



GESEL

Grupo de Estudos do Setor Elétrico

UFRJ

Impactos Econômicos da Geração Distribuída e Proposições Regulatórias

Arthur Tavares
Francesco Tommasso
Felipe Arruda
Felipe Tenório
Guilherme Dantas
Job Figueiredo
Luiz Ozório
Mauricio Moszkowicz
Nivalde de Castro
Roberto Brandão

TDSE

Texto de Discussão do Setor Elétrico

nº 86

Dezembro de 2018

Rio de Janeiro



Texto de Discussão do Setor Elétrico

TDSE nº 86

**Impactos Econômicos da Geração Distribuída e
Proposições Regulatórias**

Arthur Tavares

Francesco Tommasso

Felipe Arruda

Felipe Tenório

Guilherme Dantas

Job Figueiredo

Luiz Ozório

Mauricio Moszkowicz

Nivalde de Castro

Roberto Brandão

Dezembro de 2018

ISBN: 978-85-7197-012-0

LISTA DE ILUSTRAÇÕES

Gráfico 1 –	Cenários de Difusão da Micro e Minigeração Fotovoltaica em Escala Nacional (2017-2030)	10
Gráfico 2 –	Curvas de Carga e Geração Diárias Típicas de um Consumidor com 604 kWh/mês de Consumo	11
Gráfico 3 –	Aumento Percentual da TUSD em Relação ao Cenário Base Ano a Ano (2018-2030)	12
Gráfico 4 –	Série Temporal do FCFE (R\$ Milhões) em Cenários Base e Sol Forte em Dia Frio	13
Gráfico 5 –	Valor Justo da Empresa sob Ambos os Cenários	13
Gráfico 6 –	Valor Presente do <i>Cost Shifting</i> Total sob o Cenário Sol Forte em Dia Frio	18
Gráfico 7 –	Aumento Percentual da TUSD em Relação ao Cenário Base Ano a Ano (2018-2030)	19
Gráfico 8 –	Série Temporal do FCFE (R\$ Milhões) em Cenários Base e Sol Forte em Dia Frio	19
Gráfico 9 –	Valor Justo da Participação Acionária sob o Cenário de Sol Forte em Dia Frio (R\$ Milhões)	20
Gráfico 10 –	Valor Presente do <i>Cost Shifting</i> Total sob o Cenário Sol Forte em Dia Frio	21
Gráfico 11 –	Aumento Percentual da TUSD em Relação ao Cenário Base Ano a Ano (2018-2030)	21
Gráfico 12 –	Série Temporal do FCFE (R\$ Milhões) em Cenários Base e Sol Forte em Dia Frio	22
Gráfico 13 –	Valor Justo da Participação Acionária sob o Cenário de Sol Forte em Dia Frio (R\$ Milhões)	22
Gráfico 14 –	Valor Presente do <i>Cost Shifting</i> Total sob o Cenário Sol Forte em Dia Frio	23
Gráfico 15 –	Aumento Percentual da TUSD em Relação ao Cenário Base Ano a Ano (2018-2030)	24
Gráfico 16 –	Série Temporal do FCFE (R\$ Milhões) em Cenários Base e Sol Forte em Dia Frio	24

Gráfico 17 –	Valor Justo da Participação Acionária sob o Cenário de Sol Forte em Dia Frio (R\$ Milhões)	25
Gráfico 18 –	Valor Presente do <i>Cost Shifting</i> Total sob o Cenário Sol Forte em Dia Frio	26
Gráfico 19 –	Aumento Percentual da TUSD em Relação ao Cenário Base Ano a Ano (2018-2030)	26
Gráfico 20 –	Série Temporal do FCFE (R\$ Milhões) em Cenários Base e Sol Forte em Dia Frio	27
Gráfico 21 –	Valor Justo da Participação Acionária sob o Cenário de Sol Forte em Dia Frio (R\$ Milhões)	27
Gráfico 22 –	Valor Presente do <i>Cost Shifting</i> Total sob o Cenário Sol Forte em Dia Frio	28
Gráfico 23 –	Aumento Percentual da TUSD em Relação ao Cenário Base Ano a Ano (2018-2030)	29
Gráfico 24 –	Série Temporal do FCFE (R\$ Milhões) em Cenários Base e Sol Forte em Dia Frio	29
Gráfico 25 –	Valor Justo da Participação Acionária sob o Cenário de Sol Forte em Dia Frio (R\$ Milhões)	30
Gráfico 26 –	Valor Presente do <i>Cost Shifting</i> Total sob o Cenário Sol Forte em Dia Frio	31
Gráfico 27 –	Aumento Percentual da TUSD em Relação ao Cenário Base Ano a Ano (2018-2030)	31
Gráfico 28 –	Série Temporal do FCFE (R\$ Milhões) em Cenários Base e Sol Forte em Dia Frio	32
Gráfico 29 –	Valor Justo da Participação Acionária sob o Cenário de Sol Forte em Dia Frio (R\$ Milhões)	33
Gráfico 30 –	Valor Presente do <i>Cost Shifting</i> Total até 2030 em Sol Forte em Dia Frio –Todas as Alternativas Tarifárias (R\$ Milhões)	34
Gráfico 31 –	Valor Presente da Totalidade das Faturas até 2030 em Sol Forte em Dia Frio –Todas as Alternativas Tarifárias (R\$ - 2017)	36
Gráfico 32 –	Valor Justo da Participação Acionária em Sol Forte em Dia Frio – Todas as Alternativas Tarifárias (R\$ Milhões)	36

SUMÁRIO

	INTRODUÇÃO	04
1	METODOLOGIA	09
2	MARCO INSTITUCIONAL ATUAL	12
2.1	RESULTADOS PARA O CENÁRIO SOL FORTE EM DIA FRIO	12
2.1.1	Impacto sobre os Consumidores Não Adotantes	12
2.1.2	Impacto sobre as Distribuidoras	12
3	PROPOSTAS TARIFÁRIAS	14
3.1	<i>NET METERING</i> ALTERNATIVO	14
3.2	<i>TWO WAY RATES</i>	15
3.3	<i>TIME OF USE TARIFF</i>	16
3.4	<i>FIXED CHARGE</i>	17
4	RESULTADO	18
4.1	RESULTADOS PARA O CENÁRIO SOL FORTE EM DIA FRIO – <i>NET METERING</i> ALTERNATIVO 1.....	18
4.1.1	Impacto sobre os Consumidores Não Adotantes	18
4.1.2	Impacto sobre as Distribuidoras	19
4.2	RESULTADOS PARA O CENÁRIO SOL FORTE EM DIA FRIO – <i>NET METERING</i> ALTERNATIVO 2.....	20
4.2.1	Impacto sobre os Consumidores Não Adotantes	20
4.2.2	Impacto sobre as Distribuidoras	22
4.3	RESULTADOS PARA O CENÁRIO SOL FORTE EM DIA FRIO – <i>TWO WAY RATES</i>	23
4.3.1	Impacto sobre os Consumidores Não Adotantes	23
4.3.2	Impacto sobre as Distribuidoras	24
4.4	RESULTADOS PARA O CENÁRIO SOL FORTE EM DIA FRIO – <i>TIME OF USE TARIFFS</i>	25
4.4.1	Impacto sobre os Consumidores Não Adotantes	25
4.4.2	Impacto sobre as Distribuidoras	26
4.5	RESULTADOS PARA O CENÁRIO SOL FORTE EM DIA FRIO – <i>FIXED CHARGE</i> 1.....	28
4.5.1	Impacto sobre os Consumidores Não Adotantes	28
4.5.2	Impacto sobre as Distribuidoras	29

4.6	RESULTADOS PARA O CENÁRIO SOL FORTE EM DIA FRIO – <i>FIXED</i> <i>CHARGE 2</i>	30
4.6.1	Impacto sobre os Consumidores Não Adotantes	30
4.6.2	Impacto sobre as Distribuidoras	32
	CONCLUSÃO	35
	REFERÊNCIAS	38

INTRODUÇÃO

Ao longo do Século XX, os sistemas elétricos desenvolveram-se sob o paradigma da geração centralizada¹ (MELHEM, 2013). Recentemente, o Setor Elétrico iniciou um processo de descentralização, a partir do surgimento de recursos energéticos distribuídos, mais notadamente da geração distribuída (GD) (MIT, 2016).

A geração distribuída é toda geração conectada à rede de distribuição, de pequena ou média escala, que ocorre nas proximidades do consumidor a quem é destinada, visando o suprimento parcial ou integral da demanda. Este tipo de geração comumente está conectado à rede de baixa tensão e possui capacidade instalada que pode variar de um kWp até alguns poucos MWp. Globalmente, entre 2010 e 2016, a capacidade conjunta dos sistemas de microgeração fotovoltaica (principal tecnologia de geração distribuída) em telhados residenciais quadruplicou, passando de pouco mais de 10 GWp para mais de 40 GWp. Se considerados conjuntamente empreendimentos comerciais e industriais de GD fotovoltaica, estima-se que capacidade já ultrapasse 120 GWp (IEA, 2017).

Em alguns países, já é possível avaliar o efeito da disseminação da geração distribuída. Na Alemanha, mais de 7% das residências já adotaram esta tecnologia, na Bélgica, os níveis são superiores a 4% e, no Havaí, a penetração é de, aproximadamente, 15%. A difusão também pode ser verificada por meio da capacidade instalada total de sistemas de microgeração fotovoltaica: aproximadamente 30 GWp na Alemanha, 2,7 GWp na Bélgica e 675 MWp no Havaí. Tanto na Alemanha quanto no estado do Havaí, os sistemas de GD fotovoltaica já são responsáveis, por atender a valores superiores a 5% da demanda elétrica total (IEA, 2017; EIA, 2018).

No Brasil, onde a regulação passou a permitir a micro/minigeração distribuída² a partir de 2012, os dados revelam uma difusão ainda incipiente. Segundo a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), em março de 2018, menos de 0,03% dos domicílios possuíam um

¹ Neste paradigma, a geração de energia elétrica ocorre em grandes usinas distantes do centro de carga e a energia é transportada através de linhas de transmissão e de distribuição até os consumidores finais. Esta configuração prevaleceu em função da conjugação de fatores técnico e econômicos, sobretudo economias de escala, que a fizeram como alternativa mais eficiente para o estabelecimento de sistemas elétricos.

² A microgeração é definida pelo marco regulatório atual como instalações inferiores a 75 kWp. Já os sistemas de minigeração podem atingir até 5 MWp

sistema de geração distribuída e a perspectiva para 2024 seria a de adoção por pouco mais de 1%. Considerados conjuntamente os sistemas de GD em domicílios e comércios, as estimativas apontam para cerca de 3,2 GWp de capacidade instalada para o mesmo ano³ (ANEEL, 2018).

Esse fenômeno de difusão da GD apresenta potenciais benefícios e impactos aos diversos stakeholders do Setor Elétrico. Verifica-se que o autoconsumo no mesmo momento da geração pode reduzir ou postergar a necessidade de investimentos em redes de transmissão e distribuição. No entanto, para que esse benefício se concretize, é necessário que exista coincidência entre a geração fotovoltaica e o momento da demanda de ponta do sistema⁴ (MELHEM, 2013; BANSAL, 2017).

Adicionalmente, o fato de a geração ocorrer próxima à carga pode implicar na redução de perdas técnicas. Este efeito pode ser observado através da entrada de pequenos volumes de geração distribuída e perdura até a difusão de volumes relativamente elevados, a partir dos quais ele pode potencialmente ser revertido, gerando o aumento do nível das perdas técnicas. Outros potenciais benefícios incluem a melhora da qualidade e segurança da energia consumida, redução de custos com serviços ancilares e redução de custos com geração centralizada (HAJDSAÏD & SABONNADIÈRE, 2011; MELHEM, 2013; BANSAL, 2017).

No mais, considerando que uma parcela expressiva da geração distribuída é proveniente de fontes renováveis, em particular a energia fotovoltaica, alguns benefícios sistêmicos (atribuídos às fontes renováveis) podem ser observados, destacando-se: (i) a redução da emissão de gases de efeito estufa; e (ii) uma maior intensidade, em geral, na geração de empregos em comparação às fontes convencionais a combustível fóssil (IRENA, 2016; IRENA, 2017.a; REN21, 2016).

Outro ponto a ser destacado são os custos sistêmicos relacionados à obrigatoriedade de o sistema interligado dispor de usinas com geração controlável capazes de compensar a variabilidade da geração fotovoltaica, a qual implica na necessidade de compensação por parte das fontes de geração firme e despachável. Assim, à medida em que as fontes variáveis passam a

³ A fonte fotovoltaica representa mais de 99% de todos os sistemas de geração distribuída e aproximadamente 80% da capacidade instalada.

⁴ Tipicamente, esta coincidência não ocorre em nível de baixa tensão da rede de distribuição. Por exemplo, na concessionária Energia Mato Grosso do Sul, a ponta é às 19:00.

ter uma participação significativa na matriz de geração, cresce a necessidade da geração de backup com determinadas características específicas: centrais capazes de responder com velocidade a bruscas oscilações de oferta de energia no curto prazo⁵. Estas centrais, operando sobretudo como backup, tendem a ter fator de capacidade baixo e alto custo médio de geração (IEA, 2014).

Dentre os impactos da GD, alguns dos mais relevantes são os de natureza econômico-financeira, resultantes de diversos fatores confluentes, como, por exemplo, os mecanismos regulatórios de incentivo à GD; as características dos serviços de distribuição baseados em custos fixos; e a estrutura das tarifas para consumidores da baixa tensão de natureza volumétrica. Esses potenciais impactos podem afetar diversos stakeholders do Setor Elétrico, sendo os principais deles as distribuidoras e os consumidores não adotantes da GD.

Por um lado, a difusão da GD pode afetar os fluxos de caixa das concessionárias de distribuição e sua capacidade operacional. Como a receita das distribuidoras é dependente do nível de consumo da energia fornecida por elas, sua redução afeta o fluxo de caixa no curto prazo até que as tarifas sejam revistas, quando, em um segundo momento, estas serão impactadas, reestabelecendo-se o reequilíbrio econômico-financeiro das concessionárias. Na prática, como a remuneração pelo uso da rede é feita por tarifa volumétrica, seus custos deixam de ser alocados corretamente entre os diferentes usuários, havendo a sua transferência dos adotantes de GD para os não adotantes.

No caso brasileiro, os consumidores que optam pela adoção da GD são faturados pelo sistema de compensação de energia, conhecido internacionalmente como *Net Metering*, que calcula o valor da fatura do consumidor de acordo com o volume líquido de energia elétrica demandada⁶. Como a tarifa da baixa tensão é de caráter volumétrico, esta redução do volume líquido consumido não apenas implica em menores dispêndios com aquisição de energia, como também em uma menor contribuição destes usuários com o custeio da rede e com o pagamento de encargos.

