

MINISTÉRIO DA EDUCAÇÃO
UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO GRANDE DO SUL
ENGENHARIA DE ENERGIA

**DESAGREGAÇÃO DE CARGA E GERAÇÃO EM UNIDADES CONSUMIDORAS COM
MICRO E MINIGERAÇÃO SOLAR FOTOVOLTAICA CONECTADAS À REDE**

por

Ana Carolina Kircher Lima Marcon

Monografia apresentada à Comissão de Graduação do Curso de Engenharia de Energia da Escola de Engenharia da Universidade Federal do Rio Grande do Sul, como parte dos requisitos para obtenção do diploma de Bacharel em Engenharia de Energia.

Porto Alegre, maio de 2021



UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO GRANDE DO SUL
ESCOLA DE ENGENHARIA
ENGENHARIA DE ENERGIA

DESAGREGAÇÃO DE DEMANDA E GERAÇÃO EM UNIDADES
CONSUMIDORAS COM MICRO E MINIGERAÇÃO SOLAR FOTOVOLTAICA
CONECTADAS À REDE

por

Ana Carolina Kircher Lima Marcon

ESTA MONOGRAFIA FOI JULGADA ADEQUADA COMO PARTE DOS
REQUISITOS PARA A OBTENÇÃO DO TÍTULO DE
BACHAREL EM ENGENHARIA DE ENERGIA.
APROVADA EM SUA FORMA FINAL PELA BANCA EXAMINADORA

Prof. Dr. Flávio Antônio Becon Lemos
Coordenador do Curso de Engenharia de Energia

Orientador: Prof^a. Dr^a Mariana Resener

Banca examinadora:

Prof^a. Dr^a. Bibiana Maitê Petry Ferraz – DELAE / UFRGS

Prof^a. Dr^a. Letícia Jenisch Rodrigues – DEMEC / UFRGS

Prof^a. Dr^a. Mariana Resener – DELAE / UFRGS

Porto Alegre, 21 de maio de 2021.

DEDICATÓRIA

Dedico este trabalho às minhas avós, Lisa e Miguelina, que nos deixaram durante a minha graduação, e fazem falta diariamente. Vocês abriram o caminho para que eu pudesse chegar aonde cheguei. Obrigada por tudo, espero sempre poder honrar o legado de vocês.

AGRADECIMENTOS

Agradeço aos meus pais, Ana Cristina e Luís Carlos, primeiramente, por sempre acreditarem na minha capacidade e investirem nela, independentemente de qualquer situação. Obrigada pelo apoio, compreensão e amor, fundamentais para me manter firme, mesmo diante dos piores momentos.

Minha querida irmã, Laura, obrigada por estar aqui para me ouvir, animar e, principalmente, cozinhar para mim todo santo dia. Sou eternamente grata por encontrar uma amiga tão amorosa e zelosa ao meu lado.

Agradeço ao meu namorado, pelo apoio, carinho e compreensão. Obrigada por ter seguido ao meu lado durante todos esses anos, mesmo quando decidi que a Energia era o caminho que deveria seguir.

Minha gratidão aos meus amigos e apoiadores, especialmente minha melhor amiga, Mônica, que caminha ao meu lado e acha alguma razão no meio de toda a minha emoção. Vamos juntas, sempre, até o fim. Aos meus amigos, Stephany, Guilherme, Elvira e Luiz, meu obrigada por estarem comigo, mesmo espalhados pelo Brasil, e acharem motivos para me apoiar e incentivar sempre, e principalmente, quando eu mesma desistia de mim. Agradeço à minha amiga Lara, que comporta tanta sabedoria e força, mesmo em um tamanho tão compacto, e me inspira a sempre ser o melhor que posso ser. Às minhas colegas e amigas Alice, Andressa, Lauren, Nathália, Priscila, Luiza e Bruna, ainda que a vida nos empurre em direções diferentes, fui feliz e privilegiada por dividir essa graduação com vocês. Obrigada, companheiras! E, também, obrigada às minhas amigas Ellen e Fernanda, que estiveram sempre lá para ouvir, incentivar e, eventualmente, reclamar comigo, seja no Brasil, seja na China.

Agradeço enormemente à minha orientadora, Mariana, que abraçou a missão de me ajudar a trazer este trabalho ao mundo, correndo contra o tempo, e esteve sempre solícita, disponível e apoiadora. Não teria conseguido sem você, muito obrigada por todo o apoio e empenho.

Meu obrigada aos meus amigos e colegas de curso, por dividirem comigo as preocupações, me apoiarem nas situações de maior dificuldade, e sempre me ajudaram a ver lados bons nos momentos ruins. Viemos juntos, e isso fez toda a diferença. Surtar coletivamente será sempre melhor do que surtar sozinha.

Por fim, agradeço aos meus queridos familiares, meus apoiadores incansáveis em todas as conquistas. Independente da adversidade, é reconfortante saber que haverá sempre a família me esperando, dando suporte e incentivando sempre.

Amo todos vocês!

MARCON, A. C. K. L. **Desagregação De Carga E Geração Em Unidades Consumidoras Com Micro E Minigeração Solar Fotovoltaica Conectadas À Rede**. 2021. 28 folhas. Monografia (Trabalho de Conclusão do Curso em Engenharia de Energia) – Escola de Engenharia, Universidade Federal do Rio Grande do Sul, Porto Alegre, 2021.

RESUMO

O presente trabalho visa estimar o autoconsumo em unidades consumidoras (UCs) com micro e minigeração distribuída (MMGD), a partir das informações de consumo e injeção de energia obtidas nas faturas. No Brasil, a medição líquida bidirecional é utilizada em UCs com MMGD, sendo que o faturamento se dá a partir de medições líquidas de consumo e geração. A metodologia desenvolvida é proposta para desagregar as informações de carga e geração, tornando possível estimar o montante total de consumo e o montante total de geração. Curvas típicas são utilizadas nas estimativas da carga dos sistemas, e valores de geração de referência e dados de monitoramento dos inversores são utilizados para estimar a geração de energia das UCs analisadas. Os valores de consumo e geração líquidos serão estimados pelo método e comparados com as informações das faturas das concessionárias, verificando a proximidade dos valores calculados com os medidos. O conhecimento do montante autoconsumido e da geração é importante para um correto planejamento da operação e expansão de sistemas de distribuição, de modo que conseguir avaliar a carga corretamente é fundamental para a garantia de abastecimento dos consumidores e para evitar problemas na rede.

PALAVRAS-CHAVE: Micro e Minigeração Distribuída, Energia Solar Fotovoltaica, Curvas de Carga, Medição Atrás do Medidor, Autoconsumo

MARCON, A. C. K. L. **Load and Generation Disaggregation at Consumer Units with Micro and Mini-Generation Solar Photovoltaic Connected to the Grid**. 2021. 34 folhas. Monografia (Trabalho de Conclusão do Curso em Engenharia de Energia) – Escola de Engenharia, Universidade Federal do Rio Grande do Sul, Porto Alegre, 2021.

ABSTRACT

The present work aims to estimate self-consumption in consumer units with Distributed Micro and Mini-Generation (DMMG), based on energy consumption and injection information obtained in energy bills. In Brazil, bidirectional net measurement is used in consumer units with DMMG, and billing is based on net measurements of consumption and generation. The developed methodology is proposed to disaggregate the load and generation information, making it possible to estimate the total amount of consumption and the total amount of generation. Typical curves are used in system load estimates, and reference generation values and inverter monitoring data are used to estimate the power generation of the analyzed consumer units. The net consumption and generation values will be estimated by the method and compared with the information from the energy utility bills, verifying the proximity of the calculated values with those measured. The knowledge of the self-consumed amount and the generation is important for a correct planning of the operation and expansion of distribution systems, so that being able to evaluate the load correctly is fundamental to guarantee the supply of consumers and to avoid problems in the network.

KEYWORDS: Distributed Micro and Minigeneration, Solar Photovoltaic Energy, Load Curves, Measurement Behind the Meter.

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	1
1.1	Objetivos	2
2	REFERENCIAL TEÓRICO	2
2.1	Geração distribuída	2
2.2	Desagregação de carga e geração	3
2.3	Energia solar fotovoltaica	4
2.4	Perfil de consumo e de geração solar fotovoltaica	6
2.5	Sistemas de monitoramento	7
3	CASOS DE ESTUDO E METODOLOGIA	8
3.1	Comparação entre geração, curvas típicas e informações das concessionárias	9
3.2	Utilização de valores de geração de referência para estimativa de geração de energia	9
3.3	Utilização de dados horários reais para determinação da geração de energia	10
3.4	Estimativa de demanda através de curvas típicas	11
4	RESULTADOS E ANÁLISE	12
4.1	Determinação da geração de energia horária	12
4.2	Estimativa de consumo bruto	15
4.3	Análise geral dos resultados	24
5	CONCLUSÃO	24

1 INTRODUÇÃO

Após décadas de progressos econômicos e sociais decorrentes do uso desenfreado de fontes fósseis como base da geração de energia elétrica, os diversos efeitos adversos provenientes das mudanças climáticas, consequência da alta taxa de emissão de poluentes intrínsecos ao processo de queima desses combustíveis, motivaram uma série de incentivos ao uso de fontes alternativas. Os incentivos visam diversificar as matrizes energéticas e mitigar os efeitos danosos ao meio ambiente, tornando o desenvolvimento sustentável. As fontes eólica e solar, sobretudo, apresentam adesão crescente, tendo potencial de expansão a ser explorado no futuro próximo. Do ponto de vista do consumidor de energia, esses incentivos se traduziram em uma massiva inserção de fontes de micro e minigeração distribuída (MMGD), onde cada consumidor é conectado à rede elétrica com sua própria geração de energia, em geral, por meio de sistemas de energia solar fotovoltaica.

Os sistemas de MMGD podem operar na unidade consumidora ou remotamente, gerando energia para ser consumida em um local determinado. Respeitando a potência instalada máxima de até 75 kW para a minigeração e estando compreendida entre 75 kW e 5 MW para o caso de microgeração, os consumidores passaram a ter a possibilidade de gerar a própria energia e abater do seu consumo, seja através do autoconsumo direto ou da injeção de energia na rede. O montante injetado é trocado por créditos de energia, que serão utilizados quando a MMGD estiver fora de operação ou com geração insuficiente para compensar o consumo (no período da noite, em dias chuvosos ou nublados, em razão de manutenções, em meses de menor irradiação, dentre outras situações).

A geração distribuída se ampara nas Resoluções Normativas Nº 482/2012 (ANEEL, 2012) e Nº 687/2015 (ANEEL, 2016a), que determinam as diretrizes da implementação dos sistemas e dos procedimentos de acesso aos sistemas de MMGD, respectivamente, estando passando por processos de análise e readequação nas composições tarifárias. A corrente revisão trata da melhor distribuição dos encargos, uma vez que, por falta de normas reguladoras a esse respeito, a distribuição da tarifa acaba sendo transmitida aos demais usuários, que não possuem sistemas de geração próprios.

Além de estudos e avaliações sob o ponto de vista do custo para os usuários, os efeitos das cargas reais inseridas nos sistemas e não percebidas pelas concessionárias de energia também precisam ser considerados. Isso se deve pela capacidade das unidades geradoras autoconsumirem montantes da energia gerada, que, por conta dos métodos de medição, não serão detectados pelas distribuidoras, mas afetarão diretamente o planejamento da rede elétrica.

A distribuidora deverá estar apta a atender a carga das unidades consumidoras quando a geração solar for insuficiente, tornando essencial que a totalidade da carga seja considerada nas análises. Para isso, deve-se desagregar os valores de consumo e geração, comumente apresentados nas medições com seus valores líquidos, sem considerar cargas autoconsumidas. Com o crescimento da adesão aos sistemas de MMGD, o impacto da falta de conhecimento das cargas reais se potencializa, demandando o desenvolvimento de métodos de medição que permitam conhecer as duas informações separadamente.

Em abril de 2021, conforme os dados disponibilizados pela ANEEL, existem 476.968 unidades de geração fotovoltaica distribuídas conectadas à rede operando no Brasil, uma potência instalada de 5,41 GW. A Figura 1.1 ilustra o crescimento de conexões de MMGD no Brasil, de 2008 até 27 de abril de 2021.

Figura 1.1 - Quantidade de sistemas de MMGD instalados no Brasil.



Fonte: ANEEL, 2021.

Segundo o Plano Decenal de Expansão de Energia 2029 (PDEE 2029), documento informativo elaborado pela Empresa de Pesquisa Energética (EPE) com previsões de expansão no setor de energia em um horizonte de 10 anos, espera-se chegar em 1,3 milhão de adotantes de MMGD, o que representa uma potência de 11,4 GW instalados. Essa capacidade representa, aproximadamente, 2,3% da carga total nacional. Percebe-se um acentuado crescimento de usuários, marcando 207.234 novas unidades geradoras no ano de 2020. Os quatro primeiros meses de 2021 já apresentam valores superiores a todo o ano de 2018, mantendo a tendência de crescimento, conforme a previsão do PDEE 2029, de modo que é fundamental considerar o impacto de todas essas novas unidades de MMGD nos sistemas de distribuição, assinalando a carga real que representam para os estudos de fluxo de potência.

1.1 Objetivos

Considerando os impactos da proliferação de unidades de MMGD nos sistemas de distribuição de energia elétrica, este trabalho tem como objetivo propor um método de desagregação de carga e geração em unidades consumidoras com instalações solares fotovoltaicas.

2 REFERENCIAL TEÓRICO

2.1 Geração distribuída

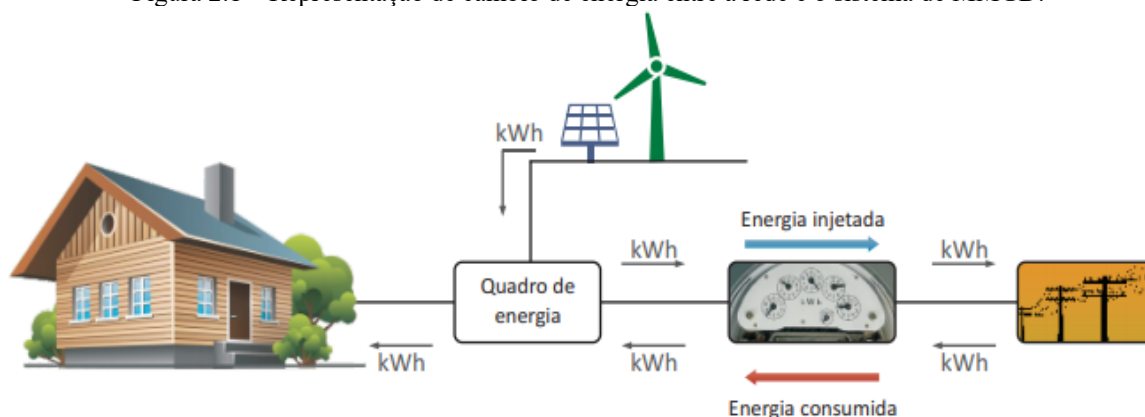
A geração de energia elétrica pode ser feita de dois modos: centralizada ou distribuída. No primeiro caso, mais tradicional, fontes de energia serão empregadas em centrais geradoras e essa chegará ao consumidor final por intermédio de sistemas de transmissão e distribuição. A geração centralizada, portanto, apresenta aspectos técnicos mais complexos, por demandar a transmissão de energia em longas distâncias e maiores escalas.

