

ESTUDO DOS IMPACTOS NA VIABILIDADE ECONÔMICO-FINANCEIRA A PARTIR DOS IMPACTOS NA REVISÃO DA NORMA SOBRE A GERAÇÃO DISTRIBUÍDA FOTOVOLTAICA

José Vieira Neto (Alsol) - neto@alsolenergia.com.br

Vinicius de Carvalho Venancio (Alsol Energia) - vinicius.venancio@alsolenergia.com.br

Gustavo Malagoli Buiatti (ALSOL) - gustavo@alsolenergia.com.br

Frederico Kos Botelho (ALSOL) - frederico.botelho@alsolenergia.com.br

Henrique Menezes Nunes (Alsol) - henrique.nunes@alsolenergia.com.br

Remington Phelipe da Silva Correa (ALSOL) - remington.correa@alsolenergia.com.br

Rafael Silva Carvalho (Alsol Energia) - rafael.carvalho@alsolenergia.com.br

Rodrigo Latuf Andrade (Alsol) - rodrigolatuf@alsolenergia.com.br

Resumo:

Desde a publicação da Resolução Normativa nº 482/2012, existe um crescimento exponencial na capacidade instalada de microssistemas geradores conectados à rede. Ao mesmo tempo, questiona-se a necessidade de pagamento de parte dos componentes tarifários de unidades com geração distribuída (GD), uma vez que tais unidades consumidoras com sistemas conectados na rede, a utilizam na injeção de energia e posteriormente apropriação dos créditos. A Agência Nacional de Energia Elétrica apresenta cinco alternativas com diferentes valores para a compensação dos créditos de energia considerando em cada uma delas a componente tarifária que deverá ser descontada das unidades em geração distribuída. A partir disso, este trabalho teve o objetivo de analisar os impactos econômicos/financeiros das propostas da AIR para as alternativas de compensação dos créditos de energia em microssistemas geradores fotovoltaicos residenciais do estado de Minas Gerais. Os resultados evidenciaram que, mesmo com o impacto destas alternativas propostas pela agência, os investimentos em GD ainda são viáveis e rentáveis no ponto de vista técnico da análise econômico-financeira. Por outro lado, além do ponto de vista técnico, é preciso levar em consideração os outros benefícios que a GD proporciona para a rede de distribuição e para a sociedade, como por exemplo, os aspectos sociais e ambientais

Palavras-chave: *Geração Distribuída, Energia Solar Fotovoltaica, Payback*

Área temática: *Mercado, economia, política e aspectos sociais*

Subárea temática: *Estratégias e políticas para energias renováveis*

ESTUDO DOS IMPACTOS ECONÔMICO-FINANCEIROS CAUSADOS PELA REVISÃO DA RESOLUÇÃO NORMATIVA 482/2012 EM UMA INSTALAÇÃO DE MICROSSISTEMA SOLAR FOTOVOLTAICO

José Vieira Neto – neto@alsolenergia.com.br
Vinicius de Carvalho Venâncio – vinicius.venancio@alsolenergia.com.br
Gustavo Malagoli Buiatti – gustavo@alsolenergia.com.br
Frederico Kós Botelho – frederico.botelho@alsolenergia.com.br
Henrique Menezes Nunes – henrique.nunes@alsolenergia.com.br
Remington Phelipe da Silva – remington.correa@alsolenergia.com.br
Rafael Alexandre Silva de Carvalho – rafael.carvalho@alsolenergia.com.br
Rodrigo Latuf de Andrade – rodrigoLatuf@alsolenergia.com.br
Alsol Energias Renováveis, Departamento de Estratégia & Inovação

Resumo. A publicação da Resolução Normativa nº 482/2012 possibilitou crescimento exponencial na capacidade instalada de microssistemas geradores conectados à rede, contudo, questiona-se a necessidade de pagamento de parte dos componentes tarifários de unidades consumidoras com geração distribuída (GD), uma vez que as mesmas utilizam a rede da distribuidora na injeção de energia e posterior apropriação de créditos. A Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel) apresenta cinco alternativas com diferentes propostas de cobrança para a compensação dos créditos de energia, considerando em cada uma delas a componente tarifária que deverá ser descontada das unidades em GD. A partir disso, este trabalho teve o objetivo de analisar em um microssistema solar fotovoltaico instalado em uma residência de Minas Gerais os impactos econômico-financeiros das propostas pela Aneel através da Análise de Impactos Regulatório (AIR). Os resultados evidenciaram que os impactos destas alternativas propostas pela agência não inviabilizam os investimentos nestes microssistemas. Por outro lado, além do ponto de vista técnico, é preciso levar em consideração outros benefícios que a GD proporciona para a rede de distribuição e para a sociedade, como por exemplo, os aspectos sociais e ambientais.

Palavras-chave: Geração Distribuída, Energia Solar Fotovoltaica, Payback

1. INTRODUÇÃO

Em 2012, a Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel) publicou a Resolução Normativa nº 482/2012 (REN 482/2012) a qual permitiu os consumidores a gerar sua própria energia por meio de sistemas geradores de fonte renovável com potência igual ou inferior a 5 megawatts (MW). Esse método é conhecido como geração distribuída (GD). Para Toffler (1980), o consumidor que produz seu próprio consumo passa a ser chamado de prossumidor. Motta (2014) complementa que este termo é bastante utilizado no mercado onde o consumidor é capaz de modificar seus hábitos de consumo.

As regras estabelecidas nesta resolução normativa permitem que a energia gerada e injetada na rede de distribuição gere créditos que possam ser compensados nas faturas em até 60 meses. Esta compensação até o momento é valorada considerando todos os componentes da tarifa: Tarifa do Uso do Sistema de Distribuição (TUSD), Tarifa de Energia (TE), perdas e encargos (Aneel, 2012).

