

ANÁLISE, SOB A ÓTICA DA CONCESSIONÁRIA, DO COMPORTAMENTO ENERGÉTICO DE UNIDADE CONSUMIDORA COM GERAÇÃO FOTOVOLTAICA E VEÍCULO ELÉTRICO

Gustavo Xavier de Andrade Pinto (UFSC) - gustavoxap@gmail.com

Daniel Odilio dos Santos (UFSC) - daniel.odilio@gmail.com

Bruno Kretzer Barotto (Instituição - a informar) - brunobarotto@hotmail.com

Helena Flávia Naspolini (UFSC) - helenafavianaspolini@gmail.com

Ricardo Rütther (Instituição - a informar) - ricardo.rutther@ufsc.br

Resumo:

Este trabalho visa analisar perfis de consumo e da energia ativa excedente injetada na rede elétrica da concessionária por uma unidade consumidora intitulada Fotovoltaica UFSC, localizada em Florianópolis-SC, a partir dos valores da demanda e da energia ativa excedente injetada na rede elétrica, registrados por um medidor bidirecional de energia elétrica. Tal unidade consumidora possui minigeração solar fotovoltaica com capacidade instalada de 105 kWp. Sua carga é constituída por um ônibus elétrico, sistemas de iluminação à LED e aparelhos de ar condicionado com alta eficiência energética. No período analisado, o consumo anual de energia elétrica da unidade consumidora foi de 77 MWh, dos quais 14,6 MWh foram consumidos no horário de ponta e 62,4 MWh consumidos no horário fora da ponta e a energia ativa excedente injetada pela unidade consumidora na rede elétrica da concessionária, no horário fora da ponta, foi de aproximadamente 70 MWh (aproximadamente 91% do seu consumo total de energia elétrica). Foram levantados também as demandas medidas máximas mensais e as potências injetadas medidas máximas mensais. A unidade consumidora apresentou demanda máxima medida variando entre 94,6kW e 83,9kW e potência injetada máxima medida variando entre 46,9kW e 72,5kW.

Palavras-chave: *Energia solar fotovoltaica, perfis de consumo, energia excedente injetada na rede elétrica, veículos elétricos.*

Área temática: *Conversão Fotovoltaica*

Subárea temática: *Aspectos técnicos de sistemas fotovoltaicos instalados*

ANÁLISE, SOB A ÓTICA DA CONCESSIONÁRIA, DO COMPORTAMENTO ENERGÉTICO DE UNIDADE CONSUMIDORA COM GERAÇÃO FOTOVOLTAICA E VEÍCULO ELÉTRICO

Gustavo Xavier de Andrade Pinto – gustavoxap@gmail.com

Daniel Odílio dos Santos – daniel.odilio@gmail.com

Bruno Kretzer Barotto – brunobarotto@hotmail.com

Helena Flávia Napolini – helenaf@ufsc.br

Ricardo Rütther – ricardo.rutther@ufsc.br

Universidade Federal de Santa Catarina

Campus Universitário Trindade, Caixa Postal 476, Florianópolis-SC, 88040-900

Resumo. Este trabalho visa analisar perfis de consumo e da energia ativa excedente injetada na rede elétrica da concessionária por uma unidade consumidora intitulada Fotovoltaica UFSC, localizada em Florianópolis-SC, a partir dos valores da demanda e da energia ativa excedente injetada na rede elétrica, registrados por um medidor bidirecional de energia elétrica. Tal unidade consumidora possui minigeração solar fotovoltaica com capacidade instalada de 105 kWp. Sua carga é constituída por um ônibus elétrico, sistemas de iluminação à LED e aparelhos de ar condicionado com alta eficiência energética. No período analisado, o consumo anual de energia elétrica da unidade consumidora foi de 77 MWh, dos quais 14,6 MWh foram consumidos no horário de ponta e 62,4 MWh consumidos no horário fora da ponta e a energia ativa excedente injetada pela unidade consumidora na rede elétrica da concessionária, no horário fora da ponta, foi de aproximadamente 70 MWh (aproximadamente 91% do seu consumo total de energia elétrica). Foram levantados também as demandas medidas máximas mensais e as potências injetadas medidas máximas mensais. A unidade consumidora apresentou demanda máxima medida variando entre 94,6kW e 83,9kW e potência injetada máxima medida variando entre 46,9kW e 72,5kW.