Amparada no Brasil pela Resolução Normativa ANEEL N° 482/2012 desde 17 de abril de 2012, a geração distribuída (GD) se caracteriza por permitir à unidade consumidora (UC) a geração da própria energia elétrica a partir de fontes renováveis ou cogeração qualificada. Esses sistemas geradores são instalados próximos ao local de consumo, podendo reduzir perdas e complexidades inerentes aos processos de transmissão e distribuição de energia. Nesta modalidade, a GD, no Brasil, deve respeitar os limites estabelecidos pela ANEEL, que determina as potências instaladas como menor ou igual a 75 kW, para o caso de microgeração distribuída, e como superior a 75 kW e menor ou igual a 5 MW para a minigeração distribuída.

Unidades consumidoras com MMGD possuem a característica de serem produtoras e consumidoras de energia e o fazem simultaneamente, conceito chamado *prosumer*, união das palavras *producer* e *consumer* (produtor e consumidor, respectivamente, do inglês). A característica *prosumer* faz com que as unidades de MMGD, uma vez que não consumam instantaneamente a energia produzida (o chamado autoconsumo), injetem a mesma na rede elétrica, sendo compensados pelas concessionárias de energia na forma de créditos, que virão a ser utilizados nas situações onde a UC não produzir o montante necessário para garantir o próprio consumo, precisando ser abastecida pela rede elétrica.

Sistemas de MMGD podem ser projetados para suprir apenas a demanda energética do local de instalação ou de uma UC abrangida pela mesma concessionária de energia, por meio do consumo remoto. Ainda, a demanda de mais locais pode ser suprida por um mesmo sistema, em conjunto ao atendimento do consumo do próprio local de instalação. As unidades atendidas remotamente são chamadas de beneficiárias. Uma representação esquemática do fluxo de energia entre o gerador fotovoltaico e a rede de distribuição encontra-se na Figura 2.1.

Figura 2.1 – Representação de câmbio de energia entre a rede e o sistema de MMGD.



Fonte: ANEEL, 2016.

Conforme a Figura 2.1, a energia gerada pelo sistema de MMGD será injetada no sistema antes do medidor de energia da concessionária, não sendo computada a parcela direcionada ao consumo da UC. Isso demonstra que, em termos de medição de produção de energia, a parte autoconsumida acaba mascarada, não sendo observável para as concessionárias de energia elétrica. Esse ponto de instalação faz com que a maior parte dos sistemas fotovoltaicos sejam caracterizados como *behind-the-meter*, quando a produção de energia e seu autoconsumo ocorrem no sentido da UC, antes do medidor de energia.

2.2 Desagregação de carga e geração

Com a crescente adesão aos sistemas de MMGD, diversos estudos passaram a ser realizados com o intuito de avaliar os impactos nos sistemas de distribuição de energia. Brown *et al* (2020) abordam a ineficiência dos medidores das concessionárias para a previsão de consumo e geração fotovoltaica dos sistemas residenciais. Isso se deve pelo registro ser feito sem considerar o autoconsumo do sistema gerador. A proposta do trabalho aborda uma metodologia para desagregar a geração fotovoltaica e o consumo de energia das leituras dos medidores, utilizando um intermediário (*proxy solar*), que infere a capacidade máxima de geração do local pelos dados dos painéis, eficiência do inversor e irradiância.

Kabir *et al* (2021) também abordam a questão. Como a maioria dos sistemas fotovoltaicos são instalados no ponto de medição chamado *behind-the-meter* (atrás do medidor), sua carga líquida acaba sendo a única disponibilizada para as concessionárias de energia, mascarando a carga real do sistema. O trabalho apresenta um algoritmo, que combina modelo de desempenho do sistema fotovoltaico com um modelo estatístico para estimativa de carga. O algoritmo utiliza o modelo oculto de Markov, que determina parâmetros ocultos partindo de parâmetros conhecidos. Os resultados obtidos mostraram avanços em reduzir significativamente o erro de estimativa de geração fotovoltaica a partir dos algoritmos de desagregação.

Outro algoritmo de estimativa de consumo e geração fotovoltaica foi proposto por Stainsby *et al* (2020). O estudo foi feito na região de Fort Collins, Colorado – EUA e teve duração de 36 meses. Utilizando dados disponíveis para as concessionárias de energia locais – dados meteorológicos, dados provenientes de infraestrutura avançada de medição (AMI, do inglês *Advanced Metering Infrastructure*) e a data aproximada em que os sistemas fotovoltaicos foram instalados – foi possível desenvolver um algoritmo que estimasse o consumo de energia e compará-los ao observado antes da instalação fotovoltaica no local, comparando períodos semelhantes em termos de clima e atividades. A estimativa é comparada com os dados disponibilizados pelos medidores AMI, de modo a estimar a geração não percebida pela rede. O método foi capaz de estimar 75% de todos os dias do período, tendo maior eficácia no período do verão – pico da geração fotovoltaica.

Com objetivo de desacoplar a potência de carga real e a potência de saída dos sistemas fotovoltaicos para estimá-las separadamente, Li *et al* (2019) propuseram um método de aprendizado de máquina capaz de desagregar a potência de saída dos dados de carga líquida. Foram estimados a capacidade dos sistemas

geradores e sua potência de saída utilizando um método de emparelhamento ótimo de curva de carga líquida. Utilizando dados reais de Sydney nos estudos de caso, o método apresentou resultados promissores na estimativa da capacidade e potência de saída dos sistemas.

Também estudando modelos de desagregação dos dados dos sistemas fotovoltaicos, Cheung *et al* (2018) propuseram um modelo não supervisionado, chamado Modelo de Mistura de Consumidores, que requer apenas os dados disponibilizados pelos medidores AMI e a irradiância solar local, sendo capaz de modelar o consumo das unidades geradoras a partir do conhecimento do padrão de consumo das unidades vizinhas sem geração fotovoltaica. As avaliações foram realizadas em Austin, Texas, com dados reais e apresentaram capacidade de desagregar as medidas de consumo e geração solar com menor erro quadrático médio em comparação ao modelo que utiliza aprendizado supervisionado.

Tratando da dificuldade de monitoramento em tempo real dos sistemas geradores fotovoltaicos, Pourtafi-kheljan e Göl (2020) apresentaram um método de previsão a curto prazo da geração desses sistemas *behind-the-meter*, baseando-se na forte correlação entre a injeção de corrente harmônica no inversor e a energia gerada. Utilizando redes neurais artificiais (RNA), foi modelada a relação entre as previsões de geração e a energia gerada. Dados de correntes harmônicas, temperatura e irradiação locais são utilizados como entrada da RNA. Os resultados obtidos indicaram que o método pode ser utilizado para fins de monitoramento, porém, não é adequado para aplicações de multas.

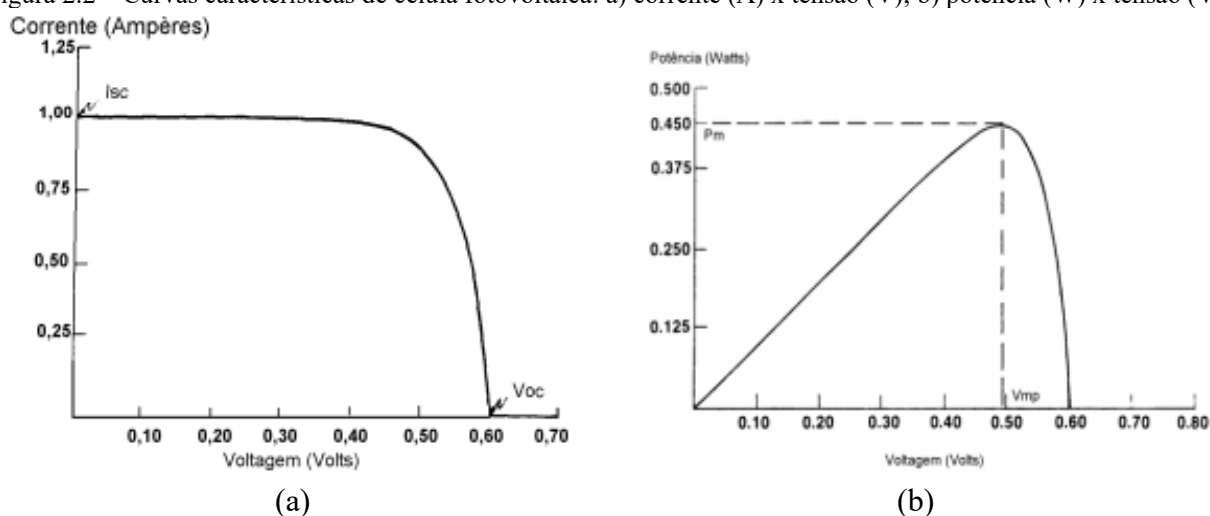
2.3 Energia solar fotovoltaica

A geração de energia solar fotovoltaica se dá por meio do efeito fotovoltaico, observado em 1839 por Edmund Becquerel (Kalogirou, 2016). Esse efeito ocorre quando, uma vez que a célula fotovoltaica é iluminada pela luz solar, aparece uma tensão entre eletrodos semicondutores. Os sistemas podem ser autônomos ou conectados à rede, também conhecidos pelos termos em inglês *off-grid* e *on-grid*, respectivamente. No Brasil, a forma mais difundida é a conectada à rede.

Os sistemas fotovoltaicos são compostos, fundamentalmente, por um conjunto de módulos e inversores de energia, que variam de capacidade de potência de pico. A potência do inversor se adequará ao número de módulos do sistema e a demanda de geração de energia, podendo variar de centenas de Watts, como microinversores, a megawatts. Nos sistemas *off-grid*, também são utilizados baterias e controladores de carga, permitindo a autonomia desses sistemas por uma certa quantidade de tempo.

As células fotovoltaicas apresentam baixa tensão e corrente de saída, sendo necessário agrupá-las nos chamados módulos. Principais componentes de um sistema fotovoltaico, o comportamento dos módulos fotovoltaicos é dado pelas curvas características observadas na Figura 2.2.

Figura 2.2 – Curvas características de célula fotovoltaica: a) corrente (A) x tensão (V); b) potência (W) x tensão (V)



Fonte: CRESESB, 2014.

A junção das duas curvas características da Figura 2.2 apresentará o ponto de operação do sistema. O ponto de operação é chamado de ponto de máxima potência (MPT, do inglês), onde a energia de saída será maximizada.

Outro elemento fundamental de um sistema solar fotovoltaico é o inversor de energia. A potência elétrica produzida pelos módulos é dada em corrente contínua (CC), sendo necessária conversão para corrente alternada (CA) através do inversor, cuja potência ativa alimentará a carga consumidora. O inversor adequado ao sistema gerador fotovoltaico conectado à rede será selecionado pela relação entre a potência do sistema e a potência dos módulos através do Fator de Dimensionamento do Inversor (FDI), dado pela Equação (2.1):

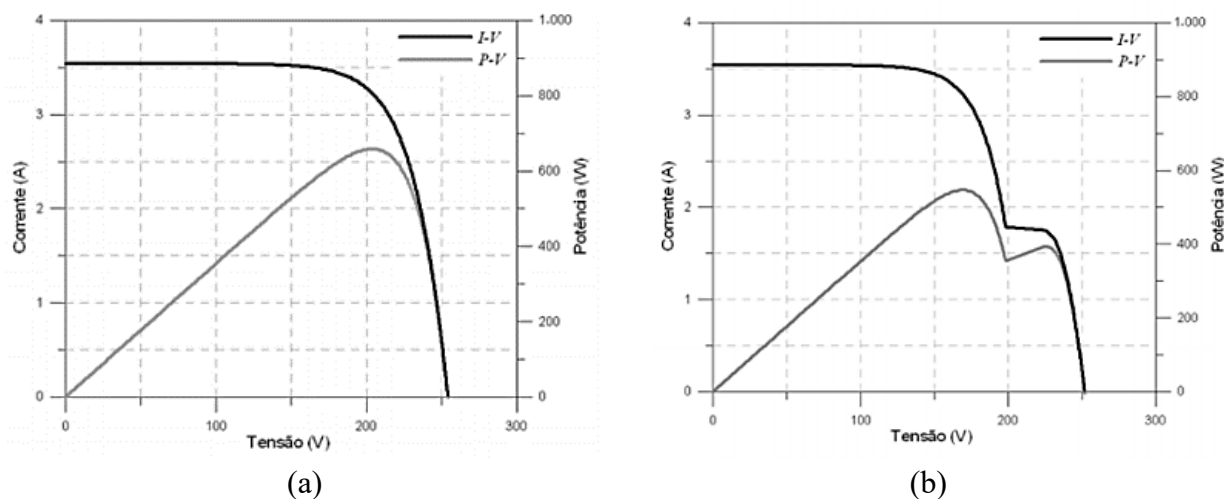
$$FDI = \frac{P_{inv}}{P_{mod}}, \quad (2.1)$$

onde P_{inv} é a potência do inversor e P_{mod} a potência dos módulos, ambas em W. A faixa de valores de FDI considerada adequada está entre 0,75 e 0,85 (CRESESB, 2014).

A tensão dos módulos decresce conforme a temperatura das células aumenta, enquanto a corrente está condicionada à irradiância solar. Variações de temperatura e irradiância, portanto, afetam diretamente o comportamento do sistema, influenciando a geração de energia, especialmente para o caso da irradiância solar, que pode mudar drasticamente por conta de sombreamentos observados nos módulos.

Sombreamentos podem ocorrer em questão de poucos segundos, como no caso da passagem de nuvens ou pássaros sobre o local da instalação, mas também podem ser causados por obstáculos fixos, a exemplo de edificações vizinhas, árvores, postes, caixas d'água, além de sujeiras diversas que podem ser depositadas nas superfícies dos módulos ao longo do tempo. Na Figura 2.3 está um exemplo de curva IxV afetada por sombreamentos parciais no sistema.

Figura 2.3 – Curva IxV de um gerador fotovoltaico: a) sem sombreamentos; b) com um módulo do sistema submetido a um sombreamento de 50%.

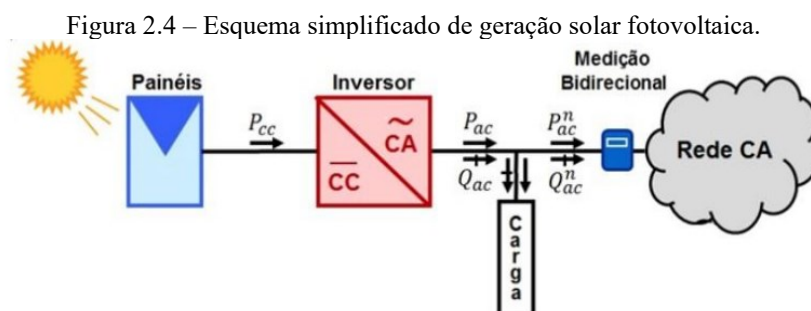


FONTES: GTES, 2014.

O seguidor MPPT (do inglês *Maximum Power Point Tracking*) opera no rastreamento das modificações das curvas características IxV, como observado na Figura 2.3b, mantendo o gerador operando na tensão correspondente ao seu ponto de máxima potência, ou seja, no seu ponto de maior geração para as condições condicionadas por cada situação a que o sistema é submetido. Os inversores de energia modernos possuem sistemas MPPT, garantindo, assim, a máxima geração solar para o conjunto de módulos conectados ao mesmo.

