

ANÁLISE DE VIABILIDADE TÉCNICA E ECONÔMICA DE UM SISTEMA DE MICROGERAÇÃO SOLAR FOTOVOLTAICA RESIDENCIAL COM AUTOCONSUMO REMOTO

Lucas Meirelles Pires Deotti – lucas.deotti@engenharia.ufjf.br

Universidade Federal de Juiz de Fora, Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica

Flavio Vanderson Gomes – flavio.gomes@engenharia.ufjf.br

Universidade Federal de Juiz de Fora, Departamento de Energia Elétrica

Resumo. Desde a promulgação da Resolução Normativa nº 482 de 2012, da Agência Nacional de Energia Elétrica, a sociedade brasileira vive a expectativa de ver a expansão dos sistemas microgeração solar fotovoltaica, sobretudo, no âmbito residencial. Entretanto, somente após as diversas medidas tomadas em 2015, em prol desta, é que de fato se começou a verificar o seu real desenvolvimento. Neste contexto, as figuras trazidas pela Resolução Normativa nº 687 de 2015, apresentaram uma nova rota para o consumidor de baixa tensão se beneficiar das oportunidades oferecidas pela geração distribuída, de modo que no último ano, foi verificado um descolamento considerável entre o número de unidades de microgeração e o número de consumidores cadastrados no sistema de compensação. Assim, uma vez sinalizado pela Empresa de Pesquisa Energética que nos próximos anos os consumidores residenciais com consumo superior a 500 kWh/mês, devem ser a maior parcela a adquirir sistemas desse tipo, o presente trabalho se propõe a investigar qual seria a real atratividade que estes poderiam experimentar caso almejassem não somente compensar o seu consumo residencial, mas também, o consumo de uma outra unidade sob sua mesma titularidade, isto é, a figura do “autoconsumo remoto”. Para tanto, é realizado o projeto otimizado de um sistema com potência nominal de 5.400 Wp, para uma residência localizada em Juiz de Fora, Minas Gerais. Com uma expectativa de produção próxima de 7.600 kWh/ano, este sistema é capaz de compensar integralmente o consumo anual da residência e, ainda, quase 55% do consumo anual de uma unidade comercial associada ao seu proprietário. Embora os seus indicadores de investimento revelem resultados positivos, a se destacar o período de retorno inferior a 8 anos, constatou-se que estes só não são mais atrativos, pois, existem imperfeições no sistema de compensação que penalizam de sobremaneira os consumidores adeptos do autoconsumo remoto.

Palavras-chave: Sistemas Fotovoltaicos Conectados À Rede Elétrica, Microgeração Distribuída, Autoconsumo Remoto

1. INTRODUÇÃO

O marco regulatório da geração distribuída no país se deu através da Resolução Normativa nº 482, da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL). Publicada em 2012, esta resolução gerou na sociedade e nos diversos agentes do setor elétrico uma grande expectativa em relação a expansão dos sistemas de geração solar fotovoltaica, sobretudo, nas residências do país. Isto porque, tais consumidores, os quais são os que sofrem com os maiores valores absolutos de tarifas de energia elétrica, teriam agora neste tipo de geração uma nova e interessante opção de investimento para redução dos seus custos associados ao consumo de energia elétrica. Um estudo realizado pela Empresa de Pesquisa Energética (EPE), revelava que para as condições verificadas nas residências de alguns estados brasileiros no ano de 2013, seria possível gerar até 4 vezes mais energia por meio de sistemas fotovoltaicos, do que era de fato consumido (EPE, 2014).

No entanto, devido às imperfeições nas diretrizes firmadas pela Resolução Normativa nº 482, como as relacionadas ao sistema de compensação, à alta incidência de impostos sobre a energia gerada que era injetada na rede elétrica, ao alto custo do investimento inicial requerido por estes sistemas, e a falta de incentivos complementares, como alternativas específicas de financiamento e a promoção de subsídios fiscais, toda essa expectativa não se tornou realidade. Até maio de 2015, haviam sido instalados no país somente 590 empreendimentos de geração distribuída, dentre os quais, 554 eram sistemas fotovoltaicos.

Em função desse baixo impacto gerado pela Resolução Normativa nº 482 e da grande necessidade de expansão e diversificação da matriz elétrica nacional verificada principalmente nas circunstâncias de escassez hidrológica vivenciada entre os anos 2013 e 2015, os diferentes setores do governo começaram a tomar medidas em prol da evolução da geração solar fotovoltaica e da geração distribuída no país. Dentre estas, destacam-se: (i) a isenção de impostos federais e estaduais - hoje, já na maioria das unidades federativas - sobre a energia injetada na rede pelos sistemas de micro e minigeração; (ii) a redução temporária das alíquotas de impostos incidentes sobre a importação de módulos fotovoltaicos e bens de capital destinados à produção de equipamentos de geração solar fotovoltaica; e (iii) a publicação da Resolução Normativa nº 687 de 2015, da ANEEL, revisando as diretrizes impostas pela Resolução Normativa nº 482 e definindo novas figuras do sistema de compensação.

Em relação às figuras trazidas pela Resolução Normativa nº 687, observa-se que houve a formalização do “autoconsumo remoto”, isto é, da modalidade de participação do sistema de compensação na qual mais de uma unidade consumidora de um mesmo titular tem os seus respectivos consumos de energia compensados por um sistema de micro e minigeração; e a introdução da figura de “geração compartilhada”, caracterizada por consórcios e cooperativas, e do “empreendimento de múltiplas unidades consumidoras”, caracterizada pelos condomínios.

Nesse novo e mais favorável contexto, as figuras definidas pela Resolução Normativa nº 687 apresentaram uma nova rota para o consumidor de baixa tensão explorar todo o seu potencial de geração solar fotovoltaica anteriormente destacado, e se beneficiar das oportunidades oferecidas pela normatização da geração distribuída. De acordo com o banco de dados da ANEEL, até a primeira quinzena de novembro de 2017, já existiam no país 17.320 unidades consumidoras com sistemas de micro ou minigeração, sendo praticamente 99,20% de geração solar fotovoltaica; e 19.920 unidades consumidoras integrantes do sistema compensação, sendo quase 75% representadas por unidades consumidoras residenciais e 18% por unidades consumidoras comerciais. No que se refere as figuras supracitadas, observa-se que a do autoconsumo é a que vem mais se destacando, sendo responsável por compensar 3.735 unidades consumidoras, ou seja, cerca de 19% das unidades integrantes do sistema de compensação.