Do ano da norma até a data de publicação deste trabalho, a GD cresce exponencialmente. Segundo a Greener (2019), a quantidade de instalações nos três primeiros trimestres de 2019 cresceu 86% em relação ao ano anterior. Além disso, conforme o banco de dados da Aneel (2019) a CAGR é de 17,45% e, de toda potência conectada na rede, 32,6% representa a classe residencial. Ainda segundo a agência, a fonte renovável mais significativa na geração distribuída é a solar fotovoltaica, com 89,6% da potência instalada.

Diante deste cenário e da maturidade da tecnologia fotovoltaica, a agência reguladora entendeu a necessidade de revisar a REN 482/2012, visto que considera necessária a cobrança de parte dos componentes tarifários às unidades com GD, uma vez que tais unidades consumidoras utilizam a rede da distribuidora na injeção de energia e posterior apropriação de créditos.

Sendo assim, após contribuições e audiências públicas, Aneel publicou no ano de 2019 uma Análise de Impacto Regulatório (AIR) afim de analisar os benefícios e custos que a GD proporciona ao sistema elétrico brasileiro, além de identificar as melhores alternativas para o Sistema de Compensação de Energia Elétrica (SCEE), as quais se diferenciam pela maneira em que valoram a energia injetada na rede, considerando em cada uma delas qual componente da tarifa será compensado ou pago pelos prossumidores.

Diante disso, o objetivo deste trabalho é apresentar o impacto das alternativas desta revisão normativa nos resultados de análise econômico-financeira de sistemas fotovoltaicos residenciais em Minas Gerais, estado este que possui maior capacidade instalada total, representando 20,26% de toda a geração distribuída no Brasil. As justificativas da escolha da classe e do estado para as análises são detalhadas nas seções posteriores.

2. REFERENCIAL TEÓRICO

Afim de contribuir com o trabalho e fornecer embasamento aos resultados encontrados, esta seção apresenta os principais conceitos sobre o assunto discutido. A primeira seção apresenta a GD e SCEE com ênfases na classe residencial e representatividade da tecnologia fotovoltaica. Na sequência, são apresentados valores de mercado de um sistema fotovoltaico de porte residencial. Por último, foram levantados os principais pontos discutidos na AIR elaborada pela Aneel, os quais orientam as premissas e resultados na análise de viabilidade econômico-financeira.

2.1 Geração distribuída e o Sistema de Compensação de Energia Elétrica

O setor elétrico está em constante expansão. Dados da Empresa de Pesquisa Energética – EPE – (2019) evidenciam crescimento médio de 1,9 milhões de unidades consumidoras por ano desde 2013. Ao mesmo tempo que a demanda cresce, surge a necessidade de diversificar a matriz energética nacional. Fontes tradicionais como hidrelétricas e termoelétricas possuem gradativas restrições para expansão (EPIA, 2014).

Segundo Rabelo (2014) e Troyjo (2015) o descasamento entre demanda e oferta de energia provocou desde a década de 2000 uma crise no setor, a qual se agravou pela escassez de chuvas e má gestão. Velloso (2013) afirma que o governo optou pelo “populismo tarifário” ao reduzir o valor das tarifas de energia em 18% para o setor residencial e até 32% para as indústrias.

Pinguelli (2014) corrobora que o aumento da demanda energética foi impactado pelo crescimento do setor de eletrodomésticos, como por exemplo, equipamentos de ar-condicionado, e que a redução da tarifa ocorreu no momento que reservatórios estiveram abaixo de sua média histórica, o que forçou, após a redução na tarifa em 2013, reajustes tarifários que atraíram consumidores a novas alternativas de geração ou eficiência energética.

Diante do contexto de crise energética, a Aneel, em 2012, por meio da REN 482 permitiu ao consumidor a geração da própria energia através de fontes renováveis conectada à rede de distribuição local. Com o SCEE, a unidade gera uma energia renovável consumida de maneira simultânea e injeta na rede de distribuição local a energia excedente para posterior compensação.

De acordo com a EPE (2019), no ano de 2018 existiam 83,7 milhões de consumidores de energia no país, nos quais 86% são consumidores residenciais. A Fig. 1 demonstra o crescimento da classe residencial de 2014 a 2018.

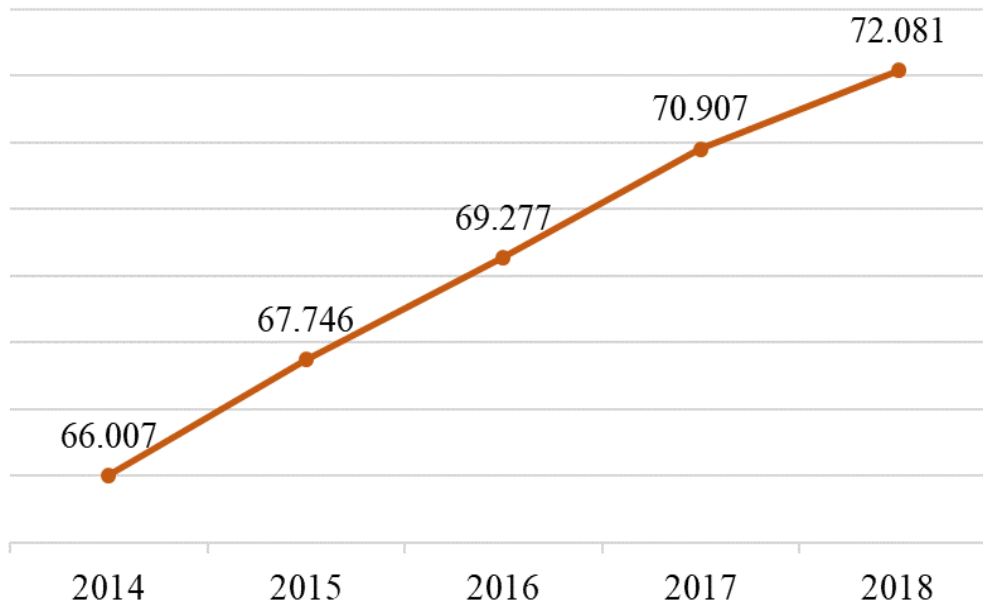


Figura 1 – Número de consumidores de energia, classe residencial. Fonte: EPE, 2019. Adaptado pelos autores.

