



UNIVERSIDADE FEDERAL DE MINAS GERAIS
Escola de Engenharia

Eduardo Savini de Oliveira

**ANÁLISE DE IMPACTO DAS POSSÍVEIS MODIFICAÇÕES NA RESOLUÇÃO 482
DA ANEEL NA ATRATIVIDADE ECONÔMICA DE INSTALAÇÕES DE
MICROGERAÇÃO FOTOVOLTAICA**

Belo Horizonte – MG

2020

Eduardo Savini de Oliveira

**ANÁLISE DE IMPACTO DAS POSSÍVEIS MODIFICAÇÕES NA RESOLUÇÃO 482
DA ANEEL NA ATRATIVIDADE ECONÔMICA DE INSTALAÇÕES DE
MICROGERAÇÃO FOTOVOLTAICA**

Monografia apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica da Universidade Federal de Minas Gerais, para Exame de Qualificação, como requisito parcial para a obtenção do Certificado de Especialista em Fontes Renováveis.

Orientador: Bruno Marciano Lopes

Belo Horizonte – MG

2020



ATA DA DEFESA DA MONOGRAFIA DO ALUNO **EDUARDO SAVINI DE OLIVEIRA**

Realizou-se, no dia 14 de setembro de 2020, às 16:00 horas, ambiente a distância - skype, da Universidade Federal de Minas Gerais, a defesa de monografia, intitulada *ANÁLISE DE IMPACTO DAS POSSÍVEIS MODIFICAÇÕES NA RESOLUÇÃO 482 DA ANEEL NA ATRATIVIDADE FINANCEIRA DE INSTALAÇÕES DE MICROGERAÇÃO FOTOVOLTAICA*, apresentada por EDUARDO SAVINI DE OLIVEIRA, número de registro 2018724759, graduado no curso de ENGENHARIA ELÉTRICA, como requisito parcial para a obtenção do certificado de Especialista em FONTES RENOVÁVEIS - GERAÇÃO, OPERAÇÃO E INTEGRAÇÃO, à seguinte Comissão Examinadora: Prof(a). Bruno Marciano Lopes - Orientador (CEMIG), Prof(a). Wadaed Uturbey da Costa (UFMG).

A Comissão considerou a monografia:

Aprovada

Reprovada

Finalizados os trabalhos, lavrei a presente ata que, lida e aprovada, vai assinada por mim e pelos membros da Comissão.

Belo Horizonte, 14 de setembro de 2020.

Prof(a). Bruno Marciano Lopes (Mestre)

Prof(a). Wadaed Uturbey da Costa (Doutora)

AGRADECIMENTOS

Agradeço a todos os colegas que cursaram a Especialização e à equipe de professores, em especial ao Orientador deste trabalho, que durante uma pandemia, conseguiu disponibilizar tempo para me guiar nesta jornada.

Ser derrotado é normalmente uma condição temporária. Desistir é o que a faz permanente.

(Marilyn vos Savant)

RESUMO

Esta monografia visa analisar a atratividade de instalações de geradores fotovoltaicos caracterizados como microgeração para estabelecimentos comerciais, considerando os cenários mais prováveis para as vindouras modificações no sistema de compensação estabelecido pela resolução REN nº482 da ANEEL. Foi estabelecido um estudo de caso, em que alguns cenários foram simulados para uma mesma potência de usina. Com a utilização do *software* SAM, as simulações foram compostas por perfis de consumo variados, quantidades diferentes de autoconsumo e uma faixa de percentual de compensação da unidade gerada face à tarifa de energia. Ao fim, foram elaborados gráficos com o Valor Presente Líquido para cada situação. Concluiu-se que, mesmo com percentuais de compensação mais baixos do que o praticado hoje, a instalação das usinas fotovoltaicas para estabelecimentos comerciais é interessante e viável, mas o mercado deverá analisar melhor o investimento depois das mudanças, visto a queda significativa em sua atratividade.

Palavras-chave: Análise Econômica. Compensação de energia. Microgeração Fotovoltaica. Resolução Aneel REN nº482.

ABSTRACT

This monograph presents the assessment of the economic attractiveness of photovoltaic generator installations characterized as microgeneration for commercial establishments, considering the most likely scenarios for future changes in the compensation system applied by ANEEL REN n°482 resolution. A study was proposed in which some scenarios were simulated for fixed size power plant. Using SAM software, the simulations were composed of different profiles of consumption, varied amounts self-consume and a range of compensation percentage against the energy tariff. At the end, graphs were created with the Net Present Values for each situation. The conclusion was that even with lower compensation percentages than those practiced today, the installation of photovoltaic plants for commercial establishments is interesting and feasible, but the market should analyze better the investment after the changes given the significant drop in its attractiveness.

Keywords: Economic analysis/ Energy Compensation. Microgeneration Photovoltaic System. ANEEL REN n°482 Resolution.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 – Módulos de uma usina fotovoltaica	12
Figura 2 – Composição de uma tarifa de energia no Brasil.....	14
Figura 3 – Tarifa Residencial/Evolução TUSD/TE e por função de custo	22
Figura 4 – Perfil de consumo de energia hipotético uniforme durante todo o dia – Percentual da Energia total consumida no dia x Hora do Dia	24
Figura 5 – Perfil de consumo de energia hipotético seguindo ao máximo a geração do sistema – Percentual da Energia total consumida no dia x Hora do Dia	24
Figura 6 – Perfil de consumo de energia real Faixa 1 – Percentual da Energia total consumida no dia x Hora do Dia	25
Figura 7 – Perfil de consumo de energia Faixa 1 Tipo 7 – Percentual da Energia total consumida no dia x Hora do Dia	26
Figura 8 – G/C.....	27
Figura 9 – Representação da compensação equivalente no <i>software</i> SAM	32
Figura 10 – Perfil de Energia Consumida uniforme e TMA igual a 5,65%.....	33
Figura 11 – Perfil de Energia Consumida uniforme e TMA igual a 11,68%.....	33
Figura 12 – Perfil de Energia Consumida acompanhando a geração de energia e TMA igual a 5,65%.....	34
Figura 13 – Perfil de Energia Consumida acompanhando a geração de energia e TMA igual a 11,68%.....	34
Figura 14 – Perfil de Energia Consumida real e TMA igual a 5,65%.....	35
Figura 15 – Perfil de Energia Consumida real e TMA igual a 11,68%.....	35
Figura 16 – Perfil de Energia Consumida real noturno e TMA igual a 5,65%	36
Figura 17 – Perfil de Energia Consumida real noturno e TMA igual a 11,68%	36
Figura 18 – Comparação entre diferentes perfis de consumo com TMA igual a 5,65% e G/C igual a 0,99	37
Figura 19 – Comparação entre diferentes perfis de consumo com TMA igual a 11,68% e G/C igual a 0,99	38

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 – Média da formação da tarifa entre 2018 e 2020	23
Tabela 2 – Compensação percentual sobre a tarifa de aquisição.....	23
Tabela 3 – Localização e parâmetros ambientais	28
Tabela 4 – Características de Projeto do Sistema	28
Tabela 5 – TMA conforme média Selic recente.....	30
Tabela 6 – Composição da taxa Selic com IBOV (06/2018 a 06/2020).....	31

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica

CNPJ – Cadastro Nacional de Pessoa Jurídica

CPF – Cadastro de Pessoa Física

GD – Geração Distribuída

ICMS – Imposto Sobre Circulação de Mercadorias e Serviços

NREL – National Renewable Energy Laboratory

NSRDB – National Solar Radiation Data Base

SAM – System Advisor Model

TE – Tarifa de Energia

TMA – Taxa Mínima de Atratividade

TUSD – Tarifa de Uso de Distribuição

VPL – Valor Presente Líquido

SUMÁRIO

1 INTRODUÇÃO	11
1.1 Os subsídios em mercados internacionais mais maduros	11
1.2 Contexto regulatório da geração distribuída do Brasil	12
1.3 Composição tarifária e o valor da energia no sistema de compensação	13
1.4 Alternativas regulatórias para reequilíbrio na forma de compensação	16
2 METODOLOGIA	19
2.1 Ferramentas utilizadas	19
3 ESTUDO DE CASO	21
3.1 Premissas, parametrização e os cenários para simulação	21
3.1.1 Percentual de compensação	21
3.1.2 Perfil de consumo	23
3.1.3 Quantidade de carga consumida no local em relação à energia gerada	26
3.1.4 Localidade e parâmetros ambientais	27
3.1.5 Características técnicas do sistema	28
3.1.6 Custo do sistema	29
3.1.7 Vida útil	29
3.1.8 Parâmetros financeiros e incentivos	29
3.1.9 Tarifas de energia elétrica	31
4 RESULTADOS	33
4.1 Comparação de atratividade considerando consumo local pleno para diferentes perfis de consumo	37
4.2 Análise dos resultados	38
5 CONCLUSÃO	40
REFERÊNCIAS	41

1 INTRODUÇÃO

Esta monografia apresenta uma análise de atratividade econômica diante da vindoura atualização da Resolução REN nº482 da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), atualmente em consulta pública. Entre outras modificações, a revisão da resolução estabelecerá um novo sistema de compensação de energia, que impactará diretamente o investidor em microgeração com consumo local e remoto. Para a análise, foram estabelecidos cenários baseados nas propostas de modificação apresentadas pela ANEEL, em sua nota técnica NT0062 (ANEEL, 2018b), bem como o estágio atual da discussão do tema junto à população. Definidos os cenários de compensação de energia, o *software* System Advisor Model (SAM) foi utilizado para as simulações técnicas e econômicas.

1.1 Os subsídios em mercados internacionais mais maduros

Os incentivos governamentais para a instalação de usinas de energia com fonte mais limpa e sustentável e a eventual inviabilidade enfrentada por essas instalações, sem esses incentivos, aconteceram em alguns países, inclusive no Brasil. Em Ibarloza *et al.* (2018), é analisada a performance das empresas espanholas envolvidas com energia solar fotovoltaica face aos cortes abruptos de subsídios governamentais. No trabalho, fica demonstrado o comportamento das companhias cujo desempenho, estimulado pelos subsídios, levou a Espanha ao segundo lugar do *ranking* mundial em instalações e, após o corte repentino de subsídios em 2009, o perfil de crescimento transformou-se em quase estagnação e falência de várias empresas.

Já em Bauner e Crago (2015), é analisada a adoção de usinas fotovoltaicas em residências norte-americanas. Apesar da existência de estímulos da federação e dos governos de estado, os subsídios não estão consolidados e elevam a incerteza para o investidor na análise do investimento. Dessa forma, ele tende a aguardar para ter a tranquilidade decorrente de uma regulamentação bem definida e estável.

Na China, de acordo com Guo e Guo (2015), os subsídios governamentais foram os grandes responsáveis pelo enorme crescimento das instalações fotovoltaicas. Os autores concluem que a indústria fotovoltaica se beneficiou, principalmente, dos subsídios e não da geração de energia propriamente dita,

chegando a destacar que o governo chinês, naquele momento do tempo, não deveria cortar subsídios, exceto se um avanço tecnológico significativo acontecesse.