Diante desse cenário e tendo em vista: (i) as crescentes incertezas em relação a regularidade dos ciclos hidrológicos no país; (ii) os crescentes custos das tarifas de energia, causados pelos reajustes das bandeiras tarifárias e dos próprios futuros impactos da geração distribuídas nas receitas das concessionárias de distribuição (ANEEL, 2017); (iii) a contínua queda dos custos dos sistemas fotovoltaicos esperada para os próximos anos, em função da sua própria evolução tecnológica, do estabelecimento de uma indústria nacional e do ganho de eficiência operacional das empresas do setor; e (iv) dos possíveis futuros impactos positivos provocados pelas revisões regulatórias, como a da própria Resolução Normativa nº 687, a qual está prevista para ocorrer no ano de 2019; observa-se que o futuro da microgeração solar fotovoltaica no Brasil se demonstra cada vez mais sólido e promissor.

Neste contexto, o presente trabalho se propõe a investigar qual seria a real atratividade que um consumidor situado na cidade de Juiz de Fora, Minas Gerais, experimentaria caso almejasse instalar um sistema de microgeração solar fotovoltaica em sua residência, visando compensar não somente o próprio consumo desta, o qual supera os 500 kWh/mês, mas também, o consumo de outra unidade consumidora comercial que se encontra sob sua titularidade, ou seja, a figura do “autoconsumo remoto”. Para tanto, é realizado um projeto otimizado de sistema a partir de uma metodologia proposta, e em seguida, a sua viabilidade econômica é devidamente analisada.

Vale registrar que a escolha por tal caso, deve-se em parte, a sua grande representatividade frente a conjuntura e as perspectivas nacionais. No estudo de “Demanda de Energia 2050”, a EPE manifesta que os consumidores residenciais com um consumo similar ao da residência escolhida, em um reflexo de seus prováveis elevados poderes aquisitivos, devem ser a maior parcela de consumidores a adquirir sistemas de microgeração solar fotovoltaica nos próximos anos (EPE, 2016). Além disso, uma situação de autoconsumo remoto tal como a considerada, onde há cadastradas no sistema de compensação uma unidade residencial com sistema de microgeração e uma unidade comercial beneficiária, enquadra-se em diversos setores da sociedade brasileira, como, por exemplo: profissionais liberais (considerando compensar o consumo de consultórios e escritórios); lojistas (considerando as suas unidades de comércio) e pequenos empresários das mais diversas áreas (considerando as suas salas e lojas, ou mesmo, pequenas indústrias conectadas à rede secundária de distribuição).

2. METODOLOGIA DE PROJETO PROPOSTA

De acordo com a Resolução Normativa nº 687, os sistemas de microgeração solar fotovoltaica são caracterizados pelos sistemas fotovoltaicos conectados à rede elétrica com potência nominal instalada de até 75 kW. No caso de aplicações residenciais, cuja referida potência dificilmente supera os 15 kW, estes sistemas são normalmente formados por um arranjo de módulos fotovoltaicos interconectados em série e em paralelo, o qual caracteriza o gerador fotovoltaico, e por um ou mais inversores. Além destes, há ainda os equipamentos de equilíbrio do sistema (em inglês, “*balance of system*” - BOS), como estruturas de fixação dos módulos no telhado ou solo, dispositivos de proteção, cabos e conectores.

Em linhas gerais, os projetos deste tipo de sistema podem ser divididos em duas etapas. A primeira é relacionada ao seu dimensionamento, processo o qual se caracteriza pela avaliação da compatibilidade técnica e da viabilidade de instalação de seus componentes. Já a segunda, diz respeito à realização da estimativa de produção de energia elétrica do sistema dimensionado e avaliação das suas características energéticas. A seguir, são descritos os procedimentos associados a cada uma destas etapas.

2.1 Dimensionamento de um sistema fotovoltaico conectado à rede elétrica

A partir das especificações técnicas dos modelos de módulo fotovoltaico e de inversor previamente selecionados para compor o sistema, tem-se que o primeiro passo para realização do dimensionamento é calcular o número de módulos em série (NS) que o gerador fotovoltaico do sistema pode conter, levando-se em consideração as tensões de máxima potência (V_{mp}) e de circuito aberto (V_{oc}) do módulo, e a faixa de operação de tensão de entrada do inversor.

Esse cálculo é realizado através das relações apresentadas nas Eqs. (1) e (2), em que: $V_{CC,min}^{inv}$ é o limite inferior da faixa

de operação de tensão de entrada do inversor e $V_{CC,max}^{inv}$ é o limite superior. O número de módulos conectados em série permitidos para a composição do gerador do sistema serão os que respeitarem ambas as condições apresentadas.

$$V_{CC,min}^{inv} \leq V_{mp} \times NS \leq V_{CC,max}^{inv} \quad (1)$$

$$V_{CC,min}^{inv} \leq V_{oc} \times NS \leq V_{CC,max}^{inv} \quad (2)$$

Todavia, os valores de V_{mp} e de V_{oc} apresentados nas fichas técnicas dos módulos são obtidos nas condições padrão de ensaio (em inglês, “*standard test conditions*” - STC), isto é, 1000 W/m², 25°C e 1,5 AM. Logo, sabendo que em situações reais de operação a temperatura das células que constituem o módulo fotovoltaico se aproximam de temperaturas como 60°C para níveis de irradiância próximos de 1000 W/m², Zilles *et al.* (2012) propõem que os valores de tais parâmetros sejam corrigidos conforme demonstrado pelas Eq. (3) e Eq. (4), onde: β_{mp} e β_{oc} são, respectivamente, os coeficientes de temperatura de tensão de máxima potência e de tensão de circuito aberto. Vale destacar que, quando o valor de β_{oc} não for apresentado na ficha técnica do módulo, este pode ser considerado como sendo igual a β_{mp} , uma vez que na prática, há uma efetiva proximidade entre os seus valores.

$$V'_{mp} = V_{mp} \times [1 - \beta_{mp} \times (60 - 25)] \quad (3)$$

$$V'_{oc} = V_{oc} \times [1 - \beta_{oc} \times (60 - 25)] \quad (4)$$

Após calculado o número de módulos em série com os parâmetros de tensão corrigidos, V'_{mp} e V'_{oc} , deve-se então determinar as possíveis associações em paralelo que esses módulos em série podem fazer, isto é, a quantidade de fileiras (ou, derivado do termo em inglês, de “*strings*”) que estes podem formar sem desprezar os limites máximos de corrente suportados pelo inversor. Para tanto, tem-se que a corrente de máxima potência do módulo (I_{mp}) deve ser igual ou inferior ao valor máximo de corrente suportado pela entrada de cada seguidor do ponto de máxima potência (em inglês, “*maximum power point tracker*” - MPPT) do inversor ($I_{CC,max}^{ent}$). Se esta condição for satisfeita, deve-se então investigar a possibilidade de se conectar mais de uma fileira (NF) de módulos em série nestas entradas.