⁵ O grau com que isso ocorre depende do *mix* energético e da localização das fontes, que podem possuir perfis mais ou menos complementares.

⁶ A diferença entre a energia gerada pelo sistema e a energia injetada para a rede de distribuição.

Desta forma, é possível dizer que parte da atratividade da GD no modelo atual reside justamente na economia na remuneração do serviço de distribuição, inobstante o fato de o custo de produção da geração fotovoltaica em pequena escala ser elevado. No curto prazo, as distribuidoras são prejudicadas, uma vez que recebem menos pelo uso da rede, apesar de desempenharem uma função essencial para a viabilização do uso da GD. Em linhas gerais, as redes de distribuição acabam por funcionar como “baterias virtuais” que “armazenam” os excedentes de geração nos períodos do dia de sol forte e devolvem esta energia em outros períodos, particularmente à noite.

Porém, nos processos de reajustes e revisões tarifárias, ocorre a elevação da tarifa média, pois os custos fixos de rede passam a ser rateados por um volume inferior de energia. Esse aumento do nível da tarifa resulta em faturas proporcionalmente maiores para os consumidores não adotantes, caso estes permaneçam com o mesmo nível de consumo, criando um subsídio cruzado. Ou seja, os consumidores não adotantes passam a pagar por parte dos custos de rede que os consumidores adotantes de sistemas de GD deixam de pagar. Como resultado de tarifas mais elevadas, há um maior estímulo à adoção de sistemas de GD, o que pode resultar em tarifas crescentes. Assim, a GD, tal como regulada atualmente com o uso do *Net Metering* associado a tarifas essencialmente volumétricas, pode criar distorções de alocação entre os agentes, afetando em um primeiro momento as distribuidoras e posteriormente os consumidores não adotantes.

O *Net Metering* é um dos principais mecanismos de incentivo à GD ao redor do mundo, cumprindo o papel de incentivar a difusão desta tecnologia, até que apresente certo grau de maturidade. Outros mecanismos de incentivo também têm sido empregados, como o *Feed in Tariffs* e o *Net Billing*. Na maioria dos casos, porém, à medida em que a tecnologia passa a ser mais difundida e a apresentar custos decrescentes, os subsídios são gradualmente reduzidos ou eliminados. Isso tem acontecido com a regulação econômica da GD em muitos lugares do mundo. Na Alemanha, por exemplo, onde o mecanismo de remuneração da GD é por *Feed in Tariffs*, o valor de compensação da energia injetada na rede sofreu fortes reduções ao longo dos

anos. Hoje, o pagamento pela energia excedente injetada na rede de distribuição representa um quinto do valor no início do programa⁷ (FRAUENHOFF, 2017).

Vários estados norte americanos também têm revisto a remuneração da GD, ajustando as condições do *Net Metering* e incluindo, em muitos casos, uma cobrança de taxas fixas a serem pagas mensalmente ou anualmente pelos consumidores adotantes. Mais de 35 estados nos EUA pediram, durante o ano de 2016, para que essas taxas fixas fossem aumentadas em pelo menos 10% e 28 estados estudam alterações adicionais para o *Net Metering* (EQ RESEARCH, 2017).

Neste contexto, o presente TDSE visa apresentar resultados e propostas provenientes do projeto de P&D “Impactos dos Recursos Energéticos Distribuídos sobre o Setor de Distribuição”, cujo objetivo central é mensurar os efeitos econômicos da geração distribuída e propor medidas regulatórias capazes de mitigá-los.

Após esta introdução, será apresentada a metodologia utilizada no estudo. Em seguida, a Parte 3 traz simulações dos impactos econômico-financeiros à Energisa Mato Grosso do Sul (EMS) para o cenário de difusão mais intensa de geração distribuída com o marco regulatório vigente.

Na sequência, na Parte 4, são apresentadas algumas alternativas de tarifação baseadas na experiência internacional e em informações obtidas de reuniões técnicas com agentes do Setor Elétrico de diversos estados dos EUA⁸.

Por fim, na Parte 5, são demonstrados os resultados simulados sob o cenário de difusão mais intensa da GD para cada uma dessas alternativas tarifárias na área de concessão da EMS e, na Parte 6, são apresentadas as conclusões e considerações finais do estudo.

⁷ Hoje, paga-se pouco mais de 10 centavos de Euro. No início dos anos 2000, chegou a ser pago mais de 50 centavos de Euro.

⁸ Alguns desses agentes são os órgãos reguladores da Califórnia, de Nevada e do Havaí, assim como o *Rocky Mountain Institute* (RMI), uma organização de pesquisa sem fins lucrativos do estado do Colorado

1. METODOLOGIA

A fim de dimensionar os impactos econômico-financeiros da difusão da geração distribuída e a eficácia das propostas regulatórias formuladas sob a ótica dos diferentes stakeholders, foi desenvolvido um modelo financeiro que permite efetuar projeções e analisar diversos indicadores até o ano de 2030. Este modelo utiliza como inputs informações financeiras e operacionais da distribuidora analisada, a curva de difusão da GD até 2030 e um conjunto de diretrizes regulatórias. Para sua aplicação, foram efetuados estudos de casos com dados e projeções de custos da distribuidora Energisa Mato Grosso do Sul⁹.

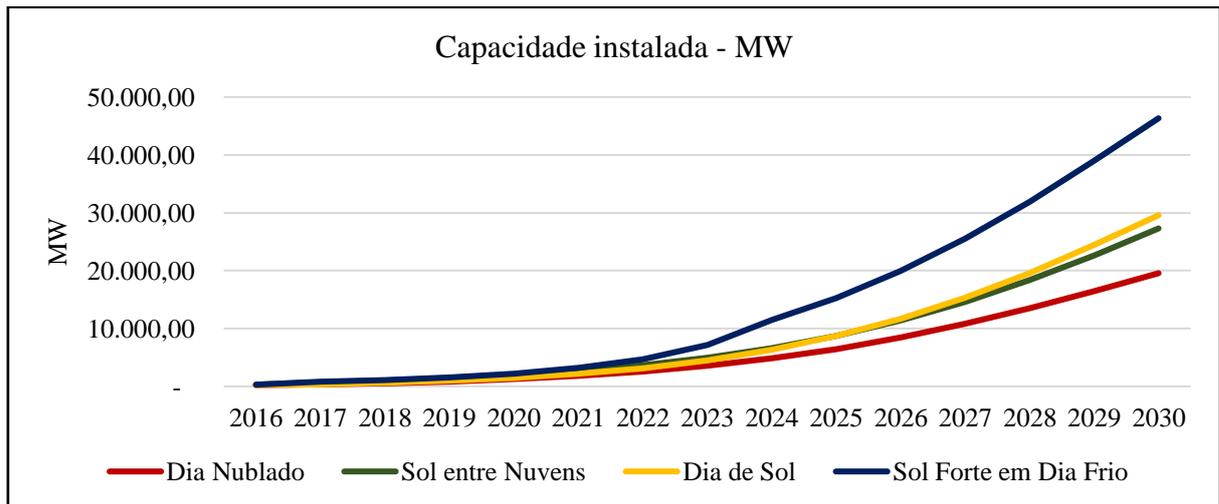
As curvas de difusão da GD foram fornecidas pelos quatro cenários de difusão do relatório técnico intitulado “Cenários de Difusão Fotovoltaica”¹⁰.

Os cenários foram denominados: “Sol Forte em Dia Frio”, “Dia de Sol”, “Sol entre Nuvens” e “Dia Nublado”, em ordem decrescente de nível de difusão. Os cenários estão ilustrados no Gráfico 1, onde se apresenta a capacidade instalada de micro e minigeração fotovoltaica, ano a ano.

⁹ No projeto de P&D, o simulador também foi aplicado às distribuidoras Energisa Minas Gerais e Energisa Borema

¹⁰ As curvas de difusão foram desenvolvidas com uma metodologia bastante consolidada que emprega o uso de curvas empíricas de adoção em função da atratividade financeira e da maturidade tecnológica. Cada cenário fornece uma curva de difusão e possui características de quedas de custos da tecnologia fotovoltaica e de comportamento das políticas públicas nacionais. No cenário “Dia Nublado”, a queda de custos é menos acelerada e não há maior envolvimento de políticas públicas de incentivo do que atualmente. No cenário “Sol Forte em Dia Frio”, há uma queda de custos mais acelerada e maior envolvimento de políticas públicas de incentivo. O cenário “Dia de Sol” é o resultado da combinação de uma trajetória de redução de custos acelerada e de manutenção dos incentivos à geração distribuída presentes hoje. Quanto ao outro cenário intermediário, “Sol entre Nuvens”, este resulta de uma trajetória de redução de custos menos acelerada e da intensificação das políticas públicas de incentivo à geração distribuída

Gráfico 1 – Cenários de Difusão da Micro e Minigeração Fotovoltaica em Escala Nacional (2017-2030)



Fonte: Relatório Técnico “Cenários de Difusão Fotovoltaica”

Como dados de saída, o modelo financeiro fornece a trajetória anual até o ano de 2030 de diversos itens do processo tarifário e de resultado da distribuidora, tais como a tarifa média dos consumidores cativos e livres e a evolução das Bases de Remuneração Líquida e Bruta, da Receita, do EBIT e da arrecadação de impostos (PIS/COFINS e ICMS).

Os impactos resultantes da difusão da GD são analisados sob os quatro cenários de difusão até 2030, obtidos com a utilização do modelo financeiro, a partir de duas óticas: (i) dos consumidores não adotantes de sistemas de GD; e (ii) das distribuidoras.

Pela ótica dos consumidores, são analisados (i) o volume total do *cost shifting*, sendo este definido como o montante, a valor presente, de todos os custos de rede; (ii) as perdas e os encargos transferidos dos prossumidores para os consumidores não adotantes; e (iii) o aumento percentual da Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição¹¹ (TUSD) em cada um destes cenários, em relação ao Cenário Base¹².

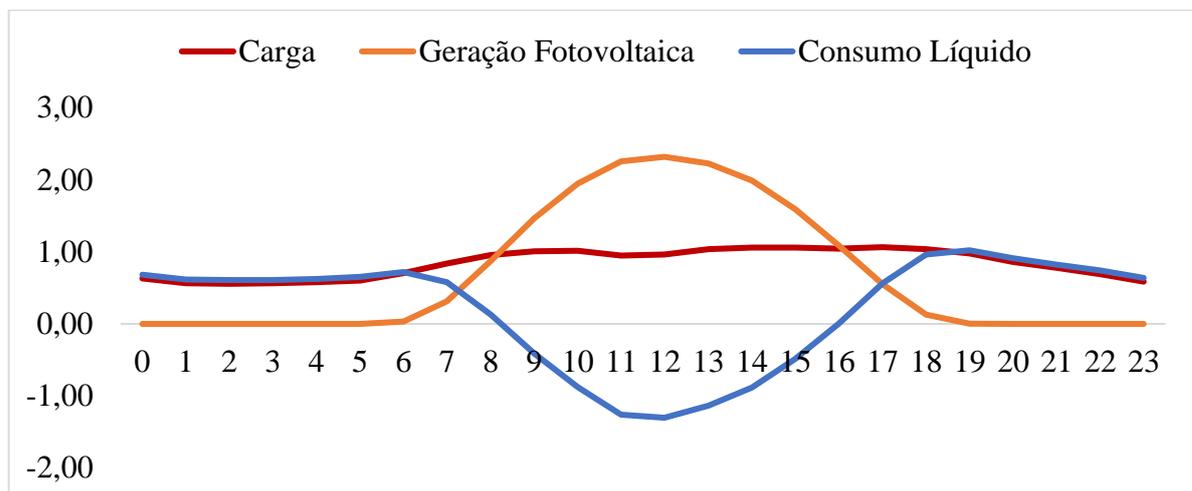
¹¹ Valor monetário unitário determinado pela ANEEL, em R\$/MWh, para a baixa tensão, utilizado para efetuar o faturamento mensal de usuários do sistema de distribuição de energia elétrica pelo uso do sistema

¹² As taxas de desconto intemporais utilizadas foram de 9,98% ao ano para os consumidores, a qual refletia a taxa de juro de longo prazo da Estrutura a Termo das Taxas de Juros Estimada, calculada pela Anbima em meados de 2017.

Pela ótica das distribuidoras, é analisado o impacto sobre o valor da firma (distribuidora), calculado a partir do valor presente do fluxo de caixa livre da mesma (*Free Cash Flow to Firm* - FCFF), descontado pelo custo médio ponderado do capital (*Weighted Average Cost of Capital* - WACC) regulatório de 12,26% ao ano, ao qual se subtrai o valor da dívida líquida, obtendo-se o valor justo da participação acionária (*Equity*).

Para o cálculo dos impactos com a aplicação das tarifas alternativas, foram empregados os fluxos horários de energia entre a rede e os sistemas de GD. Isso se deve ao fato de algumas alternativas tarifárias utilizarem critérios volumétricos aplicados apenas sobre o consumo, apenas sobre a geração ou variando com os horários desses fluxos. O Gráfico 2, abaixo, ilustra a relação entre as curvas de carga e de geração diárias para um consumidor com consumo mensal de 604 kWh e um sistema fotovoltaico de 4kWp, elaborada com base na campanha de medidas da baixa tensão da EMS, em 2017.

Gráfico 2 – Curvas de Carga e Geração Diárias Típicas de um Consumidor com 604 kWh/mês de Consumo



Fonte: Os próprios autores, 02 abr. 2019.

Nota-se que não há sincronismo entre os picos das curvas de carga e de geração do sistema fotovoltaico. A curva azul, que representa o consumo líquido, aponta para uma grande injeção de energia à rede durante o período da tarde, seguida por uma ponta de carga durante o horário de pico, em um momento em que o sistema fotovoltaico já não gera mais eletricidade (entre às 19:00 e 20:00).