1.2 Contexto regulatório da Geração Distribuída no Brasil

O ano de 2012 foi capital para a viabilização da expansão da Geração Distribuída (GD) no Brasil, pois foi quando, por meio da Resolução Normativa REN nº482 a ANEEL regulamentou as condições gerais de acesso de microgeração e minigeração distribuída aos sistemas de distribuição de energia elétrica e criou o sistema de compensação de energia elétrica (MONTEIRO; SILVEIRA, 2018).

Figura 1 – Módulos de uma usina fotovoltaica



Fonte: Flexsolar (2020)

A resolução teve como um de seus pilares principais o Sistema de Compensação de energia elétrica implantado. De acordo com o Sistema, aquele consumidor que, por meio de fontes renováveis ou cogeração qualificada, se enquadrasse nas categorias de centrais geradoras de Microgeração (menor ou igual a 100kW) ou Minigeração (de 100kW a 1MW) distribuídas, poderia descontar o valor de sua produção em seu consumo. A energia produzida em excesso passava a gerar créditos para aquela unidade. Os créditos poderiam ser utilizados em até 36 meses subsequentes ou ainda distribuídos para a redução de outras contas de energia no mesmo ciclo de faturamento, para o caso de titularidade comum entre unidades.

As instalações fotovoltaicas passaram, então, a ser investimentos interessantes do ponto de vista de consumidores. O cenário se tornou ainda mais propício quando da revisão da resolução REN nº687 (ANEEL, 2015). Essa modificação de 2015, otimizou o processo burocrático de acesso à rede das concessionárias, alterou o limite superior da microgeração e inferior da minigeração distribuída, ambos para 75kW e elevou a validade de créditos gerados para 60 meses. Aumentou o limite superior da minigeração para 5MW para fontes renováveis com exceção da hídrica. A fonte hídrica também foi inserida no critério de minigeração até 5MW em 2016, pela Lei nº 13.360, como informa a Nota Técnica NT0068 (ANEEL, 2017). Outras alterações importantes, estabeleceram maneiras para se abater créditos gerados em contas de outros cidadãos (CPFs) e empresas (CNPJs), por meio da formação de cooperativas e consórcios.

Além do Sistema de Compensação, outros incentivos de relevância foram proporcionados pelo governo federal. O CONFAZ, em 2015, autorizou os estados a concederem isenção do ICMS incidente sobre a energia elétrica fornecida pela distribuidora à unidade consumidora, na quantidade correspondente à soma da energia elétrica injetada na rede de distribuição pela mesma unidade consumidora, com os créditos de energia ativa originados na própria unidade consumidora no mesmo mês, em meses anteriores ou em outra unidade consumidora do mesmo titular, nos termos do Sistema de Compensação de Energia Elétrica, estabelecido pela REN nº482 (ANEEL, 2012; CONFAZ, 2015). Ainda, muitos dos governos estaduais estabeleceram incentivos como a SEF-MG, que isenta do imposto ICMS, o fornecimento de equipamentos, peças, partes e componentes utilizados na microgeração ou minigeração de energia solar fotovoltaica (SEF-MG, 2017).

1.3 Composição Tarifária e o valor da energia no sistema de compensação

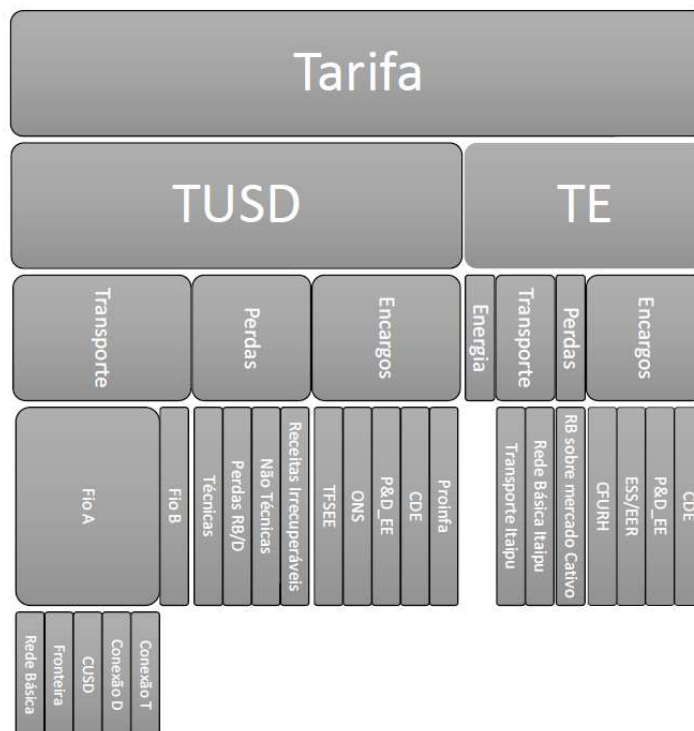
Em relação ao Sistema de Compensação de energia utilizando mecanismo de créditos atualmente vigente para estabelecimentos comerciais do grupo B, toda a energia ativa excedente gerada ou injetada na rede produz créditos de mesmo valor para a unidade, ou seja, 1kWh gerado reduz 1kWh no caso do consumo no local da geração ou gera 1kWh para o consumo remoto de unidade de titularidade comum ou enquadrada via cooperativa ou consórcio, se o excedente for injetado na rede. Isso para consumidores de tarifa convencional de baixa tensão e autoconsumo remoto.

Para consumidores de tarifa binômia e tarifa branca, com consumo local, a compensação é ponderada pelo valor da energia em cada posto tarifário.

Importante ressaltar que, sem prejuízo ao Sistema de compensação, sempre existirá a cobrança do custo da taxa de disponibilidade. Este custo para o grupo B, varia de acordo com o padrão de entrada do consumidor. Se este for monofásico, a cobrança mensal é de 30kWh, se bifásico, 50kWh e se for trifásico, 100kWh.

A explanação acima remete às variáveis de faturamento das componentes tarifárias estabelecidas pela ANEEL. Essas componentes podem ser verificadas na Nota Técnica NT0062 (ANEEL, 2018a), que trata a Tarifa Binômia e o modelo tarifário do grupo B. A breve análise do Anexo I da AIR nº02 de 2018, e como o próprio documento destaca, a formação da Tarifa de Energia é uma composição de funções de custos e componentes. Os parâmetros formadores das tarifas refletem os custos de operação, manutenção e investimentos das empresas de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica, além de custos intrínsecos do setor elétrico como perdas elétricas e encargos setoriais que visam custear políticas públicas e outras obrigações do setor elétrico de natureza pública. A Figura 2 destaca a formação da Tarifa para o Grupo B de consumidores.

Figura 2 – Composição de uma tarifa de energia no Brasil



Fonte: Anexo 1 AIR – Variáveis de Faturamento das Componentes Tarifárias ANEEL, 2018a.

Os parâmetros de formação da tarifa evidenciam que o consumidor não custeia apenas a energia gerada pelo sistema. O eventual pagamento à concessionária, apesar de se basear na unidade kWh gasta, visa ressarcir a Tarifa de Energia (TE) e a Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição (TUSD). Dessa forma, o consumidor que faz a opção pelo investimento no gerador próprio, baseado no Sistema de Compensação da resolução REN nº482, deixa de contribuir com parte da TUSD e com a TE, mesmo fazendo uso dos serviços associados a essas componentes da tarifa, funções e componentes formadoras das parcelas tarifárias. Esse tipo de benefício para o prosumidor, resguardadas diferenças que não serão tratadas no trabalho, ocorre para os outros grupos tarifários de contratação estabelecidos pela ANEEL, não somente para o Grupo B.

Ainda de forma mais agravante, com a regulamentação permitindo que, por meio da geração compartilhada e o autoconsumo remoto, o consumidor instalasse a geração distribuída em unidade consumidora diferente daquela na qual se dá o usufruto do excedente de energia, o beneficiário, em teoria, contribui com a geração de Energia e recebe o incentivo de não ter obrigação de quitação de nenhuma das demais funções e componentes da tarifa, mesmo fazendo uso de todas.

Tais incentivos, desde novembro de 2015, estiveram mapeados pela ANEEL. A ANEEL mostra que, à época do estabelecimento e da primeira revisão da Resolução REN nº482, foi gerada uma discussão em torno de os subsídios do Sistema de Compensação gerarem impactos sobre a remuneração do serviço de distribuição e, por consequência, impactar os demais consumidores (ANEEL 2018b). Com o foco nesse ponto, mas sem exclusão de outros aspectos importantes, a Resolução REN nº482 teve outra revisão marcada para 31 de dezembro de 2019, ainda não efetivada devido, entre outros fatores, à pressão da sociedade e à posterior pandemia.

Em 25 de maio de 2018, a ANEEL também destacou na Nota Técnica nº 0062/2018(2018b) a necessidade de reavaliação dos impactos da GD sobre os demais consumidores devido ao ritmo do crescimento de sua potência instalada. A estimativa de evolução realizada pela agência foi muito mais tímida do que o ocorrido na prática, conforme projeções contidas na NT0062 (ANEEL, 2018b). De certa forma, o impacto da rápida expansão, antecipou custos de empresas de transmissão e distribuição de energia que receberam inúmeros pedidos de acessos, muitos deles projetados com geradores distantes dos centros de carga.

Com a conjuntura atual para a revisão da Resolução REN nº482 e, conseqüentemente, para o mercado de geração fotovoltaica enquadrado na Geração Distribuída, é de se esperar que a ANEEL promova decisões de equilíbrio para o setor elétrico (KOLOSZUK; SAUAIA, 2019). Os impactos, tanto a consumidores quanto a concessionárias, devem ser suavizados. Em contrapartida, o mercado do setor e respectivas empresas deve ser preservado com atratividade a investidores e, por conseguinte, manutenção da boa empregabilidade e benefícios à indústria nacional. É válido destacar que o impasse é, sistematicamente, monitorado e discutido pelas principais associações do país, ilustrando a importância da eventual revisão da Resolução e do Sistema de Compensação para o Brasil (RUBIM; SAUAIA; KOLOSZUK, 2019)

1.4 Alternativas Regulatórias para reequilíbrio na forma de compensação

A NT0062, que abriu Consulta Pública para o recebimento de contribuições para a revisão da Resolução REN nº482, apresentou os principais tópicos para as discussões sobre o aprimoramento das regras do Sistema de Compensação de Energia Elétrica. Dentre outros aspectos a serem estudados, considerando composições tarifárias já brevemente explicadas nesta monografia, propôs 6 alternativas regulatórias para uma nova forma de compensação da energia injetada:

Alternativa 0 – Cenário atual: a compensação da energia injetada na rede se dá por todas as componentes da TUSD e da TE;

Alternativa 1 – Incide Fio B: a componente Transporte Fio B incidiria sobre toda a energia consumida da rede. As demais componentes tarifárias continuariam incidindo sobre a diferença entre a energia consumida e a energia injetada na rede.