Além disso, nos casos em que o próprio seguidor do ponto de máxima potência do inversor possui mais de uma entrada, tem-se que o limite máximo de corrente suportado pelo mesmo ($I_{CC,max}^{mpp}$) também deve ser respeitado, pois, este não necessariamente é igual a soma das correntes máximas suportadas por suas entradas. Ou seja, supondo que o seguidor de ponto de máxima potência de um inversor possua duas entradas, com limites máximos de corrente I_{CC,max_1}^{ent} e I_{CC,max_2}^{ent} , tem-se que os números de fileiras permitidos para compor o gerador fotovoltaico do sistema são aqueles que respeitam as três condições descritas a seguir.

$$I_{mp} \times NF_{-1} \leq I_{CC,max_1}^{ent} \quad (5)$$

$$I_{mp} \times NF_{-2} \leq I_{CC,max_2}^{ent} \quad (6)$$

$$I_{mp} \times NF_{-1} + I_{mp} \times NF_{-2} \leq I_{CC,max}^{mpp} \quad (7)$$

Em posse dos números de módulos em série e de fileiras permitidos para a formação do gerador fotovoltaico do sistema, é possível finalmente obter os possíveis arranjos que este pode assumir, combinando-os um a um.

Não obstante, esse procedimento fornece muitas vezes um extenso leque de opções de arranjo sendo, nestes casos, necessário filtrar algumas delas. De forma simplificada, esta filtragem pode ser realizada tendo em vista a área total ocupada pelos módulos da opção arranjo e o fator de dimensionamento (FDI) do sistema, o qual é dado pela razão entre a potência nominal do inversor e a potência nominal do gerador fotovoltaico (isto é, e o somatório das potências nominais dos módulos que o compõe). Na primeira situação, deve-se eliminar as opções nas quais a área total ocupada pelos módulos exceda a área disponível para suas respectivas instalações, pois, estas são naturalmente inviáveis de serem realizadas. Na segunda situação, deve-se eliminar as opções cujo FDI seja inferior a 0,6 ou superior a 1,1, pois, através de trabalhos como o realizado por Macêdo (2006), constatou-se que tais faixas de FDI geralmente resultam em sistema menos eficientes.

Mesmo após a realização dessas filtrações, possivelmente ainda restarão algumas opções de arranjos do gerador fotovoltaico permitidos para a composição sistema. Para determinar qual destas é a opção mais adequada para atender os objetivos pretendidos pelo projeto, deve-se estabelecer um critério de apoio a decisão como, por exemplo, qual configuração oferece: a maior produção anual de energia elétrica, uma produção mensal mínima, a melhor relação de custo/benefício, ou mesmo, o sistema energeticamente mais eficiente. Nesse sentido, tem-se que independentemente do critério adotado, uma etapa que impreterivelmente terá que ser realizada durante o projeto é a estimativa de geração do sistema formado por cada uma dessas opções de arranjo do gerador restantes, pois, somente a partir desta é que se tornará possível parametrizá-las.

2.2 Estimativa de produção e avaliação energética de um sistema fotovoltaico conectado à rede elétrica

A estimativa de produção mensal ou anual de energia elétrica de um sistema fotovoltaico conectado à rede elétrica pode ser realizada a partir de diferentes métodos de cálculo e bases de dados meteorológicos. Em geral, os métodos empregados pelos *softwares* comerciais de grande reconhecimento, como o PVsyst®, PV*Sol® e HelioScope®, se valem de modelos representativos dos componentes do sistema, para simular as suas respectivas operações de maneira integrada, tendo em vista as condições meteorológicas tipicamente verificadas no seu local de instalação durante um certo período de tempo. Contudo, os custos destes *softwares* são consideravelmente elevados, fato este que muitas vezes impossibilita a sua ampla utilização.

Diante disso, uma maneira alternativa de se estimar com uma boa precisão a produção esperada do sistema, é realizar propriamente a implementação computacional desses modelos representativos. Nesse sentido, uma abordagem que se destaca na literatura nacional é a apresentada por Zilles *et al.* (2012), a qual é inclusive a empregada em trabalhos de grande utilidade pública, como a segunda versão do Atlas Solarimétrico de Minas Gerais (Tiba e Reis, 2016). Nela, são calculados a partir das características técnicas dos componentes do sistema e de uma série de dados horários de irradiância solar no plano do gerador e de temperatura ambiente, os valores de potência produzidos em cada respectivo intervalo de tempo, de modo que, através da sua de integralização, obtém-se uma estimativa da produção total de energia elétrica entregue pelo sistema fotovoltaico à rede elétrica, no período compreendido pela série.

Em posse deste valor, torna-se possível calcular importantes figuras de mérito energético do sistema, como as propostas por Haeberlin e Beutler (1995) e por Zilles *et al.* (2015), podendo se destacar: a produtividade do sistema, o seu fator de capacidade e o seu rendimento global ou, em outras palavras, sua *performance ratio*.

3. ESTUDO DE CASO

A residência escolhida para realização do presente estudo situa-se em um condomínio residencial próximo a Universidade Federal de Juiz de Fora (UFJF), na cidade de Juiz de Fora, Minas Gerais, sendo suas coordenadas geográficas: -21,766° S, -43,375 O. A Figura 1(a) apresenta uma ilustração de sua fachada, e a Figura 1(b), sua localização.



Figura 1 - (a) Imagem de projeto da fachada da residência e (b) distâncias estimadas em relação a Praça Cívica da UFJF, e a Estação Meteorológica de Juiz de Fora (EMA-JF), de acordo com o Google Maps®.

Durante a realização de seu projeto arquitetônico, já foram previstas diversas questões relacionadas à infraestrutura necessária para a futura instalação de um sistema de microgeração solar fotovoltaica. Dessa maneira: (i) as suas fundações e estruturas de sustentação do telhado já foram projetadas e construídas visando suportar o peso dos módulos fotovoltaicos e de suas respectivas estruturas de fixação, sem que qualquer sobrecarga seja verificada; (ii) um pequeno cômodo para a instalação de um ou mais inversores foi construído logo abaixo do telhado, com intuito de promover a minimização das perdas nos cabos provenientes do gerador fotovoltaico e a adequada ventilação desses equipamentos; e (iii) toda tubulação necessária para conexão do gerador com os inversores e dos inversores com o medidor de energia (na entrada da residência), já foram instalados durante a sua construção, de modo a facilitar a sua realização e assegurar que a requerida estética da residência fosse mantida. A construção da residência foi concluída no final do ano de 2015.

3.1 Local destinado a instalação dos módulos fotovoltaicos do sistema

A Figura 2 ilustra os locais candidatos à instalação dos módulos do gerador fotovoltaico, através da utilização da área disponível no telhado da residência. Tendo em vista sua disposição geográfica, constata-se que a face do telhado voltado para os seus fundos, a qual é representada pelo número 4, é o local mais adequado para a instalação dos módulos fotovoltaicos do sistema. Além de ser a maior área contínua, o que facilita a homogeneidade de produção e a instalação dos módulos do gerador fotovoltaico, e não possuir nenhum tipo de objeto ou construção ao seu redor que possa causar qualquer modo de sombreamento, esta face ainda se encontra predominantemente voltada para o Norte

Geográfico e, portanto, representa a face da cobertura da residência que recebe a maior quantidade de irradiação solar ao longo do ano.