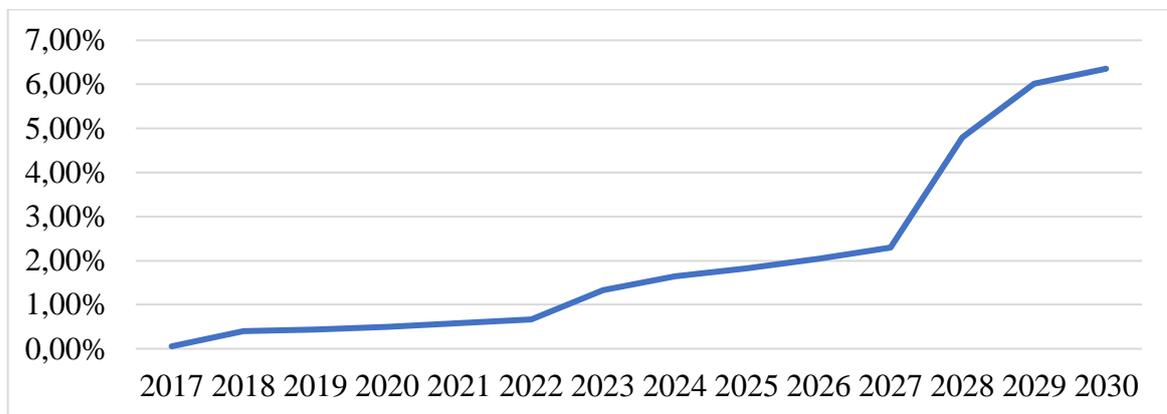
2. MARCO REGULATÓRIO ATUAL

2.1 RESULTADOS PARA O CENÁRIO SOL FORTE EM DIA FRIO

2.1.1 Impacto sobre os Consumidores Não Adotantes

O valor presente estimado até 2030 do *Cost Shifting* para consumidores não adotantes de geração distribuída no cenário Sol Forte em Dia Frio é de R\$ 228,2 milhões. O aumento percentual da TUSD em relação ao Cenário Base, devido ao *cost shifting*, é ilustrado pelo Gráfico 3.

Gráfico 3 – Aumento Percentual da TUSD em Relação ao Cenário Base Ano a Ano (2018-2030)



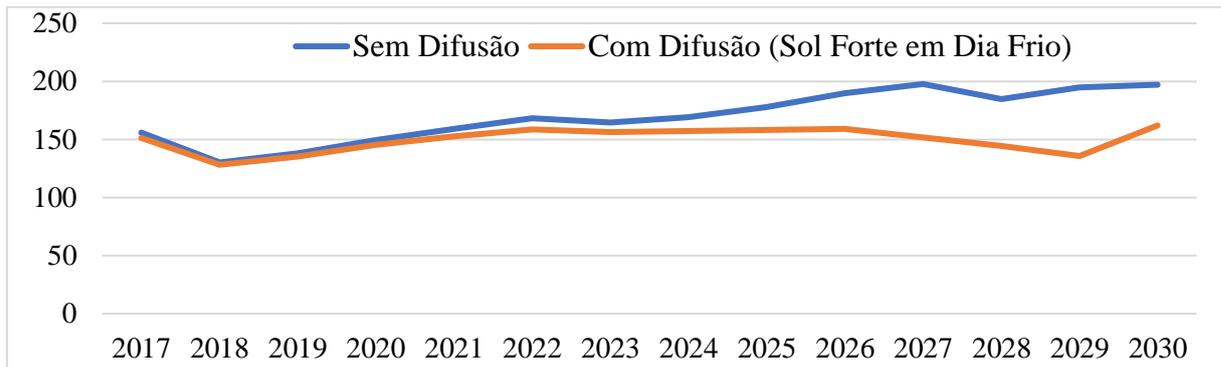
Fonte: Os próprios autores, 02 abr. 2019.

Ao final de 2030, conforme é possível ver pelo Gráfico 3, os consumidores não adotantes de geração distribuída estarão pagando pouco mais de 6% acima do que pagariam pelos custos de rede em um cenário sem difusão de geração distribuída.

2.1.2 Impacto sobre as Distribuidoras

O Gráfico 4 apresenta a série temporal do FCFF nos Cenários Base e de difusão elevada. Nota-se que o FCFF é sempre maior no Cenário Base em relação ao cenário Sol Forte em Dia Frio.

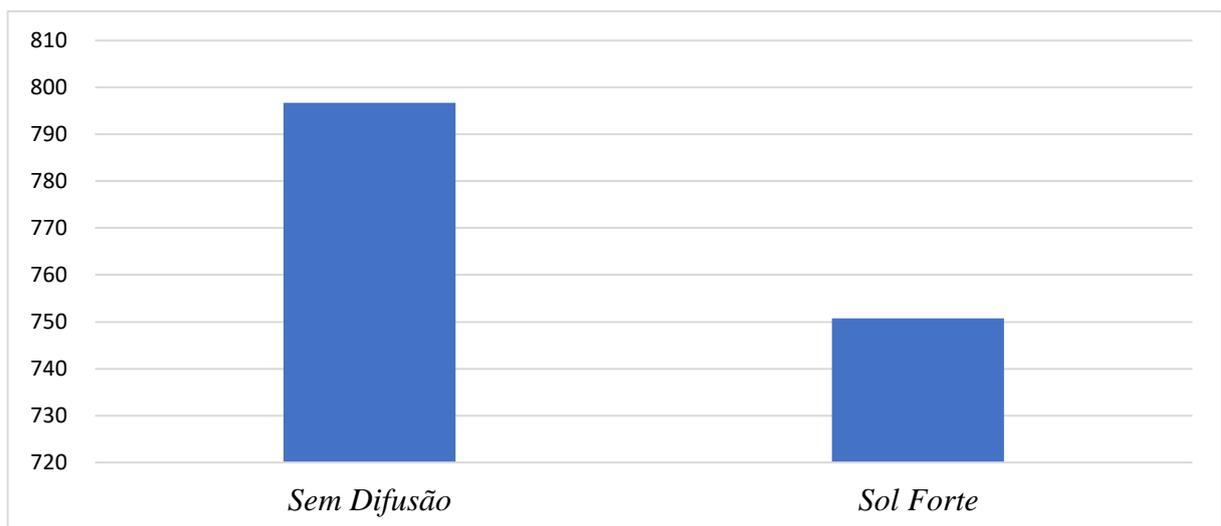
Gráfico 4 – Série Temporal do FCFF (R\$ Milhões) em Cenários Base e Sol Forte em Dia Frio



Fonte: Os próprios autores, 02 abr. 2019.

O Gráfico 5 ilustra o valor justo da participação acionária nos dois cenários. No Cenário Base, ele é de R\$ 797 milhões e passa para R\$ 751 milhões, no cenário Sol Forte em Dia Frio. A perda é de R\$ 46 milhões.

Gráfico 5 - Valor Justo da Empresa sob Ambos os Cenários



Fonte: Os próprios autores, 02 abr. 2019.

3. PROPOSTAS TARIFÁRIAS

Com base nas experiências internacionais de ajustes regulatórios para lidar com impactos da geração distribuída, foram formuladas as alternativas que se seguem.

3.1 *NET METERING* ALTERNATIVO

A característica central do *Net Metering* é a aplicação do faturamento sobre o consumo líquido de energia dos consumidores adotantes de GD, ou seja, a energia injetada na rede de distribuição é avaliada ao nível da tarifa de fornecimento das distribuidoras. Uma implicação imediata deste arranjo é que a energia injetada por esses sistemas é remunerada acima do preço médio da energia no atacado, visto que a tarifa de fornecimento de energia inclui custos de transmissão, de distribuição e encargos.

A contribuição que o consumidor adotante da GD realiza para o Setor Elétrico ao injetar energia na rede de distribuição é a de fornecer energia como qualquer outro gerador, com o recebimento de créditos pelo excedente da geração em relação ao consumo local. Ocorre que a rede de distribuição está sempre disponível para o seu consumo em caso de não haver geração.

Assim, ao ser remunerado pela tarifa de varejo quando injeta energia, o prosumidor está abatendo não apenas os custos de energia, mas também os custos de rede em igual montante. Ou seja, para cada kWh de energia injetada na rede, este consumidor tem abatido um kWh de custos de rede da sua fatura de energia elétrica e essa “compensação de custos de rede” origina um subsídio cruzado.

Uma forma de amenizar os impactos seria reduzir o tamanho do subsídio, permitindo a remuneração de parte dos custos da rede pelos prosumidores sem, no entanto, alterar substancialmente o atual esquema compensatório. O *Net Metering* Alternativo ancora-se no princípio de que os consumidores devem ser compensados pela energia que injetam na rede de distribuição, mas de uma maneira diferente do *Net Metering* atual. No *Net Metering* Alternativo, o sistema de compensação de energia teria o escopo limitado ao consumo líquido valorado ao componente TE da tarifa de varejo. Ao componente TUSD, por sua vez, seria aplicado o critério volumétrico sobre todo o consumo realizado a partir da rede. Desta maneira, o consumidor adotante de GD ainda seria isento do custo de rede (volumétrico) na injeção, mas não seria compensado por ele. Já o autoconsumo continuaria isento de tarifação.

Outra possível variação do *Net Metering* Alternativo seria eliminar a isenção do uso da rede para injeção de energia. Se o critério de alocação de custos de rede for volumétrico, pode-se argumentar que os custos de rede devem ser proporcionais ao volume total transportado pela rede de distribuição, incluindo a injeção.

As Equações 1 e 2 apresentam a tarifa final referente ao *Net Metering* Alternativo, nas suas duas versões, isentando ou não os custos volumétricos de rede pela injeção, respectivamente.

$$\text{Tarifa} = TE \times \text{Net Metering} + TUSD \times \text{Consumo Total} \quad (\text{eq. 1})$$

$$\text{Tarifa} = TE \times \text{Net Metering} + TUSD \times (\text{Consumo Total} + \text{Injeção Total}) \quad (\text{eq. 2})$$

3.2 TWO WAY RATES

Assim como para o caso do *Net Metering* Alternativo, o *Two Way Rates* permite a exclusão dos custos de rede da compensação da energia injetada pelos sistemas de GD. Este arranjo baseia-se no princípio de que os consumidores devem ser compensados, em energia, pela energia que injetam na rede de distribuição. Com o *Two Way Rates*, os consumidores seriam tarifados normalmente, de acordo com a tarifa de fornecimento de energia das distribuidoras, por todo o consumo que fizerem da rede de distribuição. A compensação por excedentes injetados na rede da distribuidora seria realizada por meio do abatimento de energia, semelhantemente ao *Net Metering*, mas com uma valoração diferente para a energia injetada. Novamente, o autoconsumo não seria tarifado.

Há diversas alternativas tarifárias para remunerar a injeção de energia pelos sistemas de GD. Caso ela seja remunerada a nível de TE, o arranjo de compensação se igualaria ao *Net Metering* Alternativo. No *Two Way Rates*, entretanto, é sugerido o uso do custo médio de compra do mix energético das distribuidoras (PMIX) para a remuneração da energia injetada na rede de distribuição. O objetivo é que a remuneração reflita os reais custos e benefícios da injeção da energia. A Equação 3 apresenta a tarifa final referente ao esquema de *Two Way Rates*.

$$\text{Tarifa} = \text{Tarifa de Fornecimento} \times \text{Consumo} - \text{Injeção} \times \text{PMIX} \quad (\text{eq. 3})$$

3.3 TIME OF USE TARIFFS

Uma terceira alternativa é associar ao *Two Way Rates* uma tarifa horária (*Time of Use Tariff*), como a Tarifa Branca¹³. Neste caso, o arranjo de medição e faturamento é igual ao do *Two Way Rates*, com a diferença deste esquema de compensação sendo a dinâmica da estrutura da tarifa de venda. O consumidor é faturado pelo consumo líquido da injeção para cada posto tarifário. Não se utiliza um único termo de troca, como o PMIX, mas sim os termos de troca de acordo com os postos tarifários da tarifa horária. O objetivo deste esquema de compensação é promover uma alocação de custos mais eficiente através do custo relativo das tarifas em diferentes horários, refletindo, assim, as condições de oferta e demanda de energia e de congestão das redes de transmissão e distribuição.

Tal tarifação incentivaria os consumidores a elevar o autoconsumo, que é uma das principais vantagens da geração distribuída a nível sistêmico, e, ao mesmo tempo, desincentivaria a adoção por aqueles consumidores incapazes de sincronizar substancialmente o consumo e a geração. Os efeitos desta medida não são óbvios, visto que ela gera um efeito dinâmico, ao afetar tanto a curva de carga dos consumidores que já adotaram a geração distribuída, como a expectativa de ganhos dos potenciais consumidores adotantes destes sistemas. A Equação 4 apresenta a tarifa de *Two Way Rates* associada a uma tarifa horária:

$$\text{Tarifa} = \Sigma \text{Tarifa no Posto } j \times \text{Consumo no Posto } j \quad (\text{eq. 4})$$

¹³ A Tarifa Branca é uma tarifa homologada pela ANEEL, com o objetivo de tornar a tarifa de fornecimento custo reflexiva, demonstrando as condições de oferta e demanda de energia e a intensidade de uso das redes de transmissão. Ela é composta por três postos tarifários: (i) ponta; (ii) intermediário; e (iii) fora de ponta. Tanto a TE quanto a TUSD apresentam valores distintos nos três postos. No posto de ponta, geralmente aplicado às três horas subsequentes às 18:00 dos dias úteis, a tarifa é mais elevada. No período intermediário, aplicado às horas imediatamente anterior e imediatamente subsequente ao posto de ponta, as tarifas são menos elevadas do que no posto de ponta, porém mais elevadas do que no posto fora de ponta. Por fim, no posto fora de ponta, as tarifas são as mais reduzidas. Em relação à tarifa convencional, o posto fora de ponta apresta uma tarifa inferior, enquanto que os outros dois postos da tarifa branca apresentam valores superiores (ANEEL, 2017)

3.4 *FIXED CHARGE*

Outra maneira de contornar o subsídio cruzado e permitir uma melhor alocação de custos entre os agentes é a aplicação de uma taxa fixa nas faturas dos consumidores adotantes de sistemas de GD, visando a remuneração das redes de transmissão e distribuição.

Um possível critério para o dimensionamento da taxa fixa seria a potência dos sistemas de GD (ou mesmo dos inversores destes sistemas), visto que a potência é um critério que costuma ser utilizado na tarifa binômia. A taxa poderia incluir, então, diversas rubricas de custos cuja alocação é distorcida sob o *Net Metering*, tais quais os custos de distribuição e transmissão e alguns encargos, como a Conta de Desenvolvimento Energético (CDE).

O presente TDSE utiliza duas variantes para o cálculo da taxa fixa baseada na potência do inversor do sistema de GD, com o objetivo de alocar custos de rede e alguns encargos. A tarifa resulta da Equação 5, abaixo, só variando o valor da taxa fixa:

$$\text{Tarifa} = \text{Tarifa de Fornecimento} \times \text{Net Metering} + \text{Taxa Fixa} \quad (\text{eq. 5})$$

A primeira variante para cálculo da taxa fixa, a “*Fixed Charge 1*”, cobre todos os custos da TUSD. A outra, a “*Fixed Charge 2*”, cobre apenas a remuneração do componente FIO B¹⁴ da TUSD.