Alternativa 2 – Incide Fio A e Fio B: as componentes referentes ao Transporte (Fio A e Fio B) incidiriam sobre toda a energia consumida da rede. As demais parcelas da tarifa continuariam incidindo sobre a diferença entre a energia consumida e a energia injetada na rede.

Alternativa 3 – Incide Fio A, Fio B e Encargos: equivalente à alternativa anterior, mas incluindo a parcela de Encargos da TUSD entre as componentes que seriam aplicáveis a todo o consumo de energia registrado na unidade.

Alternativa 4 – Incide toda a TUSD: com esta alternativa, as componentes da TE incidiriam sobre a diferença entre a energia consumida e a energia injetada na rede, de maneira que a TUSD continuaria incidindo sobre toda a energia consumida da rede.

Alternativa 5 – Incide toda a TUSD e os Encargos e demais componentes da TE: neste caso, apenas a componente de Energia da TE incidiria sobre a diferença entre a energia consumida e a energia injetada na rede. As demais

componentes tarifárias incidiriam sobre toda a energia consumida da rede (ANEEL, 2018b).

Após um ano de crescimento robusto em investimentos no setor de geração fotovoltaica e, por conseguinte, aumento da pressão das concessionárias referente a impactos em seus negócios, pelo elevado número de acessos e custos, a ANEEL, apresentou, em 2019, a análise das contribuições realizadas após a antecessora NT 0062, por meio da Nota Técnica NT0078 (ANEEL, 2019) de 7 de outubro de 2019. A definição do novo modelo para o Sistema de Compensação de Energia foi objeto da Análise de Impacto Regulatório (AIR) submetida na Audiência Pública, AP nº 01/2019. Na versão atual da AIR, pós-participação pública, a proposta mais provável a ser implementada para o Sistema de Compensação na Geração Distribuída (GD) Local e Remota é a seguinte:

➤ GD Local:

- Consumidores já existentes e aqueles que protocolarem solicitação de acesso completa de sua usina à rede antes da publicação da norma: continuam com as regras atualmente vigentes para o sistema de compensação até o final de 2030. A partir desta data, passam para a Alternativa 5;
- Consumidores que protocolarem solicitação de acesso após a publicação da norma: será aplicada a Alternativa 2, alterando para a Alternativa 5 quando atingida a potência instalada adicional de 4,7 GW, que significaria um total de 6,6GW no País;

➤ GD Remota:

- Consumidores já existentes e aqueles que protocolarem solicitação de acesso completa de sua usina à rede antes da publicação da norma: continuam com as regras atualmente vigentes para o sistema de compensação até o final de 2030. A partir desta data, passam para a Alternativa 5;
- Consumidores que protocolarem solicitação de acesso após a publicação da norma: será aplicada a Alternativa 5 (ANEEL, 2019).

Rememora-se que se caracteriza como consumo local toda energia injetada que é aproveitada na mesma unidade em que se deu a geração, e caracteriza-se como remota a energia injetada utilizada em unidades consumidoras distintas da unidade onde se encontra a geração, via distribuição de créditos nas contas de energia.

Tendo em vista a revisão prevista para a Resolução REN nº482, este trabalho tem como objetivo fundamental analisar o impacto econômico da possível redução do

percentual de compensação de energia para os investimentos em microgeradores fotovoltaicos em estabelecimentos comerciais. Como objetivo secundário, procura identificar como o perfil de consumo de energia local do consumidor e a quantidade de autoconsumo em relação à geração podem influenciar na análise econômica desse tipo de investimento.

O trabalho se justifica pelo fato de a futura revisão da Resolução REN nº482 da ANEEL, atualmente em discussão técnica e junto à sociedade, estar considerando, entre outros aspectos, uma modificação no sistema de compensação originalmente estabelecido, no sentido de reduzir o percentual de compensação de energia gerada em relação à consumida.

Esta monografia é composta por mais quatro capítulos além desta Introdução. O segundo capítulo trata da Metodologia aplicada à pesquisa, detalha os parâmetros utilizados e contextualiza o estudo de caso. O capítulo três descreve o estudo de caso detalhadamente e o seu desenvolvimento. O capítulo quatro demonstra os resultados obtidos pelo estudo. Por último, a conclusão aborda o que foi aferido em todos os aspectos da monografia.

2 METODOLOGIA

Neste capítulo, são estabelecidas todas as premissas adotadas para a análise da atratividade de investimento, considerando as modificações vindouras na resolução da ANEEL. Também ficará explícito o procedimento utilizado para a análise, bem como os parâmetros adotados.

O foco será dado àqueles parâmetros que receberão impactos diretos pelas modificações propostas da Resolução REN nº482. São eles:

- a) o valor percentual da compensação de energia em relação à tarifa;
- b) a relação entre geração e o consumo no local do gerador;
- c) e o perfil de consumo de energia de eventuais estabelecimentos comerciais.

Demais parâmetros, inclusos aqueles financeiros como inflação, comportamento evolutivo tarifário e financiamento, serão mantidos fixos e condizentes com a realidade presente da tecnologia e do mercado, com o objetivo de se centralizar a verificação no impacto direto das alterações na resolução. Quanto à taxa de atratividade do investimento, esta terá duas referências, a taxa SELIC e uma taxa mercadológica conforme explanada adiante.

A metodologia propõe, ainda, um estudo de casos relacionado à instalação de um Microgerador fotovoltaico em um estabelecimento comercial fictício na cidade de Belo Horizonte, com potência nominal de 75kW.

2.1 Ferramentas utilizadas

O aplicativo System Advisor Model (SAM, 2020) será a principal ferramenta computacional utilizada nas simulações. Desenvolvida por um dos mais importantes laboratórios de pesquisa em energia renovável, o National Renewable Energy Laboratory (NREL), a ferramenta integra modelos técnicos e econômico-financeiros, e calcula estimativas do desempenho econômico para uma dada instalação de geração com energia renovável.

Para a avaliação da atratividade econômica do projeto face às possíveis modificações na resolução, será utilizado o Valor Presente Líquido (VPL). O VPL representa a diferença entre os Fluxos de caixa futuros trazidos a valor presente pelo

custo de oportunidade do capital e o investimento inicial segundo Bruni, Famá e Siqueira (1998). Este método de análise permite visualizar se o investimento é viável a partir do fluxo de caixa ao longo de 25 anos, média de vida útil de um sistema gerador fotovoltaico. Ainda será possível comparar as atratividades de investimento para cada simulação executada. Para tal, será utilizado sempre o mesmo investimento inicial.

Dessa forma, será possível criar os cenários e simulações necessárias ao estudo de caso.

3 ESTUDO DE CASO

O Estudo de Caso proposto refere-se à instalação de um Microgerador Fotovoltaico para atendimento a um estabelecimento comercial fictício. O local escolhido para instalação do sistema foi a cidade de Belo Horizonte, em Minas Gerais. A potência nominal da usina será de 75kW, limite de enquadramento na microgeração conforme REN nº482.

Como o objetivo fundamental da análise baseia-se na modificação do Sistema de Compensação previsto, o foco será dado no percentual da componente de energia compensada, em detrimento de outros parâmetros também importantes, como financiamento do sistema, benefícios governamentais ou mesmo a característica técnica do gerador. Isso se faz necessário para melhor assertividade da análise na mudança da compensação. Importante destacar que o perfil de consumo mais diurno ou noturno do proprietário da usina também influenciará diretamente na atratividade do sistema devido às eventuais mudanças. Finalmente, outro parâmetro que impactará o investimento significativamente, após as mudanças, é a quantidade de autoconsumo de energia em relação à energia total gerada, conforme será demonstrado.

3.1 Premissas, parametrização e os cenários para simulação

Para que fossem estabelecidos os cenários de simulação, foram combinados os aspectos principais das prováveis mudanças no sistema de compensação com os parâmetros que efetivamente influenciarão nos resultados da análise econômica. São eles: o percentual de compensação em relação à tarifa de energia, o perfil de consumo no local da geração e a quantidade de energia consumida no local em relação à energia gerada, visto as análises e destaques da NT0062/2018 e NT0078/2019.

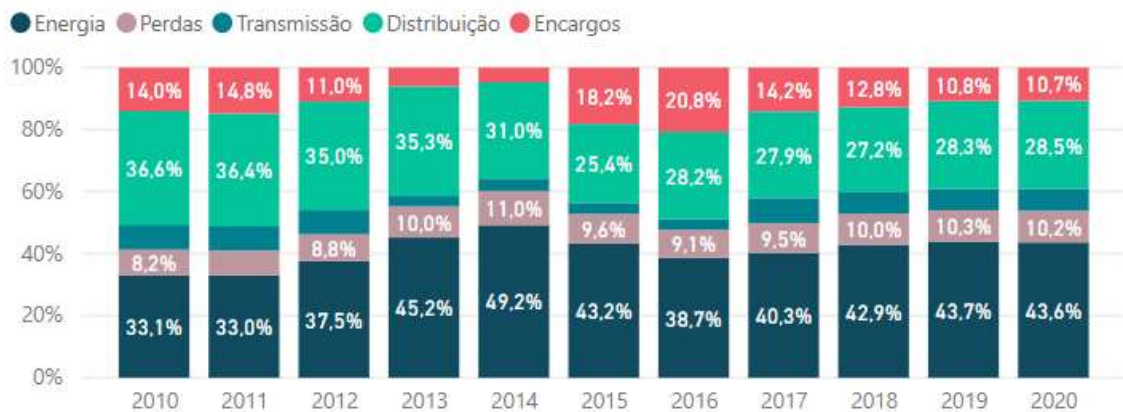
3.1.1 Percentual de compensação

Em relação ao percentual estimado da compensação, serão traçadas curvas de VPL considerando compensações variando entre 30 e 110% do valor da tarifa de energia adquirida junto à concessionária. Esse intervalo amplo foi escolhido para incluir todas as alternativas previstas em 25 de maio de 2018 na NT0062 e ainda

ilustrar desde cenários críticos até o subsídio direto que ocorre quando a compensação ultrapassa 100%. Ficará evidente como a viabilidade e a atratividade se comportarão dentro da faixa. Como balizador em relação às mudanças vindouras, serão inseridos nos gráficos, as alternativas 0, como referência para o cenário atual, anterior às mudanças, 2 e 5 conforme propostas mais prováveis a serem adotadas após revisão da resolução como destacado em 7 de outubro de 2019 na NT0078.

Tendo em vista a significativa quantidade de parâmetros e funções para composição da tarifa de energia, para obtermos uma estimativa de compensação de tarifas nos cenários 2 e 5, foi adotada a média do informado pela própria ANEEL entre os anos 2018 a 2020, conforme ANEEL (2020), da participação dos parâmetros na formação da tarifa residencial, que é a mesma da comercial no grupo B. Tal escolha de período baseia-se na tendência mais estável representada recentemente nesses três últimos anos. Na Figura 3 são estabelecidas essas composições desde 2010.