Uma vez determinado o local destinado à instalação dos módulos, tem-se que implicitamente são também definidas a área máxima disponível para suas respectivas instalações, bem como o seu posicionamento. Em relação a área, tem-se que esta é limitada a área do telhado 4, a qual é de aproximadamente 50 m². Todavia, por uma questão de segurança, serão considerados que somente 45 m² deste total estão disponíveis para instalação dos módulos, sendo esta delimitada pelos 9 m centrais de sua extensão horizontal e pelos 5 m de sua extensão longitudinal. Ao que diz respeito ao seu posicionamento, tem-se a partir dos dados de projeto da residência que a inclinação do telhado 4 é de 37° em relação ao plano da superfície terrestre e o seu ângulo de azimute é de 18° a oeste do Norte Geográfico.

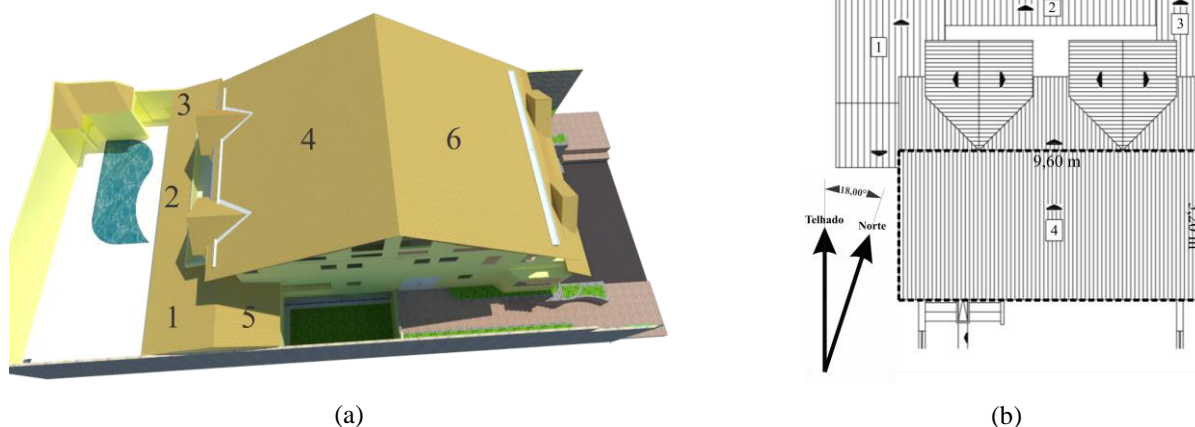


Figura 2 - Imagens de projeto referentes (a) a visão superior residência e (b) da planta de sua cobertura traseira, cedidas pelo proprietário. Os números sobre representam as áreas aptas para instalação dos módulos fotovoltaicos do sistema.

3.2 Conexão com a rede elétrica local e características de consumo das unidades residencial e comercial

A partir das faturas de energia elétrica fornecidas pelo proprietário, tem-se que a residência possui uma conexão trifásica com a rede elétrica local, enquanto a unidade comercial, a qual também se encontram sob sua titularidade, possui uma conexão bifásica. As características de consumo de cada uma dessas unidades são sintetizadas na Tabela 1. Nela, pode-se constatar que a residência possui um consumo médio mensal próximo de 540 kWh e um consumo anual de praticamente 6.490 kWh. Em contrapartida, a unidade comercial possui um consumo médio mensal de 200 kWh e anual de quase 2.415 kWh.

Tabela 1 - Consumo mensal de energia, em kWh, das unidades residencial e comercial, de acordo com as faturas de energia elétrica cedidas pelo proprietário da residência.

ANO	2016									2017		
MÊS	ABR	MAI	JUN	JUL	AGO	SET	OUT	NOV	DEZ	JAN	FEV	MAR
UN. RESIDENCIAL	468	491	598	458	487	565	437	772	622	462	523	608
UN. COMERCIAL	78	238	127	131	139	192	213	220	210	286	304	276

3.3 Levantamento e tratamento dos dados meteorológicos

Para a realização deste estudo, optou-se por utilizar os dados registrados pela Estação Meteorológica Automática de Juiz de Fora (EMA-JF), pois, uma vez que ela se encontra a uma distância inferior a 1,5 km da residência, pode-se assumir com uma boa margem de segurança, que ambas estão expostas às mesmas condições meteorológicas, isto é, as mesmas condições de irradiação solar e temperatura ambiente. Os dados horários registrados nos últimos anos pela EMA-JF, cujo código de identificação é A518, foram obtidos junto a central “Fale Conosco” do site do Instituto Nacional de Meteorologia (INMET), por contato via e-mail, através do qual, foram requisitados os dados horários de irradiação solar e temperatura ambiente registrados no período de janeiro de 2008 a dezembro de 2016.

Em posse dos dados requeridos ao INMET, estes foram submetidos a um comedido processo de qualificação. Primeiro, a sua validação foi parcialmente realizada através do modelo adotado pelo Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais (INPE) na validação dos dados registrados pela rede SONDA. Este modelo estabelece critérios para classificação dos dados registrados, avaliação da sua evolução temporal e confiabilidade de medição, sendo que quando constatado alguma irregularidade, o dado é somente assinalado sendo a sua validade uma decisão cabível ao responsável pelo estudo. Assim, tendo em vista uma limitação operacional, os dados registrados pela EMA-JF no referido período foram testados somente para o caso de serem ou não fisicamente possíveis, de modo que os dados tidos como fisicamente impossíveis seriam descartados, passando a ser considerados como falhas de medição. Contudo, durante a análise dos dados, nenhum deles se caracterizou de tal forma.

Uma vez realizada a validação dos dados, estes foram então submetidos a um processo de tratamento das suas falhas de medição. Destaca-se que as falhas de medição são eventos até certo ponto incontrolláveis e que podem ocorrer

devido a diversos fatores, como: situações de manutenção de equipamentos, obras nas estações meteorológicas, relâmpagos, acúmulo de sujeira, mau funcionamento ou mesmo acidentes com animais. Posto isto, tem-se que neste trabalho optou-se por adotar o modelo de tratamento empregado pela *National Renewable Energy Laboratory* (NREL) durante a concepção da segunda e terceira geração dos dados de um ano meteorológico típico das diversas localidades do Estados Unidos. Conforme destacado por Wilcox (2007), esse método de preenchimento de falhas não tem por objetivo reproduzir fielmente as características climatológicas, mas sim, viabilizar a plenitude da série com dados representativos e realistas. Vale registrar que dentre os dados registrados nos nove anos pela EMA-JF, cerca 7,97% se tratavam de falhas de medição no caso da irradiância solar, e 1,11% no caso da temperatura ambiente. Apesar de a quantidade de falhas ser mais expressivas no caso da irradiância solar, tem-se que em média 86% destas ocorreram ou no horário de 6 horas da manhã ou no horário de 19 horas da noite, ou seja, em períodos do dia em que a irradiância solar é muito pequena e, naturalmente, não chega na maioria das vezes a promover um expressivo saldo positivo de geração de energia elétrica no sistema (tendo em vista as características geográficas de Juiz de Fora).