Ainda segundo a EPE (2019), o CAGR da classe residencial é de 1,8% a.a., enquanto a classe comercial cresce 0,8% a.a.; rural, 1,1% a.a.; e industrial decresce 2% a.a..

Analisando de maneira exclusiva as unidades consumidoras conectadas em GD, no final de 2019, observa-se o valor acumulado de 236.850 sistemas conectados (Aneel, 2020). A Fig. 2 apresenta estes números por classe de consumo. A classe residencial se destaca, representando 65% do total instalado, seguido pela comercial (24%) e áreas rurais (7%) (Aneel, 2020).

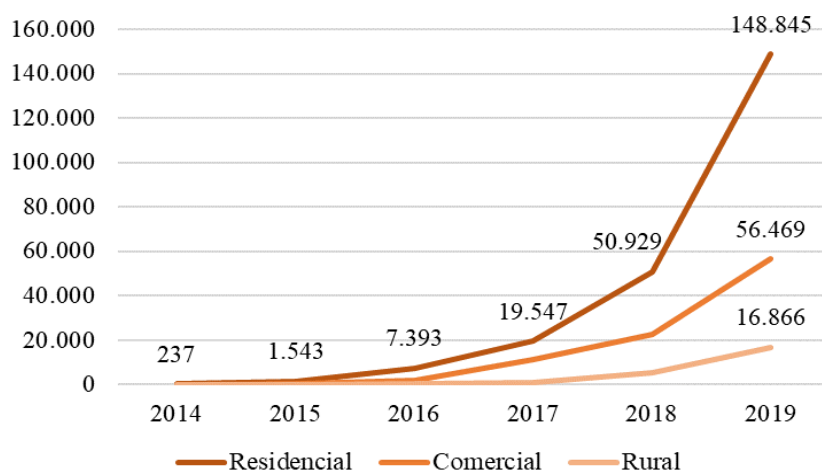


Figura 2 – Número acumulado de unidades GD por classe de consumo - Fonte: Aneel, 2020. Adaptado pelos autores.

Ao analisar os principais mercados de GD, o estado de Minas Gerais se destaca devido a dois fatores: irradiação favorável e política pública única de incentivo. Segundo o Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais (Inpe), a unidade federativa está localizada no chamado “cinturão solar”, conhecido como a região com maiores irradiâncias do país, e a lei MG 22.549/2017 estabelece que a compensação de energia na fatura do consumidor isenta o pagamento do ICMS, ou seja, o prosumidor compensa os créditos de energia incluindo o tributo. A Tab.1 apresenta os principais estados com capacidade instalada em GD.

Tab.1 – Estados com maior capacidade instalada (kW) em geração distribuída. Fonte: Aneel, 2020. Adaptado pelos autores

Estado	Potência	%
Minas Gerais	453.868	20%
Rio Grande do Sul	276.812	12%
São Paulo	253.256	11%
Paraná	215.086	10%
Mato Grosso	176.644	8%
Santa Catarina	132.948	6%
Rio de Janeiro	88.637	4%
Goiás	83.781	4%
Ceará	78.033	3%
Outros	475.618	21%

Diante da relevância da classe residencial, seja em unidades consumidoras no Brasil quanto no mercado de GD, e da representatividade do estado mineiro, em potência instalada e adoção de políticas públicas favoráveis à energia fotovoltaica, vê-se a importância de analisar os impactos de viabilidade econômico-financeira desse mercado perante as possíveis mudanças na REN 482.

2.2 O custo de um sistema gerador fotovoltaico residencial

De acordo com a Aneel (2018), a potência média instalada para sistemas residenciais é de aproximadamente 4.000 Wp (Watts pico), em que Wp é a potência máxima que o sistema fotovoltaico (FV) pode atingir. Este sistema representaria o atendimento de um consumo de energia mensal de 500 kWh (quilowatts por hora) ou, considerando a tarifa de energia em Minas Gerais, uma fatura de R\$ 410,00 mensais.

Segundo a pesquisa de mercado da Greener (2018), o preço de um sistema de 4,0 kWp variou entre R\$ 4,00/Wp e R\$ 9,00/Wp conforme demonstrado na Figura 3 (custo em reais por Wp instalado). Nestes parâmetros, um sistema de 1.000 Wp (ou 1 kWp) custaria até R\$ 7.000,00. Estes preços contemplam equipamentos (módulo e inversor), estrutura metálica para a fixação dos módulos, cabos, demais componentes elétricos e serviço de instalação do sistema.

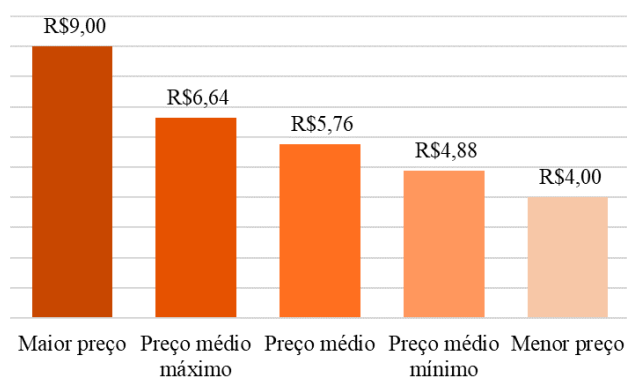


Figura 3 – Pesquisa de preços de sistema residencial. Fonte: Greener, 2018. Adaptado pelos autores.

A Figura 4 apresenta a redução nos preços deste mesmo sistema nos últimos seis semestres. No início de 2016, era possível adquirir num preço de R\$ 8,77/Wp e no primeiro semestre de 2019 reduzindo à R\$ 4,86/Wp – uma queda de 45%.