Figura 3 – Tarifa Residencial/Evolução TUSD/TE e por função de custo



Fonte: ANEEL, 2020

A Tabela 1 estabelece a média para os três anos entre 2018 e 2020.

Tabela 1 – Média da Formação da Tarifa entre 2018 e 2020

Média da participação na formação da tarifa por função de custo entre 2018 e 2020				
Componentes	2018	2019	2020	Média
Energia	42,9%	43,7%	43,6%	43,4%
Perdas	10,0%	10,3%	10,2%	10,2%
Transmissão	7,1%	6,9%	7,0%	7,0%
Distribuição	27,2%	28,3%	28,5%	28,0%
Encargos	12,8%	10,8%	10,7%	11,4%

Fonte: Elaborado pelo autor baseado em informações da ANEEL, 2020

Tabela 2 – Compensação percentual sobre a tarifa de aquisição

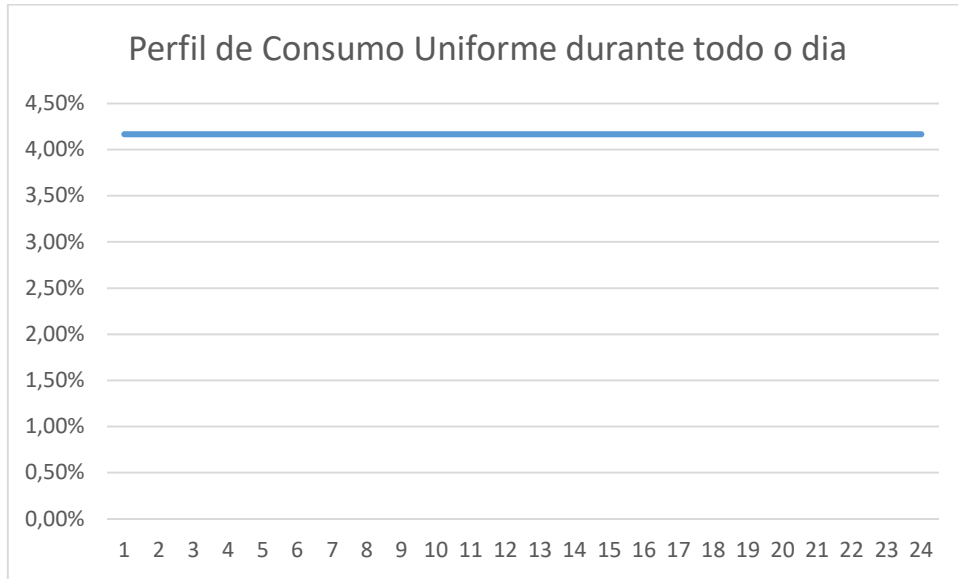
Compensação nas alternativas 0, 2 e 5				
Componentes	Média	Alternativa 0	Alternativa 2	Alternativa 5
Energia	43,4%	43,4%	43,4%	43,4%
Perdas	10,2%	10,2%	10,2%	-
Transmissão	7,0%	7,0%	-	-
Distribuição	28,0%	28,0%	-	-
Encargos	11,4%	11,4%	11,4%	-
Total de percentual compensado da tarifa	100,0%	100,0%	65,0%	43,4%

Fonte: Elaborado pelo autor baseado na NT0062 da ANNEEL, 2018

3.1.2 Perfil de Consumo

Em relação ao perfil de consumo no local da geração, serão utilizados quatro cenários. Dois cenários são hipotéticos, e serão utilizados como referências para comparar com os outros dois, reais. O primeiro cenário hipotético representa uma energia consumida uniforme ao longo do dia, conforme Figura 4.

Figura 4 – Perfil de consumo de energia hipotético uniforme durante todo o dia – Percentual da Energia total consumida no dia x Hora do Dia



Fonte: Dados hipotéticos

O outro cenário hipotético representa o consumo de energia acompanhando o máximo possível a curva de geração. Esse perfil foi gerado a partir da irradiância global média diária em Belo Horizonte, obtida no aplicativo Radasol 2, desenvolvido pelo Laboratório de Energia Solar da Universidade Federal do Rio Grande do Sul. A Figura 5 mostra a curva do perfil de consumo.

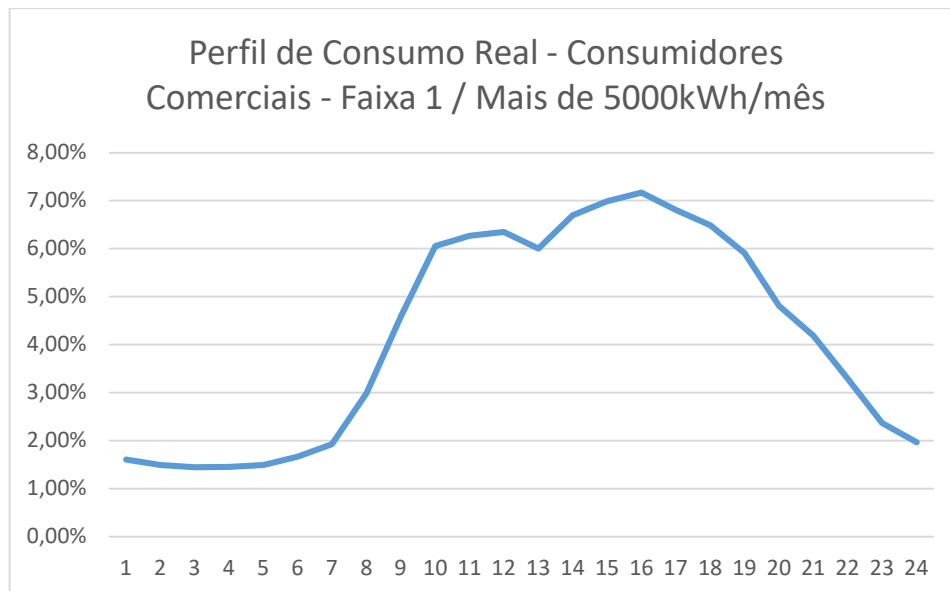
Figura 5 – Perfil de consumo de energia hipotético seguindo ao máximo a geração do sistema – Percentual da Energia total consumida no dia x Hora do Dia



Fonte: Dados extraídos do *software* Radasol 2, 2020

Os dois perfis de consumo de energia reais foram obtidos de dados da concessionária que compõem o comportamento de consumo de energia de seus consumidores e a sua tipologia. O primeiro perfil é a curva que considera todos os estabelecimentos comerciais com consumo superior a 5000 kWh por mês, chamada Faixa 1. Esse perfil foi escolhido pelo seu elevado consumo de energia. Tais tipos de estabelecimento, em uma situação de investimento, demandariam usinas próximas do limite de 75kW da microgeração escolhida para a análise neste trabalho. Esse perfil pode ser visto na Figura 6.

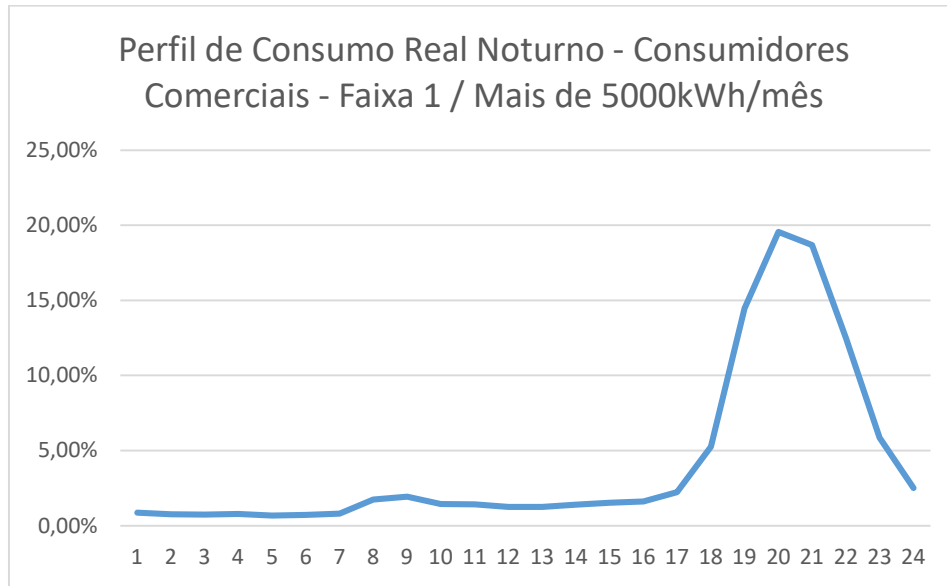
Figura 6 – Perfil de consumo de energia real Faixa 1 – Percentual da Energia total consumida no dia x Hora do Dia



Fonte: Dados fornecidos pela concessionária, 2020

O quarto e último perfil de consumo de energia, a Faixa 1 Tipo 7, é uma subdivisão do perfil anterior. Ele representa um perfil com consumo mais representativo no período noturno, contrastando com o perfil anterior. A curva para esse perfil de consumo pode ser vista na Figura 7.

Figura 7 – Perfil de consumo de energia Faixa 1 Tipo 7 – Percentual da Energia total consumida no dia x Hora do Dia



Fonte: Dados fornecidos pela concessionária de energia, 2020

3.1.3 Quantidade de energia consumida no local em relação à energia gerada

O outro parâmetro de interesse é a quantidade de consumo no local da geração relativo à energia total gerada. Variando esse parâmetro, será possível observar o comportamento da rentabilidade de distribuição de créditos a outras unidades (o consumo remoto) em relação ao percentual de compensação. Será adotado o nome de Taxa de Autoconsumo para esse parâmetro, obtendo-se, assim:

$$AU = G/C \quad (1)$$

Em que “AU” significa a Taxa de Autoconsumo, “G” significa a geração total produzida na usina fotovoltaica e “C” a carga total consumida no local da geração. Mantendo-se o porte da usina de 75kW, são estabelecidos diferentes consumos mensais para a obtenção de diferentes razões conforme Figura 8.

Figura 8 – G/C

Geração Anual (kWh)	Consumo Local Anual (kWh)	Consumo Local Mensal (kWh)	G/C
160.378	641.512	53.459	0,25
	320.756	26.730	0,50
	161.578	13.465	0,99
	80.189	6.682	2,00
	40.095	3.341	4,00
	26.730	2.227	6,00

Fonte: Dados da pesquisa baseados em dados de geração extraídos do software SAM, 2020

Baseado no próprio banco de dados do SAM, o National Solar Radiation Data Base (NSRDB), e nas condições ambientais e de instalação técnica esclarecidas oportunamente, tem-se que a geração anual em Belo Horizonte estimada é de 160.378kWh para um ano. O valor de referência, caso o consumo aconteça todo no local da geração, está representado pelo valor de 0,99 para a taxa de autoconsumo. O valor não é 1 devido à obrigatoriedade de pagamento da taxa de disponibilidade trifásica mensal, no valor equivalente a 100kWh. Com isso, o consumo anual supera a geração em mais de 1.200kWh. Partindo-se dessa referência, tem-se a taxa de autoconsumo em outros cinco valores diferentes. Quando esse valor está abaixo da referência, significa um consumo local maior do que a geração e quando o valor do AU é maior que a referência, o gerador está superdimensionado para o local e o intuito do investidor é a distribuição de créditos a outras unidades de consumo.