Realizados esses dois procedimentos de qualificação dos dados meteorológicos, tem-se que estes foram prontamente importados no *software* *Meteonorm*[®], versão 7.1.2, o qual foi utilizado para estimar a irradiação solar verificada no plano dos módulos fotovoltaicos, isto é, do telhado 4 da residência, entre os anos de 2008 e 2016. Para tanto, uma localidade com as mesmas coordenadas e características horárias e solo-climáticas da residência, foi criada em seu diretório. E, posteriormente, as características do telhado 4 foram inseridas no programa. Destaca-se que exceto pelo albedo o qual foi genericamente considerado como sendo de 0,2, conforme recomendado por Greenpro (2004), todas as demais configurações do programa foram mantidas nas opções “*default*”.

3.4 Seleção dos componentes pretendidos ao sistema

Para escolha dos possíveis componentes do sistema, foi realizado previamente um levantamento das opções de módulos fotovoltaicos e de inversores disponíveis no mercado nacional e que se encontram devidamente certificados pelo Instituto Nacional de Metrologia, Qualidade e Tecnologia (INMETRO). Baseado nos seus resultados, foram selecionados como possíveis opções de componentes do sistema os modelos apresentados na Tabela 2 e na Tabela 3.

Tabela 2 - Módulos fotovoltaicos disponíveis comercialmente, os quais foram selecionados para o estudo.

FABRICANTE	MODELO	TECNOLOGIA (Silício)	POTÊNCIA NOMINAL	EFICIÊNCIA	DIMENSÕES	PREÇO À VISTA
Globo Brasil	GBR-260P	Policristalino	260 W _p	16,05%	1,640 m x 0,990 m	R\$ 799,00
Canadian Solar	CS6K-270P	Policristalino	270 W _p	16,50%	1,650 m x 0,992 m	R\$ 576,00
Yingli	YL275D-30b	Monocristalino	275 W _p	16,90%	1,640 m x 0,990 m	R\$ 720,00
Jinko Solar	JKM315P	Policristalino	315 W _p	16,23%	1,956 m x 0,992 m	R\$ 650,00
Talesun Solar	TP672P	Policristalino	320 W _p	16,50%	1,960 m x 0,990 m	R\$ 697,00

Tabela 3 - Inversores disponíveis comercialmente, os quais foram selecionados para o estudo.

FABRICANTE	MODELO	POTÊNCIA NOMINAL	NÚMERO DE MPPTs	ENTRADAS POR MPPT	PREÇO À VISTA
Fronius	Primo 3.0-1	3000 W	2	2	R\$ 8.055,00
Fronius	Primo 4.0-1	4000 W	2	2	R\$ 8.919,00
Fronius	Primo 5.0-1	5000 W	2	2	R\$ 9.879,00
Fronius	Primo 6.0-1	6000 W	2	2	R\$ 11.415,00
Fronius	Primo 8.2-1	8200 W	2	2	R\$ 13.239,00

3.5 Projeto de sistema de microgeração solar fotovoltaica para a residência

Para realizar o projeto do sistema de microgeração solar fotovoltaica para a residência estudada, a metodologia de projeto descrita anteriormente foi implementada computacionalmente em ambiente *Matlab*[®], de modo a sistematizar os procedimentos de dimensionamento e estimativa de geração que devem ser realizados com cada combinação de módulo fotovoltaico e inversor selecionado como possível opção de componente do sistema, e para cada ano da série histórica de dados meteorológicos levantados. Ao que diz respeito as perdas existentes no sistema, como as que ocorrem nos cabos e dispositivos de proteção, tem-se que estas foram definidas como sendo de 2,5% para o lado de corrente contínua e de 2% para o lado de corrente alternada. Além disso, as dimensões dos módulos foram consideradas 2 centímetros maiores que os valores reais, visando representar o espaço ocupado pelas braçadeiras da estrutura de fixação.

No que se refere ao critério de apoio a decisão, foi definido que este seria dado pela relação custo/benefício, ou seja, a configuração de sistema a ser escolhida como a mais adequada ao projeto é aquela que atender todas as restrições de compatibilidade técnica de seus componentes, área ocupada, faixa de FDI permitida e ainda apresentar o menor custo de geração dentre todas alternativas restantes. Esse custo de geração (CG) é calculado conforme apresentado na Eq. (8):

$$CG = \frac{(NT.CM) + CI}{EG} \quad (8)$$

Onde: NT é o número total de módulos que compõem o gerador fotovoltaico, CM é o custo unitário de cada módulo, CI é o custo do inversor, e EG é a energia anual média produzida pelo sistema durante os nove anos cujos dados meteorológicos foram disponibilizados.

Como pode se observar, esse cálculo é realizado em uma análise simples, na qual são considerados apenas os custos relacionados aos principais componentes do sistema. Tendo em vista que os demais custos envolvidos no projeto deste tipo de sistema podem ser considerados, de certo modo fixos ou proporcionais ao custo total dos módulos e do inversor, como os relacionados com cabeamento, com os equipamentos de proteção e das estruturas de fixação dos módulos, tem-se que somente essa abordagem já fornece um bom referencial de qual a opção de sistema proporcionará o menor custo de geração, sendo possível descartar a utilização de um método mais avançado ou específico para atender as finalidades pretendidas durante essa etapa do projeto.

Posto isto, tem-se que a lógica descrita pelo fluxograma apresentado na Figura 3 foi implementada no código computacional desenvolvido. Em sua entrada foram colocados todos dados horários estimados de irradiância solar no plano gerador e de temperatura ambiente no local, todos os dados técnicos necessários para realização dos cálculos de cada modelo de módulo fotovoltaico e de inversor selecionado (vide Tabela 2 e Tabela 3), e as dimensões da área disponível para instalação dos módulos e a faixa de FDI permitida ao sistema.