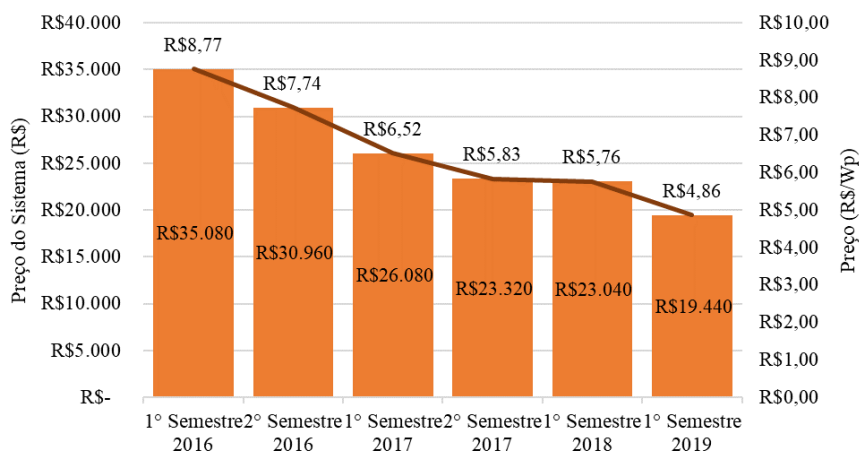


Figura 4 – Redução nos preços de um sistema FV. Fonte: Greener, 2018. Adaptado pelos autores.

Segundo o Instituto Ideal (2018), a entrada de novas empresas de energias renováveis faz com que a concorrência aumente, aumentando a competitividade e reduzindo os preços dos sistemas fotovoltaicos. Além disso, a maioria dos componentes da tecnologia ainda são importados, visto que apresentam custo menor que os equipamentos nacionais.

2.3 Análise de Impacto Regulatório da ANEEL

Ao instalar um sistema fotovoltaico, o medidor de energia da residência é trocado por um bidirecional, que irá mensurar a energia consumida e injetada. Quando a energia consumida é maior que a gerada, o consumidor paga à distribuidora a diferença. Em casos de a injeção de energia proveniente da geração for maior que a consumida, este excedente pode ser resgatado no prazo de cinco anos em créditos de energia (ANEEL, 2012), os quais são valorados por todas as componentes da tarifa de fornecimento de energia (ANEEL, 2019). As principais componentes tarifárias são a Tarifa de Energia (TE) e a Tarifa do Uso do Sistema de Distribuição (TUSD). Dentro destas termos estão as demais aberturas que compõem seus gastos, como os custos com transmissão, distribuição, encargos setoriais (Conta de Desenvolvimento Energético, Tarifa Social de Energia e outros), perdas técnicas e não-técnicas, entre outros (ANEEL, 2016). A Eq. (1) apresenta como se dá o preço final da tarifa de fornecimento de energia.

$$T_f = \frac{TE + TUSD}{1 - ICMS - PIS - COFINS}$$

1)

Onde “Tf” é a tarifa de energia final; TE a tarifa de energia; TUSD a tarifa de uso do sistema de distribuição; ICMS, PIS e COFINS são as respectivas alíquotas dos impostos aplicados.

A revisão desta norma, através da AIR nº 003/2019 da ANEEL, busca garantir um equilíbrio entre os consumidores que possuem GD e demais. O SCCE valora os créditos por todas as componentes tarifárias, e estes prossumidores deixam de pagar alguns custos inerentes à rede de distribuição mesmo tendo seus sistemas geradores conectados à rede.

As distribuidoras não são remuneradas pelo ativo investido e inclusive podem precisar realizar outros investimentos para adequação ou proteção na rede. Desta forma, para garantir o equilíbrio econômico-financeiro, a tarifa para aqueles que não possuem GD tende a aumentar devido ao subsídio cruzado (ANEEL, 2018).

Por outro lado, as unidades consumidoras com geração de energia renovável também trazem benefícios à rede (ALSOL, 2019). A injeção de energia na rede pode aliviar alimentadores e subestações, o que garante ações de eficiência energética cujos benefícios precisam ser considerados e valorados na análise da agência reguladora (Barroso, 2019).

A Aneel então apresentou cinco alternativas com diferentes valores para a compensação dos créditos de energia, as quais consideram qual componente tarifária deverá ser descontada de unidades em GD. A Greener (2019) apresentou estudo sobre o impacto da AIR para a geração distribuída e consolidou, através da Figura 5, o cenário para cada uma das alternativas. Considera-se a “Alternativa 0”, apresentada na figura, como a compensação dos créditos pela norma vigente até a elaboração deste trabalho.

Alternativa 0	Alternativa 1	Alternativa 2	Alternativa 3	Alternativa 4	Alternativa 5
TUSD - Fio B	TUSD - Fio B	TUSD - Fio B	TUSD - Fio B	TUSD - Fio B	TUSD - Fio B
TUSD - Fio A	TUSD - Fio A	TUSD - Fio A	TUSD - Fio A	TUSD - Fio A	TUSD - Fio A
TUSD - Encargos	TUSD - Encargos	TUSD - Encargos	TUSD - Encargos	TUSD - Encargos	TUSD - Encargos
TUSD - Perdas	TUSD - Perdas	TUSD - Perdas	TUSD - Perdas	TUSD - Perdas	TUSD - Perdas
TE - Encargos	TE - Encargos	TE - Encargos	TE - Encargos	TE - Encargos	TE - Encargos
TE - Energia	TE - Energia	TE - Energia	TE - Energia	TE - Energia	TE - Energia

Parcela não-compensada
Parcela compensada

Figura 5 – Consolidado das propostas da AIR para as alternativas de compensação dos créditos de energia. Fonte: Greener, 2019.