Combinadas as variações nos parâmetros destacados neste capítulo, serão simulados Valores Presentes Líquidos para cada situação.

3.1.4 Localidade e parâmetros ambientais

Para este estudo de caso foi adotado o município de Belo Horizonte, em Minas Gerais, para a instalação do gerador fotovoltaico.

Extraídos do banco de dados NSRDB do *software* SAM estão destacadas na Tabela 3 as características principais referentes à localização e parâmetros ambientais.

Tabela 3 – Localização e parâmetros ambientais

Localização e parâmetros ambientais	
Cidade	Belo Horizonte
Latitude	-19.91
Longitude	-43.94
Elevação (m)	864
Fonte de Dados	NSRDB
Irradiância Global (kWh/m ² /dia)	5,62
Irradiância Direta (kWh/m ² /dia)	5,92
Irradiância Difusa (kWh/m ² /dia)	1,83
Temperatura Média (°C)	20,2
Velocidade Média de Vento (m/s)	2,3

Fonte:Elaborado pelo autor com base no banco de dados NSRDB

3.1.5 Características técnicas do sistema

O projeto do sistema prevê a simulação em uma usina típica e as principais características técnicas do sistema gerador escolhido para o estudo de caso estão descritas na Tabela 4.

Tabela 4 – Características de Projeto do Sistema

Projeto do Sistema	
Parâmetros	
Potência Máxima (kWdc)	96,39
Tipo de Módulo	Premium Monocristalino
Taxa DC para AC	1,28
Capacidade de inversores (kVA)	75,3
Eficiência dos inversores (%)	98,6
Orientação	
Tipo de Instalação	Fixa em telhado
Inclinação de Instalação (°)	20
Ângulo Azimutal (°)	0
Taxa de conversão de solo	0,4
Perdas	
Sujidade (%)	5
Sombreamento (%)	3
Neve (%)	0
Desacoplamento (%)	2
Cablagem (%)	2
Conexões (%)	0,5
Degradação induzida pela luz (%)	1,5
Risco de dados infomados pelo fabricante (%)	1
Idade (%)	0
Disponibilidade (%)	3
Perdas totais equalizadas (%)	16,71

Fonte: Elaborado pelo autor, baseado no software SAM, 2020

3.1.6 Custo do sistema

Para o custo de instalação do sistema, foi considerado o estudo de Greener (2019) do último semestre do ano, que estabelece o preço médio de R\$ 3,42/Wp para o cliente final em usinas instaladas em telhado na dimensão de 75kWp, mais próxima ao cenário utilizado de 96kWp. Dessa forma, o CAPEX ou valor para implantação da usina adotado foi de R\$ 329.653,81, já considerando materiais, equipamentos e instalação.

Para a manutenção do sistema ao longo de sua vida útil, conforme estudado em Shimura *et al.* (2016), adotou-se o percentual de 0,654% ao ano do CAPEX, para configuração com inversor central. O estudo considera trocas periódicas de inversores, mais os custos de lavagem e todas peças de menor valor relevante.

3.1.7 Vida útil

Foram estabelecidos 25 anos para a vida útil do sistema fotovoltaico. Esse período de funcionamento é consagrado no mercado e foi adotado para a geração do fluxo de caixa. Para se representar a degradação dos equipamentos do sistema, principalmente nos módulos fotovoltaicos, estabeleceu-se uma redução anual de geração de energia absoluta em 0,5%, padrão do SAM e referenciada no banco de dados do laboratório NREL.

3.1.8 Parâmetros financeiros e incentivos

Na análise, não será considerado nenhum incentivo governamental, além do critério de compensação. Também não serão considerados financiamento do sistema ou taxa de inflação, com o intuito de manter o foco de avaliação nos impactos das eventuais alterações da REN nº482.

Para o cálculo do VPL, sabe-se que se deve estipular a Taxa de Mínima Atratividade (TMA). Com o objetivo de dar mais robustez para a comparação, as simulações serão sempre apresentadas em dois conjuntos para duas diferentes TMAs. A primeira comparação será pela TMA estabelecida pela média entre junho de 2018 a junho de 2020 da Taxa de Juros Básica do Brasil, taxa Selic, conforme *Banco*

Central do Brasil (2020). A média obtida para o período descrito pode ser vista na Tabela 5, cuja média de 5,65% será a TMA na primeira referência.

Tabela 5 – TMA conforme média Selic recente

Ata	Data	Período de Vigência		Taxa
		Início	Fim	
230	06/05/2020	07/05/2020	17/06/2020	3,00%
229	18/03/2020	19/03/2020	06/05/2020	3,75%
228	05/02/2020	06/02/2020	18/03/2020	4,25%
227	11/12/2019	12/12/2019	02/02/2020	4,50%
226	30/10/2019	31/10/2019	11/12/2019	5,00%
225	18/09/2019	19/09/2019	30/10/2019	5,50%
224	31/07/2019	01/08/2019	18/09/2019	6,00%
223	19/06/2019	21/06/2019	31/07/2019	6,50%
222	08/05/2019	09/05/2019	19/06/2019	6,50%
221	20/03/2019	21/03/2019	08/05/2019	6,50%
220	06/02/2019	07/02/2019	20/03/2019	6,50%
219	12/12/2018	13/12/2018	06/02/2019	6,50%
218	31/10/2018	01/11/2018	12/12/2018	6,50%
217	19/09/2018	20/09/2018	31/10/2018	6,50%
216	01/08/2018	02/08/2018	19/09/2018	6,50%
215	20/06/2018	21/06/2018	01/08/2018	6,50%
Média no Período				5,65%

Fonte: Elaborado pelo autor baseado em Banco Central do Brasil (2020)

Para a segunda referência, que possa refletir melhor a visão de um investidor, será adotada a média entre a Taxa SELIC já calculada e o desempenho do índice Bovespa, IBOV, para o mesmo período com dados extraídos do Índice IBOV, (InfoMoney, 2020), conforme demonstrado na Tabela 6, o que remete a uma TMA mais agressiva, de 11,68%. Tal taxa se justifica, visto o fato da implantação de um Sistema Fotovoltaico não ser um investimento seguro a ser comparado com a Taxa Selic e nem tão arriscado como o Índice Bovespa. Ressalta-se o aspecto de que há riscos para as Usinas Fotovoltaicas e um dos maiores entre os identificados é a falta de maturidade e estabilidade da regulamentação, cerne deste trabalho. A Tabela 6 demonstra a composição da taxa.

Tabela 6 – Composição da taxa Selic com IBOV (06/2018 a 06/2020)

Taxa Selic + IBOV	
Índice Bovespa - IBOV	
Data	Pontos
17/06/2020	95.547,29
21/06/2018	70.640,65
Resultado no período	35,26%
Média Anual	17,70%
Média Selic	5,65%
Média IBOV + Selic	11,68%

Nota: a taxa foi calculada levando-se em consideração a média aritmética para fins de simplificação

Fonte: Produzido pelo Autor baseado em InfoMoney (2020)

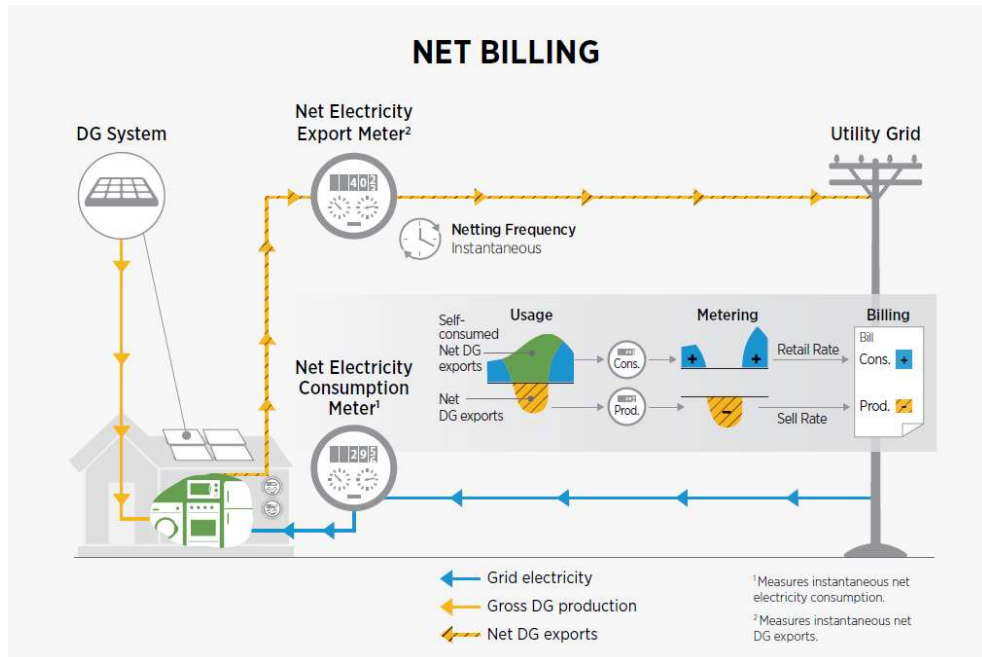
3.1.9 Tarifas de energia elétrica

Antes da definição das taxas de energia utilizadas, faz-se a explanação da modalidade de medição e faturamento escolhida no SAM, dentre as oferecidas.

O *software* SAM possui diferentes modelos de medição e faturamento para representar variados esquemas de recompensa pela energia produzida pelo consumidor. Neste estudo de caso, o modelo que representa adequadamente o sistema de compensação brasileiro é o *Net billing*. Nesta modelagem, de acordo com Zinaman *et al.* (2017), o proprietário da microgeração pode consumir a energia gerada em tempo real e o excesso da geração será medido instantaneamente (a cada passo de simulação) para se saber o quanto foi injetado na rede. A modelagem considera o valor da tarifa para energia consumida e da tarifa para energia injetada em excesso e, eventualmente, consumida por outras unidades remotas.

Portanto, no modelo de compensação *Net billing*, são registrados o consumo instantâneo líquido e a injeção instantânea líquida. A Figura 9 ilustra a modelagem com dois medidores para fins de melhor compreensão, mas o sistema pode utilizar apenas um medidor *smart*, que assume ambos os registros, como os utilizados no Brasil.

Figura 9 – Representação da compensação equivalente no software SAM



Fonte: Zinaman *et al.*, 2017, p.7

O valor de tarifa de energia adotado na análise é o cobrado pela concessionária local para estabelecimentos comerciais em bandeira verde no mês de junho de 2020, qual seja: R\$ 0,88354074. Esse valor já inclui todos os impostos federais e estaduais. Conforme citado anteriormente, para a energia injetada, esse valor será variado entre 30% e 110% para que se possa traçar a curva VPL x Percentual de Compensação que será analisada nos Resultados.