Palavras-chave: Energia solar fotovoltaica, perfis de consumo, energia excedente injetada na rede elétrica, veículos elétricos.

1. INTRODUÇÃO

Buscando uma diversificação maior da matriz energética mundial, maiores esforços estão sendo feitos para reduzir o uso de combustíveis fósseis e emissões de gases de efeito estufa. Como consequência, a utilização de energias oriundas de fontes renováveis vem aumentando a cada ano. Nos últimos anos as gerações locais distribuídas conectadas às redes de distribuição, principalmente utilizando energia solar fotovoltaica (FV), tem aumentado seu nível de penetração em diversos países (Hadjipanayi, et. al, 2016).

Até o final de 2018 a capacidade mundial instalada de sistemas fotovoltaicos atingiu o valor 480 GW, o que representou um aumento de 25% com relação a 2017 (IRENA, 2019). Projeções para 2019 estimam um incremento de 114,5 GW, o que permitiria alcançar a marca de 600 GW no começo de 2020 (PV MAGAZINE, 2019). Estima-se que, com um crescimento anual de 125 GW em sistemas instalados a partir de 2020 (PV MAGAZINE, 2019), a projeção de 1.011 GW instalados até 2030 (WEC, 2016) seja ultrapassada.

Em 2018, aproximadamente 300 bilhões de dólares foram investidos em energias renováveis, representando 240% do que foi gasto em energias de combustíveis fósseis e aproximadamente 39% do total investido no setor elétrico (IEA, 2019b). Destes, aproximadamente 45% foram em energia solar fotovoltaica (IRENA, 2019). Até 2050, espera-se que acima de 13 trilhões de dólares sejam investidos em novos sistemas geradores de energia, dos quais 77% seriam destinados à sistemas de energia renováveis (BNEF, 2019).

A energia solar FV, que representa atualmente 2% de toda energia gerada no planeta, deverá aumentar para 22% em 2050, e juntamente com outras fontes de energia renováveis, contribuirá para produzir dois terços da energia gerada no setor elétrico (BNEF, 2019). Isso se deve à tendência de redução de custos desta tecnologia, representada pelo decréscimo em 89%, desde 2010, do preço de módulos fotovoltaicos mais comercialmente utilizados. Estima-se ainda que esta tecnologia possa ter redução adicional de preços de 34%, até 2030 (BNEF, 2019). O custo de capital de sistemas fotovoltaicos de grande porte (usinas) apresentou, desde 2010, uma dedução de 75% (IEA, 2019b).

O recurso solar no Brasil, com médias anuais de irradiação global horizontal na faixa de 3,5 a 6,25 kWh/m².dia (Pereira et. al, 2017), contribui para o crescimento da inserção da energia solar fotovoltaica no país. Considerando somente áreas com valores de irradiação acima de 6 kWh/m².dia, o potencial de geração fotovoltaica centralizada chega a 506 TWh/ano (EPE, 2018a).

Até o final de novembro de 2019, aproximadamente 48% dos sistemas de micro e minigeração distribuída de energia solar fotovoltaica eram provenientes de aplicações comerciais e industriais e 40% de sistemas residenciais (ANEEL, 2019a). O país vem apresentando um crescimento acelerado na quantidade de potência FV instalada por ano.

Projeções para sistemas FV comerciais apontavam acréscimo de 102 MW em 2019 (ANEEL, 2017), porém este valor chegou a 343 MW (ANEEL, 2019a), valor perto da projeção para 2022. Em 2019, a potência instalada anual de sistemas FV em geração distribuída aumentou 128% com relação ao ano anterior. Considerando apenas sistemas comerciais e industriais, o aumento foi de 108%.

Em 2017, o Brasil apresentou o terceiro maior valor de tarifa residencial, porém quando ajustado pela paridade do poder de compra (quão caro ou acessível à eletricidade é para consumidores em cada país), o Brasil classifica-se em sexto lugar (IEA, 2019a). Com relação a tarifas comerciais, o Brasil apesar de não apresentar os maiores valores de tarifa, ainda assim classifica-se como acima de 75% do restante do mundo (IEA, 2019a).