¹⁴ O FIO B é um dos componentes da TUSD, que concentra os custos gerenciáveis das distribuidoras, tanto operacionais quanto de capital (ANEEL, 2017).

4. RESULTADOS

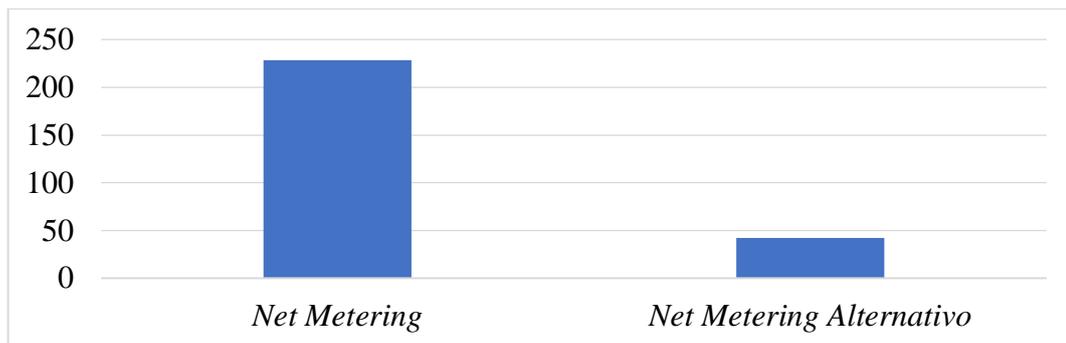
Esta parte do TDSE apresenta os resultados do modelo financeiro utilizando o cenário de maior penetração de geração fotovoltaica (Sol Forte em Dia Frio) em cada uma das alternativas tarifárias discutidas acima, sempre na EMS.

4.1 RESULTADOS PARA O CENÁRIO SOL FORTE EM DIA FRIO – *NET METERING* ALTERNATIVO 1

4.1.1 Impacto sobre os Consumidores Não Adotantes

O valor presente do *Cost Shifting* total até 2030, que havia sido estimado em R\$ 228,2 milhões com o *Net Metering*, passa a ser de R\$ 42,3 milhões com o *Net Metering* Alternativo 1, representando uma queda de R\$ 185,9 milhões, conforme apresentado no Gráfico 6.

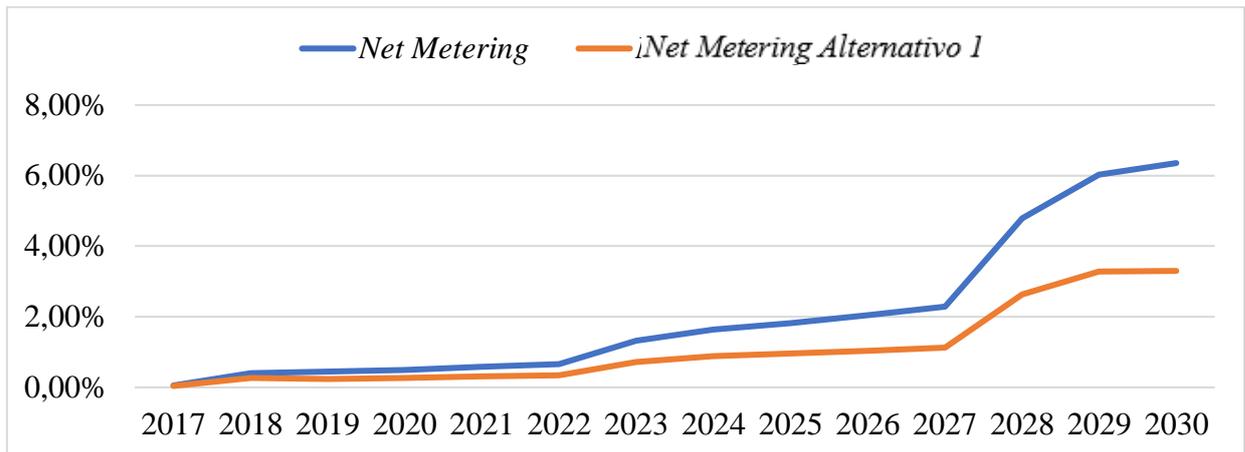
Gráfico 6 – Valor Presente do *Cost Shifting* Total sob o Cenário Sol Forte em Dia Frio



Fonte: Os próprios autores, 02 abr. 2019.

Ao final de 2030, conforme é possível ver pelo Gráfico 7, os consumidores não adotantes de geração distribuída estarão pagando, mantida a regulação atual, pouco mais de 6% acima do que pagariam pelos custos de rede no Cenário Base (sem aumento de difusão de geração solar). Sob o *Net Metering* Alternativo 1, o aumento é reduzido a 3% no mesmo ano.

Gráfico 7 – Aumento Percentual da TUSD em Relação ao Cenário Base Ano a Ano (2018-2030)

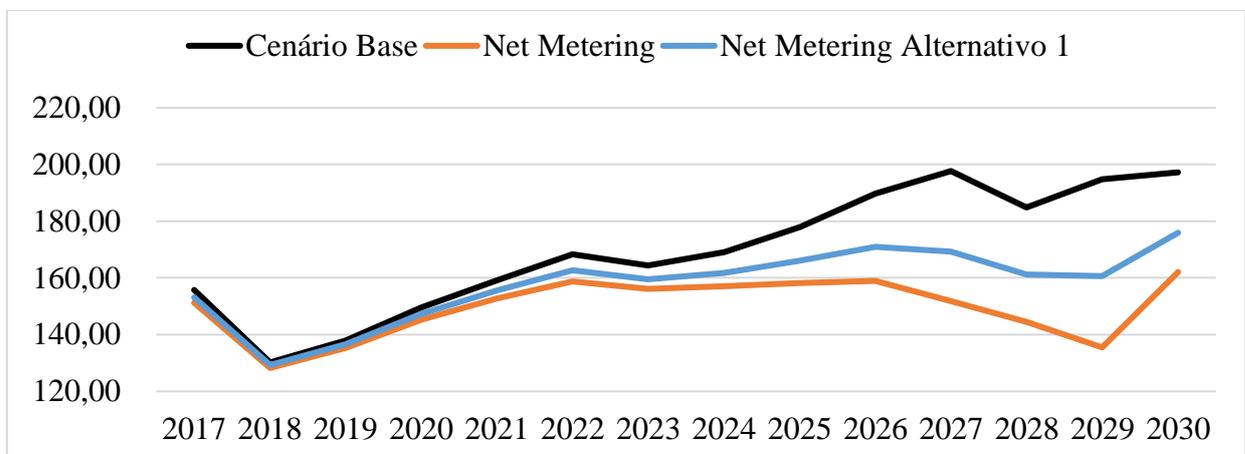


Fonte: Os próprios autores, 02 abr. 2019.

4.1.2 Impacto sobre as Distribuidoras

O Gráfico 8 apresenta a série temporal do FCFF com a aplicação do *Net Metering* e do *Net Metering Alternativo 1*. Nota-se que, com o *Net Metering Alternativo 1*, é possível preservar parcialmente o fluxo de caixa das distribuidoras, principalmente para elevados níveis de difusão da geração distribuída, como a partir de 2025.

Gráfico 8 – Série Temporal do FCFF (R\$ Milhões) em Cenários Base e Sol Forte em Dia Frio

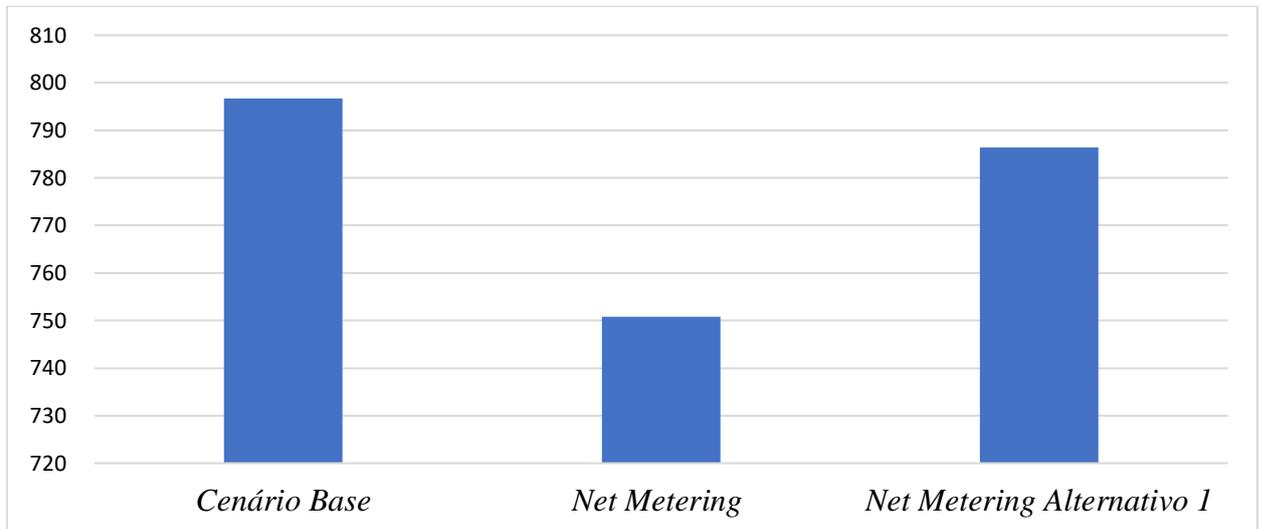


Fonte: Os próprios autores, 02 abr. 2019.

O Gráfico 9 ilustra o valor justo da participação acionária, definida como o VP do FCFF mais o VP da Base Líquida em 2030, menos a Dívida Líquida em dezembro de 2016, no Cenário

Base e sob os dois esquemas de compensação. Com o *Net Metering*, o valor justo da participação acionária é de R\$ 751 milhões, passando para R\$ 786 milhões com a aplicação do *Net Metering* Alternativo 1, ainda abaixo do valor no Cenário Base, que é de R\$ 797 milhões.

Gráfico 9 - Valor Justo da Participação Acionária sob o Cenário de Sol Forte em Dia Frio (R\$ Milhões)

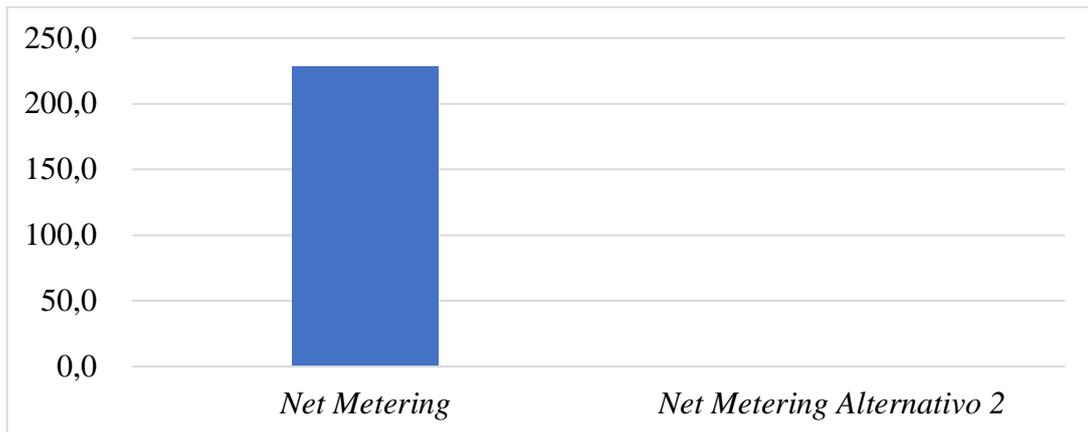


Fonte: Os próprios autores, 02 abr. 2019.

4.2 RESULTADOS PARA O CENÁRIO SOL FORTE EM DIA FRIO – *NET METERING* ALTERNATIVO 2

4.2.1 Impacto sobre os Consumidores Não Adotantes

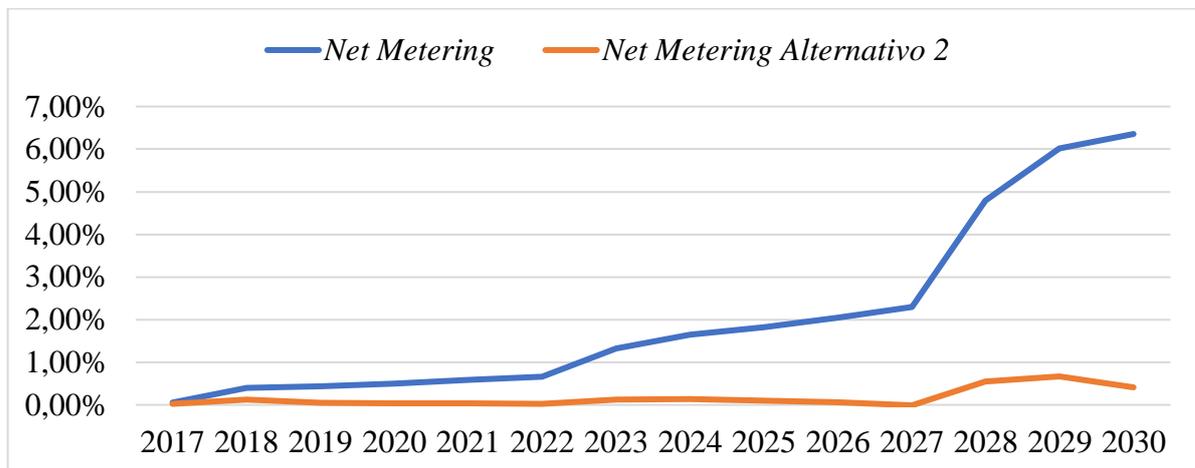
O valor presente do *Cost Shifting* total até 2030 foi de R\$ 228,2 milhões com o *Net Metering* e nulo com o *Net Metering* Alternativo 2, representando uma queda de R\$ 228,2 milhões, conforme demonstra o Gráfico 10.

Gráfico 10 – Valor Presente do *Cost Shifting* Total sob o Cenário Sol Forte em Dia Frio

Fonte: Os próprios autores, 02 abr. 2019.

Ao final de 2030, conforme é possível ver pelo Gráfico 11, os consumidores não adotantes de geração distribuída estarão pagando, mantido o *Net Metering* em sua forma atual, pouco mais de 6,36 % acima do que pagariam se não houvesse crescimento da geração distribuída. Sob o *Net Metering Alternativo 2*, o aumento é reduzido a 0,41 % até 2030.

