



## ANÁLISE DOS IMPACTOS DA AUDIÊNCIA PÚBLICA 01/2019 DA ANEEL PARA OS CONSUMIDORES E A SUA RELAÇÃO COM A INTENSA INSERÇÃO DE GERAÇÃO DISTRIBUÍDA NO SISTEMA DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA

Marielly Dayane da Silveira\*<sup>1</sup>, Renan Souza Moura<sup>1</sup>, Maristela Costa Rezende de Almeida<sup>1</sup>, Thauany Oliveira Silva<sup>1</sup>.

<sup>1</sup>IFMG – Instituto Federal de Minas Gerais

**Resumo** – Este trabalho busca discutir se as mudanças propostas pela Audiência Pública 01/2019 da ANEEL, referentes ao atual sistema de compensação de créditos, causariam impactos significativos para os consumidores que possuem sistema fotovoltaico. Como forma de justificar um posicionamento em relação a esta questão, serão realizados cálculos de viabilidade econômica para sistemas fotovoltaicos considerando diferentes níveis de aproveitamento da porcentagem de créditos obtidos. Em seguida serão apresentados os problemas causados em regiões com grande quantidade de unidades com geração distribuída como baixo fator de potência, fluxo de potência reverso, elevação de tensão, entre outros. Os resultados demonstraram que as regras propostas pela Audiência Pública 01/2019 não resultariam em alterações significativas na viabilidade econômica. Por fim, os autores entendem que o veto das propostas da Audiência Pública 01/2019 da ANEEL poderá causar o repasse dos custos da operação do sistema distribuição para consumidores em algum momento do futuro, devido principalmente a utilização de geração distribuída.

**Palavras-Chave** - *Compensação de Créditos, Geração Distribuída, Sistemas Fotovoltaicos.*

**ANEEL ANALYSIS OF THE PUBLIC HEARING IMPACTS 01/2019 FROM ANEEL TO CONSUMERS AND THEIR RELATIONSHIP WITH THE INTENSE INSERTION OF DISTRIBUTED GENERATION IN THE ENERGY DISTRIBUTION SYSTEM**

**Abstract** - This paper seeks to discuss whether the changes proposed by ANEEL's Public Hearing 01/2019, regarding the current credit compensation system, would cause data due to consumers who have a photovoltaic system. As a way to justify a position on this issue, economic feasibility calculations for photovoltaic systems will be carried out considering different levels of use of the percentage of credit obtained. Then, the problems caused in regions with a large number of units with distributed generation will be used, \*silveira.mari14@gmail.com

such as low power factor, reverse power flow, voltage increase, among others. The results showed that the rules proposed by Public Hearing 01/2019 would not result in significant changes in economic viability. Finally, the authors understand that the veto of ANEEL's Public Hearing 01/2019 proposals may cause the costs of operating the distribution system to be passed on to consumers at some point in the future, mainly due to the use of distributed generation.

**Keywords** - Credit Clearing, Distributed generation, Photovoltaic Systems.

### I. INTRODUÇÃO

O setor elétrico brasileiro (SEB) é composto por uma grande abundância de recursos naturais exploráveis. A grande abundância desses recursos e a dimensão continental do país fizeram com que cerca de 82% da capacidade de geração de energia elétrica instalada no país em 2018 fosse proveniente de fontes renováveis [1].

A maior parte da produção de energia no Brasil é gerada de forma centralizada em grandes usinas hidrelétricas [2].

Nos últimos anos devido à escassez de chuvas e o elevado custo para geração de energia nas grandes usinas, a busca pela diversificação da matriz elétrica vem crescendo gradativamente.

Diante disso, a energia solar fotovoltaica torna-se cada vez mais atraente, uma vez que o Brasil possui um grande potencial solar para geração de energia elétrica. Estima-se que até 2030 a energia fotovoltaica atingirá 2,7 milhões de unidades consumidoras chegando a cerca de 11GW de potência instalada, passando de 1,33% da matriz elétrica brasileira em 2019 para 4,65% em 2030 [2].

Em 2012 foi aprovado pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) a Resolução Normativa 482/2012 que permitiu que consumidores conectados ao sistema de distribuição atuem como agentes ativos no processo de geração de energia elétrica. Esta modalidade foi denominada como geração distribuída (GD) [3].