Os inversores de sistemas fotovoltaicos conectados à rede podem ser classificados em (i) módulo c.a., quando módulos fotovoltaicos são associados a um microinversor; (ii) inversores centrais, inversores trifásicos utilizados em usinas fotovoltaicas; (iii) inversores *String*, inversores monofásicos dotados de uma

única entrada MPPT; e (iv) inversores *multistring*, inversores monofásicos ou trifásicos dotados de mais de uma entrada MPPT, sendo elas independentes entre si, para a conexão de *strings* (fileiras) de módulos. Os inversores *multistrings* são mais comuns em aplicações urbanas, podendo dividir o sistema em diferentes inclinações e orientações de telhado, cada qual com sua própria condição de irradiância e sombreamento (GTES, 2014). A Figura 2.4 apresenta um esquema simplificado que ilustra a geração solar fotovoltaica.



Fonte: GESEL, 2017.

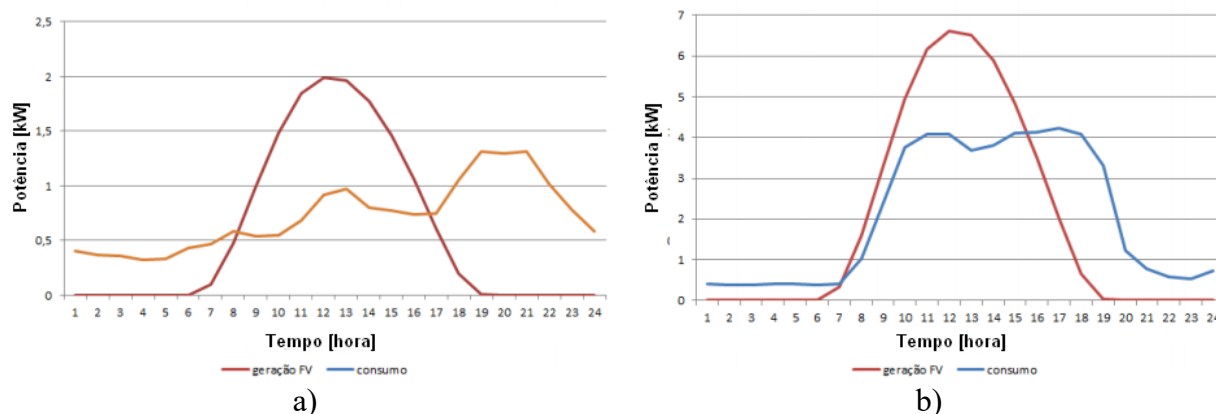
No esquema apresentado na Figura 2.4, P_{cc} é a potência ativa em CC produzida pelos módulos; P_{ac} é a potência ativa entregue pelo inversor, que alimenta a carga consumidora; P_{ac}^n é a potência ativa injetada na rede; Q_{ac} e Q_{ac}^n representam os fluxos de potência reativa que alimentam a carga e são injetados na rede, respectivamente.

2.4 Perfil de consumo e de geração solar fotovoltaica

A geração de energia solar fotovoltaica, conforme a Seção 2.3, dá-se exclusivamente nos períodos de presença de luz do Sol, sendo a geração relacionada com a irradiação disponível em cada período do dia. A irradiação solar é a energia incidente por unidade de superfície de um dado plano, obtida pela integração da irradiância durante um intervalo de tempo, normalmente uma hora ou um dia (GTES, 2014). A irradiância solar é potência radiante incidente por unidade de superfície sobre um dado plano (GTES, 2014). Cada ponto geográfico terá seu próprio perfil de irradiação incidente, o que influenciará na eficiência do sistema instalado.

O perfil de geração solar ao longo de um dia pode ser observado na Figura 2.5, relacionando-se com o perfil de consumo de uma residência e de um comércio através de curvas de carga típicas. A utilização de curvas de carga típicas permite conhecer o perfil de carga dos consumidores, reconhecendo perfis de hábitos de consumo. A curva média de um consumidor pode não corresponder a sua medição real, porém, um agregado de consumidores deve ter sua representação da curva agregada próxima da curva média (KAGAN, 2010).

Figura 2.5 – Consumo energético x geração solar fotovoltaica: a) para uma residência; b) para um comércio.



Fonte: ANEEL, 2017.

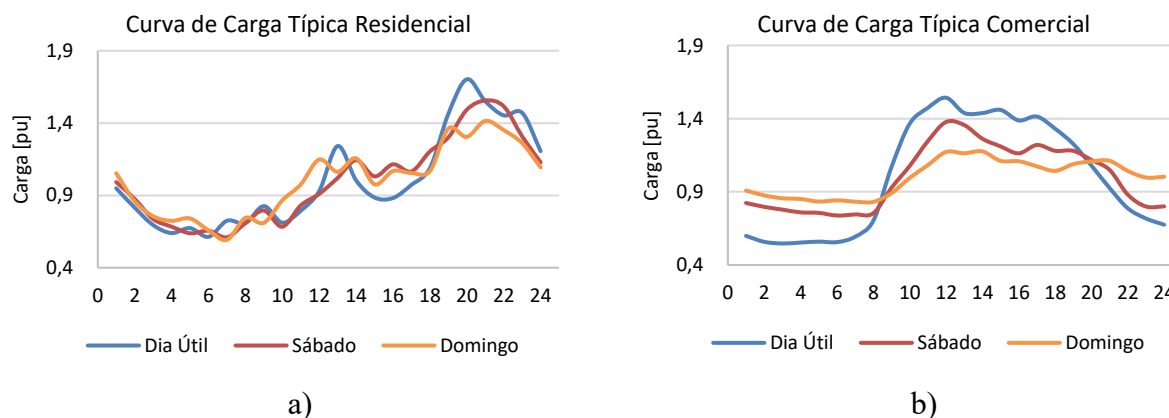
Da Figura 2.5, nota-se que o pico de geração solar ocorre em torno do meio-dia, período de maior incidência de irradiação solar. Essa geração, como exemplificado pela sobreposição das curvas de carga típicas, poderá ser consumida instantaneamente, conforme a demanda horária. O excedente, mais presente nos momentos de maior geração energética, será injetado na rede elétrica, de acordo com a Seção 2.1.

Na Figura 2.6 pode-se observar curvas de carga típicas do Rio Grande do Sul, obtidas através de valores de consumo medidos por uma concessionária de energia local, discriminando sábados, domingos e dias úteis para consumidores residenciais e comerciais. Os valores obtidos consideram a média das medições das unidades consumidoras para cada intervalo de medição, sendo observados em por unidade [pu], normalizados pelo consumo médio de cada dia de medições conforme a Equação (2.2):

$$CT_h = \frac{C_h}{C_{méd}}, \quad (2.2)$$

onde CT_h representa o consumo horário total. Os valores de C_h e $C_{méd}$ representam, respectivamente, o consumo horário e médio, ambos em kWh.

Figura 2.6 – Curvas de carga típicas obtidas via medição da concessionária: a) para uma residência; b) para um comércio.



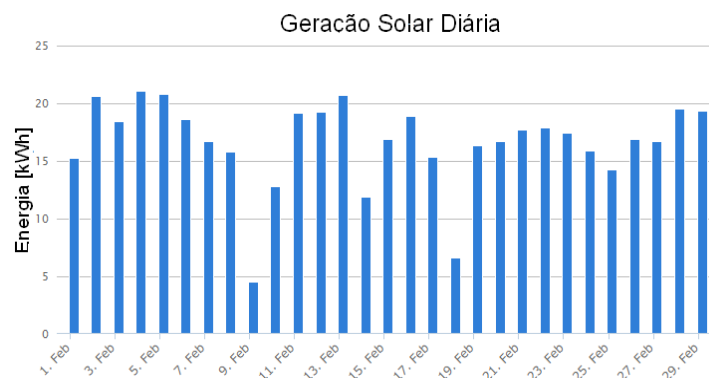
Fonte: Autora, 2021.

Percebe-se a semelhança entre os perfis de curvas observados nas Figuras 2.5 e 2.6, especialmente em relação aos valores encontrados para os dias úteis. O montante de energia injetado na rede elétrica pode ser relacionado ao chamado fator de simultaneidade, que quantifica a relação entre a energia gerada e a autoconsumida pela UC. Unidades projetadas para o autoconsumo remoto tendem a ter o fator de simultaneidade próximo a zero, pois praticamente não haverá ocasião de consumo instantâneo por parte do consumidor, uma vez que o sistema é projetado para suprir a demanda energética de outra UC. Os valores de fator de simultaneidade serão maiores para o caso de UCs que suprem sua própria demanda localmente. Quanto maior o autoconsumo local, maior será o fator de simultaneidade e menor será o montante de energia injetada na rede elétrica.

2.5 Sistemas de monitoramento

Alguns inversores modernos são equipados com sistemas de monitoramento, que acompanham a geração de energia em tempo real, transmitindo os dados para plataformas através de conexão Wi-Fi. Dados de tensão, potência, corrente, entre outras grandezas de interesse, também são computados em certas plataformas de monitoramento, o que permite avaliar o funcionamento do sistema e localizar eventuais erros de operação nos equipamentos instalados. Na Figura 2.7 há um exemplo da geração diária de um sistema de 3,74 kW localizado em Cachoeirinha, Rio Grande do Sul, para o mês de fevereiro de 2020.

Figura 2.7 – Geração solar fotovoltaica em uma instalação de Cachoeirinha – RS.



Fonte: Autora, 2021.

Percebe-se uma flutuação de valores de geração diária, que pode ser explicada pela presença de nebulosidade, chuva ou fatores externos que influenciaram na geração de energia. Os dados estão sujeitos à conexão da internet local, o que pode impactar no perfil observado, uma vez que problemas de rede ocorram e desconectem o sistema.

3 CASOS DE ESTUDO E METODOLOGIA

Com objetivo de estimar o consumo total e a geração total de UCs que participam do sistema de compensação de energia, dados de geração bruta, injeção líquida de energia na rede e consumo líquido foram levantados para um conjunto de UCs. A geração bruta dos sistemas foi coletada das plataformas de monitoramento SolarMAN (IGEN Tech Inc., 2015) ou SolarEdge (SolarEdge Inc., 2020). Os valores de consumo líquido e injeção líquida na rede foram obtidos das faturas de energia disponibilizadas pelos consumidores.

A escolha dos sistemas para a análise levou em conta a qualidade dos dados disponíveis nas plataformas de monitoramento, observando-se a coerência entre as medições e os valores de geração esperados para a potência instalada. As UCs foram selecionadas dentro da cobertura das concessionárias de energia CEEE-D e RGE Sul, localizadas no Rio Grande do Sul. Na Tabela 3.1 estão os dados dos sistemas selecionados para o estudo. Os períodos analisados para cada consumidor estão assinalados na Tabela 3.2, os quais foram definidos com base nos dados disponíveis. A geração mensal bruta dos sistemas fotovoltaicos, o consumo e a geração líquida registradas pelas concessionárias de energia podem ser observadas na Tabela 3.3.

Tabela 3.1 – Informações dos sistemas selecionados.

Consumidor	Classe	Concessionária	Pot. Inst. (kW)	Inversor (kWp)	Nº Módulos	Pot. Mod. (W)
1	Residencial	RGE SUL	4,76	4	14	340
2	Residencial	CEEE-D	5,44	4	16	340
3	Comercial	RGE SUL	36,63	30	99	370
4	Comercial	CEEE-D	99,96	75	294	340

Fonte: Autora, 2021.

Tabela 3.2 – Períodos analisados.

Consumidor	1		2		3		4	
	de	até	de	até	de	até	de	até
1	15/12/20	13/01/21	22/12/20	20/01/21	05/02/21	09/03/21	01/12/20	31/12/20
2	10/02/21	15/03/21	21/01/21	20/02/21	10/03/21	08/04/21	01/01/21	31/01/21
3							01/02/21	28/02/21
4							01/03/21	31/03/21

Fonte: Autora, 2021.

Tabela 3.3 – Geração e demanda mensais em kWh.

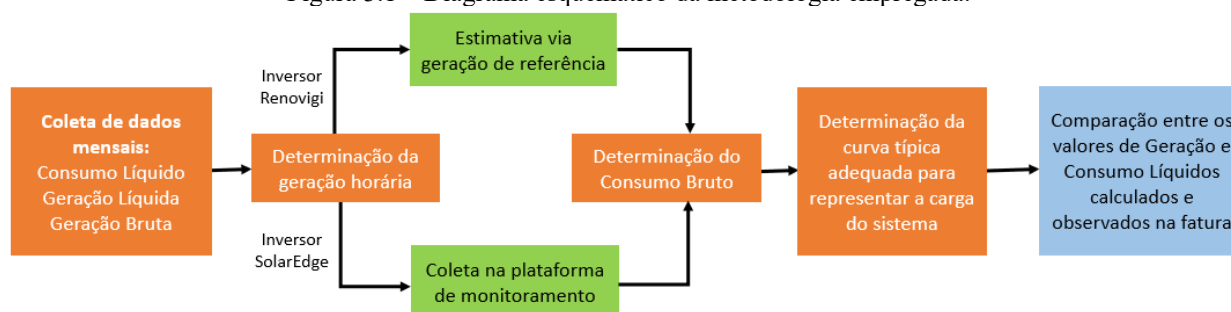
Cons.	1			2			3			4		
	Geração Bruta	Consumo Líquido	Geração Líquida	Geração Bruta	Consumo Líquido	Geração Líquida	Geração Bruta	Consumo Líquido	Geração Líquida	Geração Bruta	Consumo Líquido	Geração Líquida
Jan	668	124	588	299,4	256	256	5582,5	2563		15039	3802	1329
Fev	481,5	259		288,3	213	213	4939,6	2602		13484	6598	4222
Mar	475,9	325	404	278,6	263		3882,5	1947	4006	11606	3039	2099
Abr	333,8	337		209,7	182		3555,4	2593	1871			
Mai	266,2	440		150,8	110		2789,3	1727				
Jun	187,3	358		105,3	147		1861,7	1762				
Jul	264,5	513		150,5	285		2230,3	2376				
Ago	368,8	426		169,6	182		2770,9	1867				
Set	370,8	342		162	179		2716,6	1878				
Out	566,7	360		206,1	103		4617	1807				
Nov	653,6	272		247,3	100		5383,5	1666		3566		
Dez	720,3	329		294	200		5964,3	2165		15154	12529	1308

Fonte: Autora, 2021

3.1 Comparação entre geração, curvas típicas e informações das concessionárias

A diferença entre os valores horários de carga (P_h) e geração trará as informações de energia injetada e consumida da rede. Os valores calculados de geração líquida (GL_m^{est}) e consumo líquido (CL_m^{est}) podem, então, ser comparados com os disponibilizados nas faturas de energia, avaliando o nível de conhecimento da curva de carga e curva de geração de uma UC. A metodologia desenvolvida pode ser vista no diagrama na Figura 3.1.

Figura 3.1 – Diagrama esquemático da metodologia empregada.