Gráfico 11 – Aumento Percentual da TUSD em Relação ao Cenário Base Ano a Ano (2018-2030)

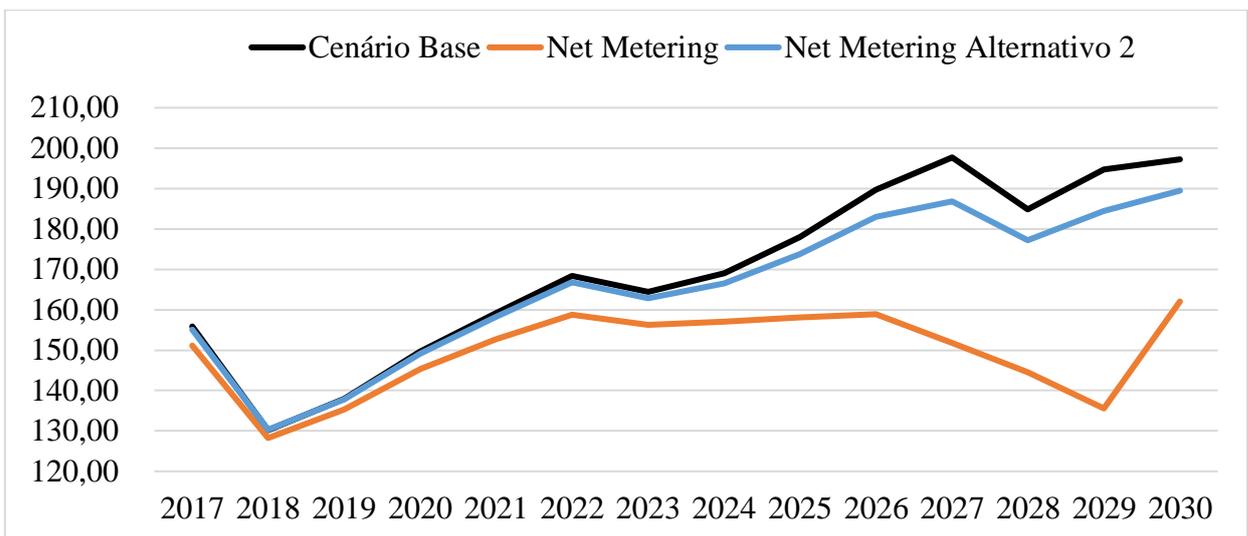


Fonte: Os próprios autores, 02 abr. 2019.

4.2.2 Impacto sobre as Distribuidoras

O Gráfico 12 apresenta a série temporal do FCFF com a aplicação do *Net Metering* e do *Net Metering* Alternativo 2. Nota-se que, com o *Net Metering* Alternativo 2, é possível preservar parcialmente o fluxo de caixa das distribuidoras, principalmente para elevados níveis de difusão da geração distribuída, como a partir de 2025.

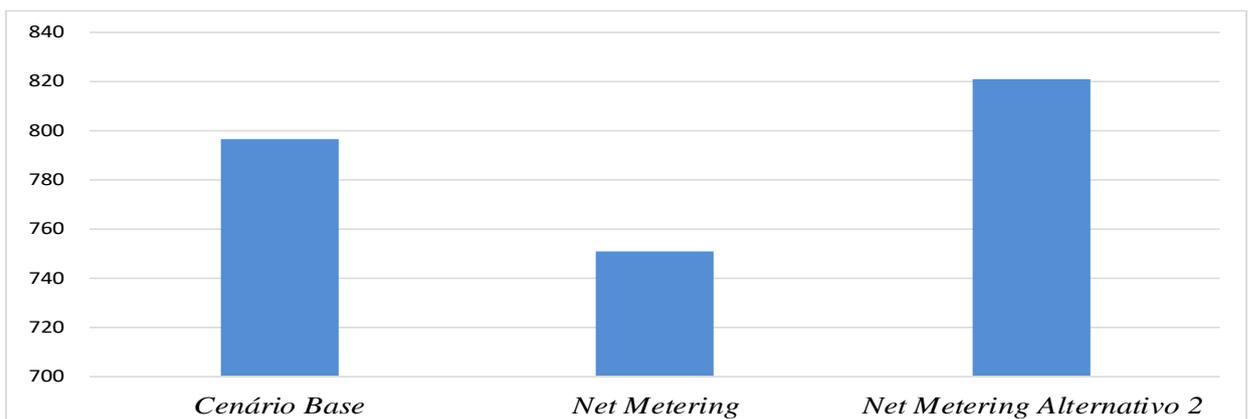
Gráfico 12 – Série Temporal do FCFF (R\$ Milhões) em Cenários Base e Sol Forte em Dia Frio



Fonte: Os próprios autores, 02 abr. 2019.

O Gráfico 13 apresenta o valor justo da participação acionária. Com o *Net Metering*, ele é de R\$ 751 milhões, passando para R\$ 821 milhões com a aplicação do *Net Metering* Alternativo 2 e superando o valor no Cenário Base, que é de R\$ 797 milhões.

Gráfico 13 - Valor Justo da Participação Acionária sob o Cenário de Sol Forte em Dia Frio (R\$ Milhões)



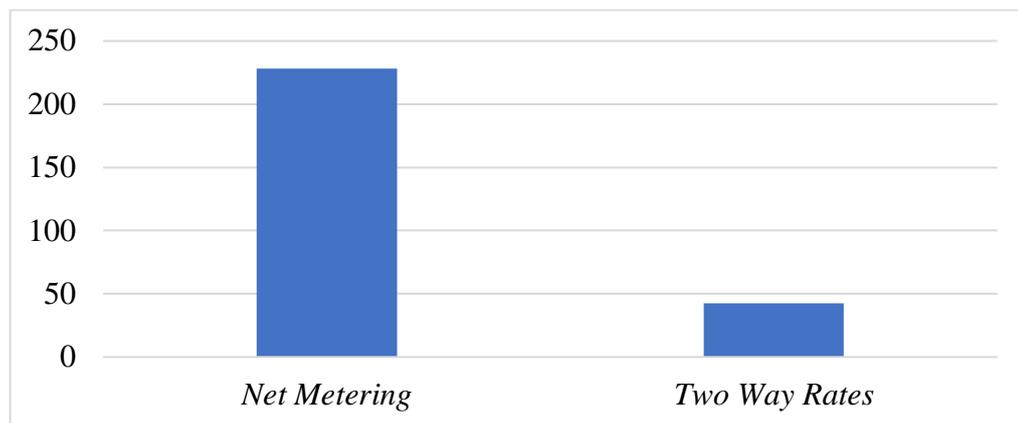
Fonte: Os próprios autores, 02 abr. 2019.

4.3 RESULTADOS PARA O CENÁRIO SOL FORTE EM DIA FRIO – *TWO WAY RATES*

4.3.1 Impacto sobre os Consumidores Não Adotantes

O valor presente do *Cost Shifting* total até 2030 foi de R\$ 228,2 milhões com o *Net Metering* e de R\$ 42,7 milhões com a *Two Way Rates*, representando uma queda de R\$ 185,6 milhões, conforme demonstra o Gráfico 14.

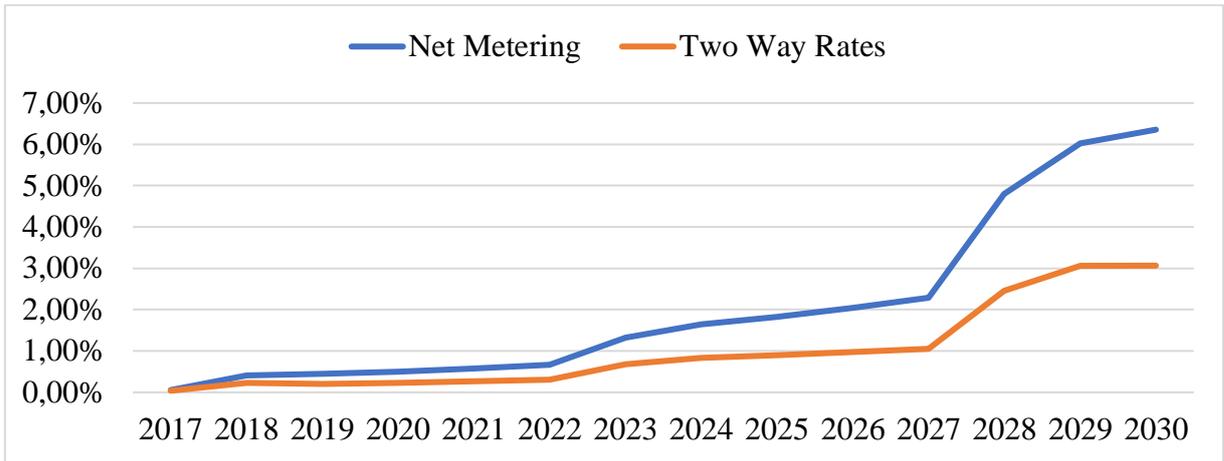
Gráfico 14 – Valor Presente do *Cost Shifting* Total sob o Cenário Sol Forte em Dia Frio



Fonte: Os próprios autores, 02 abr. 2019.

Ao final de 2030, conforme é possível ver pelo Gráfico 15, os consumidores não adotantes de geração distribuída estarão pagando pouco mais de 6% acima do que deveriam pagar pelos custos de rede em um cenário de difusão sob o *Net Metering*. Sob a *Two Way Rates*, o aumento é reduzido a 3% até 2030.

Gráfico 15 – Aumento Percentual da TUSD em Relação ao Cenário Base Ano a Ano (2018-2030)

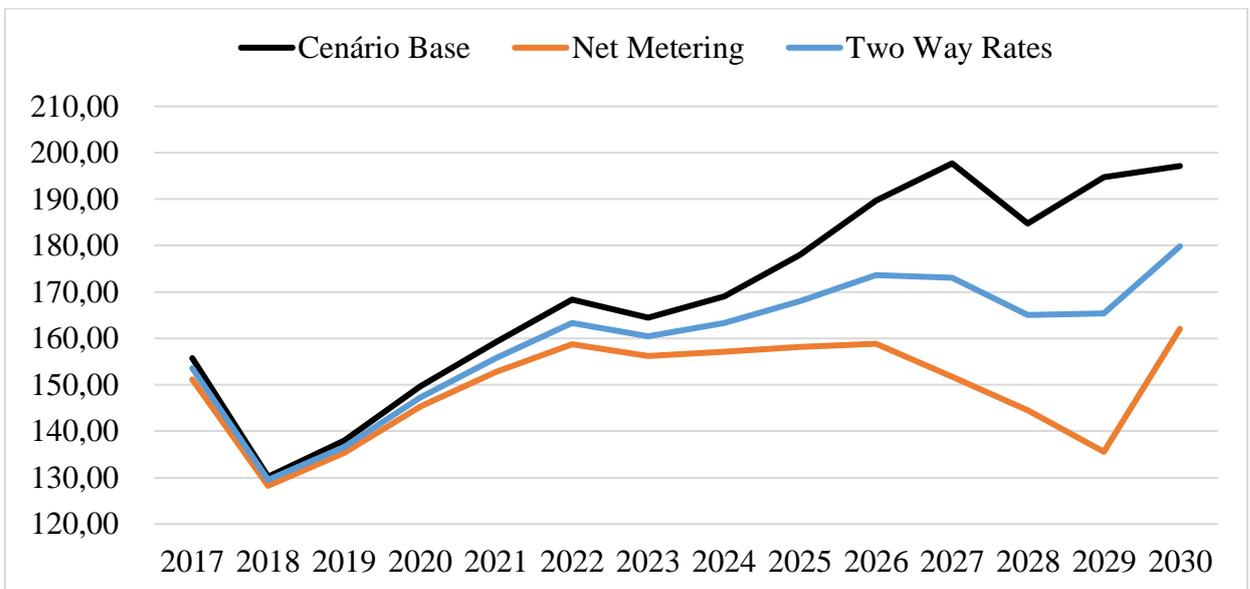


Fonte: Os próprios autores, 02 abr. 2019.

4.3.2 Impacto sobre as Distribuidoras

O Gráfico 16 apresenta a série temporal do FCFF com a aplicação do *Net Metering* e do *Two Way Rates*. Nota-se que, com o *Two Way Rates*, é possível preservar parcialmente o fluxo de caixa das distribuidoras, principalmente para elevados níveis de difusão da geração distribuída, como a partir de 2025.

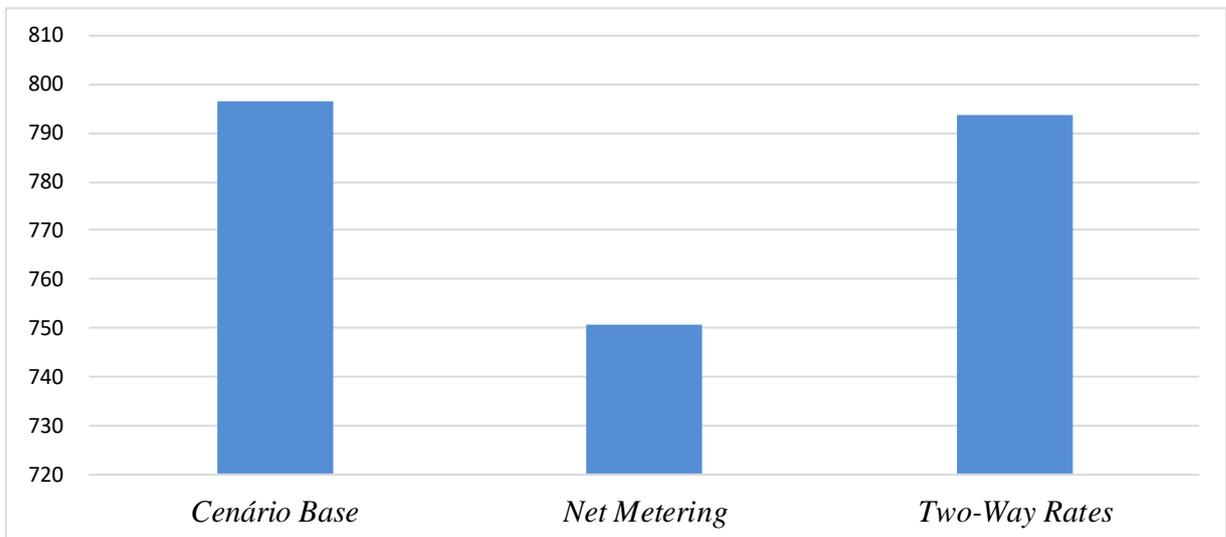
Gráfico 16 – Série Temporal do FCFF (R\$ Milhões) em Cenários Base e Sol Forte em Dia Frio



Fonte: Os próprios autores, 02 abr. 2019.