Além dos fatores técnicos e ambientais, a geração distribuída apresenta vantagens em relação a fatores econômicos para o consumidor. De acordo com a Resolução Normativa 482/2012, atualizada pela Resolução Normativa nº687/2015, as unidades consumidoras quando geram mais energia do que consomem, podem injetar essa energia excedente na rede, o que resulta créditos em energia (kWh) que podem ser usados para reduzir consideravelmente a fatura de energia dos meses seguintes [3].

Em janeiro de 2019 aconteceu a audiência Pública 01/2019 realizada para debater mudanças no atual sistema de compensação de créditos do sistema de GD. Com o grande crescimento da microgeração e minigeração distribuída, as concessionárias afirmam que a atual compensação de créditos da geração distribuída causa impactos financeiros que prejudicam os consumidores que não aderiram à geração distribuída [4].

A inserção massiva de GD tem causado problemas de baixo fator de potência no barramento de interface entre os sistemas de transmissão/distribuição de energia elétrica. Esse baixo fator de potência traz prejuízos para as concessionárias e grandes impactos para o sistema elétrico, como perdas ao longo das linhas e problemas no controle de tensão, dentre outros [11].

Como resultado da primeira fase desse processo de mudança, a ANEEL apresentou seis possíveis cenários para a nova compensação, que podem causar redução no aproveitamento de créditos dos consumidores com geração distribuída.

Após uma série de protestos e uma grande agitação nas redes sociais que levavam o nome de “Não a taxa do Sol”, referentes às mudanças propostas pela ANEEL, o atual presidente em janeiro de 2020 barrou tais mudanças.

Dentro deste contexto, este artigo analisa se as propostas sugeridas pela Audiência Pública da ANEEL causariam impactos significativos na viabilidade econômica de sistemas fotovoltaicos e os problemas relacionados em áreas com grande quantidade de usuários de geração distribuída. Assim, este artigo é dividido da seguinte forma: após uma breve introdução, a Seção 2 é responsável por apresentar o referencial teórico para que a metodologia presente na Seção 3 seja compreendida. Por fim, Resultados e Conclusões são demonstrados nas Seções 4 e 5, respectivamente.

## II. REFERENCIAL TEÓRICO

### A. Sistemas Fotovoltaicos conectados à rede elétrica

Um sistema fotovoltaico conectado à rede pode ser dividido em duas partes [5]. A primeira é a geração, que conta com os painéis fotovoltaicos, que são responsáveis pela conversão da radiação solar em eletricidade, e a segunda, é o condicionamento de potência, onde encontram-se os inversores que são responsáveis pela conversão da energia CC gerada pelos painéis em energia CA, e os dispositivos de proteção e controle [6].

### B. Indicadores para análise de viabilidade econômico-financeira de projetos

Para realizar a análise de viabilidade econômica de um projeto fotovoltaico pode-se fazer o uso de vários indicadores. Para este trabalho serão usados três indicadores que são os mais utilizados nas empresas para avaliar a viabilidade de projetos e investimentos.

- *Payback*: demonstra o tempo que será necessário para que se tenha um retorno positivo no investimento efetuado inicialmente. Ele verifica em quanto tempo o somatório das entradas se iguala ao valor investido, isto é, em quanto tempo o sistema passará a gerar lucros para o consumidor [7].

- Valor Presente Líquido (VPL): O VPL mede o valor presente dos fluxos de caixa gerados pelo projeto ao longo de sua vida útil, e é encontrado usando a Equação 1.

$$VPL = -SO + \sum_{n=1}^n \frac{FCn}{(1+TMA)^n} \quad (1)$$

Onde: SO = investimento inicial do sistema; FCn = É o fluxo de caixa de cada ano; TMA = Taxa mínima de atratividade; n = Período de tempo.

Para realizar a verificação de viabilidade a partir das análises relacionadas ao VPL, deve-se analisar o sinal do valor obtido de VPL [8]. De acordo com [9], o valor de VPL obtido deve ser positivo ou pelo menos nulo, uma vez que, quanto maior o valor, mais o projeto é considerado economicamente viável. Quando se compara projetos com diferentes valores positivos de VPL, sempre deve ser considerado o maior valor obtido.