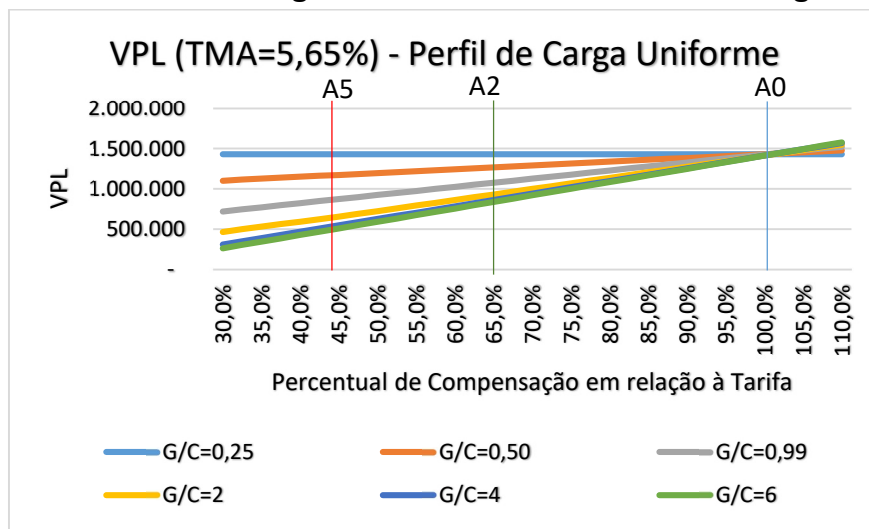
Entram na análise econômica a taxa de iluminação mensal, estimada em R\$ 25,91, e ainda a cobrança mínima de disponibilidade para um sistema trifásico no Brasil, que é de 100kWh mensais, ou seja, R\$ 88,45.

4 RESULTADOS

Neste capítulo, os resultados das simulações do Estudo de Caso são apresentados.

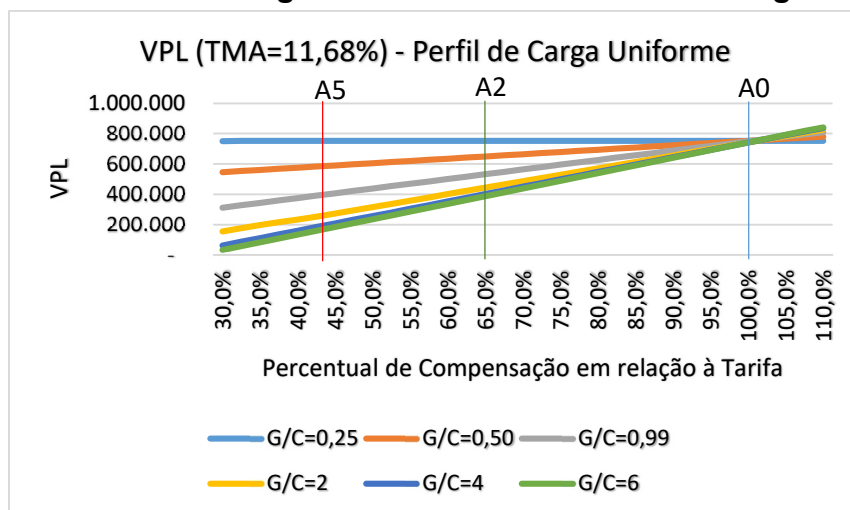
Os gráficos apresentados na Figura 10 e Figura 11 caracterizam o VPL para cada percentual de compensação de energia. Todos eles aplicados a um consumo hipotético uniforme de energia ao longo de todo o dia.

Figura 10 – Perfil de Energia Consumida Uniforme e TMA igual a 5,65%



Fonte: Resultados da Simulação

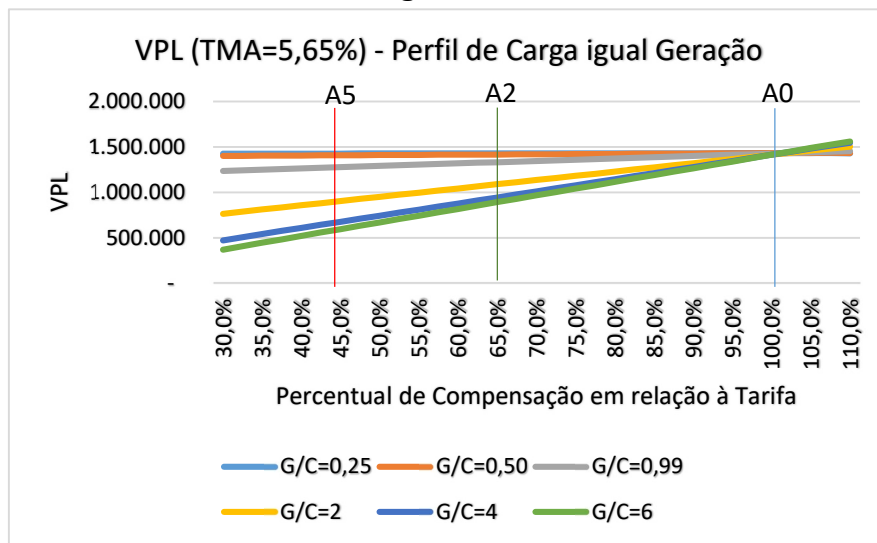
Figura 11 – Perfil de Energia consumida Uniforme e TMA igual a 11,68%



Fonte: Resultados da Simulação

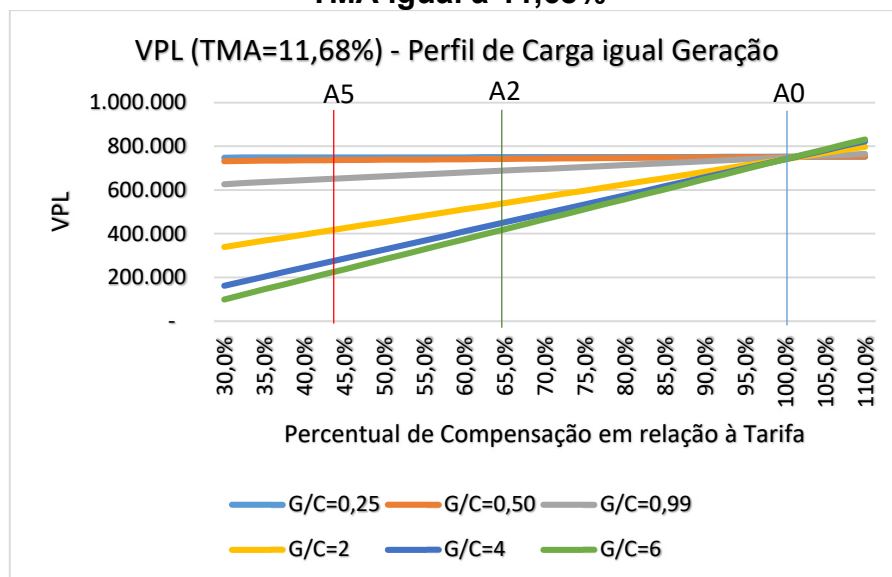
Dando prosseguimento à informação dos resultados, tem-se nos gráficos da Figura 12 e da Figura 13 o Perfil de energia consumida acompanhando a geração de energia, em que são dadas as características dos VPLs para o cenário hipotético de um consumidor que tem o seu perfil acompanhando o mais próximo possível a geração de energia. Esse cenário representa a melhor simultaneidade praticável entre geração e consumo de energia.

Figura 12 – Perfil de Energia consumida acompanhando a geração de energia e TMA igual a 5,65%



Fonte: Resultados da Simulação

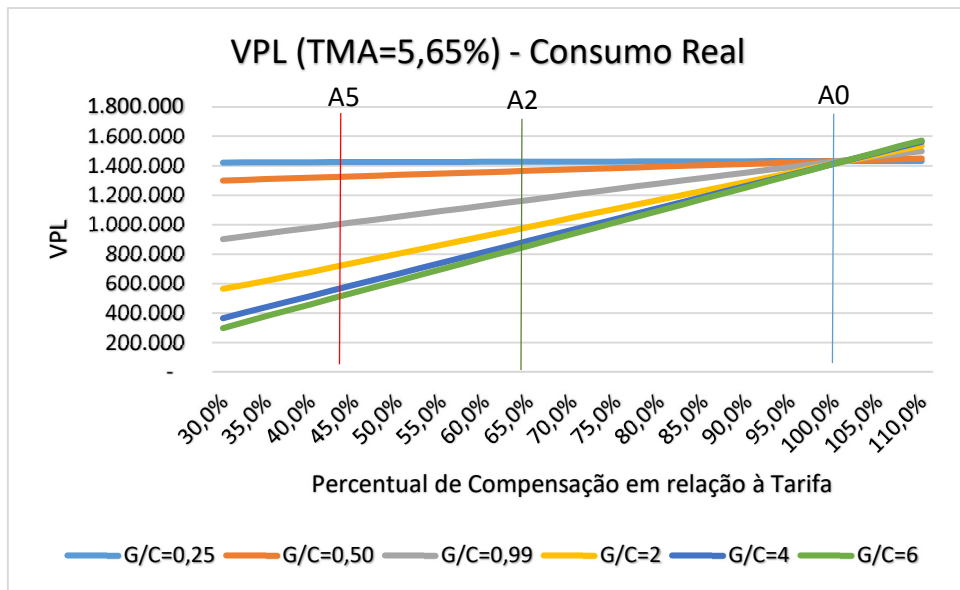
Figura 13 – Perfil de Energia consumida acompanhando a geração de energia e TMA igual a 11,68%



Fonte: Resultados da Simulação

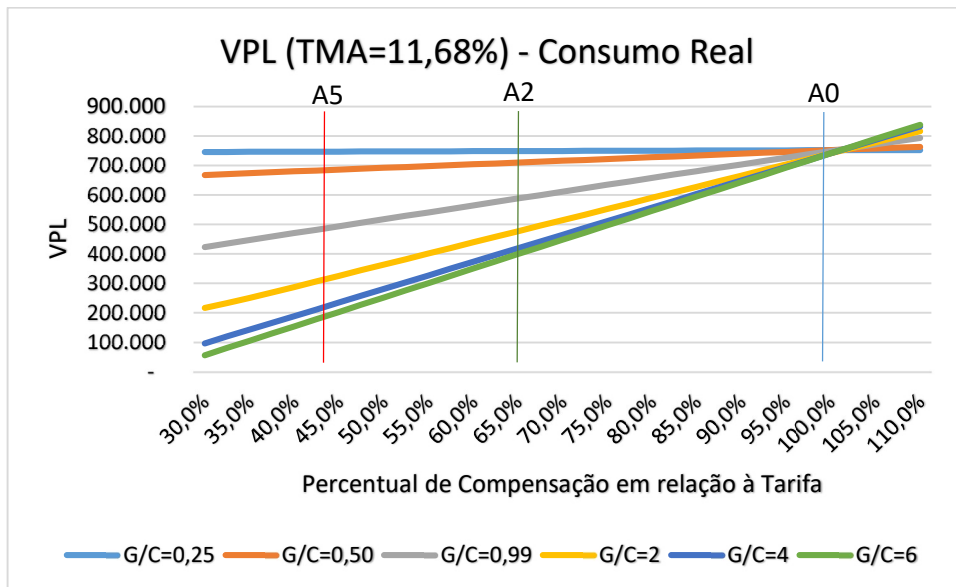
A Figura 14 e a Figura 15 mostram o comportamento do VPL com a variação da compensação da tarifa de energia quando uma usina é instalada em um estabelecimento comercial de Perfil de Energia consumida real médio para consumidores acima de 5000kWh mensais, conforme apresentada na seção 3.1.2.