O Gráfico 17 ilustra o valor justo da participação acionária. Com o *Net Metering*, ele é de R\$ 751 milhões, passando para R\$ 794 milhões com a aplicação da *Two Way Rates*, ainda abaixo do valor no Cenário Base, que é de R\$ 797 milhões.

Gráfico 17 - Valor Justo da Participação Acionária sob o Cenário de Sol Forte em Dia Frio (R\$ Milhões)

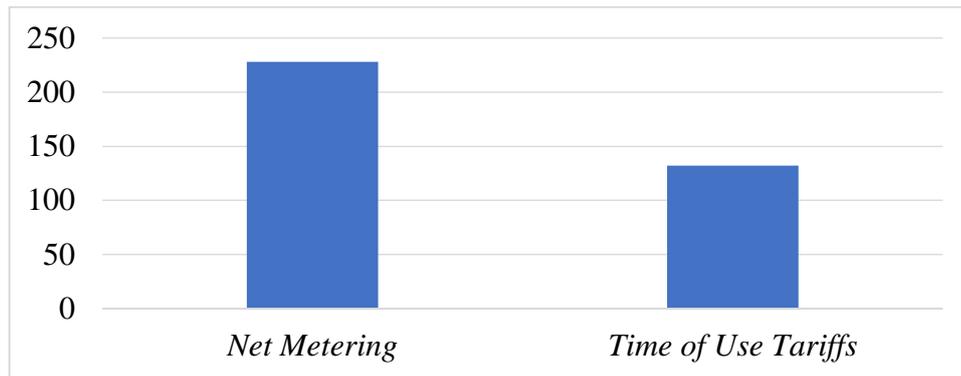


Fonte: Os próprios autores, 02 abr. 2019.

4.4 RESULTADOS PARA O CENÁRIO SOL FORTE EM DIA FRIO – *TIME OF USE TARIFFS*

4.4.1 Impacto sobre os Consumidores Não Adotantes

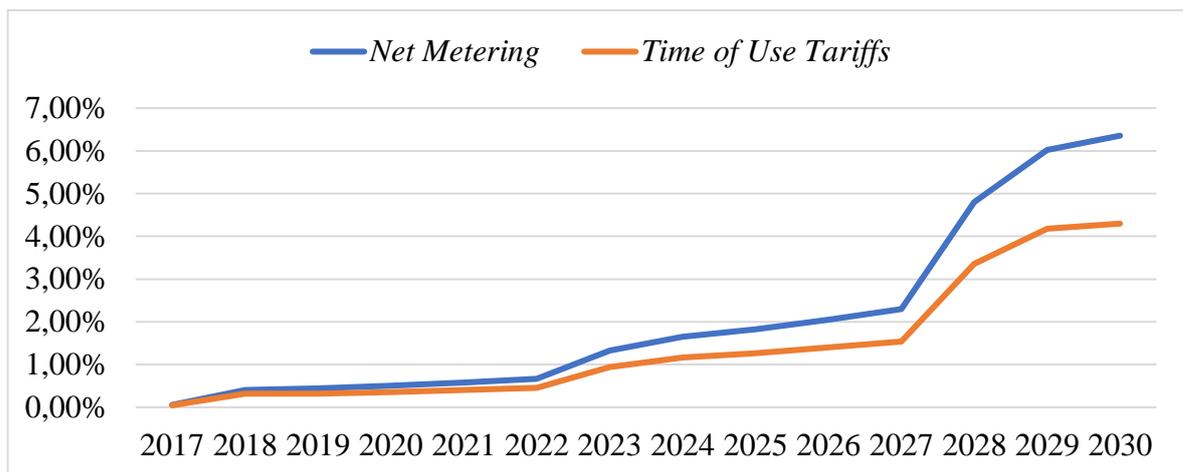
O valor presente do *Cost Shifting* total em relação ao Cenário Base até 2030 foi de R\$ 228,2 milhões com o *Net Metering* e de R\$ 131,9 milhões com a associação de *Time of Use Tariffs* ao *Net Metering*, representando uma queda de R\$ 96,3 milhões, conforme o Gráfico 18, abaixo.

Gráfico 18 – Valor Presente do *Cost Shifting* Total sob o Cenário Sol Forte em Dia Frio

Fonte: Os próprios autores, 02 abr. 2019.

Ao final de 2030, conforme é possível ver pelo Gráfico 19, os consumidores não adotantes de geração distribuída estarão pagando pouco mais de 6% acima do que deveriam pagar pelos custos de rede em um cenário de difusão sob o *Net Metering*. Com a associação de *Time of Use Tariffs* ao *Net Metering*, o aumento é reduzido a 4,3% até 2030.

Gráfico 19 – Aumento Percentual da TUSD em Relação ao Cenário Base Ano a Ano (2018-2030)



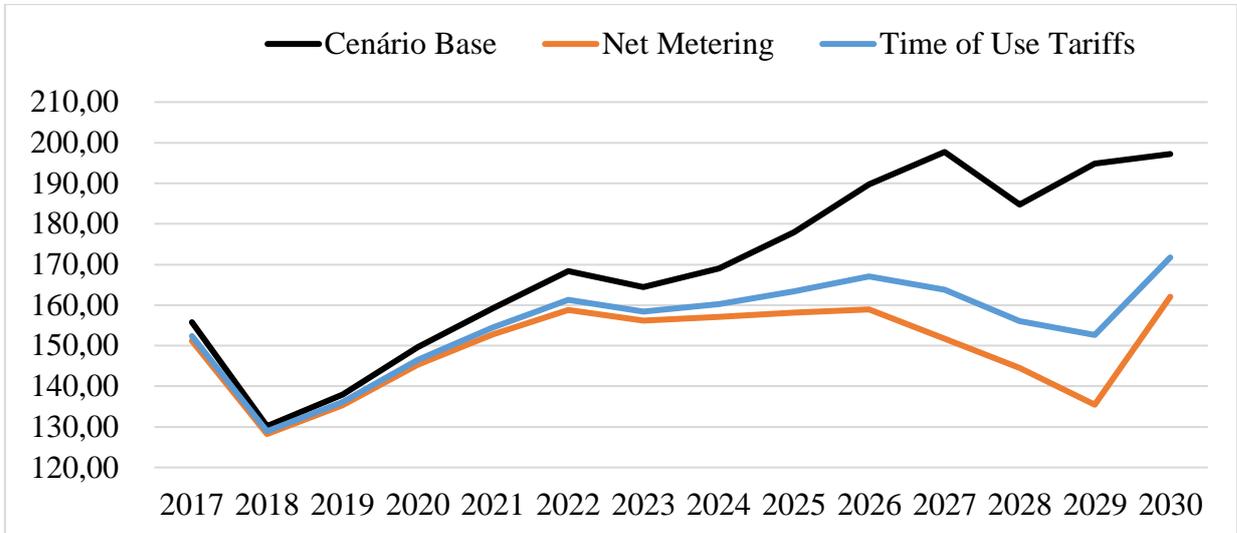
Fonte: Os próprios autores, 02 abr. 2019.

4.4.2 Impacto sobre as Distribuidoras

O Gráfico 20 apresenta a série temporal do FCFE com a aplicação do *Net Metering* e com a associação de *Time of Use Tariffs* ao *Net Metering*. Nota-se que, com a associação de *Time of Use Tariffs* ao *Net Metering*, é possível preservar parcialmente o fluxo de caixa das

distribuidoras, principalmente para elevados níveis de difusão da geração distribuída, como a partir de 2025.

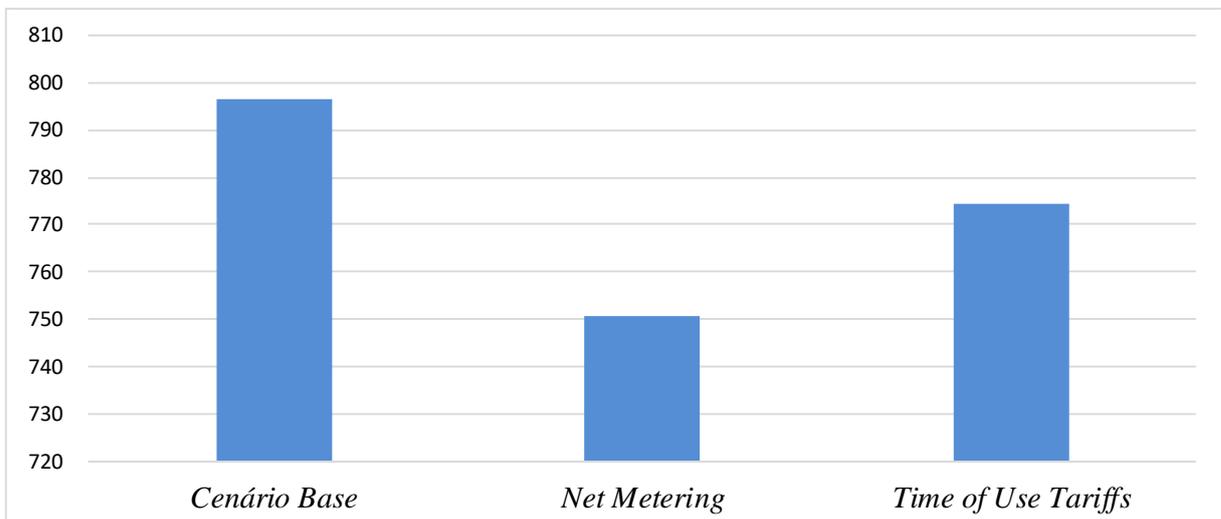
Gráfico 20 – Série Temporal do FCFF (R\$ Milhões) em Cenários Base e Sol Forte em Dia Frio



Fonte: Os próprios autores, 02 abr. 2019.

O Gráfico 21 ilustra o valor justo da participação acionária. Com o *Net Metering*, ele é de R\$ 751 milhões, passando para R\$ 775 milhões com a aplicação do *Time of Use Tariffs*, ainda abaixo do valor no Cenário Base, que é de R\$ 797 milhões.

Gráfico 21 - Valor Justo da Participação Acionária sob o Cenário de Sol Forte em Dia Frio (R\$ Milhões)



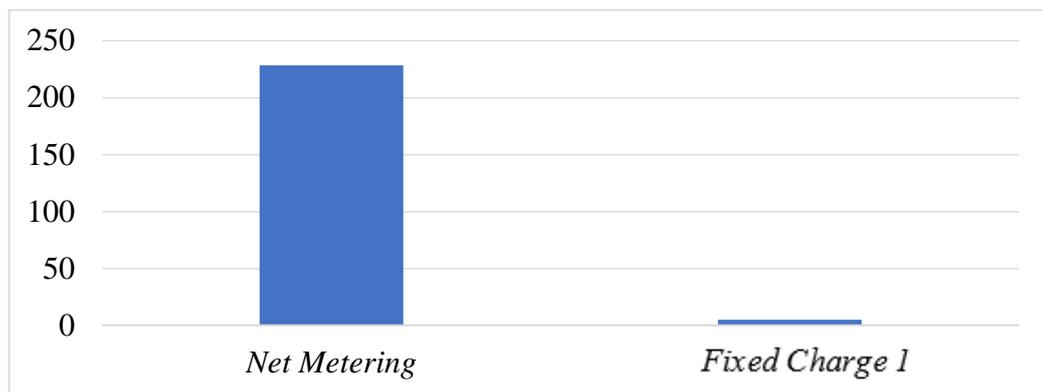
Fonte: Os próprios autores, 02 abr. 2019.

4.5 RESULTADOS PARA O CENÁRIO SOL FORTE EM DIA FRIO – *FIXED CHARGE 1*

4.5.1 Impacto sobre os Consumidores Não Adotantes

O valor presente do *Cost Shifting* total até 2030 em relação ao Cenário Base foi de R\$ 228,2 milhões com o *Net Metering* e de R\$ 4,9 milhões com a associação da *Fixed Charge 1* ao *Net Metering*, representando uma queda de R\$ 131,9 milhões, conforme o Gráfico 22, abaixo.

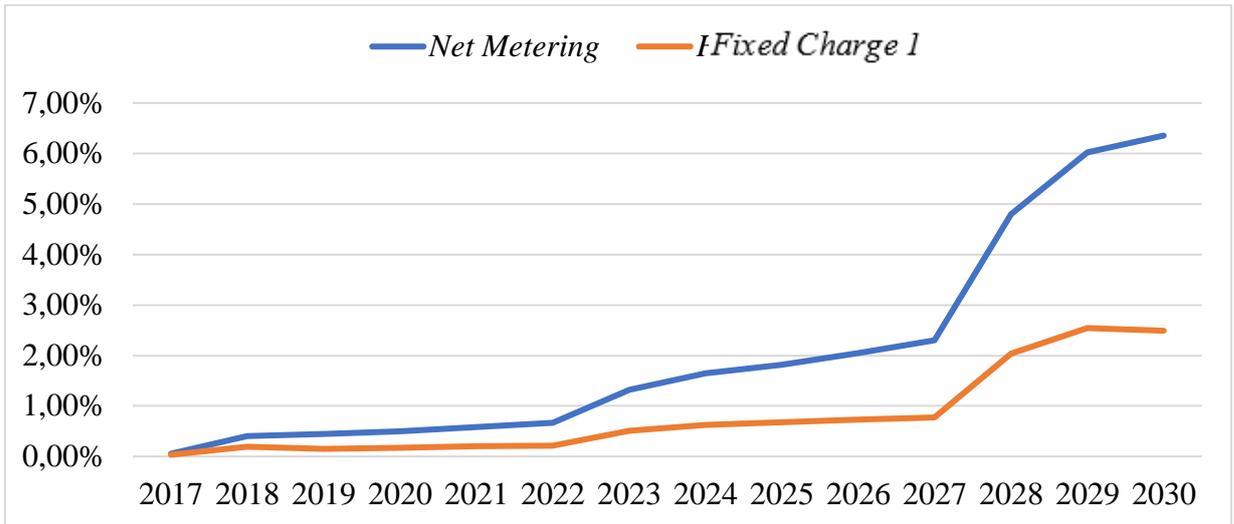
Gráfico 22 – Valor Presente do *Cost Shifting* Total sob o Cenário Sol Forte em Dia Frio



Fonte: Os próprios autores, 02 abr. 2019.

Ao final de 2030, conforme é possível ver pelo Gráfico 23, os consumidores não adotantes de geração distribuída estarão pagando pouco mais de 6% acima do que deveriam pagar pelos custos de rede em um cenário de difusão sob o *Net Metering*. Com a associação da *Fixed Charge 1* ao *Net Metering*, o aumento é reduzido a 2,49% até 2030.