Além das alternativas propostas, outro ponto de debate na AIR é qual seria a compensação para aqueles prossumidores que investiram na tecnologia antes da alteração da norma (ANEEL, 2019) e consideraram no ato da aquisição um fluxo de caixa beneficiado pela norma vigente em 25 (vinte e cinco) anos, período este considerado como a vida útil dos módulos fotovoltaicos (CARVALHO, 2015).

Neste ponto, a Aneel sugeriu em sua primeira versão da AIR, publicada em 2018, para estas unidades em GD a norma vigente se estenderia para os 25 anos (ANEEL, 2018). Porém, a segunda versão, publicada em 2019, trouxe como proposta a manutenção da norma vigente até o ano de 2030 e, após isso, a compensação dos créditos migraria para a alternativa escolhida pelo regulador na revisão da norma (ANEEL, 2019). Aqueles prossumidores que realizarem a aquisição de um sistema fotovoltaico após a revisão da norma já estariam sujeitos às alternativas propostas.

As análises de viabilidade deste trabalho consideram as alternativas propostas pela agência reguladora para um sistema residencial em Minas Gerais perante dois aspectos: prossumidores conectados na rede antes da norma com manutenção da norma vigente nos primeiros dez anos do fluxo de caixa; e prossumidores conectados na rede após a revisão da REN 482.

Contudo, mesmo que a Aneel proponha um período de transição entre as regras definidas, não está decidido se o mesmo se dará por uma data/período ou gatilhos de potência proporcionais por unidade federativa. Por meio de gatilhos com potência instalada inferior à apresentada anteriormente na Tabela 1, mesmo em um período transitório, os estados podem aplicar as alternativas de imediato,

3. METODOLOGIA

Neste trabalho foi utilizada a metodologia de avaliação o fluxo de caixa descontado (FCD). Nesta abordagem, o investimento é avaliado pelo fluxo de caixa livre projetado descontado por uma taxa mínima de atratividade que reflita o risco associado ao investimento. Assaf Neto (1992) afirma que ao se trabalhar com o método do fluxo de caixa descontado, a taxa de desconto evidencia, no parâmetro de avaliação dos projetos, a meta econômica mínima a ser alcançada.

Para o atingimento dos objetivos deste trabalho vê-se a necessidade de definir premissas para dar embasamento aos resultados. As premissas consideradas foram:

- a) Investimento inicial do sistema FV avaliado em R\$4,86/Wp (GREENER, 2019) e realizado em parcela única, que considera início da operação em janeiro do primeiro ano;
- b) Tempo de análise do fluxo de caixa de 25 anos (CARVALHO, 2015);
- c) Degradação percentual de eficiência dos módulos FV de 2,5% no primeiro ano, e 0,7% nos demais (BUIATTI, 2014);
- d) Custo de reposição do inversor no ano 12 de operação correspondente a 17% do investimento inicial (PINHO et al., 2014; ANTONIOLLI et al., 2016);
- e) Custo anual com operação e manutenção (O&M) estimados em 1% do investimento inicial (NAKABAYASHI, 2014);
- f) Inflação no fluxo conforme as projeções do Banco Central do Brasil;
- g) Cliente residencial com sistema FV de 4,16 kWp;
- h) Produção específica simulada de 1.511 kWh/kWp/ano conforme
- i) TMA de 7,6% a.a. que considera em investimentos a longo prazo em Letras de Crédito Imobiliário (LCI) (EXAME, 2018);
- j) A receita anual no fluxo de caixa corresponde à economia garantida na fatura de energia com a aquisição de um sistema fotovoltaico, ou seja, o custo evitado;
- k) Sistema fotovoltaico residencial conectado à rede (SFCR) na modalidade junto à carga conforme prevê a REN 482;
- l) O primeiro ano de investimento analisado foi 2020, período que se deu início à regulação proposta na AIR para a compensação de créditos da geração distribuída por meio das alternativas;
- m) Tarifa base de energia elétrica da CEMIG em 2019 que segue resolução normativa da ANEEL, sem efeitos da bandeira e deltas tarifários: TE = R\$ 281,81/MWh e TUSD = R\$ 346,52/MWh;
- n) Para a aplicação da tarifa com tributos, considera-se ICMS de 30% para a classe residencial e alíquota média de 5,5% para o PIS e COFINS;
- o) Para avaliar os impactos das alternativas, foram realizadas cobranças da TE e TUSD, conforme evidenciado na Tabela 2;
- p) Considerado fator de simultaneidade de 33% (ANEEL, 2019). Ou seja, a quantidade de energia gerada e consumida instantaneamente pela carga sem a necessidade da injeção de energia na rede.

Tab.2 – Tarifa Compensável por Alternativa

	Alternativa 0	Alternativa 1	Alternativa 2	Alternativa 3	Alternativa 4	Alternativa 5
Compensação TUSD	100%	46%	37%	16%	0%	0%
Compensação TE	100%	100%	100%	100%	100%	93%
Compensação ICMS TUSD	100%	100%	100%	100%	100%	100%
Compensação ICMS TE	100%	100%	100%	100%	100%	100%
Tarifa Compensável	974,16	785,76	756,40	684,18	627,64	607,28

A projeção do fluxo de caixa livre foi realizada a partir dos custos evitados subtraídos pelos gastos incorridos da instalação do sistema FV. O custo evitado foi mensurado a partir da geração de energia, calculada pelo produto da produção específica e potência não-degradada, multiplicada pela tarifa compensável da alternativa aplicada. Os gastos incorridos são investimento inicial (CAPEX) e O&M.

4. RESULTADOS

Foram considerados dois cenários de análise. O primeiro cenário evidencia uma instalação de sistema FV que contempla a manutenção da norma vigente entre 2020 e 2030. A partir de 2031 foram aplicadas as alternativas apresentadas na Tabela 2. Este racional foi o proposto pela Aneel na AIR com o entendimento de que os primeiros dez anos de fluxo de caixa o investimento já teria conseguido seu respectivo retorno, ou seja, o *payback* descontado é inferior ao prazo de 10 anos.