Figura 14 – Perfil de Energia consumida Real e TMA igual a 5,65%



Fonte: Resultados da Simulação

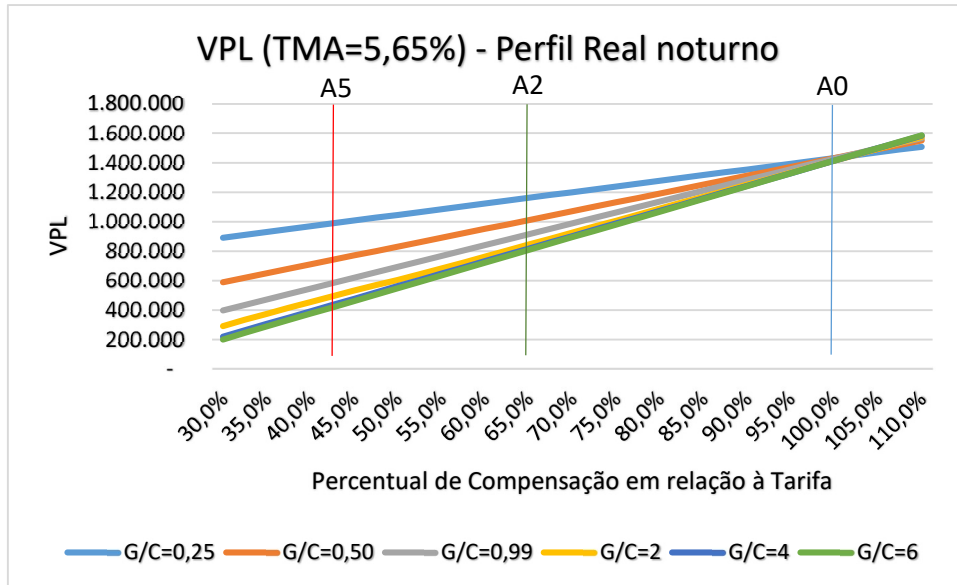
Figura 15 – Perfil de Energia consumida Real e TMA igual a 11,68%



Fonte: Resultados da Simulação

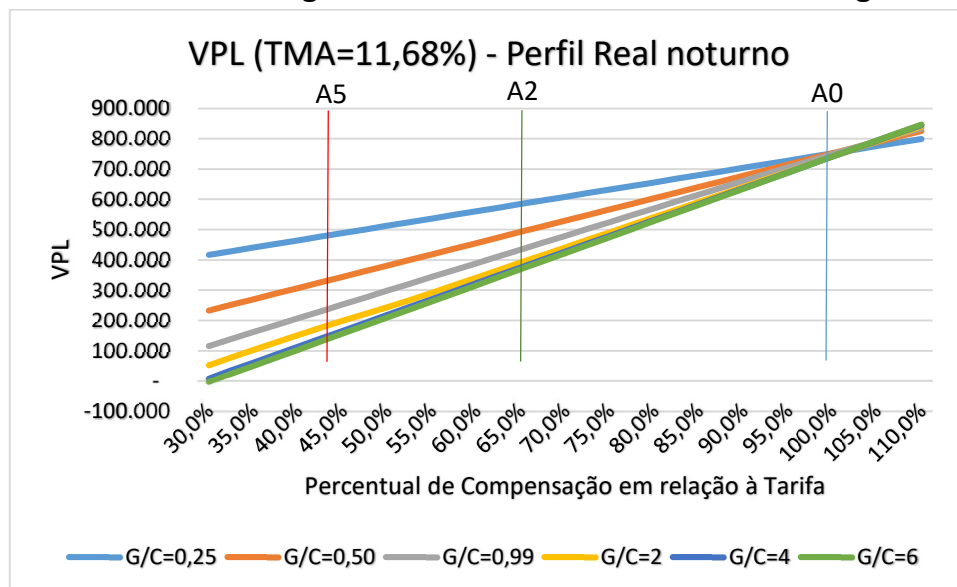
Os próximos gráficos, representados na Figura 16 e na Figura 17, também demonstram o Perfil de Energia consumida real para estabelecimento comercial com consumo mensal acima de 5000kWh, entretanto com perfil de consumo predominantemente noturno.

Figura 16 – Perfil de Energia consumida Real noturno e TMA igual a 5,65%



Fonte: Resultados da Simulação

Figura 17 – Perfil de Energia consumida Real noturno e TMA igual a 11,68%



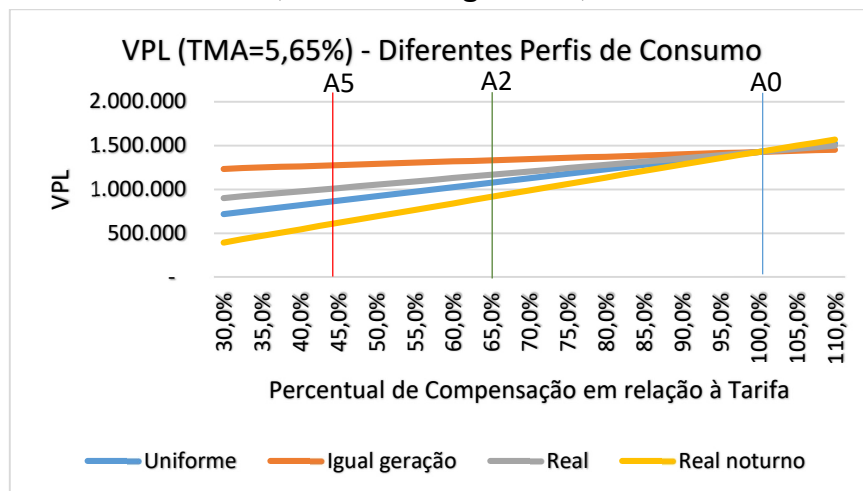
Fonte: Resultados da Simulação

4.1 Comparação de atratividade considerando consumo local pleno para diferentes perfis de consumo

A Figura 18 e a Figura 19 apresentam a comparação de VPLs para investimentos aplicados aos quatro tipos de perfis de energia consumida adotados quando a usina é a mais bem dimensionada para o consumo do local, ou seja, quando a razão G/C é igual a 0,99.

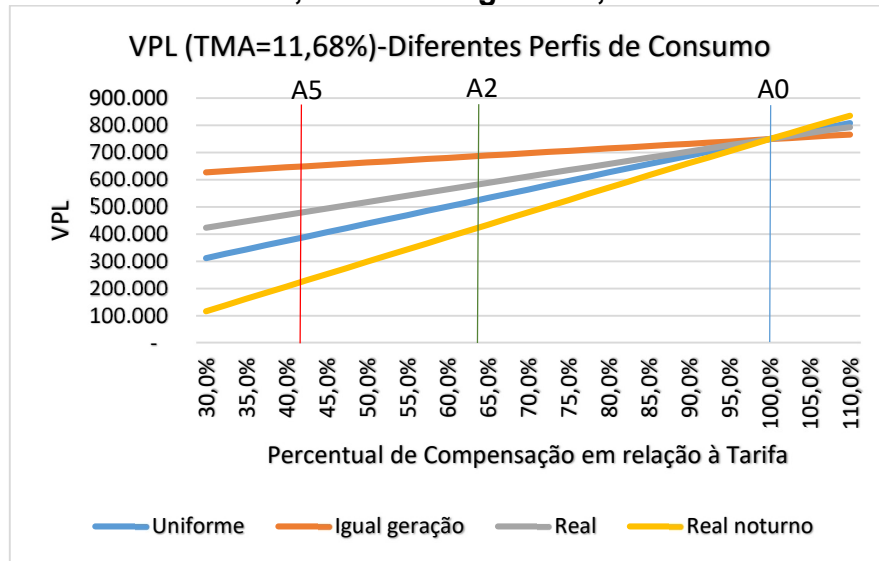
A comparação visa ilustrar quando a atratividade para o investimento na usina é maior. Os dois perfis hipotéticos, de consumo uniforme e de consumo acompanhando a geração, servem de balizadores para a análise em relação à simultaneidade entre os dois aspectos.

Figura 18 – Comparação entre diferentes perfis de consumo com TMA igual a 5,65% e G/C igual a 0,99



Fonte: Resultados da Simulação

Figura 19 – Comparação entre diferentes perfis de consumo com TMA igual a 11,68% e G/C igual a 0,99



Fonte: Resultados da Simulação

4.2 Análise dos resultados

Uma vez aplicadas as simulações nos cenários propostos, passa-se às observações em relação a alguns aspectos importantes.

Em primeiro lugar, para o Estudo de Caso criado, percebe-se que os investimentos são viáveis face às taxas de atratividade, TMAs, para os valores estipulados de 5,65 e 11,68%, mesmo para a condição da alternativa 5 da ANEEL, a mais crítica para o investidor.

Sem prejuízo ao destaque acima, as modificações com maior probabilidade já previstas nas notas da ANEEL para a Resolução REN nº482, impactam sensivelmente e atrativamente em algumas condições de investimento, conforme abordado a seguir.

Ao se criar o parâmetro AU, G/C, e simular os VPLs dos investimentos para diferentes relações entre geração e consumo, pode-se observar que, quando compensar o consumo local, é o objetivo para a implantação da usina, o impacto da alteração na resolução da ANEEL é menor. Isso pode ser verificado nas curvas com G/C igual a 0,50 e 0,25. Nesses casos, o VPL mantém-se quase constante para as diferentes alternativas. As exceções ocorrem no perfil hipotético de consumo uniforme ao longo do dia e no perfil de consumo predominantemente noturno. Nesses casos, haverá sobra com distribuição de créditos devido à baixa simultaneidade entre a geração e o consumo. Para as curvas em que a razão G/C é maior que 0,99, os VPLs obtidos para os diferentes cenários caem significativamente, mostrando um grande

impacto para aquele investidor que, por exemplo, não possui espaço para uma usina em seu ponto de maior consumo e decide instalar a geração em outro ponto para distribuir créditos. Nessa forma de investimento, a alternativa 5 da resolução, em alguns casos, traz VPLs muito baixos.