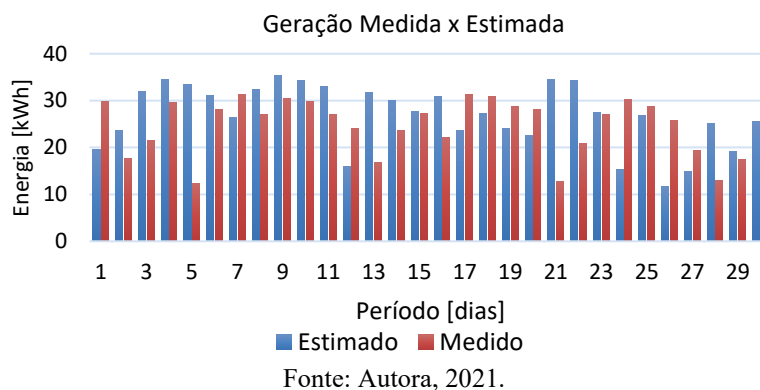
Fonte: Autora, 2021.

3.2 Utilização de valores de geração de referência para estimativa de geração de energia

Os consumidores 1, 2 e 3 possuem instalações com inversores da marca Renovigi, tendo dados de geração disponibilizados pela plataforma SolarMan. Os dados de geração diários disponíveis na plataforma, conforme o exemplo da Figura 2.7, não fazem distinção horária, sendo necessário estimá-los através de valores de referência.

A discriminação da geração diária, nesse caso, será obtida por meio de valores típicos disponíveis para um sistema fotovoltaico com módulos em inclinação ótima, obtidos na plataforma *Renewables Ninja* para o ano de 2019 (Pfenniger e Staffell, 2016). A geração de referência é obtida para 1 kWp, sendo multiplicada pela potência instalada dos respectivos sistemas, disponíveis na Tabela 3.1, para obter a perspectiva de geração dos mesmos. A diferença entre a geração diária e a estimativa decorrente da soma das 24 horas calculadas pelos valores de referência pode ser observada na Figura 3.2.

Figura 3.2 – Geração de energia real x estimada.



As divergências observadas se explicam pelas particularidades dos sistemas, sendo sua geração real condicionada à instalação, sombreamentos e condições climáticas. A diferença percentual total das medições foi usada para ajustar, quando necessário, a geração bruta calculada.

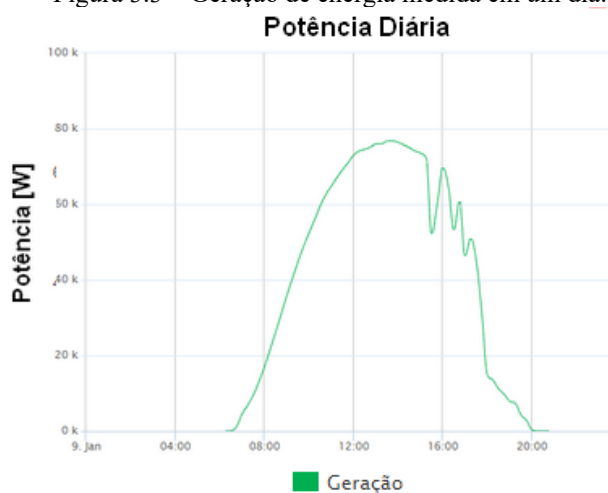
Os valores horários foram classificados como dias úteis, sábados e domingos. A geração correspondente a cada uma das classificações se deu por meio da soma dos valores horários previstos para a mesma hora, de acordo com o dia da semana. Assim sendo, as curvas obtidas serão referentes ao conjunto de dias úteis, sábados e domingos compreendidos em cada período de análise.

A UC 2 passou por uma expansão em seu sistema fotovoltaico, dobrando a capacidade instalada. Porém, a plataforma de monitoramento não demonstrou ter sido atualizada, marcando valores incompatíveis com a nova potência instalada. Os valores de referência foram adotados, nesse caso, e corrigidos por uma constante que aproximasse os valores calculados dos observados nas faturas.

3.3 Utilização de dados horários reais para determinação da geração de energia

O sistema do consumidor 4 possui inversores da marca SolarEdge. Essa plataforma de monitoramento é mais robusta, disponibilizando um histórico de dados em intervalos de até 15 minutos, conforme o exemplo da Figura 3.3.

Figura 3.3 – Geração de energia medida em um dia.



Valores reais de geração horária puderam ser obtidos, agrupando-se as medições compreendidas entre cada hora. Uma vez que a geração horária é disponibilizada pela plataforma de monitoramento do próprio inversor, não houve necessidade de ajustes nos valores.

3.4 Estimativa de demanda através de curvas típicas

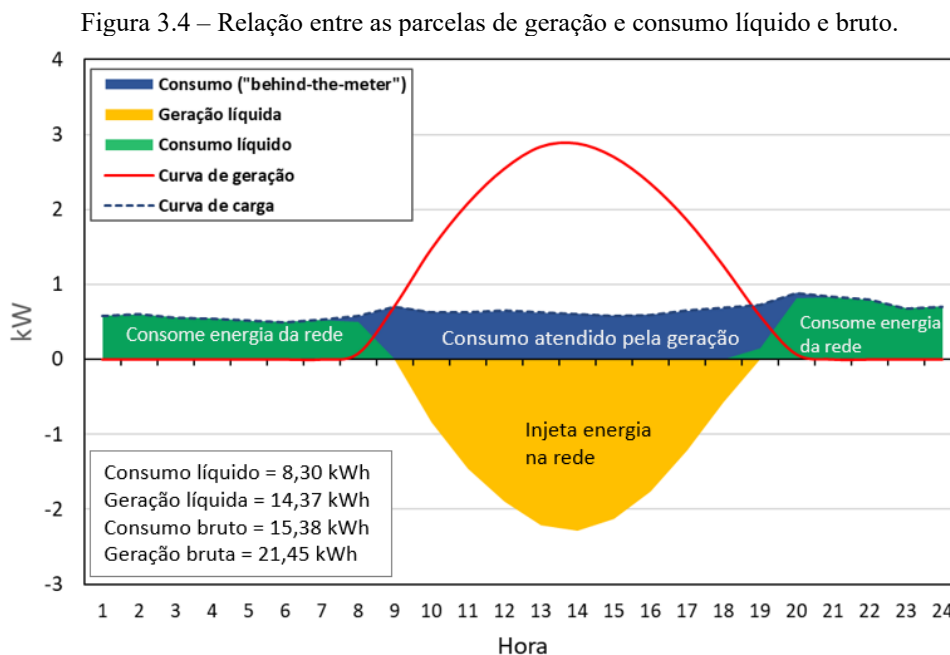
Determinados os valores de geração horária dos sistemas e integralizados para o período de análise, a estimativa de demanda dos sistemas é obtida por meio das curvas típicas, a exemplo da Figura 2.6, diferenciando-se dias úteis, sábados e domingos. Para a escolha das curvas típicas adequadas a cada perfil de consumidor, o consumo bruto, que representa o consumo atendido pela geração local mais o consumo atendido pela distribuidora, deve ser calculado. O consumo atendido pela geração local será aqui denominado de autoconsumo. O valor será obtido pela Equação (3.1), utilizando as informações fornecidas pelas concessionárias de energia por meio das faturas, além dos dados de geração dos sistemas fotovoltaicos nos períodos de análise, de acordo com os sistemas de monitoramento dos usuários:

$$CB_m = GB_m + CL_m - GL_m, \quad (3.1)$$

onde CB_m e GB_m representam, respectivamente, o consumo bruto e a geração bruta no mês m , ambos em kWh, enquanto CL_m e GL_m representam, respectivamente, o consumo e a geração líquidas, em kWh. Ainda, os valores de CL_m e GL_m são obtidos das faturas e correspondem à energia importada da rede elétrica e à injeção de energia na rede, respectivamente. O valor de GB_m , em kWh, é obtido a partir dos dados disponibilizados pelo sistema de monitoramento dos inversores, representando a geração total de energia observada no período.

Cabe ressaltar que o consumidor 2 alimenta uma unidade beneficiária, tendo seus valores de injeção na rede distribuídos entre os dois locais. Como não é informada a injeção total de energia na fatura da UC onde está localizada a microgeração, foi necessário analisar, também, a fatura da UC beneficiária, onde parte dos créditos são utilizados (modalidade de autoconsumo remoto). O valor de geração líquida total desse consumidor foi obtido somando-se os valores de injeção na rede da unidade geradora e da beneficiária, para períodos equivalentes de medição.

A Figura 3.4 ilustra a relação entre as grandezas definidas na Equação (3.1) para um dia. Nota-se que o consumo bruto da UC corresponde à soma das áreas verde e azul. Já a geração bruta é dada pela área da curva em vermelho. O consumo destacado em azul é definido como autoconsumo, sendo atendido pela geração no local, logo, não é registrado pelo medidor da distribuidora. As grandezas registradas pelo medidor da UC são, portanto, representados pelas áreas verde (consumo líquido) e amarelo (geração líquida).



Fonte: Adaptado de Nikolaidis, 2017.

Os resultados obtidos pela Equação (3.1) fornecem o consumo bruto (CB_m) mensal, que será classificado, conforme as faixas da Tabela 3.4, para a determinação das curvas típicas de carga adequadas para representar os sistemas 1, 2 e 3.

Tabela 3.4 – Faixas de consumo residencial e comercial.

Classe	Faixa	Mínimo [kWh]	Máximo [kWh]
Residencial	1R	0	≤ 100
Residencial	2R	> 100	≤ 220
Residencial	3R	> 220	≤ 500
Residencial	4R	> 500	≤ 1000
Residencial	5R	> 1000	-
Comercial e outros	1C	0	≤ 500
Comercial e outros	2C	> 500	≤ 2000
Comercial e outros	3C	> 2000	≤ 5000
Comercial e outros	4C	> 5000	-

Fonte: ANEEL, 2016.

O consumidor 4 possui demanda contratada, sendo classificado como grupo A. Como as curvas típicas disponíveis para o grupo A estão estratificadas segundo quatro tipologias, de acordo com o método de Ward (Boric *et al*, 2009), todas foram testadas. A tipologia adotada, finalmente, foi aquela que apresentou o consumo líquido e geração líquida estimados mais próximos dos valores obtidos nas faturas para cada período de análise.

Do valor de CB_m obtido, em kWh para o período de um mês, pode-se determinar a demanda média, em kW, por meio da Equação (3.2):

$$D_{med} = \frac{CB_m}{24 \times N_{dias}}, \quad (3.2)$$

sendo N_{dias} o número de dias ao longo do período de análise. Tendo a demanda correspondente, a potência ativa em cada hora (P_h) pode ser determinada pela Equação (3.3):

$$P_h = D_{med} \cdot CT_h, \quad (3.3)$$

onde CT_h é o valor da curva típica, em pu, no horário h . A partir dos valores horários de potência, pode-se compor a curva de carga da UC. Deve-se observar que as curvas serão diferentes para dias úteis, sábados e domingos, o que deve ser ponderado na análise da curva mensal.

4 RESULTADOS E ANÁLISE

Com o objetivo de avaliar a metodologia apresentada neste trabalho, dados de quatro unidades consumidoras são utilizados (vide Seção 3), conforme os resultados a seguir discutidos.

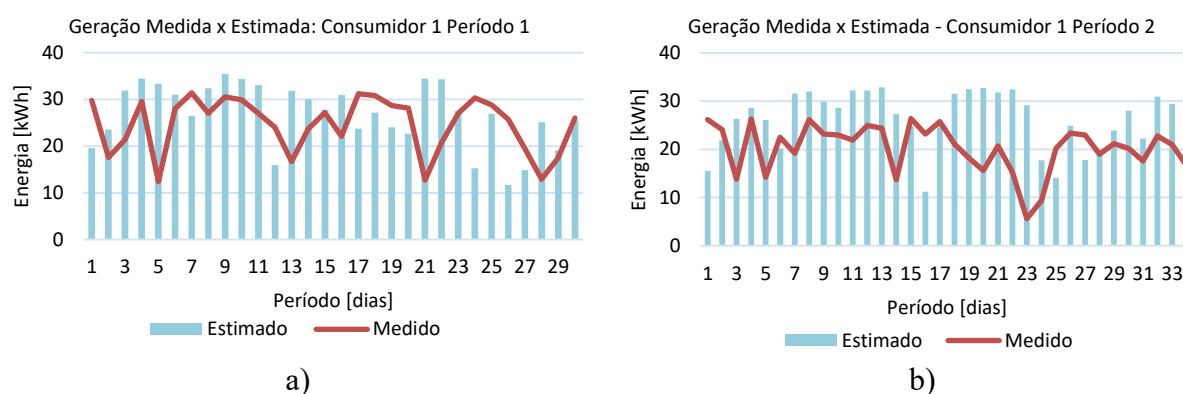
4.1 Determinação da geração de energia horária

Inicialmente foi realizada uma análise comparativa entre a geração de energia diária obtida a partir da geração de referência e a geração obtida pelos sistemas de monitoramento das UCs avaliadas.

4.1.1 Consumidores 1 e 3

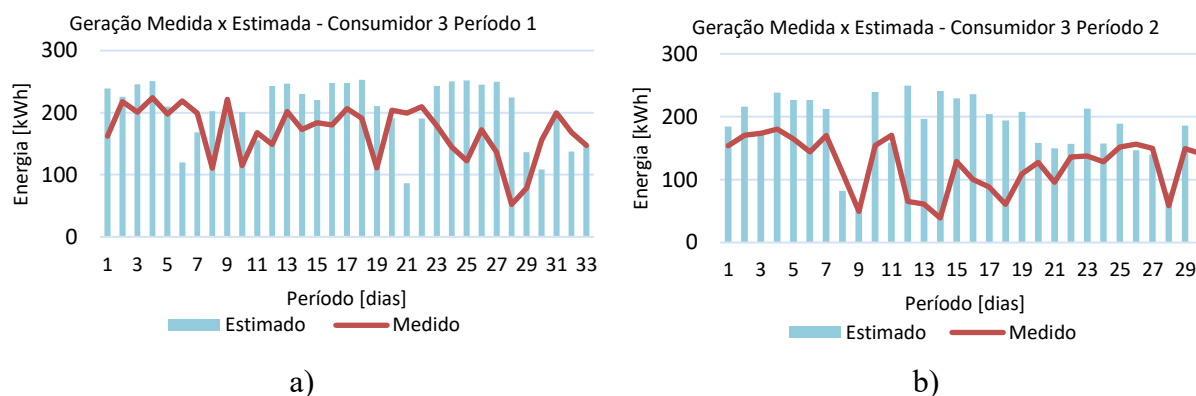
A geração de energia horária dos consumidores 1 e 3 pôde ser comparada com a geração real dos sistemas nos respectivos dias compreendidos pelos períodos de medição. Na Figura 4.1 podem ser vistos os resultados medidos comparados com a estimativa de geração do consumidor 1. Na Figura 4.2, as estimativas e a geração real do consumidor 2 estão assinaladas.

Figura 4.1 – Geração de energia medida x estimada para o consumidor 1: a) período 1; b) período 2.



Fonte: Autora, 2021.

Figura 4.2 – Geração de energia medida x estimada para o consumidor 3: a) período 1; b) período 2.



Fonte: Autora, 2021.

A diferença percentual do total gerado em ambos os sistemas pode ser vista na Tabela 4.1.

Tabela 4.1 – Valores de geração estimados e medidos para os consumidores 1 e 3.