Já no segundo cenário, a simulação considera o investimento realizado em 2020, porém, após a publicação da revisão da REN 482, os novos entrantes no SCEE já estariam sujeitos às alternativas propostas pela AIR, ou seja, os 25 anos de fluxo de caixa seriam impactados pela mudança regulatória.

Diante do primeiro cenário, respeitando a manutenção da norma vigente nos primeiros 10 anos, identifica-se um *payback* descontado de 3,5 anos. Porém, conforme apresentado na Figura 6, após os 10 anos da manutenção, os fluxos de caixa com as alternativas se distanciam à regra vigente (Alternativa 0). Visto que a Alternativa 5 apresenta a maior parcela não compensável sob a tarifa da CEMIG (Tabela 2), seus resultados são os menos vantajosos.

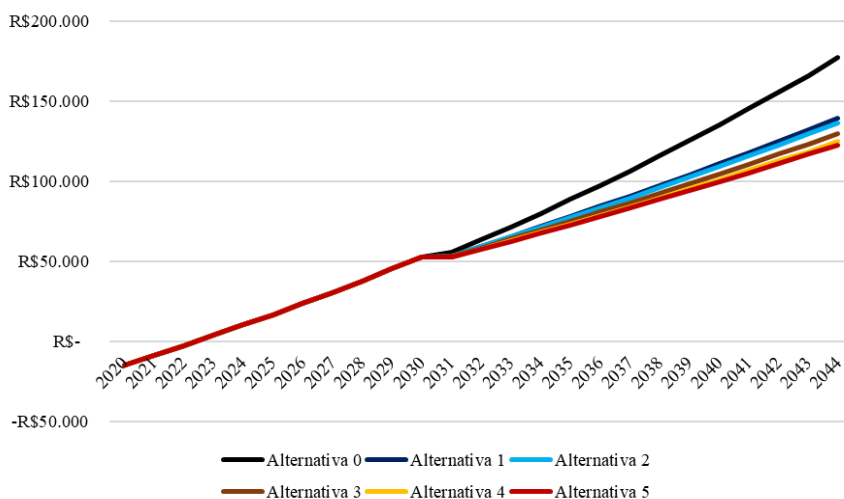


Figura 6 – FCL acumulado com norma vigente até dez/2030

Sendo assim, observa-se na Figura 6 o significativo impacto da mudança regulatória no ano de 2030 ao se comparar a Alternativa 0 com as demais. Contudo, nota-se pouca diferença entre as alternativas 2 e 3, e que as mesmas destoam das demais nos últimos anos do fluxo.

Já na Figura 7, são apresentados os resultados do segundo cenário analisado e fica evidente a diferença de rentabilidade entre as alternativas 1 a 5 comparadas à regra atual.

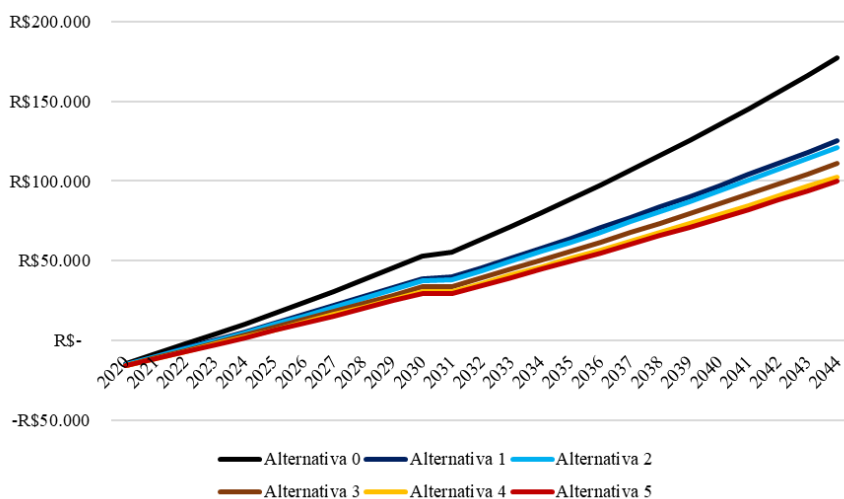


Figura 7 – FCL acumulado para proposta da Aneel

Alinhado com os resultados nas análises acima, a Figura 8 apresenta o *payback* descontado de cada alternativa. No entanto, vale destacar que no cenário de manutenção da regra atual por 10 anos, o *payback* descontado para as seis possibilidades é de 3,47 anos. Entende-se como *payback* descontado, o período no qual os resultados líquidos de caixa acumulados equivalem ao investimento inicial realizado, considerando também o custo do dinheiro no tempo à uma taxa de desconto ou taxa mínima de atratividade (TMA, ver alínea *i* do item 3).

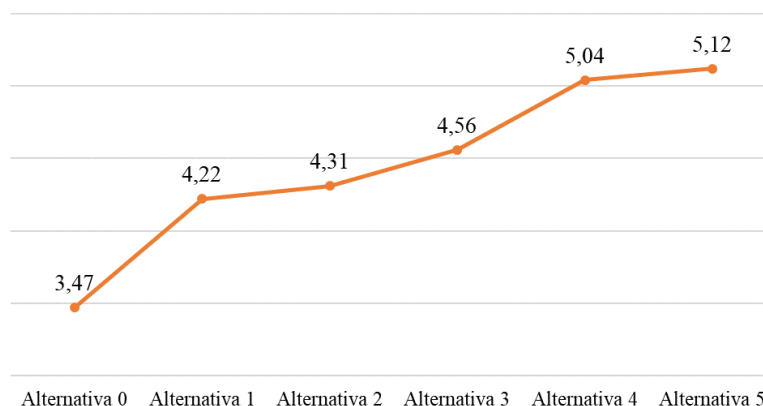


Figura 8 – Payback descontado para regra vigente até dez/2030 (em anos)

Percebe-se também que entre a Alternativa 5 e a Alternativa 0 o período de *payback* aumentou 48%. Da mesma forma, a Taxa Interna de Retorno (TIR) e o Valor Presente Líquido (VPL) também são impactados. A Figura 9 apresenta estes indicadores para o primeiro cenário com impactos sofridos mais “suavizados” pela manutenção da regra nos primeiros 10 anos. A Fig 9, por outro lado, com a aplicação das alternativas no primeiro ano, indica TIR e VPL mais prejudicados por possuírem tarifas de compensação inferiores da Alternativa 0.