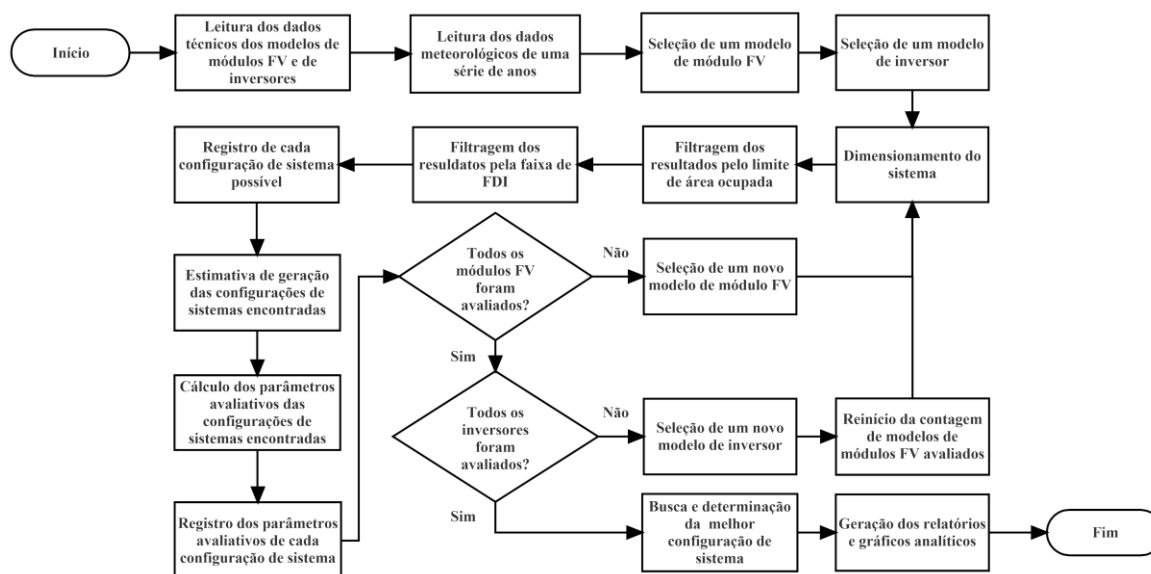


Figura 3 - Algoritmo implementado no código computacional desenvolvido para a realização do projeto de sistemas fotovoltaicos conectados à rede elétrica. (O termo módulo FV é uma simplificação de módulo fotovoltaico).

Após executar o código computacional desenvolvido, obteve-se que a melhor solução de configuração para um sistema de microgeração solar fotovoltaica a ser instalado na residência é aquela formada por: 2 fileiras de 10 módulos fotovoltaicos em série do modelo CS6K-270P, fabricante Canadian Solar - caracterizando um gerador fotovoltaico com potência nominal de 5.400 Wp - e por 1 inversor de 4.000 W, do modelo Primo 4.0-1, fabricante Fronius. As características de geração simuladas para esta configuração de sistema são apresentadas na Tabela 4.

Tabela 4 - Produção do sistema projetado, em kWh, calculada para os anos cujos dados meteorológicos foram disponibilizados e as respectivos valores mínimos, médios e máximos observados.

ANO	JAN	FEV	MAR	ABR	MAI	JUN	JUL	AGO	SET	OUT	NOV	DEZ	ANUAL
2008	556	592	689	594	728	536	840	743	617	567	466	498	7.428
2009	565	635	616	626	587	669	626	626	610	560	640	513	7.273
2010	739	658	669	666	620	661	659	791	661	630	514	610	7.877
2011	624	714	589	650	583	621	695	733	856	560	563	463	7.650
2012	548	706	695	589	588	542	748	675	706	792	509	716	7.814
2013	552	686	589	557	573	490	624	724	656	547	552	568	7.118
2014	804	746	695	647	688	665	565	668	747	760	607	695	8.287
2015	736	627	626	597	497	586	619	652	551	662	521	615	7.287
2016	573	650	600	721	583	582	661	749	678	545	563	662	7.566
MIN	548	592	589	557	497	490	565	626	551	545	466	463	7.118
MED	633	668	641	628	605	595	671	706	676	625	548	593	7.589
MAX	804	746	695	721	728	669	840	791	856	792	640	716	8.287

Conforme pode se observar, é possível esperar que este sistema produza uma quantidade anual de energia na faixa entre 7.000 a 8.300 kWh, valores estes já superiores ao consumo anual da residência e que, portanto, viabilizam a compensação de parte do consumo da unidade comercial. Já ao que diz respeito a sua produção mensal, observa-se que estas tendem a ser maior nos meses de julho, agosto e setembro, e menores nos meses junho, novembro e dezembro.

Além disso, ao que diz respeito aos seus parâmetros avaliativos, tem-se com base na produção média anual esperada, a qual é de 7.589 kWh, que a produtividade final do sistema projetado gira em torno de 1.405,35 kWh/kWp, o seu fator de capacidade é de praticamente 16%, e o seu desempenho global é de quase 0,85.

3.6 Análise energética baseada nas diretrizes do sistema de compensação

Tomando como base os valores de produção média mensais apresentados na Tabela 4 e as diretrizes firmada pelo artigo 6º da Resolução Normativa nº 687, observa-se através da Tabela 5 que o sistema projetado produzirá na maioria dos meses uma quantidade de energia superior a necessária para compensar o consumo da unidade residencial. As únicas exceções são os meses de agosto e dezembro, nos quais as produções esperadas são, respectivamente, 66 e 15 kWh inferiores ao consumo historicamente verificado. Como tais diferenças são inferiores ao montante de referência do custo de disponibilidade a ser cobrado dessa unidade, o qual, pelo fato de sua conexão com a rede elétrica ser trifásica e de acordo a Resolução Normativa nº 414 de 2010 da ANEEL, é igual a 100 kWh, constata-se que a fatura de energia da residência será continuamente definida por tal montante.

Tabela 5 - Balanço energético do sistema projetado e das unidades residencial e comercial, para um ano de operação.

MESES	ABR	MAI	JUN	JUL	AGO	SET	OUT	NOV	DEZ	JAN	FEV	MAR	TOTAL
UNIDADE RESIDENCIAL													
Energia produzida	628	605	595	671	706	676	625	548	593	633	668	641	7589
Consumo	458	487	565	437	772	622	462	523	608	468	491	598	6491
Energia excedente	170	118	30	234	0	54	163	25	0	165	177	43	1179
Energia faturada	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	1200
Energia perdida	100	100	100	100	0	100	100	100	0	100	100	100	1000
UNIDADE COMERCIAL													
Créditos alocados	170	118	30	234	0	54	163	25	0	165	177	43	1179
Consumo	78	238	127	131	139	192	213	220	210	286	304	276	2414
Crédito utilizado	78	188	52	131	89	68	163	25	0	165	177	43	1179
Crédito excedente	92	22	0	103	14	0	0	0	0	0	0	0	0
Energia faturada	50	50	75	50	50	124	50	195	210	121	127	233	1335
Energia perdida	50	0	0	50	0	0	0	0	0	0	0	0	100

Os créditos gerados pela energia produzida em excedente deverão ser integralmente alocados na unidade comercial, uma vez que esta é única outra opção. Neste caso, observa-se que estes promoverão uma redução de aproximadamente 55% do montante de energia que é anualmente faturado nesta unidade e, inclusive, que durante cinco meses do ano esta seja dada somente pelo montante de referência do seu custo de disponibilidade, o qual devido a sua conexão bifásica, é de 50 kWh. Além disso, observa-se que não há um acúmulo mensal de créditos excessivo na unidade comercial, de modo que estes, quando existentes, logo são aproveitados em ciclos de faturamento posteriores.