Cons.	Período 1			Período 2		
	Estimado [kWh]	Gerado [kWh]	Diferença	Estimado [kWh]	Gerado [kWh]	Diferença
1	804,36	738,2	-8,96%	6790,25	5600,4	-21,25%
3	894,34	690	-29,61%	5578,5	3727,6	-49,65%

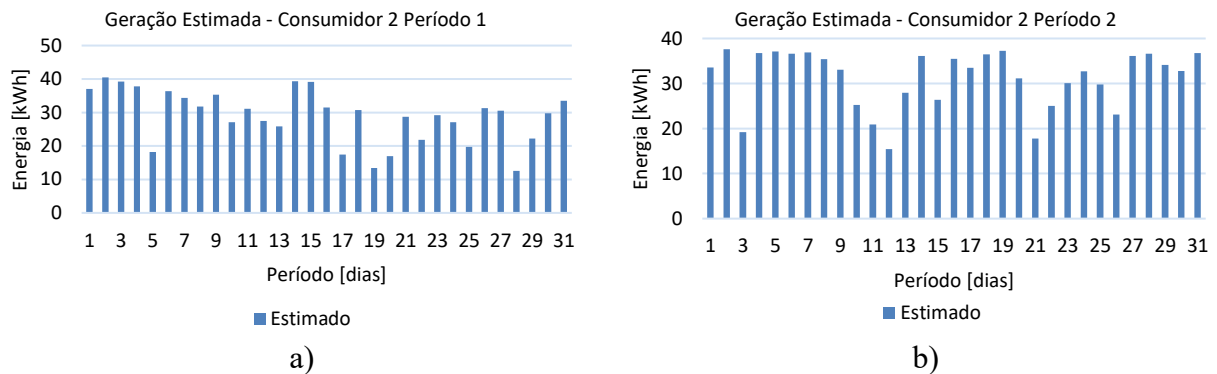
Fonte: Autora, 2021.

Percebe-se que os valores estimados tendem a superestimar a geração dos sistemas. Esse comportamento é esperado, devido ao método de estimativa adotado para determinar os valores de geração referenciais, que considera módulos em posição ideal e não condicionados a sombreamentos, falhas eventuais e condições climáticas adversas. A relação entre geração e estimativa foi utilizada para ajustar os valores de geração calculados.

4.1.2 Consumidor 2

O consumidor 2 passou por um aumento de sistema, que condicionou os dados observados na plataforma de monitoramento, impossibilitando a obtenção dos mesmos. Assim sendo, sua geração estimada foi adotada. O ajuste dos resultados foi feito por uma constante, que aproximou os resultados de geração líquida calculados dos observados na fatura, sendo de 0,91 para o primeiro período e de 0,83 para o segundo. Os perfis de geração estimados se encontram na Figura 4.3.

Figura 4.3 – Geração de energia estimada para o consumidor 2: a) período 1; b) período 2.

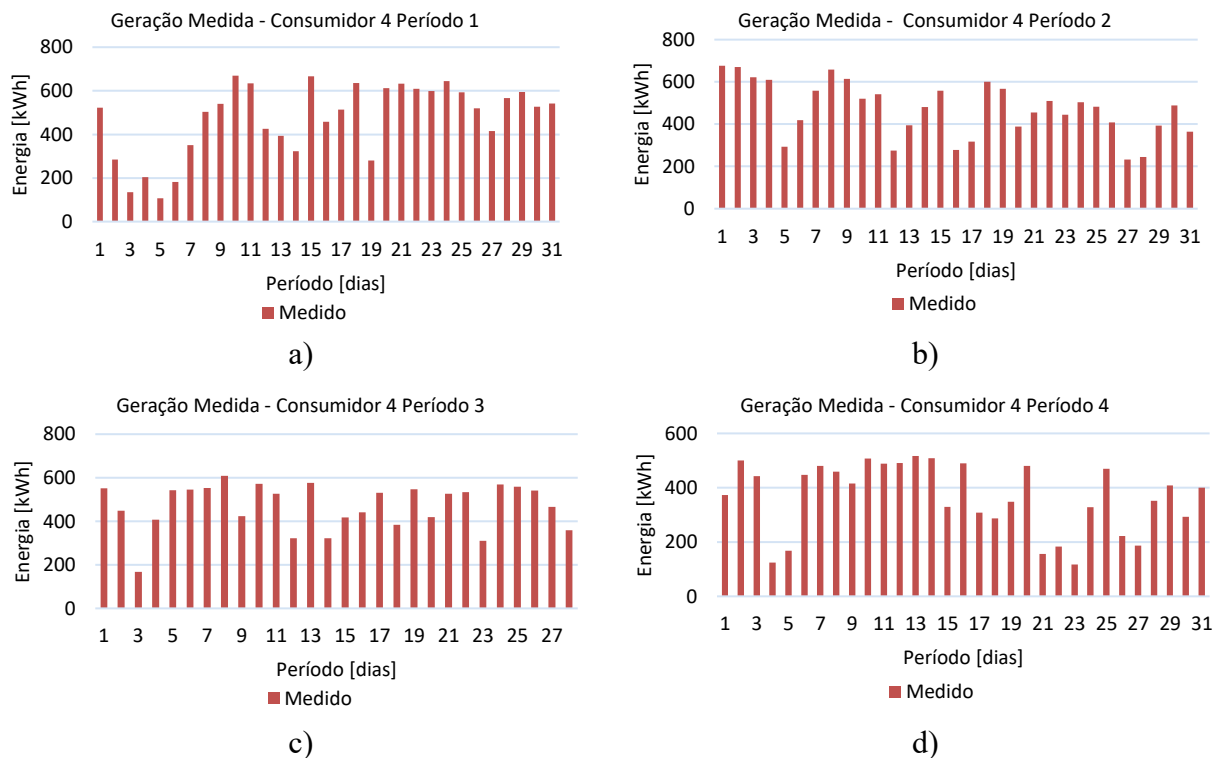


Fonte: Autora, 2021.

4.1.3 Consumidor 4

O consumidor 4 teve seus dados coletados diretamente da plataforma SolarEdge em intervalos de 15 minutos para os períodos de análise, e então agregados em horas. Na Figura 4.4 estão os perfis de geração obtidos para cada um dos intervalos.

Figura 4.4 – Geração de energia medida para o consumidor 4: a) período 1; b) período 2; c) período 3; d) período 4.



Fonte: Autora, 2021.

4.2 Estimativa de consumo bruto

Os valores de consumo bruto calculados se encontram na Tabela 4.2.

Tabela 4.2 – Geração e consumo líquido e bruto.

Cons.	1		2		3		4			
Período	1	2	1	2	1	2	1	2	3	4
<i>GL</i> [kWh]	588	404	509	482	4.006	1.871	1.308	1.329	4.222	2.099
<i>CL</i> [kWh]	124	399	256	213	1.947	2.629	12.636	3.909	6.705	3.146
<i>GB</i> [kWh]	738,2	690	897,2	967	5.600,4	3.727,6	15.154	15.039	13.484	11.606
<i>CB</i> [kWh]	274,2	685	644,2	698	3.541,4	4.485,6	26.482	17.619	15.967	12.653
<i>D_{med}</i> [kW]	0,38	0,84	0,87	0,94	4,47	6,23	35,49	23,68	23,76	17,01
Faixa	3R	4R	4R	4R	3C	3C	-	-	-	-

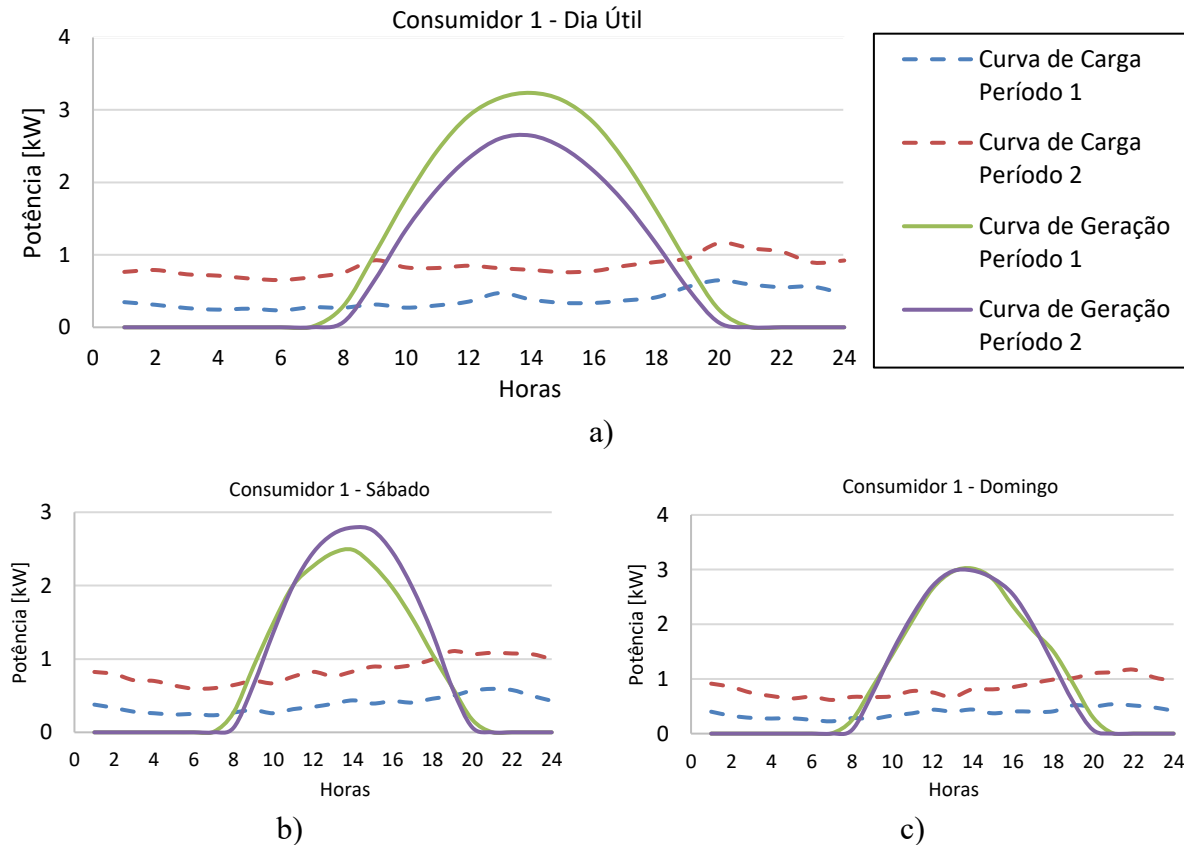
Fonte: Autora, 2021.

Conhecido o consumo bruto de cada sistema, as curvas típicas adequadas puderam ser determinadas para os consumidores 1, 2 e 3. A demanda para dias úteis, sábados e domingos foi obtida através do valor de potência equivalente, calculado para a quantidade de dias compreendida em cada período da análise.

4.2.1 Consumidor 1

A diferença entre a demanda estimada e a geração de energia do sistema do consumidor 1, que determinam os montantes consumidos e injetados na rede, podem ser vistos na Figura 4.5.

Figura 4.5 – Carga x Geração - consumidor 1: a) dias úteis; b) sábados; c) domingos.



Fonte: Autora, 2021.

A energia injetada na rede e o consumo total, calculados partindo dos valores obtidos, podem ser vistos na Tabela 4.3, bem como os valores obtidos após ajustar a geração do sistema pelos percentuais exibidos na Tabela 4.1.

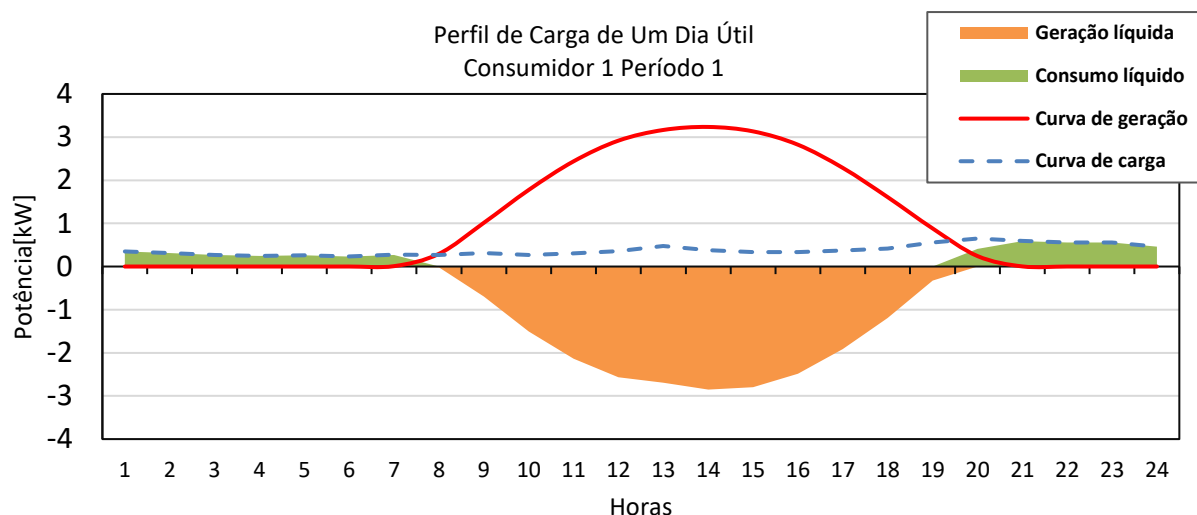
Tabela 4.3 – Valores de consumo e geração líquidos calculados x fatura de energia - consumidor 1.

		Período 1			Período 2		
		Cálculo	Fatura	Diferença	Cálculo	Fatura	Diferença
Sem Ajuste	CL [kWh]	132,76	124,00	-7,06%	376,18	399,00	5,72%
	GL [kWh]	663,25	588,00	-12,80%	585,52	404,00	-44,93%
Ajustado	CL [kWh]	133,04	124,00	-7,68%	388,04	399,00	2,75%
	GL [kWh]	393,04	588,00	-1,68%	393,04	404,00	2,71%

Fonte: Autora, 2021.

Percebe-se que, ao ajustar a geração estimada para se adequar ao monitoramento do sistema, a maior parte das estimativas se aproxima do valor da fatura de energia, reduzindo a diferença entre eles. O perfil de carga do sistema para um dia útil do período 1 pode ser visto na Figura 4.6.

Figura 4.6 – Perfil de carga do consumidor 1 no período 1.



Fonte: Autora, 2021.

O perfil obtido para o segundo período foi semelhante ao observado na Figura 4.6. Da figura, observa-se a relação entre a carga estimada, energia gerada e injeção na rede. O montante compreendido entre a curva de carga, a curva de geração e a origem do sistema representa o autoconsumo da UC. Os valores de autoconsumo e sua correspondência com o consumo total e a energia gerada estão na Tabela 4.4, sendo DU o valor para os dias úteis, S para os sábados e D para o domingo.

Tabela 4.4 – Autoconsumo e relações com a carga e geração de energia.

	Período 1				Período 2			
	DU	S	D	TOTAL	DU	S	D	TOTAL
Autoconsumo [kWh]	102,00	18,72	19,63	140,36	209,13	44,61	43,23	296,96
Consumo Bruto [kWh]	200,76	36,56	36,56	273,88	483,53	100,74	100,74	685,00
% Consumo Bruto	51%	51%	54%	51%	43%	44%	43%	43%
Geração [kWh]	568,13	78,06	92,01	738,20	100,74	100,74	685,00	100,74
% Geração	24%	21%	19%	24%	44%	43%	43%	44%

Fonte: Autora, 2021.