- Taxa Interna de Retorno (TIR): A TIR é dita como taxa interna de retorno e é definida como a taxa que iguala as entradas e as saídas. A taxa é encontrada a partir do momento em que o VPL é zerado e passa a ser considerado projetos satisfatórios aqueles em que a TIR seja superior ao TMA (Taxa mínima de Atratividade) adotada. Quanto maior o valor de TIR mais vantajoso é o investimento [9]. Sendo assim, satisfaz a Equação 2.

$$VPL = 0 = -SO + \sum_{n=1}^n \frac{FCn}{(1+TIR)^n} \quad (2)$$

### C. Impactos da Geração Distribuída no Sistema de Distribuição

A inserção da geração distribuída (GD) traz várias vantagens para a matriz elétrica, entretanto, o crescimento exponencial de novas instalações de sistemas fotovoltaicos resultou em problemas operacionais para o sistema de distribuição, como o fluxo reverso de potência, problemas na regulação de frequência, injeção de correntes harmônicas e perdas técnicas [10].

Além disso, como as unidades de GD são parametrizadas para injetar apenas potência ativa na rede, regiões com grande quantidade de unidades de GD resultam antes da ocorrência do fluxo de potência reverso, em um baixo fator de potência no barramento de interface entre os sistemas de transmissão e a subestação de distribuição [11].

O baixo fator de potência ocorre porque as redes de distribuição ao fazerem o uso intenso da GD, passam a demandar uma menor potência ativa e mantêm a mesma potência reativa para suprir as suas cargas. Essa redução na demanda de potência ativa ocasiona uma diminuição no fator de potência visto pelo sistema de transmissão no barramento de interface entre os sistemas de transmissão/distribuição de energia elétrica.

De acordo com o módulo 8 do PRODIST para unidades consumidoras até 230kV o fator de potência deve estar entre 0,92 e 1,0 indutivo ou 1,0 e 0,92 capacitivo. Esse fator de potência deve ser controlado realizando medições na própria unidade consumidora [12]. O excedente reativo é repassado para o consumidor e é calculado por meio de equações e diretrizes determinadas na resolução normativa nº 414/2010 da ANEEL [14].

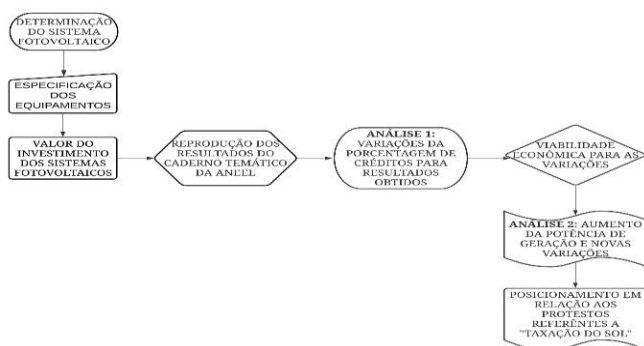
Entretanto, atualmente quando ocorre uma baixa no fator de potência do barramento da subestação devido ao grande somatório de instalação de GD, os custos das obras para corrigir os problemas causados na rede são inteiramente de responsabilidade na distribuidora e não são repassados para o consumidor com GD. Futuramente é possível que tais custos sejam repassados para os consumidores em forma de multas, já que são os responsáveis pelos problemas citados ao instalarem GD.

Diante do exposto, não teria sido mais vantajoso ter aceitado a alteração de compensação de créditos ao invés de pagar o valor referente a esta “multa”? Como esta multa está sendo causada por quem instala painéis fotovoltaicos, ela deve ser direcionada apenas para quem tem unidades GD?

### III. METODOLOGIA

A metodologia utilizada para realização deste trabalho é apresentada na Figura 1:

Figura 1: Etapas de Desenvolvimento



Fonte: Próprio Autor.

Os sistemas fotovoltaicos utilizados para as análises realizadas foram retirados do caderno temático da ANEEL [13], que faz uma projeção de como ficaria a conta de energia de alguns grupos de consumidores durante 12 meses, considerando uma tarifa de 0,51 R\$/kWh da Cemig, sem considerar reajuste tarifário ao longo dos meses e sem a incidência de impostos federais e estaduais (PIS/COFINS e ICMS). Os sistemas utilizados foram:

- Sistema fotovoltaico do grupo B (baixa tensão), considerando uma unidade consumidora trifásica situada na cidade de Belo Horizonte, e que possui uma potência instalada de 2kWp.
- Sistema fotovoltaico do grupo B (baixa tensão), para consumidores com autoconsumo remoto, instalado na cidade de Belo Horizonte, e com potência de instalação de 10kWp.