Gráfico 23 – Aumento Percentual da TUSD em Relação ao Cenário Base Ano a Ano (2018-2030)

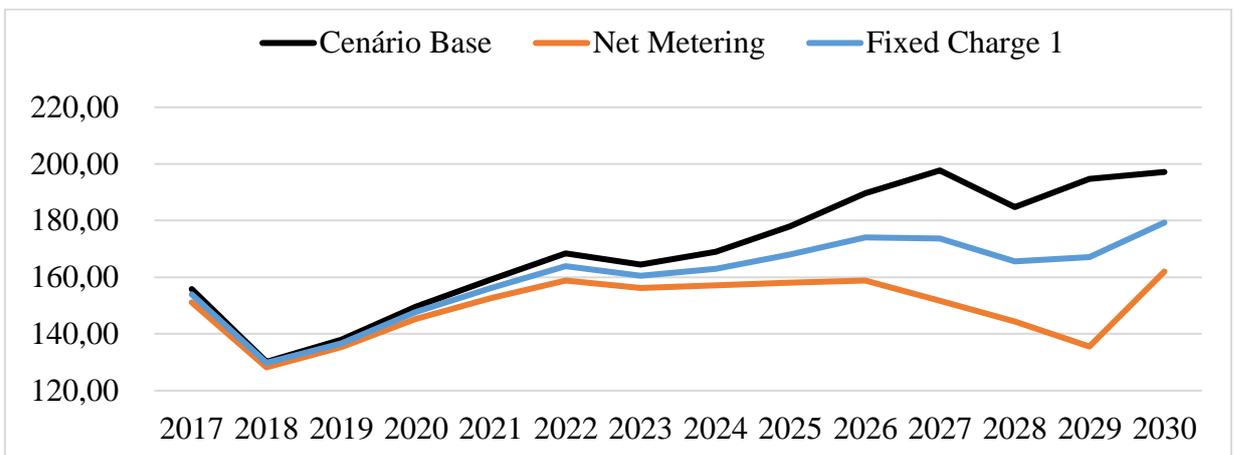


Fonte: Os próprios autores, 02 abr. 2019.

4.5.2 Impacto sobre as Distribuidoras

O Gráfico 24 apresenta a série temporal do FCFF com a aplicação do *Net Metering* e com a associação da *Fixed Charge 1* ao *Net Metering*. Nota-se que, com a associação da *Fixed Charge 1* ao *Net Metering*, é possível preservar significativamente o fluxo de caixa das distribuidoras, principalmente para elevados níveis de difusão da geração distribuída, como a partir de 2025.

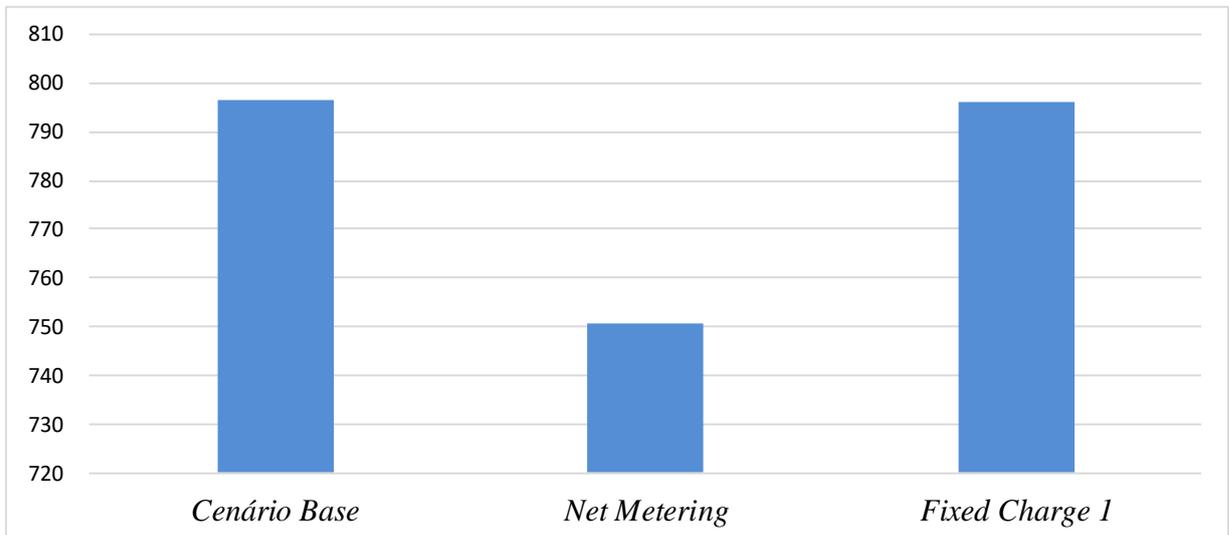
Gráfico 24 – Série Temporal do FCFF (R\$ Milhões) em Cenários Base e Sol Forte em Dia Frio



Fonte: Os próprios autores, 02 abr. 2019.

O Gráfico 25 ilustra o valor justo da participação acionária. Com o *Net Metering*, ele é de R\$ 751 milhões, passando para R\$ 796 milhões com a aplicação do *Fixed Charge 1*, ainda abaixo do valor no Cenário Base, que é de R\$ 797 milhões.

Gráfico 25 - Valor Justo da Participação Acionária sob o Cenário de Sol Forte em Dia Frio (R\$ Milhões)



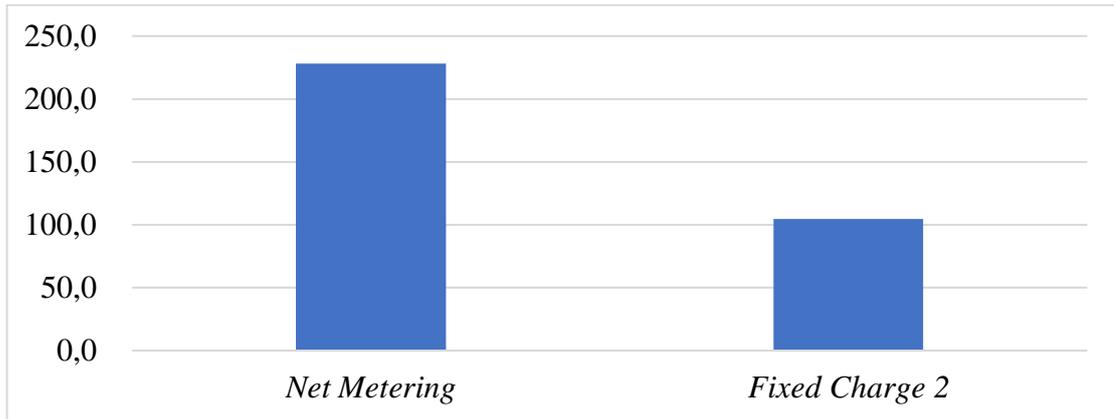
Fonte: Os próprios autores, 02 abr. 2019.

4.6 RESULTADOS PARA O CENÁRIO SOL FORTE EM DIA FRIO – *FIXED CHARGE 2*

4.6.1 Impacto sobre os Consumidores Não Adotantes

O valor presente do *Cost Shifting* total até 2030 foi de R\$ 228,2 milhões com o *Net Metering* e de R\$ 104,4 milhões com a associação da *Fixed Charge 2* ao *Net Metering*, representando uma queda de R\$ 123,8 milhões, conforme demonstra o Gráfico 26.

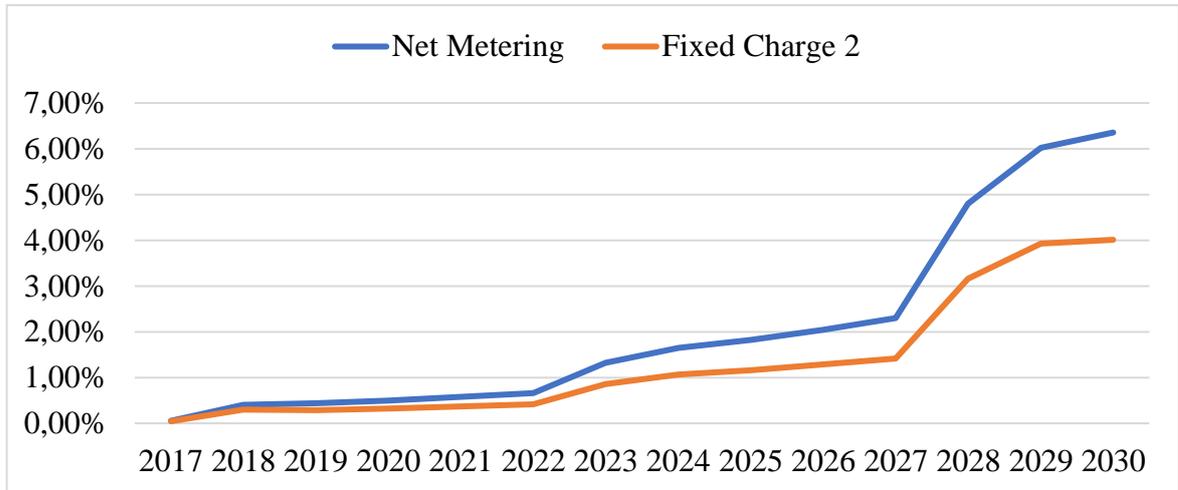
Gráfico 26 – Valor Presente do *Cost Shifting* Total sob o Cenário Sol Forte em Dia Frio



Fonte: Os próprios autores, 02 abr. 2019.

Ao final de 2030, conforme é possível ver pelo Gráfico 27, os consumidores não adotantes de geração distribuída estarão pagando pouco mais de 6% acima do que deveriam pagar pelos custos de rede em um cenário de difusão sob o *Net Metering*. Com a associação da *Fixed Charge 2* ao *Net Metering*, o aumento é reduzido a 4,01% até 2030.

Gráfico 27 – Aumento Percentual da TUSD em Relação ao Cenário Base Ano a Ano (2018-2030)

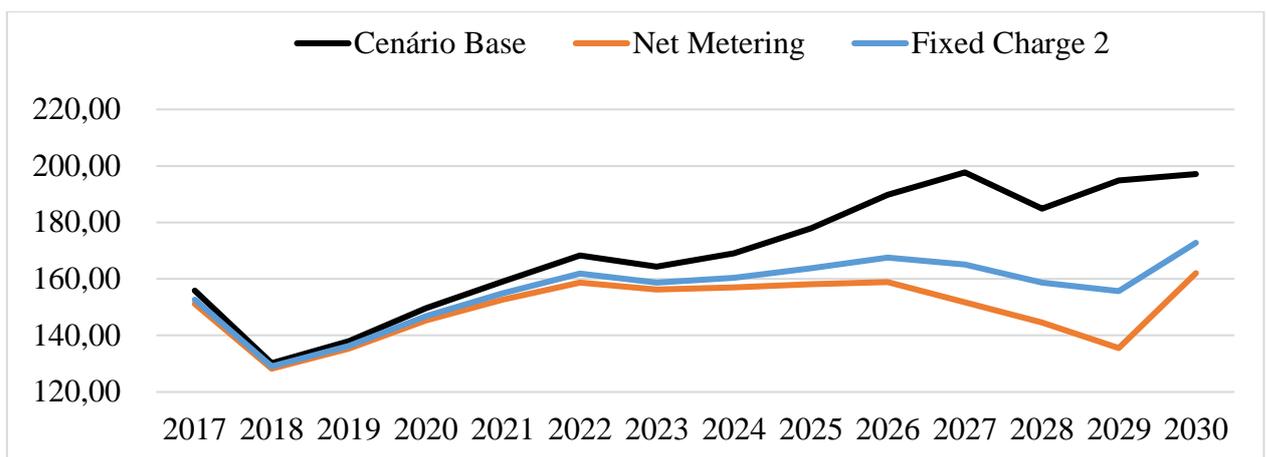


Fonte: Os próprios autores, 02 abr. 2019.

4.6.2 Impacto sobre as Distribuidoras

O Gráfico 28 apresenta a série temporal do FCFF com a aplicação do *Net Metering* e com a associação da *Fixed Charge 2* ao *Net Metering*. Nota-se que, com a associação da *Fixed Charge 2* ao *Net Metering*, é possível preservar significativamente o fluxo de caixa das distribuidoras, principalmente para elevados níveis de difusão da geração distribuída, como a partir de 2025.

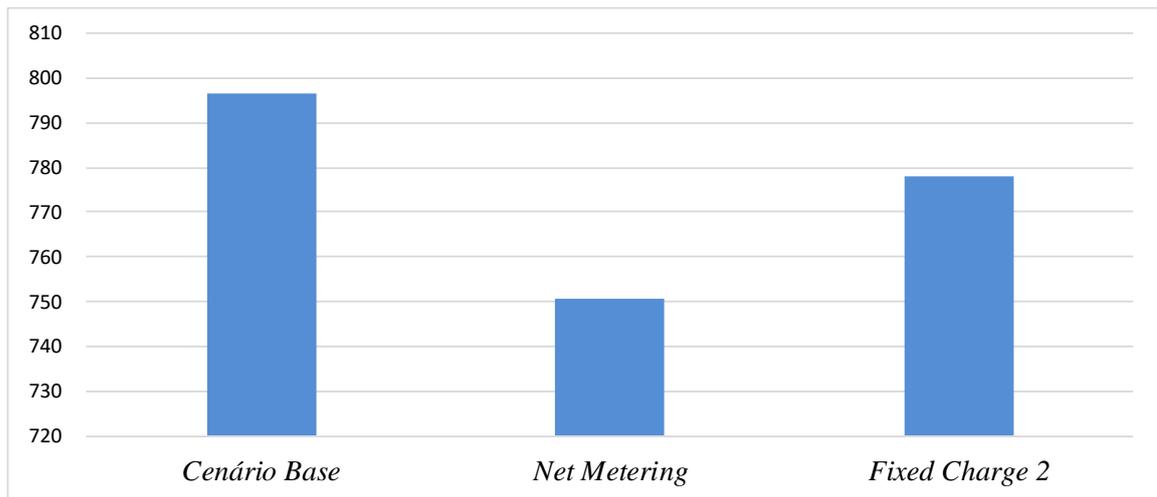
Gráfico 28 – Série Temporal do FCFF (R\$ Milhões) em Cenários Base e Sol Forte em Dia Frio



Fonte: Os próprios autores, 02 abr. 2019.

O Gráfico 29 ilustra o valor justo da participação acionária. Com o *Net Metering*, ele é de R\$ 751 milhões, passando para R\$ 778 milhões com a aplicação do *Fixed Charge 2*, ainda abaixo do valor no Cenário Base, que é de R\$ 797 milhões.