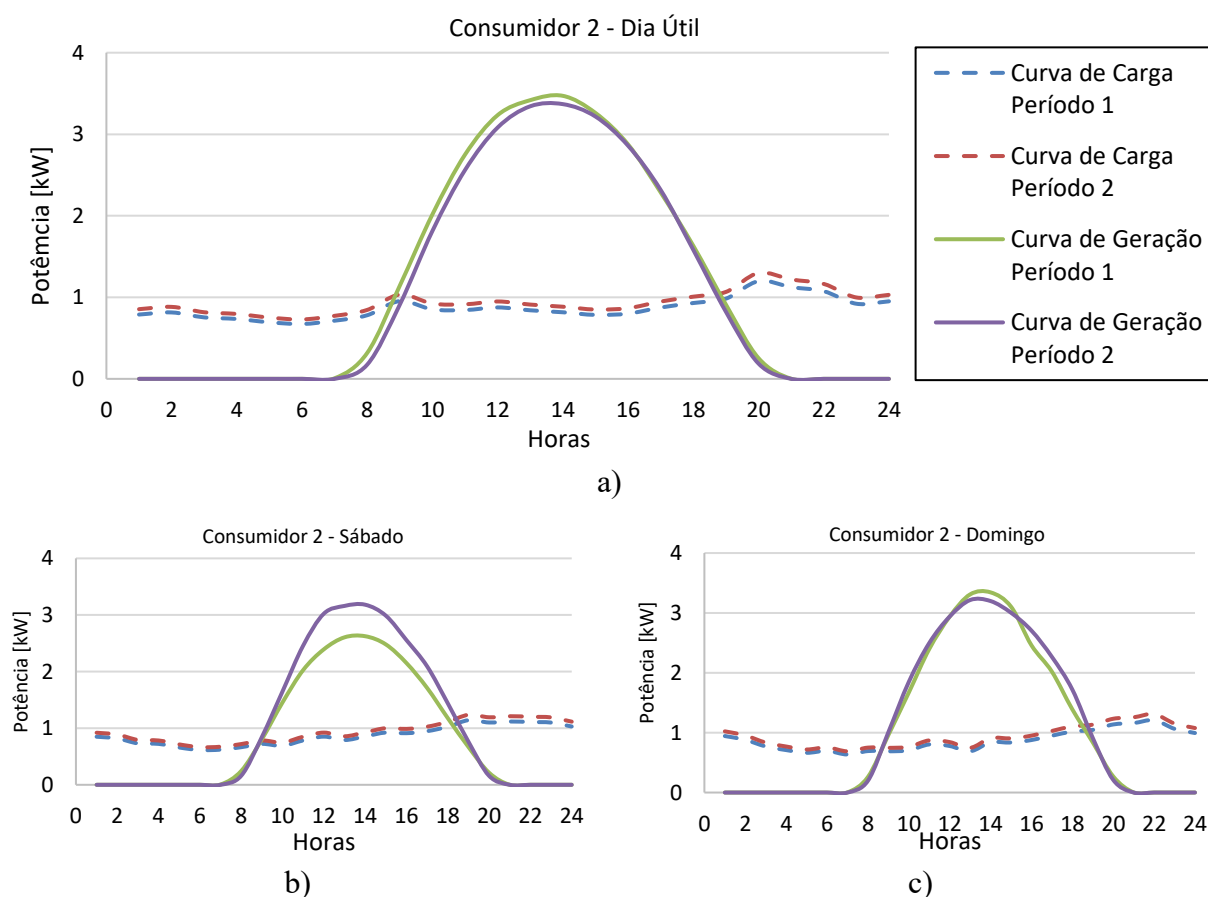
O autoconsumo do sistema foi definido como o montante do consumo bruto atendido pela geração fotovoltaica, sendo, para o consumidor 1, de 51% e 43% nos períodos 1 e 2 de medição, respectivamente. Esse valor representa o montante da carga do sistema que não foi detectado pela concessionária de energia. Em uma eventual falha de operação, ou em ocasiões em que haja limitações de funcionamento do sistema fotovoltaico, a carga autoconsumida deverá ser atendida pela rede de distribuição. Por não ter seu valor desagregado nas medições, essa parcela pode ter impactos na operação da rede, caso a mesma não esteja dimensionada prevendo essa demanda.

Em relação à geração de energia, 24% foi autoconsumida durante o primeiro período de análise 1, e 44% no segundo. Percebe-se que, mesmo os dois períodos de análise estando compreendidos no período de verão, conforme a Tabela 4.3, há uma diferença de 20% entre os resultados totais. Isso significa que, no período de análise 1, houve maior injeção de energia na rede elétrica e uma fração menor de geração consumida instantaneamente. No período 2, a injeção de energia na rede foi menor, observando-se maior autoconsumo da energia gerada pelo sistema fotovoltaico. O conhecimento da geração em um sistema de distribuição também é importante nos estudos elétricos, de forma a evitar impactos negativos na qualidade do fornecimento de energia.

4.2.2 Consumidor 2

Os resultados obtidos para o consumidor 2 se encontram na Figura 4.7.

Figura 4.7 – Carga x Geração - consumidor 2: a) dias úteis; b) sábados; c) domingos.



Fonte: Autora, 2021.

Comparando-se os resultados obtidos para os dois sistemas residenciais, percebe-se a semelhança no comportamento, com ambos apresentando menor perfil de consumo e geração no segundo período de medição. Esse resultado está atrelado aos dias compreendidos entre os dois períodos, sendo o primeiro de

ambos majoritariamente composto por dias de janeiro, período de grande incidência solar e perspectiva de geração de energia fotovoltaica. Os valores de consumo e geração líquidos calculados e obtidos das faturas de energia encontram-se na Tabela 4.5.

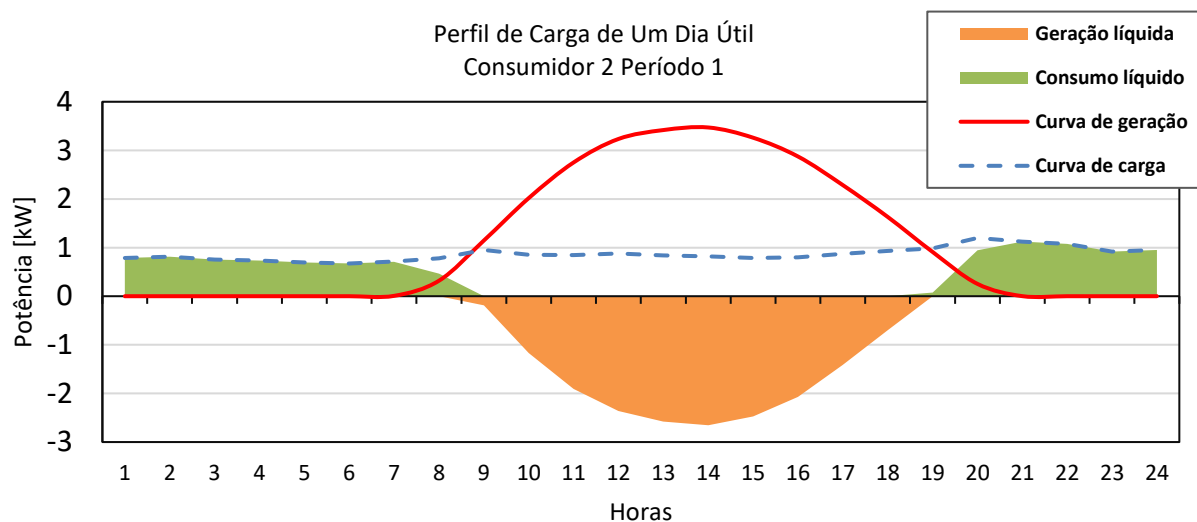
Tabela 4.5 – Valores de consumo e geração líquidos calculados x fatura de energia - consumidor 2.

		Período 1			Período 2		
		Cálculo	Fatura	Diferença	Cálculo	Fatura	Diferença
Sem Ajuste	CL [kWh]	331,96	256,00	-29,67%	367,79	213,00	-72,67%
	GL [kWh]	584,96	509,00	-14,92%	636,79	482,00	-32,11%
Ajustado	CL [kWh]	335,95	256,00	-31,23%	377,99	213,00	-77,46%
	GL [kWh]	508,20	509,00	-0,16%	482,61	482,00	-0,13%

Fonte: Autora, 2021.

O fator de ajuste utilizado foi obtido de modo a aproximar o máximo possível os valores calculados dos observados nas faturas. Porém, uma vez que os dados de geração diários não estavam disponíveis no monitoramento, as aproximações foram observadas apenas no valor de geração líquida. O perfil de carga do consumidor de um dia útil no período 1 pode ser visto na Figura 4.8.

Figura 4.8 – Perfil de carga do consumidor 2 no período 1.



Fonte: Autora, 2021.

Os perfis observados no segundo período e aos finais de semana foram semelhantes ao observado na Figura 4.8. Os valores autoconsumidos e suas relações com a geração e a carga estimada podem ser vistos na Tabela 4.6, sendo DU o valor para os dias úteis, S para os sábados e D para os domingos.

Tabela 4.6 – Autoconsumo e relações com a carga e geração de energia para o consumidor 2.

	Período 1				Período 2			
	DU	S	D	TOTAL	DU	S	D	TOTAL
Autoconsumo [kWh]	231,15	38,53	38,22	308,25	230,43	54,25	42,96	327,65
Consumo Bruto [kWh]	477,96	83,12	82,12	644,20	495,32	112,57	90,06	697,95
% Consumo Bruto	48%	46%	47%	48%	47%	48%	48%	47%
Geração [kWh]	634,37	82,24	99,84	816,45	577,35	122,36	102,87	802,57
% Geração	36%	47%	38%	38%	40%	44%	42%	41%

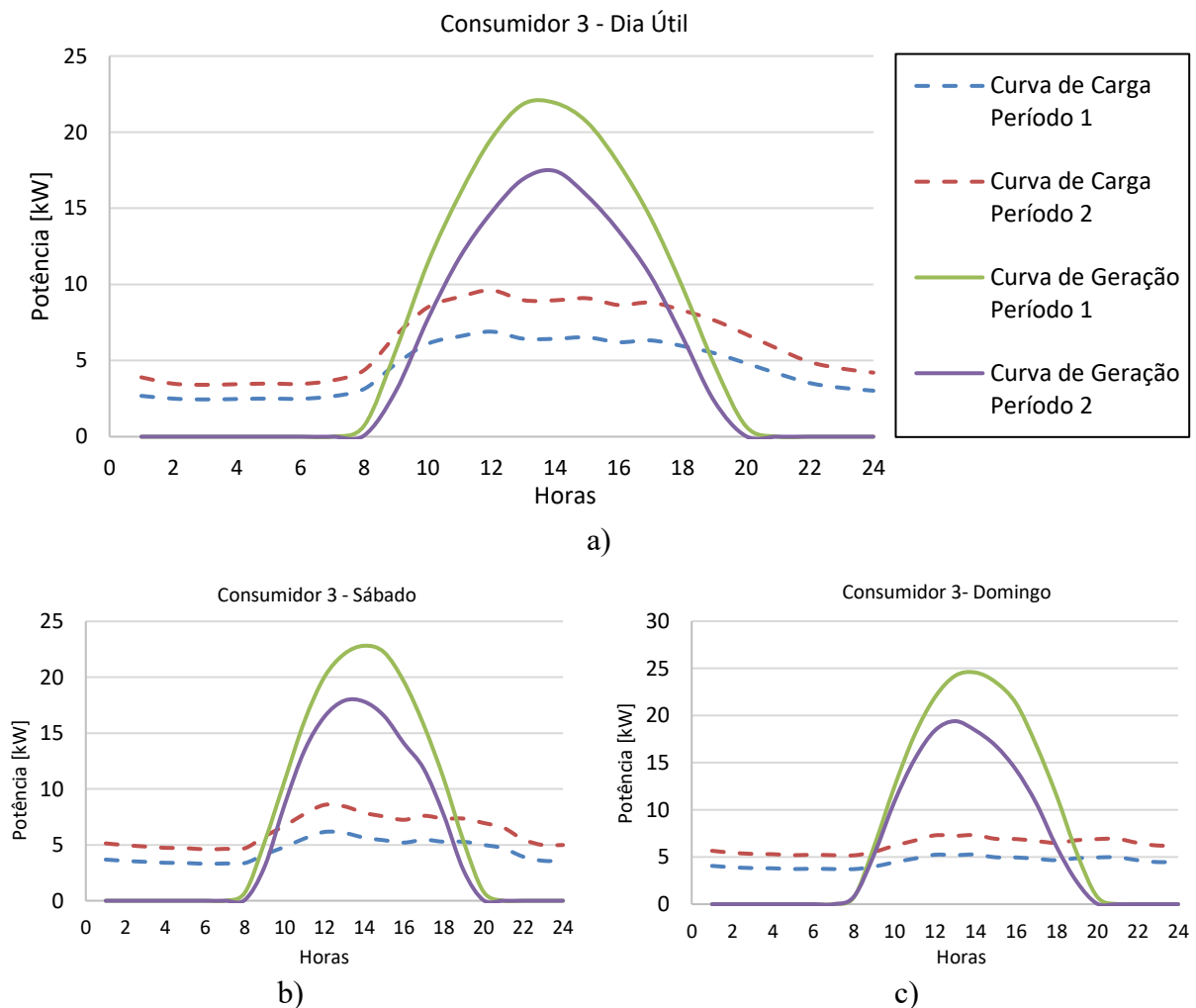
Fonte: Autora, 2021.

O autoconsumo calculado apresentou valores totais semelhantes aos observados para o consumidor 1. Os percentuais obtidos demonstram que o montante de carga não percebido pelo medidor da concessionária ficou em 48% e 47% para os períodos 1 e 2, respectivamente, correspondendo a aproximadamente metade da carga total do sistema. A geração de energia autoconsumida, por sua vez, representou 38% e 41% para os mesmos períodos.

4.2.3 Consumidor 3

Os resultados obtidos para o consumidor 3 se encontram na Figura 4.9, com perfil de consumo comercial.

Figura 4.9 – Carga x geração - consumidor 3: a) dias úteis; b) sábados; c) domingos.



Fonte: Autora, 2021.