- Sistema fotovoltaico do grupo A (alta tensão), considerando uma unidade consumidora comercial, situada na cidade de Fortaleza, com demanda contratada na ponta de 100kW, e fora de ponta 400kW. Com potência instalada de 350kWp.

Inicialmente os autores realizaram o dimensionamento e montagem do kit fotovoltaico para cada um dos sistemas descritos, para que fosse possível estimar o valor do investimento realizado para instalação de cada sistema.

Com os kits montados, foram calculadas as viabilidades econômicas de cada unidade consumidora indicada no caderno temático da ANEEL, considerando uma vida útil de 25 anos. Para estes cálculos considerou-se um aproveitamento de 100% dos créditos obtidos pelos sistemas fotovoltaicos. Em seguida, foram realizadas variações de 5% no aproveitamento da porcentagem de créditos obtidos. Obtendo-se também as suas correspondentes viabilidades econômicas.

Adicionalmente realizou-se uma segunda análise para os consumidores do grupo B e grupo A. Nesta segunda análise alterou-se a potência de geração dos mesmos sistemas fotovoltaicos dimensionados anteriormente, para que a potência de geração fosse sempre maior que o consumo. O objetivo neste passo é realizar uma análise do comportamento de sistemas fotovoltaicos sobredimensionados dentro do contexto do artigo.

Por fim, de posse de todos os resultados, houve um posicionamento quanto ao tema “taxação do Sol”, referente aos protestos realizados para que as novas regras sugeridas pela ANEEL para alteração do sistema de compensação de créditos não entrassem em vigor, e a sua relação quanto aos problemas causados pela inserção massiva de geração distribuída.

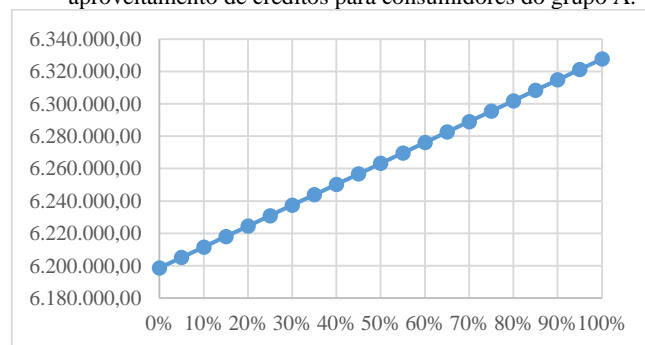
### IV. RESULTADOS E DISCUSSÕES

#### A. Resultados da Análise 1

Como resultado da primeira análise que consiste em realizar as variações na porcentagem de aproveitamento de créditos para os sistemas propostos no caderno temático da Aneel e calcular as suas correspondentes viabilidades econômicas, foram criados gráficos de VPL em relação a porcentagem de aproveitamento de créditos gerados e gráficos do *payback* em relação a porcentagem de aproveitamento de créditos, utilizando as equações mostradas no capítulo II.

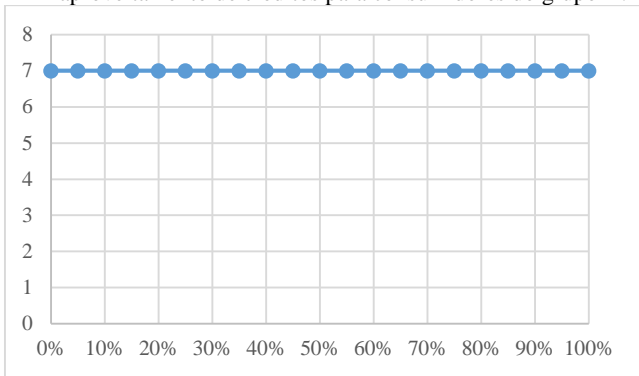
- **Consumidores Grupo A (alta tensão)**

Figura 2: Gráfico do valor de VPL em relação a porcentagem de aproveitamento de créditos para consumidores do grupo A.