Um fato que se destaca na Tabela 5, é que uma significativa parte da energia produzida pelo sistema é economicamente perdida durante os ciclos de faturamento, devido à cobrança em “duplicidade” do custo de disponibilidade, isto é, devido ao faturamento do seu montante de referência, concomitantemente à doação de uma quantia de energia (equivalente a este mesmo montante) para a concessionária. No caso da unidade residencial, verifica-se que a compensação do seu consumo ocorre integralmente pela energia produzida, quando o mais correto seria que esta fosse realizada considerando o total consumido descontado do montante equivalente ao custo de disponibilidade, uma vez que o valor devido a este será impreterivelmente pago à concessionária. Em outras palavras, verifica-se que na maioria dos meses, além de pagar os 100 kWh referentes ao custo de disponibilidade, a unidade residencial ainda está doando esta mesma quantia em energia à concessionária, sem obter qualquer tipo de retorno financeiro ou mesmo energético por isto. Esta mesma situação pode ser também observada na unidade comercial nos meses de abril e julho, quando os créditos alocados nesta são integralmente utilizados para compensar o seu respectivo consumo.

Diante dessas situações, observa-se que o proprietário da residência se beneficiará economicamente somente pelos 5.410 kWh compensados na unidade residencial e pelos 1.079 kWh compensados na unidade comercial, ou seja, somente por 85,50% da energia gerada pelo seu sistema promoverá de fato economias a ele.

3.7 Análise de viabilidade econômica do sistema projetado

Para realizar a análise de viabilidade econômica do sistema projetado, foram adotadas as premissas apresentadas na Tabela 6, considerando um horizonte de 25 anos (tempo este, normalmente estimado para vida útil do sistema). A partir destas, foi montado um fluxo de caixa descontado, a exemplo do realizado por Deotti (2017).

Utilizando-se de ferramentas de microeconomia comuns a análise de investimento em projetos, constatou-se a partir do fluxo de caixa descontado montado que o investimento no sistema projetado apresenta uma Taxa Interna de Retorno (TIR) de 23,7%, um Valor Presente Líquido (VPL) de R\$ 40.625,23, e um período de *retorno* de 7 anos e 9 meses. Além disso, baseado na formulação proposta por Zilles e Oliveira (1999) e considerando que a produção esperada do sistema é dada pelo valor que é de fato compensado nas duas unidades consumidoras (6.489 kWh), tem-se que o seu custo nivelado de geração (“*levelized cost of electricity*” - LCOE) é estimado em R\$ 0,60141/kWh.

Tabela 6 - Parâmetros adotados para a realização da análise de investimento do sistema projetado.

Modalidades de tarifa de energia elétrica consideradas		Residencial	Comercial
Valor da tarifa sem imposto - homologada pela ANEEL		R\$ 0,49414/kWh	
Alíquota PIS incidente sobre a energia elétrica - metade do valor teto		0,85%	
Alíquota COFINS incidente sobre a energia elétrica - metade do valor teto		3,8%	
Alíquota ICMS incidente sobre a energia elétrica - segundo a legislação vigente		30%	25%
Bandeira tarifária		Verde	
Ajuste anual da tarifa de energia elétrica - Nakabayashi (2015)		7,9%	
Montante de energia elétrica anualmente compensado na unidade residencial		5.410 kWh	
Montante de energia elétrica anualmente compensado na unidade comercial		1.079 kWh	
Redução da produção de energia elétrica anual - Jordan e Kurtz (2012) + 0,15%		-0,75%	
Custo inicial de investimento:	(a) custo total dos módulos - $20 \times \text{R\$ } 576,00$	R\$ 11.520,00	
	(b) custo do inversor - $1 \times \text{R\$ } 8.919,00$	R\$ 8.919,00	
	(c) custo do BOS - $20\% \times (a + b)$	R\$ 4.088,00	
	(d) custo de frente e instalação - $20\% \times (a + b + c)$	R\$ 4.905,00	
Custo da substituição do inversor (a se realizar no 15º ano) - mesmo valor do preço atual		R\$ 8.919,00	
Demais custos de operação e manutenção (O&M) - 0,5% do custo inicial		R\$ 150,00	
Reajuste anual O&M (exceto, para o caso da substituição do inversor) - média anual do Índice de Preços ao Consumidor (IPCA), no período de 2012 a 2016		7,5%	
Taxa mínima de atratividade - média anual da Caderneta de Poupança, no período de 2012 a 2016, acrescida de 5%		12%	

4. RESULTADOS

Tendo em vista as características do local destinado à instalação dos módulos do gerador fotovoltaico na residência, as condições meteorológicas historicamente levantadas e estimadas para este, e os modelos de componentes do sistema selecionados, chegou-se a partir da metodologia proposta, a qual foi computacionalmente implementada, que a melhor configuração de sistema de microgeração solar fotovoltaica para a residência, ou a que apresenta a melhor relação de custo/benefício, é a formada por 20 módulos fotovoltaicos do modelo CS6K-270P, fabricante Canadian Solar, compondo um gerador fotovoltaico com potência nominal de 5.400 Wp, e por 1 inversor, do modelo Primo 4.0-1, fabricante Fronius. Este sistema possui uma expectativa de produção anual em torno de 7.589 kWh, valor consideravelmente superior ao consumo verificado na residência, e um expressivo desempenho global esperado, o qual se aproxima do limite superior da faixa tipicamente verificada de 0,65 a 0,85 (Mertens, 2013).

Ademais, diante das premissas de análise propostas, o investimento no sistema projetado se mostrou ser bastante interessante, a se observar o VPL quase 140% superior ao seu custo inicial, a sua TIR praticamente duas vezes maior que a TMA, o relativo curto período de *payback*, e o LCOE estimado em um valor inferior ao próprio valor pago pela energia consumida da rede elétrica. Além disso, tais resultados foram obtidos considerando um cenário conservador, no qual a bandeira tarifária foi tida como sendo unicamente verde. Logo, tendo em vista que tal situação dificilmente será verificado na prática, é possível esperar que o investimento no sistema projetado promova uma economia ainda maior e, portanto, apresente índices de viabilidade econômica ainda mais favoráveis à sua realização.

5. CONCLUSÃO

Através dos resultados obtidos no presente estudo, e considerando as tarifas de energia elétrica aplicadas aos consumidores residenciais e comerciais, e as normas vigentes do setor, é possível afirmar, com absoluta certeza, que o investimento na microgeração solar fotovoltaica com autoconsumo remoto consiste em uma viável opção de investimento para redução dos custos com energia elétrica. O período de retorno deste, dependerá principalmente das especificidades do projeto e de fatores locais como, por exemplo, os níveis de irradiação e preço da tarifa de energia.

Contudo, conforme pôde-se constatar, as atuais diretrizes do sistema de compensação não permitem que o consumidor ao realizar tal investimento, usufrua plenamente dos benefícios econômicos promovidos pela energia produzida por seu sistema de microgeração, pois, em frequentes situações - e no caso do autoconsumo remoto, sempre - elas admitem que haja uma cobrança em “duplicidade” do montante de referência do custo de disponibilidade.