Trabalhando com quatro perfis de consumo diferentes ao longo do dia, dois hipotéticos e dois reais, ficou evidente a vantagem daquele investidor que possui um tipo de consumo majoritariamente diurno. O grau de simultaneidade entre geração e consumo de energia mais elevado para este tipo de consumidor, reduz sua necessidade de compensar créditos a percentuais mais reduzidos da tarifa de energia. O perfil noturno foi, em todas as simulações, o menos atrativo para investimentos e obteve VPLs calculados mais baixos.

Ao compararmos os VPLs resultantes para diferentes perfis de consumo no mesmo gráfico (Figura 18 e Figura 19), considerando o dimensionamento ideal para o consumo pleno da geração no local, o aspecto da simultaneidade sobressai e aquele perfil real mais noturno tem o desempenho substancialmente impactado.

Fixado o investimento inicial em R\$ 329.653,81 em todas as simulações, bem como um custo operacional de 0,654% do CAPEX ao ano, percebe-se que as modificações na atratividade econômica são significativas e o investidor deverá refletir mais antes da decisão pelo investimento após a vindoura revisão na Resolução REN nº482. Independente da implementação da Alternativa 2 de maneira sequencial, antes da Alternativa 5, mais punitiva se adotada imediatamente, os valores de VPL em relação ao cenário atual diminuem em demasia para os cenários reais estudados. No caso de se adotar a TMA mais elevada, a situação é mais crítica, e ressalta-se que o investidor no Brasil pode raciocinar em percentuais ainda superiores a 11,68%. A análise de *pay back*, apesar de não ter sido realizada, pode contribuir significativamente na reflexão citada.

5 CONCLUSÃO

Tendo em vista o impacto econômico da possível redução do percentual de compensação da tarifa de energia para os investimentos em microgeradores fotovoltaicos em estabelecimentos comerciais, os resultados calculados e apresentados, se considerando um possível intervalo para o valor da compensação à energia, mostram a manutenção da viabilidade econômica. Ainda assim, pôde-se observar a drástica queda de atratividade para o tipo de investimento quanto mais o valor da compensação é reduzido.

A conclusão é de que as modificações terão impactos pouco relevantes para aqueles consumidores que possuem um perfil de consumo mais concomitantes com a geração solar, em outras palavras, mais diurno, agregados ainda ao perfil que considera o maior consumo local.

Em contrapartida, os investidores com objetivo de distribuição dos créditos para outras unidades de consumo ou aqueles que têm perfil de energia consumida mais noturno, mesmo gerando no local, certamente deverão fazer análises mais profundas para decidir a respeito da implantação de uma usina fotovoltaica.

O trabalho apresentado possui limitações, como desconsiderar aspectos financeiros, quais sejam: variação de inflação e subsídios públicos de linhas de créditos para esse tipo de empreendimento. Esses aspectos já ensejam oportunidades para novos estudos, mas a especificidade do trabalho permite elencar ainda uma série de evoluções para o estudo tais como: análise de *pay back* do investimento, análises para outros tipos de consumidores, análise para outros tipos de tarifas, como a branca ou mesmo as de média tensão e, por fim, análises para usinas enquadradas na Minigeração.

REFERÊNCIAS

- AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA - ANEEL. **Resolução Normativa Nº 482** de 17, de abril de 2012. Estabelece as condições gerais para o acesso de microgeração e minigeração distribuída aos sistemas de distribuição de energia elétrica, o sistema de compensação de energia elétrica, e dá outras providências. Brasília, [s. n.], 2012. Disponível em: <http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2012482.pdf>. Acesso em: 21 abr. 2020
- AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA - ANEEL. **Resolução Normativa Nº 687** de 24 de novembro de 2015. Altera a Resolução Normativa nº 482, de 17 de abril de 2012, e os Módulos 1 e 3 dos Procedimentos de Distribuição – PRODIST. Brasília, [s. n.], 2015. Disponível em: <http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2015687.pdf>. Acesso em: 21 abr. 2020
- AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – ANEEL. **Nota Técnica nº 0068/2017-SRD/ANEEL**. Análise da possibilidade de elevação, de 3 MW para 5 MW, do limite de potência de minigeração distribuída a partir de fonte hidráulica. Brasília, [s. n.], 2017. Disponível em: http://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/audiencia/arquivo/2017/037/documento/nota_tecnica_068_2017_srd.pdf. Acesso em: 27 jul. 2020
- AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA - ANEEL. **Anexo 1 – Variáveis de Faturamento das Componentes Tarifárias da AIR nº 02/2018**. Brasília, [s. n.], 2018^a.
- AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA - ANEEL. **Nota Técnica nº 0062/2018-SRD/SCG/SRM/SGT/SRG/SMA/ANEEL** de 25 de maio de 2018. Abertura de Consulta Pública para o recebimento de contribuições visando o aprimoramento das regras aplicáveis à micro e minigeração distribuída. Brasília, [s. n.], 2018b.
- AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA - ANEEL. **Nota Técnica nº 0078/2019-SRD/SGT/SRM/SRG/SCG/SMA/ANEEL** de 7 de outubro de 2019. Análise das contribuições da AP nº 01/2019 e proposta de abertura de Consulta Pública, com vistas a obter subsídios para a elaboração da nova redação das regras aplicáveis à micro e minigeração distribuída. Brasília, ANEEL, 2019.
- AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA - ANEEL. **Tarifa Residencial - Evolução TUSD/TE e Evolução por Função de Custo**. Disponível em: <https://app.powerbi.com/view?r=eyJrIjojOTY0NWQzOGltMmQ3ZS00MWUzLTlINmMtNTA5NTYxODdhYTtkzliwidCI6IjQwZDZmOWI4LWVjYTctNDZhMi05MmQ0LWVhNGU5YzAxNzBIMSIsImMiOiR9>. Acesso em: 21 abr. 2020.
- BANCO CENTRAL DO BRASIL. **Fatores acumulados**. Brasília, DF: BC, 2020. Disponível em: <https://www.bcb.gov.br/estabilidadefinanceira/selicfatoresacumulados>. Acesso em: 25 jul. 2020.

BAUNER, C.; CRAGO, C. L. Adoption of residential solar power under uncertainty: Implications for renewable energy incentives. **Energy Policy**, 86, 27–35. 2015.06.09. Disponível em: <https://doi.org/10.1016/j.enpol>. Acesso em: 01 maio 2020.

BRUNI, A. L.; FAMÁ, R.; SIQUEIRA, J. Análise do risco na avaliação de projetos de investimento: uma aplicação do método de monte carlo. **Caderno de pesquisas em Administração**. São Paulo, v. 1, n. 6, 1. trim. 1998. Disponível em: <https://www.infinitaweb.com.br/albruni/academicos/bruni9802.pdf>. Acesso em: 28 mar. 2020.

CONFAZ. Ministério da Economia. **Convênio ICMS 16, de 22 de abril de 2015**. Autoriza a conceder isenção nas operações internas relativas à circulação de energia elétrica, sujeitas a faturamento sob o Sistema de Compensação de Energia Elétrica de que trata a Resolução Normativa nº 482, de 2012, da Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL. Brasília, [s. n.], 2015. Disponível em: https://www.confaz.fazenda.gov.br/legislacao/convenios/2015/CV016_15. Acesso em: 21 abr. 2020.

FLEXSOLAR. **Sobre a energia solar fotovoltaica**. 1 fotografia. Disponível em: www.flexolar.com.br. Acesso em: 25 jul. 2020

GUO, X.; GUO, X. China's photovoltaic power development under policy incentives: A system dynamics analysis. **Energy**, 93, 589–598, 2015. Disponível em: <https://doi.org/10.1016/j.energy.2015.09.049>. Acesso em: 01 maio 2020.

IBARLOZA, A. et al. Regulatory cuts and economic and financial performance of Spanish solar power companies: An empirical review. In **Renewable and Sustainable Energy Reviews**. [S. l.], Elsevier, vol. 92, pp. 784–793, 2017. Disponível em: <https://doi.org/10.1016/j.rser.2018.04.087>. Acesso em: 23 abr. 2020

INFOMONEY [onlinw]. **Índice Bovespa IBOV (2020)**. Disponível em: <https://www.infomoney.com.br/cotacoes/ibovespa/grafico/>. Acesso em: 25-26 jul. 2020

KOLOSZUK, R.; SAUAIA, R. Energia Solar Fotovoltaica - quando os benefícios superam, de longe, os custos. **Estadão**, São Paulo, 2019. Disponível em: www.absolar.org.br/noticia/artigo-da-absolar/energia-solar-quando-os-beneficios-superam-de-longo-os-custos.html. Acesso em: 27 jul. 2020

MONTEIRO, L.; SILVEIRA, D. Energia solar fotovoltaica no Brasil: uma análise das políticas públicas e das formas de financiamento. **Simpósio de Excelência Em Gestão e Tecnologia**, [S. l, s. n.], 2018.

RUBIM, B.; SAUAIA, R.; KOLOSZUK, R. A quem interessa inviabilizar a geração distribuída. **Poder 360**, [s. l.], 2019. Disponível em: <http://www.absolar.org.br/noticia/artigos-da-absolar/a-quem-interessa-inviabilizar-a-geracao-distribuida-questiona-absolar.html>. Acesso em: 27 jul. 2020.

SAM. **SYSTEM ADVISOR MODEL, NREL**. Disponível em: www.sam.nrel.gov. Acesso em: 25 fev. 2020

SECRETARIA DO ESTADO DA FAZENDA DE MINAS GERAIS – SEF-MG. **Lei n 22.549, de 30 de Junho de 2017**. Institui o Plano de Regularização de Créditos Tributários, altera as Leis nº 6.763, de 26 de dezembro de 1975, nº 14.699, de 6 de agosto de 2003, nº 14.937, de 23 de dezembro de 2003, nº 14.941, de 29 de dezembro de 2003, nº 15.273, de 29 de julho de 2004, nº 19.971, de 27 de dezembro de 2011, nº 21.016, de 20 de dezembro de 2013 e nº 21.735, de 3 de agosto de 2015, e dá outras providências. Belo Horizonte [s. n.], 2017. Disponível em:

http://www.fazenda.mg.gov.br/empresas/legislacao_tributaria/leis/2017/l22549_2017.html. Acesso em: 23 abr. 2020.

SHIMURA, S. *et al.* Estimativa do custo de geração de usinas fotovoltaicas usando confiabilidade. **Congresso Brasileiro de Energia Solar**. Minas Gerais. Vol. VI, Abr/2016. Disponível em: <https://www.researchgate.net/publication/305650499>. Acesso em: 28 jul. 2020.

ZINAMAN, O. *et al.* Grid-connected distributed generation: compensation mechanism basics. NREL, Denver, USA, 2017. Disponível em: <https://www.nrel.gov/docs/fy18osti/68469.pdf>. Acesso em: 01 maio. 2020.