Fonte: Próprio Autor.

Figura 3: Gráfico do *payback* em relação a porcentagem de aproveitamento de créditos para consumidores do grupo A.



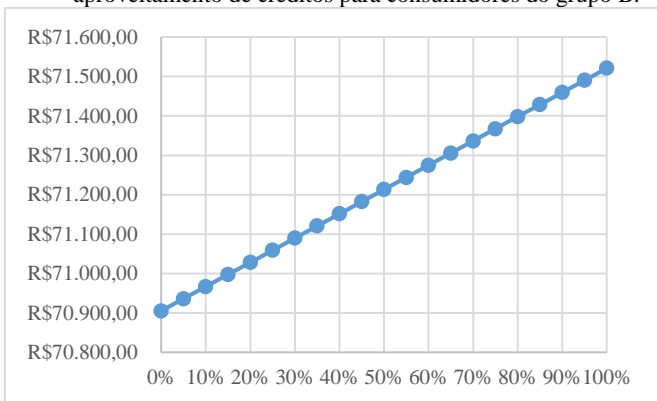
Fonte: Próprio Autor.

Diante dos resultados apresentados nas Figuras 2 e 3, nota-se que para consumidores do grupo A, a variação da porcentagem de aproveitamento de créditos não apresenta variações consideráveis na viabilidade econômica, devido ao fato que não houve uma quantidade significativa de geração de créditos.

Quanto menos créditos são gerados, menor será a diferença entre as faturas de energia com e sem a instalação dos sistemas fotovoltaicos, resultando em pouca variação na viabilidade dos sistemas quando ocorre a variação da porcentagem de créditos.

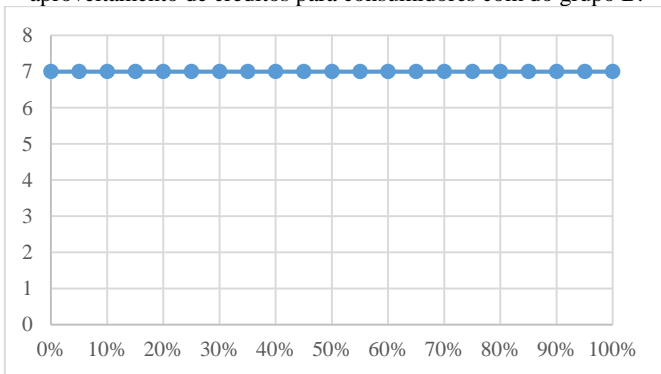
• **Consumidores Grupo B (baixa tensão)**

Figura 4: Gráfico do valor de VPL em relação a porcentagem de aproveitamento de créditos para consumidores do grupo B.



Fonte: Próprio Autor.

Figura 5: Gráfico do *payback* em relação a porcentagem de aproveitamento de créditos para consumidores com do grupo B.

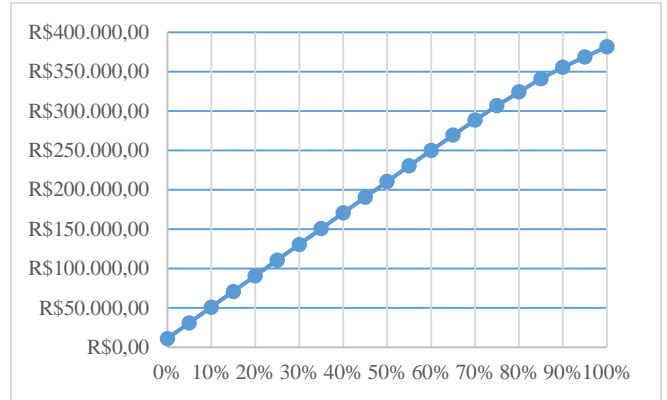


Fonte: Próprio Autor.

Para os consumidores individuais do grupo B, gráficos 4 e 5, também resultam em pouca variação na viabilidade econômica, que também são decorrentes da baixa geração de créditos.