Gráfico 29 - Valor Justo da Participação Acionária sob o Cenário de Sol Forte em Dia Frio (R\$ Milhões)



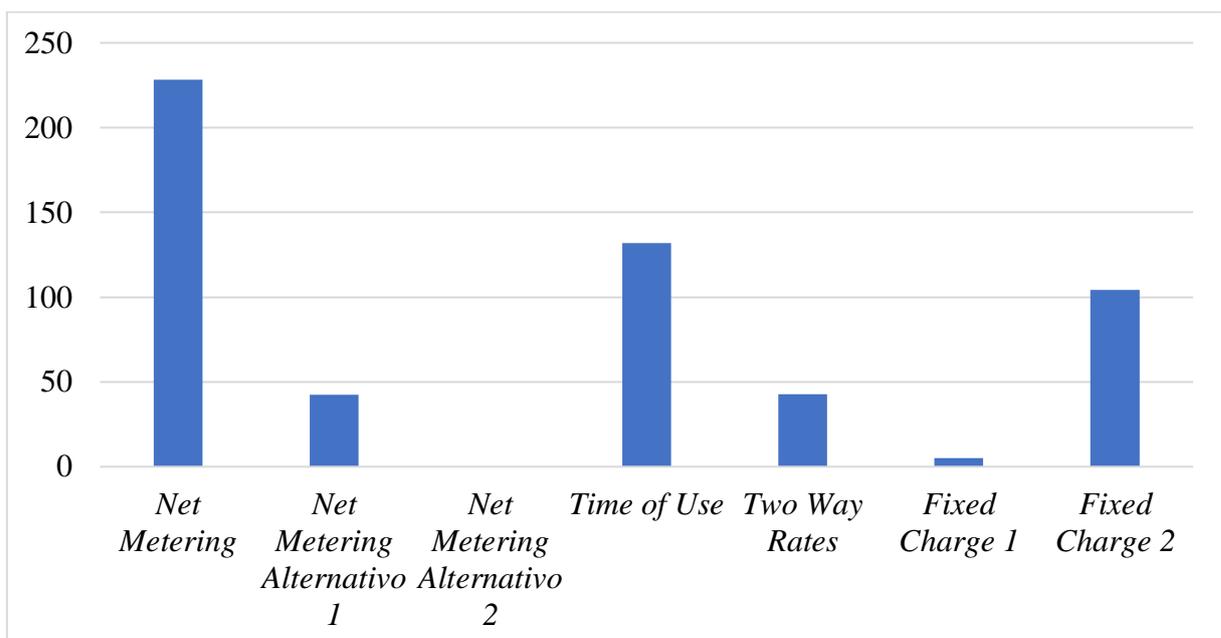
Fonte: Os próprios autores, 02 abr. 2019

CONCLUSÃO

Nesta seção, é apresentado e comentado um resumo dos resultados das alternativas tarifárias descritas neste TDSE. Em vários gráficos, estão incluídos os resultados obtidos no Cenário Base, em que não há qualquer difusão adicional de geração distribuída, servindo de comparação para se avaliar os efeitos de seu aumento e o resultado da aplicação das alternativas tarifárias consideradas neste TDSE. O objetivo é fazer uma comparação entre as alternativas, considerando a capacidade de cada uma delas de mitigar as distorções alocativas entre os agentes.

O Gráfico 30 apresenta o montante, a valor presente, do *Cost Shifting* total até 2030, para cada uma das alternativas tarifárias propostas e para o próprio *Net Metering*, conforme as Resoluções Normativas n^{os} 482/2012 e 687/2015, isto é, qual o montante total de custos que os prosumidores estarão transferindo aos consumidores não adotantes.

Gráfico 30 – Valor Presente do *Cost Shifting* Total até 2030 em Sol Forte em Dia Frio –Todas as Alternativas Tarifárias (R\$ Milhões)



Fonte: Os próprios autores, 02 abr. 2019.

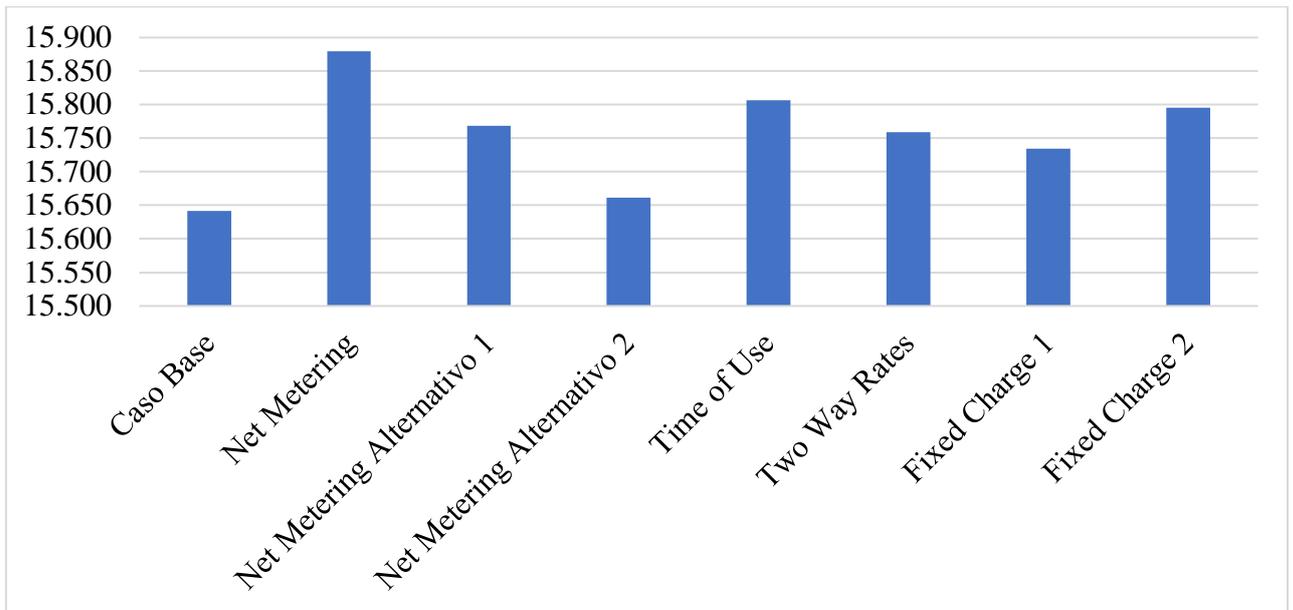
A primeira coluna do gráfico mostra o *Cost Shifting* estimado caso seja mantida a regulação atual do sistema de compensação de energia em um ambiente de crescimento da adoção

da geração distribuída. As demais colunas trazem as estimativas do *Cost Shifting* das alternativas tarifárias aqui consideradas. O *Net Metering* Alternativo 2 e a *Fixed Charge* 1 conseguem quase neutralizar ou mesmo neutralizar totalmente os subsídios cruzados, isto é, fazem com que os prosumidores arquem com custos que, com a regulação atual, acabariam sendo transferidos para consumidores não adotantes. As demais alternativas tarifárias reduzem a transferência de custos, sem eliminá-las.

As alternativas tarifárias estudadas representam diferentes formas de imputar os custos das redes aos consumidores e, por isso, a eliminação do *Cost Shifting* não deve, em si, ser considerada como um critério de seleção entre elas. Por exemplo, para as tarifas com *Fixed Charge*, é cobrado um valor mensal fixo do prosumidor, capaz de garantir sua participação no rateio dos custos da rede. Porém, embora isto possa ser considerado razoável, este tipo de solução não oferece um sinal econômico em favor de soluções que impliquem em maior nível de autoconsumo, algo normalmente considerado benéfico pela literatura. Inversamente, as alternativas tarifárias que estabelecem maior valor à energia consumida do que à energia injetada podem não eliminar o *cost shifting*, mas promovem um incentivo econômico para instalação de geração distribuída por parte de clientes que consomem mais energia durante o dia e penalizam os prosumidores com perfil de consumo concentrado no período da noite ou que fazem uso de geração remota. Também, é preciso ressaltar que os cálculos foram feitos com curvas de carga típicas dos consumidores da distribuidora selecionada e, caso o perfil de consumo dos prosumidores tenha um padrão distinto, os resultados em termos de *Cost Shifting* podem ser diferentes, com um raciocínio análogo se aplicando ao nível de adoção de geração remota.

O Gráfico 31 apresenta o valor presente da totalidade das faturas de TUSD para um consumidor não adotante, cujo consumo mensal médio é de 604 kWh, até 2030, sob todas as alternativas tarifárias. O gráfico mostra que, em todos os casos, há o aumento da fatura em comparação ao Cenário Base. Observe-se que, mesmo com o *Net Metering* Alternativo 2, o valor presente da fatura ainda sobe ligeiramente, apesar de, como foi visto no gráfico anterior, o *Cost Shifting* ter sido completamente eliminado. A causa disso é o fato de a distribuidora ter que incrementar ligeiramente seus investimentos com relação ao Cenário Base para ajustar a rede à difusão da geração distribuída. A remuneração destes investimentos recai sobre todos os clientes e implica em um ligeiro aumento do valor presente da fatura de energia elétrica.

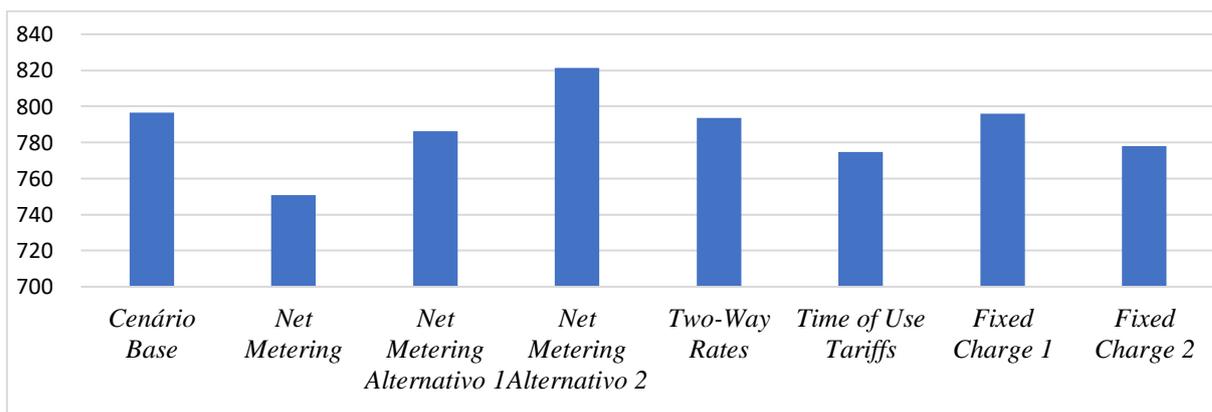
Gráfico 31 – Valor Presente da Totalidade das Faturas até 2030 em Sol Forte em Dia Frio –Todas as Alternativas Tarifárias (R\$ - 2017)



Fonte: Os próprios autores, 02 abr. 2019.

O Gráfico 32 ilustra o valor justo da participação acionária sob todas as alternativas tarifárias. Consta-se que ocorre uma perda de fluxo de caixa da distribuidora em relação ao Cenário Base, com a regulação via *Net Metering*, basicamente devido ao fato de o mercado ser sistematicamente menor com a geração distribuída. As demais alternativas tarifárias sempre recuperam ao menos parte da perda de FCFF.

Gráfico 32 – Valor Justo da Participação Acionária em Sol Forte em Dia Frio –Todas as Alternativas Tarifárias (R\$ Milhões)



Fonte: Os próprios autores, 02 abr. 2019.

Cabe ressaltar que o valor justo da participação acionária em todas as alternativas tarifárias ao *Net Metering* atual refere-se a uma concessionária com base de ativos ligeiramente maior, uma vez que o aumento de difusão da geração distribuída requer investimentos maiores na rede do que os investimentos previstos no Cenário Base. Por esta razão, mesmo que o valor seja, por hipótese, o mesmo, o retorno para o acionista tende a ser um pouco menor do que no Cenário Base, uma vez que parte dos recursos livres à distribuidora é investido.

Os dados apresentados corroboram a hipótese de que as diretrizes atuais da geração distribuída no Brasil resultam em impactos econômicos para o segmento de distribuição. Como pode ser verificado, não se trata, apenas, de um impacto restrito aos resultados financeiros das concessionárias. Efetivamente, existem impactos sobre o nível das Tarifas de Uso do Sistema de Distribuição, o que acaba por impor maiores dispêndios aos consumidores não adotantes de sistemas de geração distribuída. Logo, é notória a existência de um problema de eficiência alocativa e, como consequência, é imperativa a adoção de ajustes regulatórios que eliminem as distorções no rateio do custeio da rede entre os diferentes tipos de usuários.

REFERÊNCIAS

- BANSAL, Ramesh. **Handbook of Distributed Generation**. Pretoria: Springer, 2017.
- HAJDSAÏD, Nouredine; SABONNADIÈRE, Jean Claude. **Electrical Distribution Networks**. London: Iste, 2011.
- INTERNATIONAL ENERGY AGENCY. **Global EV Outlook 2016 Electric Vehicles Initiative**. IEA Publications, 2016.
- _____. **Global EV Outlook 2017: Two Million and Counting**. IEA Publications, 2017.
- _____. **The Power of Transformation: Wind, Sun and the Economics of Flexible Power Systems**. Paris: Agência Internacional de Energia, 2014.
- IRENA. **Renewable Energy and Jobs: Annual Review 2016**. Abu Dhabi: Irena, 2016b.
- _____. **Renewable Energy Technology Innovation Policy: a process development guide**. Abu Dhabi: Irena, 2015a.
- _____. **The Power to Change: solar and wind cost reduction potential to 2025**. Abu Dhabi: Irena, 2016a.
- MELHEM, Ziad. **Electricity Transmission, Distribution and Storage Systems**. Cambridge: Woodhead Publishing, 2013.
- PÉREZ ARRIAGA, I.; KNITTEL ET AL, C. **Utility of the Future: an MIT energy initiative response**. [s.l: s.n.].
- REN21. **Renewables 2016: Global Status Report**. Paris: Ren21, 2016.
- _____. **Renewables 2017: Global Status Report**. Paris: Ren21, 2017.
- WIRTH, H. **Recent Facts about Photovoltaics in Germany**. Fraunhofer ISE, 2015.



Grupo de Estudos do Setor elétrico

Gesel

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

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

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

ISBN: 978-85-7197-012-0

SITE: gesel.ie.ufrj.br

FACEBOOK: facebook.com/geselufrj

TWITTER: twitter.com/geselufrj

E-MAIL: gesel@gesel.ie.ufrj.br

TELEFONE: (21) 3938-5249
(21) 3577-3953



Versão Digital

ENDEREÇO:

UFRJ - Instituto de Economia.
Campus da Praia Vermelha.

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