Conforme disposto pela Resolução Normativa nº 414, o custo de disponibilidade é aplicado sempre que o consumo medido ou estimado de uma unidade consumidora de baixa tensão, for inferior aos montantes de referência predeterminados; logo, este tipo de consumidor sempre terá que pagar, em moeda corrente, o equivalente a este montante, como se fosse um valor mínimo para a sua fatura de energia. Diante disso, observa-se que não haveria necessidade do consumidor integrante do sistema de compensação, “zerar” o seu consumo utilizando os seus créditos de energia, mas apenas utilizar, no máximo, o montante correspondente à diferença entre o consumo total medido (ou estimado) e o referente ao custo de disponibilidade.

A maneira como ocorre atualmente, em que o pagamento do custo de disponibilidade é sempre devido e o consumidor ainda é forçado a “zerar” o seu consumo, se passa como sendo uma cobrança em “duplicidade” do

montante referente a este custo de disponibilidade. Embora a primeira cobrança seja corretamente amparada pela Resolução Normativa nº 414, o mesmo já não acontece com a segunda. A Resolução Normativa nº 687 não traz nenhum argumento explícito que justifique a existência de tal prática, ou mesmo, que justifique a razão dela ocorrer em certas situações - como as de uso de créditos alocados - e em outras não - como as de uso dos créditos excedentes.

Assim como verificado no estudo de caso realizado, essa dinâmica impede que o consumidor obtenha um retorno financeiro sobre cerca de 14,5% da energia gerada pelo seu sistema. Em situações extremas, nas quais esta prática se faça valer mais efetivamente nas unidades consumidoras associadas, o impacto energético e, conseqüente, financeiro, pode ser ainda maior, prejudicando de sobremaneira a viabilidade econômica do sistema de microgeração.

Portanto, diante do que foi exposto, seria interessante que os profissionais que têm em comum a atuação direta ou indireta na microgeração distribuída, como os integradores de sistemas fotovoltaicos, engenheiros e acadêmicos, se mobilizassem junto à ANEEL, para que já na próxima revisão normativa seja realizada o aprimoramento do sistema de compensação, no sentido de coibir tal prática e desonerar, desta forma, principalmente a figura do autoconsumo remoto, tornando-a uma opção de investimento ainda mais atrativa aos olhos dos consumidores residenciais e comerciais.

REFERÊNCIAS

- ANEEL, 2010. Resolução Normativa nº 414, de 09 de setembro de 2010. Agência Nacional de Energia Elétrica, Brasil.
- ANEEL, 2012. Resolução Normativa nº 482, de 17 de abril de 2012. Agência Nacional de Energia Elétrica, Brasil.
- ANEEL, 2015. Resolução Normativa nº 687, de 24 de novembro de 2015. Agência Nacional de Energia Elétrica, Brasil.
- ANEEL, 2017. Nota Técnica nº 0056/2017-SRD/ANEEL. Superintendência de Regulação dos Serviços de Distribuição, Agência Nacional de Energia Elétrica, Brasil.
- Deotti, L. M. P., 2017. Estudo de Viabilidade Técnica e Econômica de um Sistema de Microgeração Fotovoltaica Residencial com Autoconsumo Remoto. Trabalho de Conclusão de Curso. Universidade Federal de Juiz de Fora, Juiz de Fora.
- EPE, 2014. Inserção da geração fotovoltaica distribuída no Brasil - condicionantes e impactos. Rio de Janeiro.
- EPE, 2016. Demanda de Energia 2050. Rio de Janeiro: Empresa de Pesquisa Energética.
- Haeblerlin, H; Beutler, C., 1995. Normalized Representation of Energy and Power for Analysis of Performance and On-line Error Detection in PV-Systems. 13th EU PV Conference on Photovoltaic Solar Energy Conversion, Nice.
- INPE. Sistema de Organização Nacional de Dados Ambientais. Disponível em: <<http://sonda.ccst.inpe.br/>>. Acessado em: 10 julho de 2017.
- Jordan, D. C; Kurtz, S. R., 2012. Photovoltaic Degradation Rates - An Analytical Review.
- Macêdo, W. N., 2006. Análise do fator de dimensionamento do inversor (FDI) aplicado a sistemas fotovoltaicos conectados à rede (SFCR). Tese de Doutorado. Universidade de São Paulo, São Paulo.
- Mertens, K., 2013. Photovoltaics: Fundamentals, Technology and Practice. Wiley.
- Nakabayashi, R., 2015. Microgeração Fotovoltaica no Brasil: Viabilidade Econômica.
- Tiba, C.; Reis R. J., 2016. Atlas Solarimétrico de Minas Gerais - Volume II. Editora Futura Express.
- Wilcox. S, 2007. National Solar Radiation Database 1991–2005 Update: User's Manual.
- Zilles, R.; Oliveira, S. H. F., 1999. O Preço do Wp e o custo do kWh Fornecido por Sistemas Interligados à Rede Elétrica.
- Zilles, R, *et al.*, 2012. Sistemas fotovoltaicos conectados à rede elétrica. Oficina de Textos.

TECHNICAL AND ECONOMIC FEASIBILITY ANALYSIS OF A PHOTOVOLTAIC SOLAR MICROGENERATION SYSTEM WITH REMOTE SELF-CONSUMPTION

Abstract. *Since the enactment of Normative Resolution nº 482 of 2012, of the National Agency of Electric Energy, Brazilian society lives the expectation of seeing the expansion of photovoltaic microgeneration systems, above all, in the residential area. However, only after the various initiatives taken in 2015 in favor of this, is that in fact it began to verify its real development. In this context, the figures presented by Normative Resolution nº 687 of 2015, presented a new route for the low-voltage consumer to take advantage of the opportunities offered by the distributed generation, so that in the last year there was a considerable detachment in the number of microgeneration units and the number of consumers registered in the compensation system. Thus, once the Energy Research Company indicates that in the coming years residential consumers with consumption of more than 500 kWh/month should be the largest share to acquire such systems, the present study proposes to investigate what the real attractiveness they could aim not only to compensate the residential consumption itself but also, the other consumer units owned by it, that is, the figure of "remote self-consumption". For this purpose, the optimized design of a system with nominal power of 5.400 Wp is carried out, for a residence located in Juiz de Fora, Minas Gerais. With an expected production of 7.600 kWh/year, this system is able to fully compensate the annual consumption of the residence and, still, almost 55% of the annual consumption of a commercial unit associated with its owner. Although their investment indicators show positive results, to be highlighted the payback of less than 8 years, they are no longer attractive, since, as it is verified, there are imperfections in the compensation system that penalize the consumers of remote self-consumption.*

Key words: *Grid-Connected Photovoltaic Systems, Microgeneration Distributed, Remote Self-Consumption*