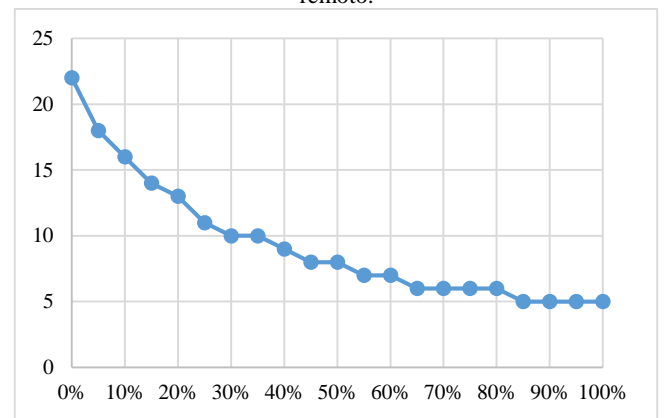
• **Consumidores Grupo B com autoconsumo remoto**

Figura 6: Gráfico do valor de VPL em relação a porcentagem de aproveitamento de créditos para consumidores com autoconsumo remoto.



Fonte: Próprio Autor.

Figura 7: Gráfico do *payback* em relação a porcentagem de aproveitamento de créditos para consumidores com autoconsumo remoto.



Fonte: Próprio Autor.

Para consumidores com autoconsumo remoto, Figura 6 e 7, houve uma grande variação na viabilidade econômica quando realizadas as variações na porcentagem de aproveitamento de créditos. Essa variação é decorrente do fato de que as potências de consumo das unidades consumidoras são elevadas e com a variação da porcentagem de crédito o preço da fatura de energia aumenta gradativamente. Obviamente que a forma como é realizada a divisão da porcentagem de crédito entre as unidades consumidoras também interfere nesta variação.

**B. Resultados da Análise 2**

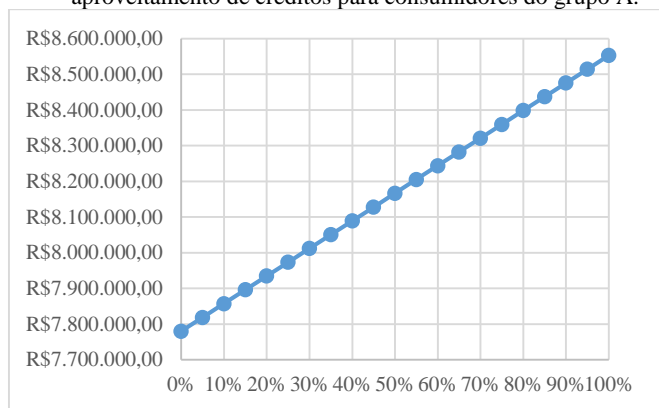
A segunda análise realizada consiste em aumentar a potência de geração dos sistemas fotovoltaicos. O intuito desta segunda análise é observar se com o aumento da geração de créditos obtidos ao realizar as variações na porcentagem de aproveitamento de créditos, ocorrerá variações significativas na viabilidade econômica dos sistemas.

Realizou-se a segunda análise apenas para o grupo A e grupo B, pois como visto nos resultados anteriores, o sistema fotovoltaico do grupo B com autoconsumo remoto apresentou-se grandes variações na viabilidade econômica quando realizada a primeira análise. Logo, não se faz necessário novas análises para comprovar se realmente seria vantajoso as alterações para este grupo de consumidores.

Os resultados obtidos para esta análise são apresentados a seguir:

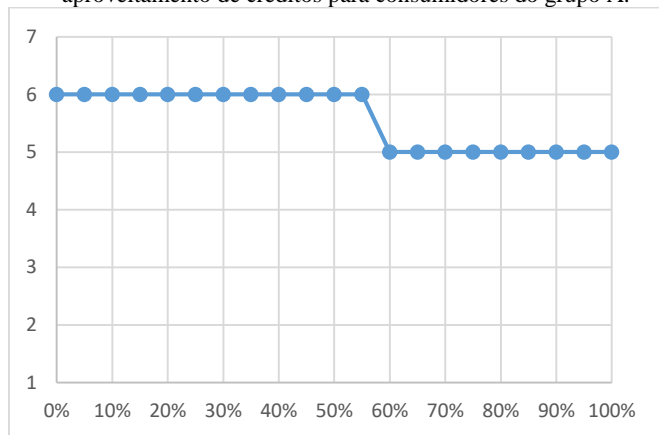
- **Consumidores Grupo A (alta tensão)**

Figura 8: Gráfico do valor de VPL em relação a porcentagem de aproveitamento de créditos para consumidores do grupo A.