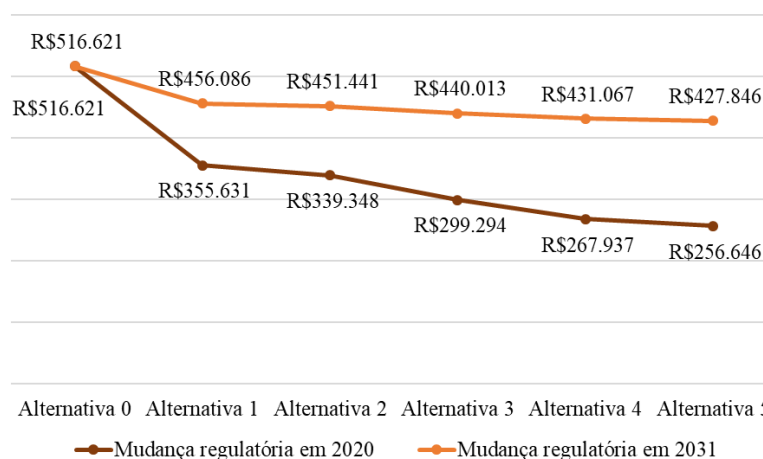


Figura 9 – Análise de investimento via VPL

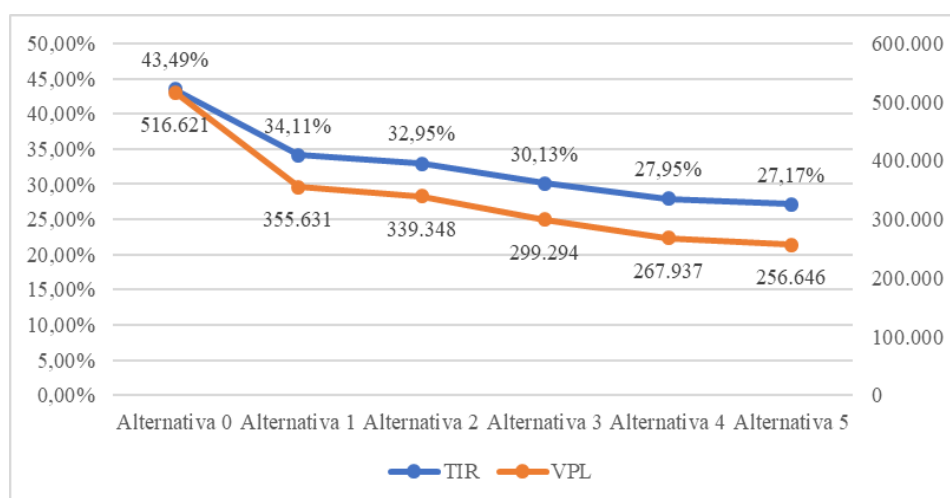


Figura 10 – Figura 9 – Análise de investimento via TIR

Nos resultados analisados, percebe-se que uma premissa sensível à modelagem e que auxilia a rentabilidade dos sistemas residenciais é o fator de simultaneidade considerado (alínea *p* do item 3). Entende-se por simultaneidade a energia gerada e consumida pela carga instantaneamente, ou seja, não há a injeção de energia na rede e, conseqüentemente, não há componentes da tarifa sendo pagas pela GD. Isto quer dizer que, nos fluxos de caixa de todas

as alternativas, esta parcela da energia gerada e consumida foi valorada pelo preço total da tarifa de fornecimento (Alternativa 0).

5. CONCLUSÃO

Mesmo que, no segundo cenário os indicadores apresentaram queda e são mais prejudicados pela mudança regulatória, entende-se que ainda são investimentos viáveis e rentáveis no ponto de vista técnico da análise econômico-financeira. Isto porque, a TIR resultada em cada alternativa, mesmo que há redução, ainda são superiores a TMA do público residencial e que, por sua vez, apresentaram valores de VPL superiores a zero.

Resumindo, o trabalho apresentou os impactos que a mudança regulatória aplicada à REN 482 pode trazer aos prosumidores da geração distribuída, considerando premissas de preços de mercado para os sistemas fotovoltaico residencial e as sugestões da própria agência diante do cenário regulatório.

A ANEEL e os demais agentes do setor elétrico e de geração distribuída vêm contribuindo na tomada de decisão desta revisão, com o objetivo de encontrar o ponto de equilíbrio que favoreça o setor como um todo. Entendendo que, a alteração da norma precisa ser realizada de maneira sustentável levando em consideração não somente impactos econômico-financeiros, mas toda a cadeia de benefícios que as energias renováveis através da GD podem trazer. Sejam eles sociais (geração de empregos e democratização da energia), ambientais (descarbonização) e tendências evolutivas (descentralização e digitalização).

Agradecimentos

Os autores deste trabalho gostariam de agradecer a Alsol Energias Renováveis pela consultoria no desenvolvimento deste artigo.

REFERÊNCIAS

ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica. **Banco de Informações de Geração**. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/geracao-distribuida>>. Acesso em: dezembro, 2019.

ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica. Relatório de Impacto Relatório – Consulta 025/2019. Disponível em: <https://www.aneel.gov.br/consultas-publicas?p_p_id=participacaopublica_WAR_participacaopublicaportlet&p_p_lifecycle=1&p_p_state=normal&p_p_mode=view&p_p_id=participacaopublica_WAR_participacaopublicaportlet&participacaopublica_WAR_participacaopublicaportlet_javax.portlet.action=visualizarParticipacaoPublica&participacaopublica_WAR_participacaopublicaportlet_ideParticipacaoPublica=3366>. Acesso em: dezembro, 2019.

_____. **Caderno Temático ANEEL Micro e Minigeração Distribuída**. Sistema de Compensação de Energia Elétrica. 2ª ed. 2016. Disponível em: <<http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2012482.pdf>>. Acesso em: dezembro, 2019.

_____. **Por Dentro da Conta de Energia**. Informação de utilidade pública. Disponível em: <[http://www2.aneel.gov.br/arquivos/PDF/Cartilha_Por_Dentro_da_Conta_de_Energia\(2011\).pdf](http://www2.aneel.gov.br/arquivos/PDF/Cartilha_Por_Dentro_da_Conta_de_Energia(2011).pdf)>. Acesso em: dezembro, 2019.

_____. **Resolução Normativa Nº 482**. 2012. Disponível em: <<http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2012482.pdf>>. Acesso em: dezembro, 2019.

ASSAF NETO, Alexandre. Os Métodos Quantitativos de Análise de IOs nvestimentos. **Caderno de Estudos**, n. 6, p. 01-16, 1992.

GREENER. Estudo Estratégico - Mercado Fotovoltaico de Geração Distribuída – 1º Semestre/2018. São Paulo. 2018. Disponível em: < <https://www.greener.com.br/estudo-estrategico-mercado-fotovoltaico-de-geracao-distribuida-1o-semester2018/>>. Acesso em: dezembro, 2019.

GREENER. Estudo Estratégico - Mercado Fotovoltaico de Geração Distribuída – 3º Trimestre/2019. São Paulo. 2019. Disponível em: < <https://www.greener.com.br/pesquisas-de-mercado/estudo-estrategico-mercado-fotovoltaico-de-geracao-distribuida-3o-trimestre-de-2019/>>. Acesso em: dezembro, 2019.

TROYJO, M. Crise energética brasileira é fruto da má gestão e não da seca, defende especialista. Disponível em: < <https://www.correio24horas.com.br/noticia/nid/crise-energetica-brasileira-e-fruto-da-ma-gestao-e-nao-da-seca-defende-especialista/>>. Acesso em: dezembro, 2019.

EPIA - European Photovoltaic Industry Association. 2014. Disponível em: <http://www.solarpowereurope.org/media/press-releases/> >. Acesso em: dezembro, 2019.

RABELO, L., 2014. Energia, Crise e planejamento. **Revista COM CIÊNCIA**. Entrevista com Luís Rabelo Disponível em: <<http://www.comciencia.br/reportagens/energiaeletrica/energia02.htm>>. Acesso em: dezembro, 2019.

VELLOSO, R. Populismo tarifário vai custar bilhões ao trabalhador. Ed. ABRIL, 2014. Disponível em: <<http://veja.abril.com.br/blog/rodrigo-constantino/economia/populismo-tarifario-vai-custar-bilhoes-aotrabalhador/>>. Acesso em: dezembro, 2019.

PINGUELLI, L., 2014. O clima criado com a redução das tarifas de energia prejudica o sistema. **Carta Capital**. Entrevista com Luiz Pinguelli. Disponível em: <<http://www.cartacapital.com.br/economia/o-clima-que-foi-criado-com-areducao-das-tarifas-esta-prejudicando-todo-o-sistema-3067.html>>. Acesso em: dezembro, 2019.

IDEAL – Instituto para Desenvolvimento de Energias Renováveis na América Latina. **O Mercado Brasileiro de Geração Distribuída Fotovoltaica**. Edição 2018. Florianópolis; 2018. Disponível em: <https://issuu.com/idealeco_logicas/docs/estudofv2018_digital3>. Acesso em: dezembro, 2019.

EPE. Empresa de Pesquisa Energética. Anuário Estatístico de Energia 2018. **Ministério de Minas e Energia**, ano base 2017, Brasília. Disponível em: <<http://epe.gov.br/pt>>. Acesso em: dezembro, 2019.

BARROSO, L. **O Setor Elétrico e as Novas Fronteiras Globais**. Seminário. Brazil Energy Frontiers 2019. São Paulo. 23 de outubro de 2019. 36 slides, color. Disponível em: <http://brazilenergyfrontiers.com/media/filemanager/9_Luiz%20Barroso%20-%20PSR%20Energy%20Frontiers%20_2019_%20-%20-%20%20Modo%20de%20Compatibilidade.pdf>. Acesso em: dezembro, 2019.

STUDY OF ECONOMIC AND FINANCIAL IMPACTS CAUSED BY THE REVIEW OF NORMATIVE RESOLUTION 482/2012 IN A PHOTOVOLTAIC SOLAR MICROSYSTEM INSTALLATION

Abstract. *Since the publication of Normative Resolution No. 482/2012, there has been an exponential growth in the capacity of photovoltaic distributed generation. At the same time, the need to pay part of the pricing components of distributed generation (DG) is questioned, as these products are consumed the grid of utilities. The National Electric Energy Agency presents five alternatives with different values for the offsetting of energy credits, each considering a tariff component that can be taken from distributed generation units. However, this work aimed to analyze the economic / financial impacts of the AIR proposals for the alternatives of energy credit compensation in residential photovoltaic microsystems in the state of Minas Gerais. The results showed that, even with the impact of these alternatives applied by the agency, investments in DG are still viable and rentable from the technical point of view of economic and financial analysis. On the other hand, besides the technical perspective, it is necessary to take into account the other benefits that DG provides to the distribution network and society, such as social and environmental aspects.*

Key words: *Solar Energy, Distributed Generation, Payback*