAO, Z. Y. et al. Impacts of renewable energy regulations on the structure of power generation in China - A critical analysis. **Renewable Energy**, v. 36, n. 1, p. 24–30, 2011.