No Brasil, as tarifas médias da energia elétrica para UCs alimentadas em média/alta tensão (>2,3 kW) vêm crescendo muito. Em 2017, as tarifas apresentaram valores equivalentes ao dobro daqueles de 2013 (FIESC, 2018). Para o subgrupo A4 (2,5 a 25 kV) e para a modalidade horária verde, tema de estudo deste trabalho, a tarifa média com impostos da energia elétrica de 18 distribuidoras, em 2018, foi de 0,205 US\$/kWh (FIESC, 2018). No Brasil, sistemas fotovoltaicos instalados em telhados de aplicações comerciais e industriais, que apresentam potência FV típica de 70 kW (EPE, 2018b), apresentaram um custo nivelado de energia (LCOE) de 0,196 US\$/kWh (Lazard, 2018b). Valor menor do que a média da tarifa (com imposto) de energia elétrica nacional.

Em 2017, o custo global médio ponderado de instalação de sistemas FV a frente do medidor foi de 1.388 US\$/kW (IRENA, 2018). Já no Brasil, o preço de um sistema de 75 kW foi de aproximadamente 915 US\$/kW (Greener, 2019).

2. METODOLOGIA

Este trabalho visa analisar, sob a ótica da concessionária de energia elétrica, o comportamento energético de uma unidade consumidora (UC) intitulada Fotovoltaica-UFSC (FV-UFSC) com geração fotovoltaica e veículo elétrico, a partir de técnicas de medição da demanda e da energia ativa excedente injetada na rede elétrica, registrada por medidor bidirecional de energia elétrica.

O Laboratório FV-UFSC está localizado no parque tecnológico Sapiens Parque, no bairro Cachoeira do Bom Jesus em Florianópolis (48° W, 27° S), região Sul do Brasil. Pela classificação climática de Köppen o FV-UFSC se localiza em área de clima *Cfa* - Clima subtropical úmido, oceânico, sem estação seca, com verão quente (Peel *et al.*, 2007).

Visando avaliar o recurso solar disponível em Florianópolis (local de inserção da UC), dados com resolução temporal de um minuto foram obtidos a partir da estação solarimétrica nº 3 do BSRN (*Baseline Surface Radiation Network*) (König-Langlo *et al.*, 2013), localizada no prédio da Engenharia Mecânica da Universidade Federal de Santa Catarina (UFSC) (Colle, 2018 e 2019) em Florianópolis-SC (localizada a aproximadamente 25 km da UC FV-UFSC), e adquiridos via o *Data Publisher for Earth and Environmental Science* PANGAEA (<https://dataportals.pangaea.de/bsrn/>).

Para Florianópolis, a irradiação solar global horizontal, em intervalos de 1 minuto, pode ser obtida através da Eq. (1).

$$I_{rr} = I \cdot \frac{1}{60} \quad (1)$$

onde:

I_{rr} = Irradiação solar global horizontal, em intervalos de um minuto, expressa em Wh/m²;

I = Irradiância no plano horizontal, em intervalos de um minuto, expressa em W/m² (Obtido via BSRN).

A irradiação global horizontal, no intervalo de tempo especificado (i), pode ser calculada como a soma das irradiações globais horizontais medidas a cada intervalo de 1 minuto (intervalo de tempo (k)), integrante do intervalo de tempo especificado (i) conforme mostra a Eq. (2).

$$I_{rr}(i) = \sum_{k=1}^n I_{rr}(k) \quad (2)$$

onde:

$I_{rr}i$ = Irradiação solar global horizontal, em intervalo especificado(i), expressa em Wh/m²;

$I_{rr}k$ = Irradiação solar global horizontal, em intervalo de 1 minuto(k), expressa em Wh/m²;

n = Quantidade de intervalos de tempo k (1 minuto) integrantes no intervalo de tempo especificado i.

A UC FV-UFSC (alimentada em 13,8 kV), apresenta minigeração solar fotovoltaica de 105 kWp. Os inversores são descentralizados. A conexão de cada sistema solar FV com as instalações elétricas das edificações se dá por meio de disjuntores integrados aos quadros de distribuição (QD).