Fonte: Próprio Autor.

Figura 9: Gráfico do valor de *payback* em relação a porcentagem de aproveitamento de créditos para consumidores do grupo A.



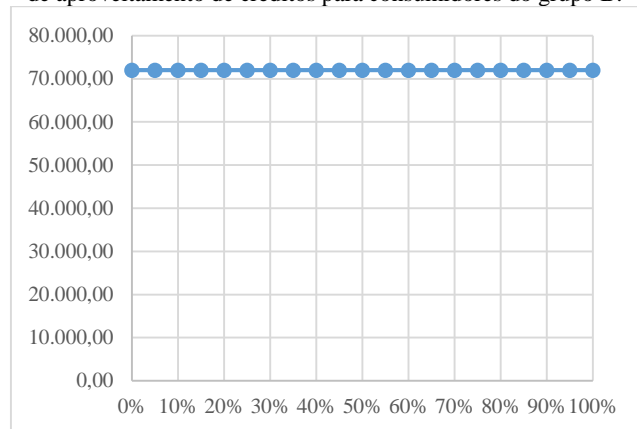
Fonte: Próprio Autor.

Para o grupo A, pode-se observar que houve uma maior variação do VPL se comparado com os valores obtidos na Figura 4, em que ocorreu pouca geração de créditos, porém o *payback* do sistema, que é o tempo de retorno do investimento, não obteve variações significativas. Como o investimento para um sistema fotovoltaico de alta tensão é muito alto, para que haja uma variação significativa no *payback* deve haver uma grande variação no fluxo de caixa, o que não ocorreu quando aumentou-se a potência de geração do sistema estudado.

- **Consumidores Grupo B (baixa tensão)**

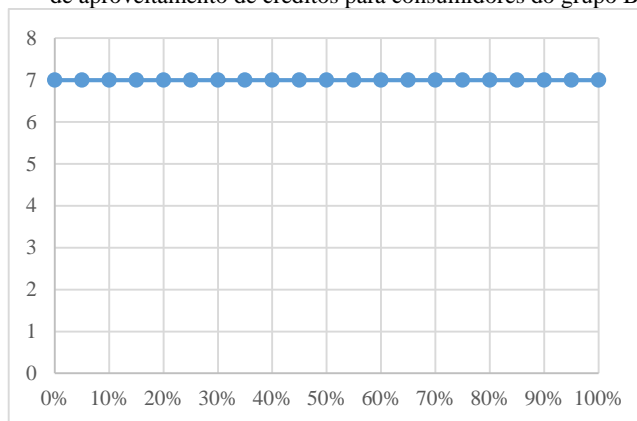
As Figuras 10 e 11 apresentam valores constantes quando o sistema está gerando mais energia do que é consumido. Isso ocorre devido ao fato de que quando um sistema fotovoltaico do grupo B gera mais que consome, o consumidor sempre pagará apenas pelo valor correspondente ao custo de disponibilidade.

Figura 10: Gráfico do valor de VPL em relação a porcentagem de aproveitamento de créditos para consumidores do grupo B.



Fonte: Próprio Autor.

Figura 11: Gráfico do valor de *payback* em relação a porcentagem de aproveitamento de créditos para consumidores do grupo B.



Fonte: Próprio Autor.

## V. CONCLUSÕES

Os resultados apresentados constataram que diferentes porcentagens de aproveitamento de créditos para consumidores do grupo B e grupo A não resultam em variações consideráveis na viabilidade econômica dos sistemas fotovoltaicos analisados, demonstrando que as mudanças propostas na audiência pública 01/2019 não trariam consequências significativas para os consumidores caso entrassem em vigor. Já os consumidores com autoconsumo remoto sofreriam um maior impacto quanto às alterações.