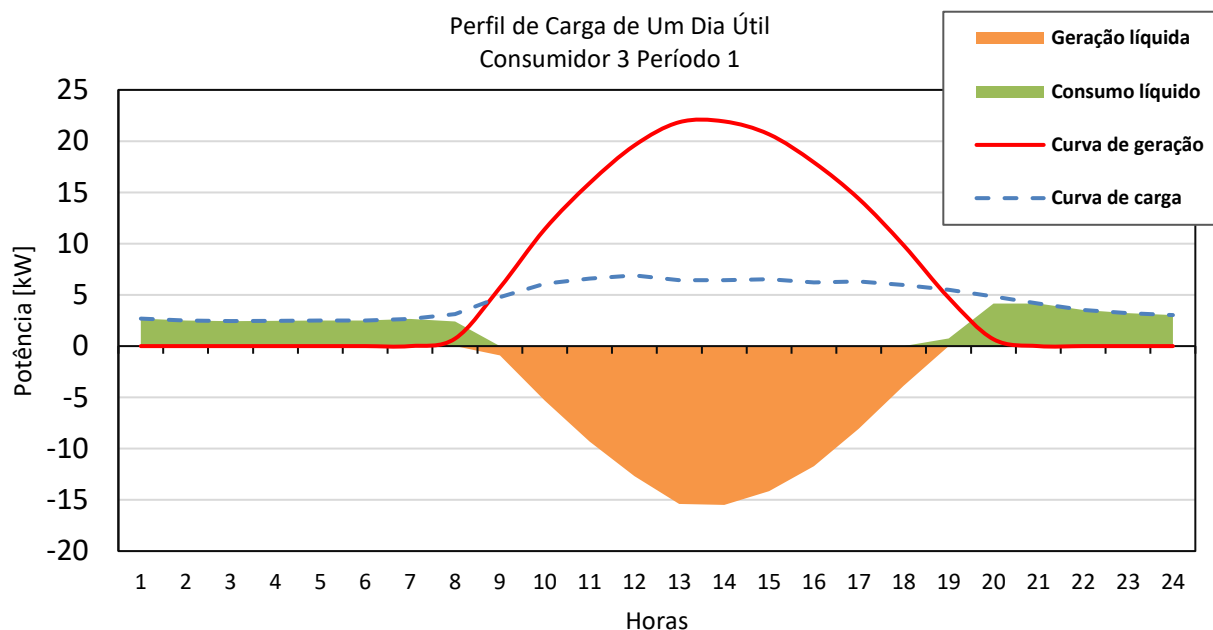
Tabela 4.7 – Valores de consumo e geração líquidos calculados x fatura de energia - consumidor 3.

		Período 1			Período 2		
		Cálculo	Fatura	Diferença	Cálculo	Fatura	Diferença
Sem Ajuste	CL [kWh]	1.364,98	1.947,00	29,89%	1.947,54	2.629,00	25,92%
	GL [kWh]	4.613,83	4.006,00	-15,17%	3.036,85	1.871,00	-62,31%
Ajustado	CL [kWh]	1.392,42	1.947,00	28,48%	2.083,33	2.629,00	20,76%
	GL [kWh]	3.451,42	4.006,00	13,84%	1.321,71	1.871,00	-29,36%

Fonte: Autora, 2021.

A intersecção entre os gráficos de geração e de carga estimada, conforme a Figura 4.3, representa o montante autoconsumido de energia. Pode-se perceber que, no caso do consumidor comercial, a área do gráfico correspondente ao autoconsumo é maior em comparação aos consumidores residenciais. O perfil de carga de um dia útil do primeiro período de análise pode ser visto nas Figura 4.10.

Figura 4.10 – Perfil de carga do consumidor 3 no período 2.



Fonte: Autora, 2021.

O perfil observado na Figura 4.10 se repetiu no primeiro período de medição com pequenas variações. Os valores autoconsumidos, suas relações com a carga do sistema e a geração podem ser vistos na Tabela 4.8, sendo DU o valor para os dias úteis, S o valor para os sábados e D o valor para o domingo.

Tabela 4.8 – Autoconsumo e relações com a carga e geração de energia para o consumidor 3.

	Período 1				Período 2			
	DU	S	D	TOTAL	DU	S	D	TOTAL
Autoconsumo [kWh]	1.572,40	302,79	273,80	2.149,00	1.826,06	300,11	279,72	2.405,89
Consumo Bruto [kWh]	2.468,20	536,58	536,58	3.541,40	3.293,05	598,08	598,08	4.489,21
% Consumo Bruto	64%	56%	51%	61%	55%	50%	47%	54%
Geração [kWh]	3.801,40	861,99	937,01	5.600,40	2.651,28	521,18	555,15	3.727,60
% Geração	41%	35%	29%	38%	69%	58%	50%	65%

Fonte: Autora, 2021.

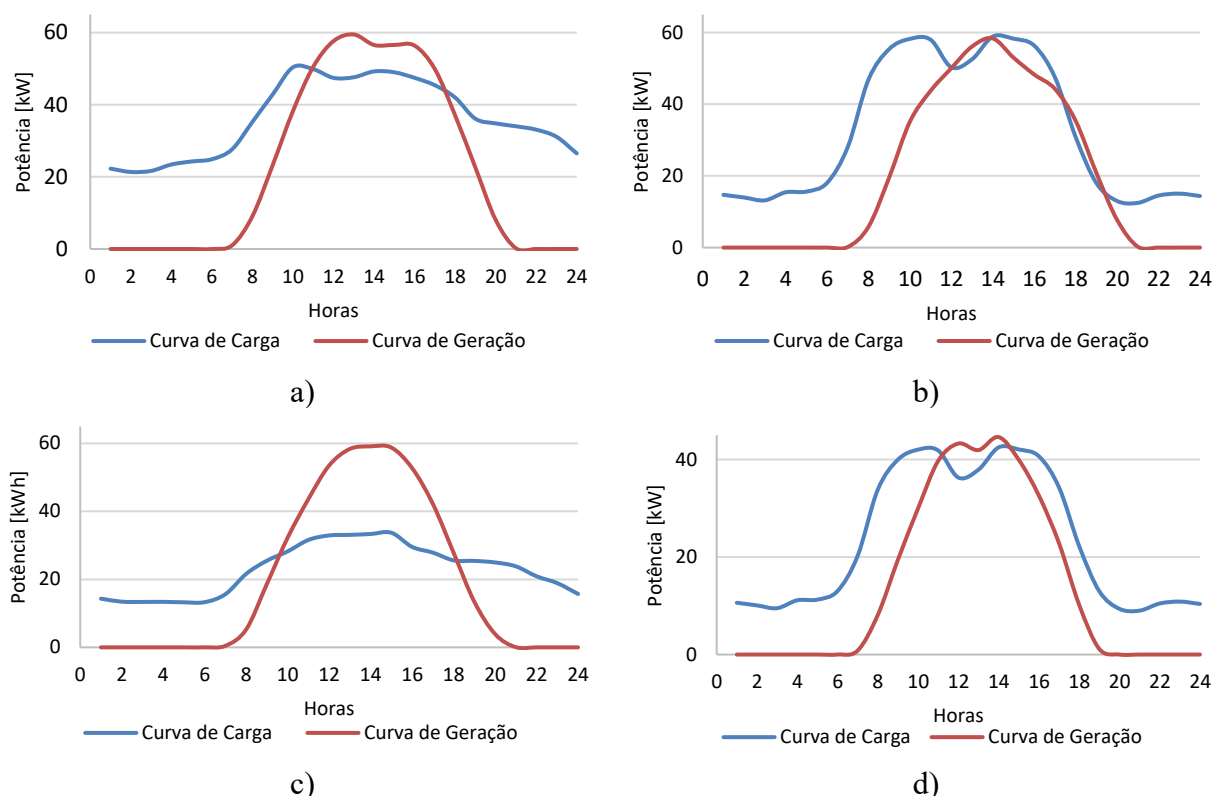
Para um consumidor de perfil comercial, os valores de autoconsumo calculado ficam levemente maiores, em comparação aos casos de perfil residencial, sendo de 61% e 54% para os períodos 1 e 2, respectivamente. Logo, caso a geração não esteja disponível, a rede de distribuição deve estar preparada para atender essa carga.

Da geração de energia, os valores demonstram que o percentual de geração injetado na rede foi proporcionalmente menor no segundo período, quando o consumo bruto foi maior e a geração, menor. O percentual maior está relacionado com a menor geração observada no período, que compreende o final de março e começo de abril.

4.2.4 Consumidor 4

Os perfis de carga estimada e geração do consumidor podem ser vistas na Figura 4.11, considerando-se os dias úteis.

Figura 4.11 – Carga x Geração - consumidor comercial 4 nos dias úteis: a) período 1; b) período 2; c) período 3; c) período 4.



Fonte: Autora, 2021.

Os valores calculados de consumo e geração líquida podem ser vistos na Tabela 4.9, comparados aos obtidos nas faturas de energia da UC.

Tabela 4.9 – Valores de consumo e geração líquidos calculados x fatura de energia para o consumidor 4.

	Período 1			Período 2		
	Cálculo	Fatura	Diferença	Cálculo	Fatura	Diferença
C_L [kWh]	13.137,23	12.529,00	-4,85%	6.498,64	3.802,00	-70,93%
G_L [kWh]	1.375,04	1.308,00	-5,13%	4.010,95	1.329,00	-201,80%
	Período 3			Período 4		
	Cálculo	Fatura	Diferença	Cálculo	Fatura	Diferença
C_L [kWh]	6.780,56	6.598,00	-2,77%	4.763,23	3.039,00	-56,74%
G_L [kWh]	4.091,62	4.222,00	3,09%	3.823,10	2.099,00	-82,14%

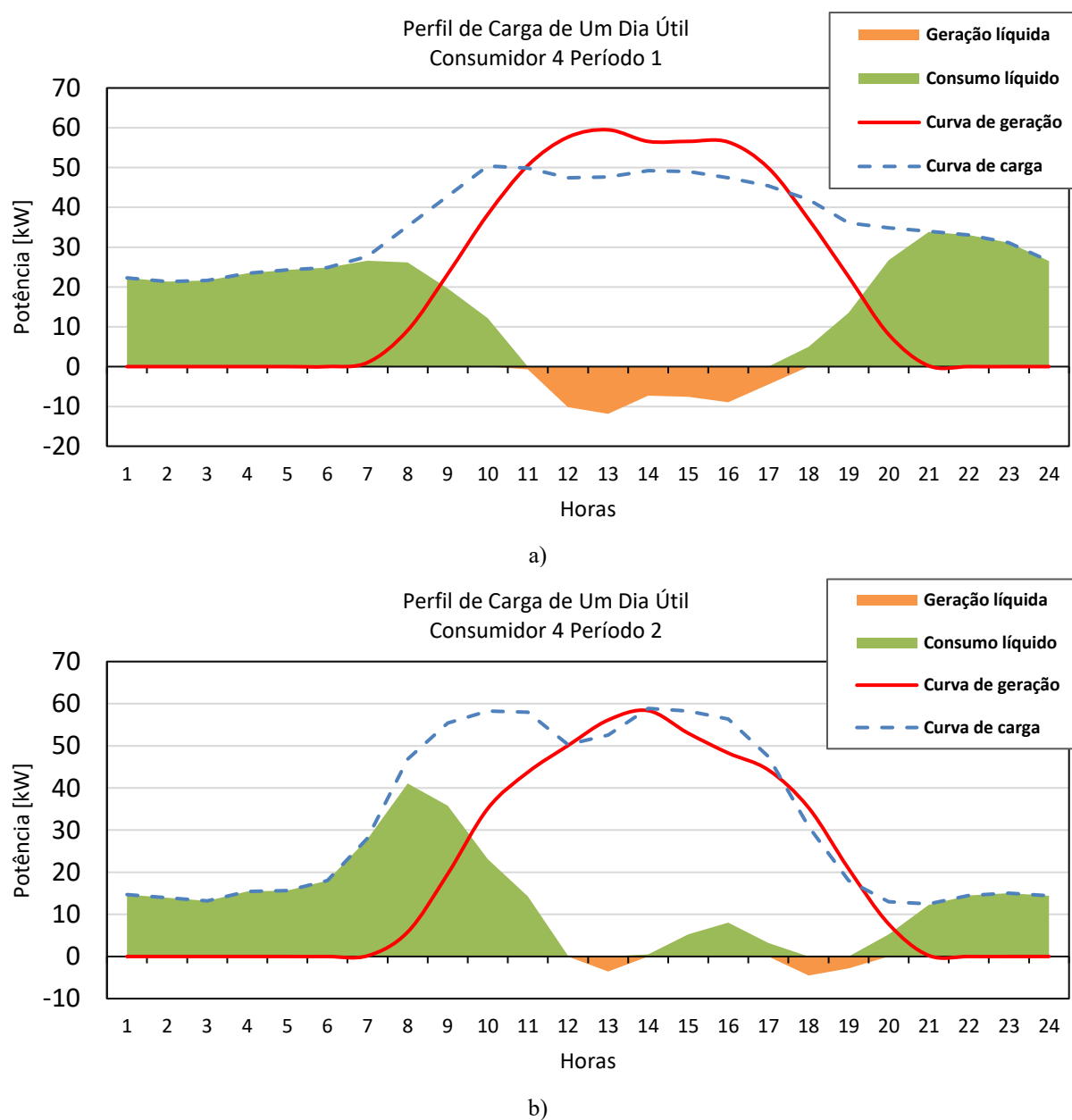
Fonte: Autora, 2021.

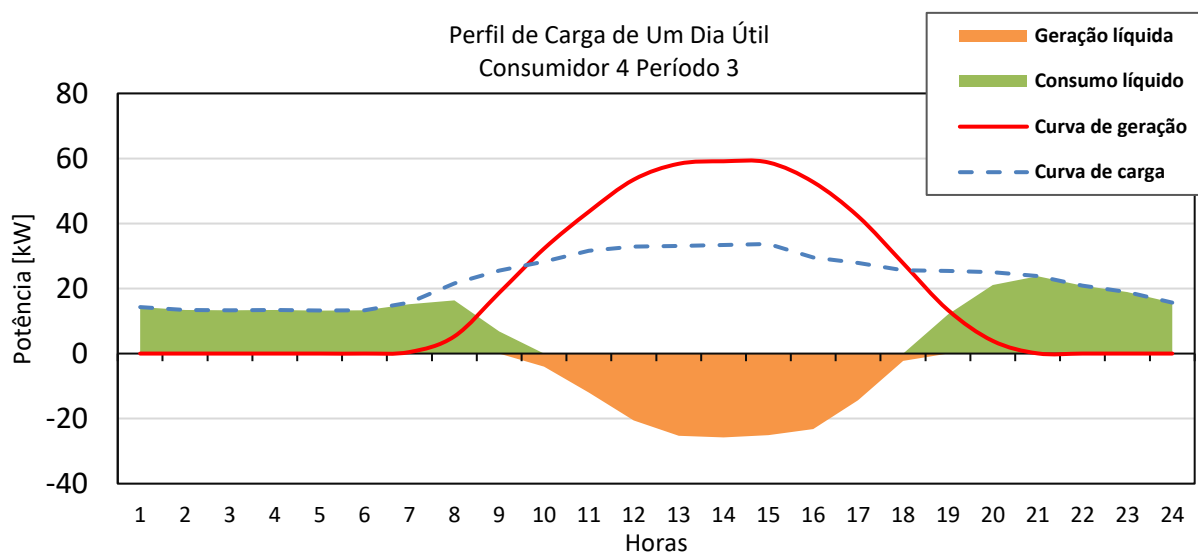
Pelos valores observados na Tabela 4.6, percebe-se que o método adotado foi capaz de aproximar satisfatoriamente os períodos de medição 1 e 3, correspondentes aos meses de dezembro de 2020 e de fevereiro de 2021. Por outro lado, nos períodos 2 e 4, correspondentes a janeiro e a março de 2021, a metodologia não apresentou resultados semelhantes, com erros de estimativa chegando a 201,80%, o que implica um cálculo mais de duas vezes acima do observado na fatura de energia.

Uma razão para a diferença de valores observada nos períodos 2 e 4 pode ser a ineficácia dos perfis de carga adotados para representar o comportamento da UC, sendo necessário testar outros perfis para avaliar uma melhor adequação. Porém, considerando-se os valores de geração bruta observados no período, disponíveis na Tabela 3.2, também é possível levantar a hipótese de que a fatura de energia esteja apresentando resultados diferentes dos reais, em caso de erros de medição da concessionária.