Diante dos fatos evidenciados neste artigo, os autores alertam sobre as possíveis ações futuras por parte das concessionárias de energia elétrica. Devido ao baixo fator de potência e fluxo de potência reverso nos barramentos de interface entre os sistemas de transmissão e a subestação de distribuição serem causados principalmente por consumidores que possuem sistemas fotovoltaicos, aliado ao fato de que atualmente são as

concessionárias que estão custeando adequações na rede elétrica devido a esta condição operativa, é esperado que tais custos de operação do sistema de distribuição sejam repassados de alguma forma para os consumidores. Assim, os autores se posicionam que mesmo com o impacto causado para os consumidores com autoconsumo remoto talvez teria sido melhor aceitar as alterações propostas pela Audiência Pública 01/2019 da ANEEL como “moeda de troca” em uma futura negociação dentro deste tema.

Diante deste assunto polêmico, é imprescindível que haja um melhor esclarecimento dos fatos relacionados ao tema, pois somente assim as melhores decisões serão tomadas de forma que atenda as partes envolvidas.

## REFERÊNCIAS

[1] FREIRE, Marcelo Leite. Modernização do Setor Elétrico Brasileiro: Formação de Preço da Energia Elétrica. Escola Nacional de Administração Pública, Brasília-DF, Abril 2019.

[2] UHUMANN, Jackson Rodrigo; UHMANN, Isaura Marques de Souza; FERREIRA, Rafael Lopes. **Panorama Brasileiro da Energia Fotovoltaica na Geração Distribuída**. 2018.

[3] AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (ANEEL). **Resolução Normativa N° 482**. 2012.

[4] ROCHA, José Luiz Oliveira. **Estudo da Viabilidade Econômica e das Perdas Elétricas na Geração Distribuída à Biogás em uma Suinocultura**. Trabalho de Conclusão de Curso - Universidade Federal de Ouro Preto. 2019.

[5] TORRES, André Mendes. **Estudo da Viabilidade para implantação do sistema de monitoramento de energia em usina fotovoltaica**. Trabalho de Conclusão de Curso - Universidade do Sul de Santa Catarina. 2018.

[6] DIAS, Matheus de Oliveira. **Estudo da viabilidade econômica da implantação de um sistema fotovoltaico conectado à rede para condomínio na cidade de Mossoró-RN**. Trabalho de Conclusão de Curso - Universidade Federal Rural do Semiárido. 2018.

[7] DASSI, Jonatan Antonio; ZANIN, Antonio; BAGATINI, Fabiano Marcos; TIBOLA, Ademar; BARICHELLO, Rodrigo; MOURA, Geovanne Dias. **Análise da viabilidade econômico-financeira de energia solar fotovoltaica em uma Indústria de Ensino Superior do Sul do Brasil**. XXII Congresso Brasileiro de Custos – Foz do Iguaçu, 2015.

[8] CAMIOTO, Flávia de Castro; GOMES, Vanessa Peres Rezende Garcia; **Análise de viabilidade econômica da implantação de um sistema de energia fotovoltaica nas residências uberabenses**. Universidade Federal do Triângulo Mineiro (UFTM), Uberaba, MG, 2018.

[9] DAMASCENO, Bruno Martins. **Análise Técnica e Econômica de Sistemas Fotovoltaicos para Indústrias de Micro**

e Pequeno Porte. Trabalho de Conclusão de Curso - Universidade Federal de Santa Maria (UFSM, RS), 2020.

[10] SOARES, Anderson Elias. **Otimização da Injeção de Potência Pela Geração Distribuída Através da Técnica de Algoritmos Genéticos**. Trabalho de Conclusão de Curso - Universidade Federal do Rio de Janeiro. 2019.

[11] LUIZ, Cicele Martins; OLIVEIRA Alecio Melo; MENDES, Paulo Sergio S.; ALVES, Danilo Derick S.; CATAO, Bruno H. Andrade; TEIXEIRA, Jorge Luiz; **Avaliação do Impacto da Inserção da Geração Distribuída no Sistema Elétrico da Cemig Distribuição**. Grupo de Estudo de Sistemas de Distribuição-GDI. 2019.

[12] **Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional – PRODIST**. 2018.

[13] AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (ANEEL). **Caderno Temático ANEEL. Micro e Minigeração Distribuída Sistema de Compensação de Energia Elétrica**. 2ª edição. 2016.

[14] AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (ANEEL). Resolução Normativa n° 414/2010. Direitos e Deveres dos Consumidores e Distribuidoras. 2010.