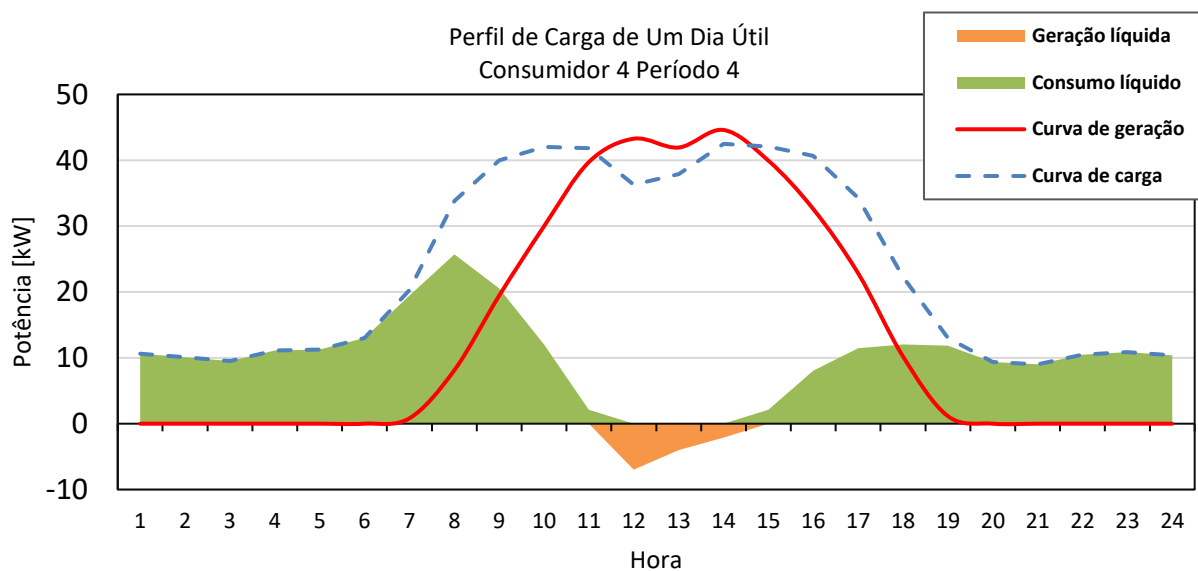
Os perfis de carga, para um dia útil, dos períodos analisados podem ser vistos na Figura 4.12.

Figura 4.12 – Perfil de carga do consumidor comercial 4: a) período 1; b) período 2; c) período 3; c) período 4.





c)



d)

Fonte: Autora, 2021.

Dos gráficos expostos na Figura 4.12 se pode observar um pequeno montante de energia injetada na rede, com a geração de energia majoritariamente abaixo do perfil tracejado correspondente à curva de carga do sistema. Os valores de autoconsumo e relações com as cargas e geração de energia podem ser vistos na Tabela 4.10, sendo DU o valor para os dias úteis, S o valor para os sábados e D o valor para o domingo.

Tabela 4.10 – Autoconsumo e relações com a carga e geração de energia para o consumidor 4.

	Período 1				Período 2			
	DU	S	D	TOTAL	DU	S	D	TOTAL
Autoconsumo [kWh]	10.939,60	1.373,45	1.452,23	13.765,37	9.821,20	2.018,90	1.856,30	13.693,00
Consumo Bruto [kWh]	19.960,00	3.471,30	3.471,30	26.903,00	16.371,00	3.897,80	3.897,80	24.167,00
% Consumo Bruto	55%	40%	42%	51%	60%	52%	48%	57%
Geração [kWh]	12.114,08	1.373,45	1.652,76	15.140,31	10.050,00	2.573,00	2.400,90	15.024,00
% Geração	90%	100%	88%	91%	98%	78%	77%	91%

Tabela 4.10 – Continuação.

	Período 3				Período 4			
	DU	S	D	TOTAL	DU	S	D	TOTAL
Autoconsumo [kWh]	6.352,90	1.261,80	1.229,00	8.843,80	7.393,90	1.033,10	988,58	9.415,60
Consumo Bruto [kWh]	10.989,00	2.197,70	2.197,70	15.384,00	12.939,00	2.250,20	2.250,20	17.439,00
% Consumo Bruto	58%	57%	56%	57%	57%	46%	44%	54%
Geração [kWh]	9.403,20	2.007,50	1.760,40	13.171,00	7.695,30	1.865,90	2.044,70	11.606,00
% Geração	68%	63%	70%	67%	96%	55%	48%	81%

Fonte: Autora, 2021.

Os valores da Tabela 4.10 demonstram que, em média, 55% do consumo bruto do consumidor 4 representa autoconsumo, variando de 51%, no primeiro período, a 57%, nos períodos 2 e 3. Os valores são expressivos e demonstram a importância do conhecimento da carga real do sistema por parte da concessionária, uma vez que esse montante não percebido por conta da geração solar fotovoltaica corresponde a uma média de, aproximadamente, 11.500 kWh para uma única unidade consumidora.

Analisando os valores de geração, percebe-se que a UC consome majoritariamente o que é gerado, chegando a 91% nos períodos 1 e 2, que são, também, os períodos onde se observou os maiores montantes de energia gerada. Esses resultados estão de acordo com os perfis observados na Figura 4.12, que demonstra uma fração mínima de injeção na rede.

4.3 Análise geral dos resultados

Das análises realizadas, pode-se perceber que, aproximadamente, 50% das demandas estimadas para os sistemas é autoconsumida, não sendo detectada pelas concessionárias de energia. Essas demandas, que variam entre 140,36 kWh e 13.693 kWh, deverão ser supridas pela rede elétrica, em caso de eventuais falhas ou limitações na geração de energia dos sistemas. A análise também pode ser realizada sob o ponto de vista da geração, uma vez que a rede deve estar dimensionada para escoar o montante gerado em caso de redução na carga. A definição destes cenários só é possível a partir do conhecimento da carga e geração de uma UC.

Os resultados demonstraram uma variação de percentual gerado autoconsumido, mostrando que há dificuldade de previsão desses valores. Além disso, considerando-se as divergências observadas entre as estimativas realizadas através das gerações de referência e as medições assinaladas pelos sistemas de monitoramento, mesmo as previsões horárias utilizando valores referenciais nem sempre podem ser confiáveis, e esse fator de imprevisibilidade deve ser considerado para o planejamento de sistemas elétricos.

Assim sendo, desagregar demanda é fundamental para conhecer o comportamento das unidades consumidoras, de modo a prever corretamente a demanda que eventualmente poderá surgir, em casos de falhas de operação ou de comprometimento de geração solar fotovoltaica. Um conjunto de instalações próximas, submetidas a uma mesma adversidade climática, que limite a geração, potencializará as demandas observadas para os consumidores estudados, aumentando o nível de comprometimento do sistema elétrico, caso não haja a correta previsão de carga dos usuários. Com a crescente penetração da MMGD, essa proximidade de sistemas geradores também deverá ser considerada, implicando em uma necessidade cada vez maior de conhecimento das demandas para assegurar o seu correto fornecimento.

5 CONCLUSÃO

O trabalho desenvolvido apresentou uma metodologia para desagregar a demanda de unidades consumidoras possuidoras de sistemas solares fotovoltaicos. Diferentes períodos de medição de 4 UCs foram analisados, comparando-se os valores de consumo e geração líquida calculados com os observados nas faturas de energia. Para isso, curvas de carga típicas foram utilizadas, juntamente com dados de geração

de referência e dados de monitoramento dos inversores. No caso do consumidor 4, com contrato de demanda, o perfil de consumo foi estimado por meio de valores típicos por classe de consumo do grupo A.

A determinação das curvas típicas foi feita após a obtenção do consumo bruto dos sistemas, sendo diferenciada para dias úteis, sábados e domingos. Os valores de geração horária, em conjunto aos valores horários de consumo, foram utilizados para determinar a geração líquida e o consumo líquido. Comparando-se os resultados calculados pelo método desagregador com as faturas correspondentes ao período de análise, pode-se ver que a maior parte dos sistemas analisados apresentou valores próximos aos disponibilizados pela medição da concessionária.

Alguns resultados, porém, foram divergentes. Para o caso do consumidor 2, o aumento de potência instalada interferiu nas medições disponibilizadas pelo monitoramento, não sendo possível corrigir sua geração pelo valor real. No caso do consumidor 4, metade das análises apresentou resultados satisfatórios, enquanto a outra metade não correspondeu ao que foi visto nas faturas. Os valores típicos das classes de consumo podem ser a razão dessa incapacidade de previsão, não sendo aptas a representar corretamente o perfil observado no segundo e quarto períodos analisados.

A avaliação do autoconsumo e seu percentual equivalente de consumo bruto e geração demonstrou que, para a maior parte dos sistemas analisados, o autoconsumo representa aproximadamente 50% do consumo bruto. Considerando-se a demanda do consumidor 4, valores entre 51% e 57% de sua carga, 11.500 kWh, em média, representam um impacto considerável na rede elétrica, caso esta seja acionada em momentos de geração insuficiente.

Os percentuais correspondentes à geração foram variáveis, indo de 19% a 91% nos casos estudados, o que demonstra a sua dificuldade de previsão, que é afetada por diversas interferências simultaneamente. Os maiores valores de geração instantaneamente consumida foram observados no consumidor 4. Os resultados demonstram a importância de desagregar os valores para uma correta previsão de demanda e geração nos sistemas elétricos, etapa importante do planejamento de expansão e operação.

Estudos mais extensos, com uma maior variedade de consumidores e em períodos maiores podem ajudar a explicitar a eficácia da metodologia desenvolvida. Ainda, avaliação de outros perfis de consumo para o grupo A são necessários, para avaliar a capacidade de estimativa de demanda de consumidores com esses perfis. Contudo, o trabalho desenvolvido apresentou bons indicativos de eficácia da metodologia, podendo ser aprimorado para ser aplicado em estudos mais profundos de impacto da MMGD com geração solar fotovoltaica em sistemas de distribuição.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL). **Resolução Normativa nº 783 de 26 de setembro de 2012**. 2012a. Disponível em: <<http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2017783.pdf>>. Acesso em: 15/12/2020.

Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL). **Resolução Normativa nº 482 de 17 de abril de 2012**. 2012b. Disponível em: <<http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2012482.pdf>>. Acesso em: 15/12/2020.

Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL). **Resolução Normativa nº 676 de 25 de agosto de 2015**. 2015. Disponível em: <<http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2015676.pdf>>. Acesso em: 15/12/2020.

Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL). **Nota Técnica nº 0056/2017-SRD/ANEEL de 24 de maio de 2017**. 2017. Disponível em: https://www.aneel.gov.br/documents/656827/15234696/Nota+T%C3%A9cnica_0056_PROJE%C3%87%C3%95ES+GD+2017/ Acesso em: 20/01/2021

Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL). **Unidades Consumidoras com Geração Distribuída**. 2020. Disponível em: <https://www.aneel.gov.br/outorgas/geracao/-/asset_publisher/mJhnKli7qcJG/content/%20registro-de-central-geradora-de-capacidade-reduzida/655808>. Acesso em: 10/01/2021.

Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL). **Micro e Minigeração Distribuída**. 2016. Disponível em: <https://www.aneel.gov.br/livros/-/asset_publisher/NBC33JHYPjrv/content/cadernos-tematicos-aneel-micro-e-minigeracao-distribuida-2-edicao/656835>. Acesso em: 20/12/2020.

Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL). **Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional – PRODIST**. 2016. Disponível em: <https://www.aneel.gov.br/documents/656827/14866914/M%C3%B3dulo2_Revis%C3%A3o7.pdf/c1cf5bd8-b2bc-4d57-9b42-285a7fd8c2a5>. Acesso em: 05/04/2020.

Associação Brasileira de Energia Solar Fotovoltaica (ABSOLAR). **Infográfico ABSOLAR**. 2020a. Disponível em: <<http://www.absolar.org.br/infografico-absolar-.html>>. Acesso em: 20/01/2021.

Centro de Referência para as Energias Solar e Eólica Sérgio de Salvo Brito – Centro de Pesquisas de Energia Elétrica (CRESESP-CEPEL). **Manual de Engenharia para Sistemas Fotovoltaicos**. 2014. Disponível em: <<http://www.cresesb.cepel.br>>. Acesso em: 20/01/2021.

BORIC, E. C. et al. **Clustering Techniques in Load Profile Analysis for Distribution Stations**. Advances in Electrical and Computer Engineering, v. 9, 2009.

BROWN, J.; ABATE, A.; ROGERS, A. **Disaggregation of household solar energy generation using censored smart meter data.** *Energy and Buildings*, v. 231, 2021.

CHEUNG, C. M.; ZHONG, W. et al. **Behind-the-Meter Solar Generation Disaggregation using Consumer Mixture Models.** 2018 IEEE International Conference on Communications, Control, and Computing Technologies for Smart Grids (SmartGridComm), 2018, pp. 1-6.

Empresa de Pesquisa Energética (EPE). **Plano Decenal de Expansão de Energia 2029.** Disponível em: <<https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/plano-decenal-de-expansao-de-energia-2029>>. Acesso em: 10/01/2021.

Energy Efficiency & Renewable Energy. **Consumer vs Prosumer: What's the Difference?** 2017. Disponível em: <<https://www.energy.gov/eere/articles/consumer-vs-prosumer-whats-difference>> Acesso em: 22/01/2021.

Energysage. **Behind-the-meter: what you need to know.** 2019. Disponível em: <<https://news.energysage.com/behind-the-meter-overview/>> Acesso em: 33/01/2021.

SOLARMAN. **Monitoring.** 2015. Disponível em: <<https://www.solarmanpv.com/portal/LoginPage.aspx>>

SOLAREEDGE. **Monitoring.** Disponível em: <<https://monitoring.solaredge.com/solaredge-web/p/home>>

KABIR, F.; YU, N.; YAO, W. et al. **Joint Estimation of Behind-the-Meter Solar Generation in a Community.** *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, vol. 12, no. 1, pp. 682-694, Jan. 2021.

KAGAN, N.; OLIVEIRA, C. C. B. de; ROBBA, E. J. **Introdução aos Sistemas de Distribuição de Energia Elétrica.** 2010.

KALOGIROU, S. A. **Engenharia de Energia Solar.** 2016

LI, K.; WANG, F. et al. **Capacity and output power estimation approach of individual behind-the-meter distributed photovoltaic system for demand response baseline estimation.** *Applied Energy*, Volume 253, 2019.

NIKOLAIDIS, A. I.; CHARALAMBOUS, C. A. **Hidden financial implications of the net energy metering practice in an isolated power system: critical review and policy insights.** *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, [S.l.], v.77, p.706–717, 2017.

PFENNINGER, S. STAFFELL, I. **“Long-term patterns of European PV output using 30 years of validated hourly reanalysis and satellite data.”** *Energy* 114, pp. 1251-1265, 2016

POURALTAFI-KHELJAN, S.; GÖL, M. **“Power Generation Nowcasting of the Behind-the-Meter Photovoltaic Systems.”** 2020 IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Europe (ISGT-Europe), 2020, pp. 384-388.

STAINSBY, W. et al. **A method to estimate residential PV generation from net-metered load data and system install date.** *Applied Energy* 267, 2020.

STAFFELL, I. PFENNINGER, S. **“Using Bias-Corrected Reanalysis to Simulate Current and Future Wind Power Output.”** *Energy* 114, pp. 1224-1239, 2016.