A Fig. 1 apresenta uma fotografia aérea da UC com a indicação das tecnologias utilizadas e das respectivas potências instaladas.



Figura 1 – Fotografia aérea do Laboratório Fotovoltaica-UFSC.

Foram analisados dados medidos em um período de doze meses (abril de 2017 até março de 2018). A escolha de tal período pode ser justificada pelo pleno funcionamento do ônibus elétrico e dos geradores FV. Nos dias úteis, o FV-UFSC possui horário de funcionamento das 08:00 horas às 17:30 horas.

Este trabalho adota, para demanda e para demanda medida, as mesmas definições da Resolução Normativa 414/2010 (Art 2º) (ANEEL, 2010).

A demanda consiste na “média das potências elétricas ativas, solicitadas ao sistema elétrico pela parcela da carga instalada em operação na unidade consumidora, durante um intervalo de tempo especificado, expressa em quilowatts (kW)” (ANEEL, 2010).

A demanda medida consiste na “maior demanda de potência ativa, verificada por medição, integralizada em intervalos de quinze minutos durante o período de faturamento” (ANEEL, 2010).

No período analisado foi levantada, sob a ótica da concessionária, a evolução mensal da demanda medida da UC tanto para o horário de ponta (P) como para o horário fora da ponta (FP).

A UC analisada apresenta cargas elétricas constituídas basicamente por sistemas de ar condicionado com alta eficiência energética, tomadas de uso geral (utilizadas principalmente para alimentar microcomputadores) e sistemas de iluminação que utilizam lâmpadas de LED. Adicionalmente, tal UC possui uma estação de carregamento para o ônibus elétrico que realiza o transporte de estudantes entre o *campus* reitor David Ferreira Lima, localizado na região central de Florianópolis, e o Laboratório FV-UFSC, localizado na região norte de Florianópolis. A capacidade das baterias do ônibus elétrico é de 128 kWh, com autonomia de 74 km. As baterias são alimentadas através de um carregador com 75 kW.

A Fig. 2 mostra a estação de carregamento do ônibus elétrico e o mapa do trajeto percorrido pelo mesmo.



Figura 2 – Estação de carregamento do ônibus elétrico e o trajeto percorrido pelo e-bus.

O trajeto percorrido pelo ônibus elétrico entre o *campus* reitor David Ferreira Lima e o Laboratório Fotovoltaica UFSC é de 25,3 km (50 km ida+volta) e é realizado em aproximadamente 30 minutos (uma hora ida+volta). Tal trajeto, se realizado por transporte público local levaria aproximadamente 1 hora e 20 minutos (Google Maps, 2019). O ônibus elétrico é carregado cinco vezes ao dia por um período de aproximadamente uma hora nos seguintes horários:

08h00min; 10h30min; 13h00min; 16h00min e às 18h45min. Destes, quatro carregamentos são realizados em horário FP e um no horário P. Eventuais atrasos nos horários de carregamento do ônibus podem ocorrer devido a intensidade do trânsito na cidade, principalmente no último horário. Nos finais de semana (sábados e domingos) e feriados não há deslocamento do ônibus elétrico. Este trabalho adota para horário de ponta o período compreendido entre as 18h30min às 21h29min dos dias úteis da semana, conforme concessionária local (CELESC, 2016).

Os dados de demanda de potência ativa foram extraídos da memória de massa do medidor de fronteira da UC. O medidor instalado é do tipo ELO2173, da fabricante ELO Sistemas Eletrônicos S.A. Tal equipamento possui medição bidirecional, memória de massa em 36 canais de registro, dispõe de um dispositivo de armazenamento que mantém os dados e o relógio interno em funcionamento durante 33 dias, caso ocorra de falta de energia elétrica, e possui comunicação remota a partir de protocolos RS232 e Ethernet.

Este trabalho define como potência ativa injetada, no intervalo de tempo especificado, a média das potências elétricas ativas injetadas na rede elétrica pela geração fotovoltaica instalada e em operação na unidade consumidora, durante o intervalo de tempo especificado e como potência ativa injetada medida, a maior potência ativa injetada na rede elétrica, verificada por medição, integralizada no intervalo de quinze minutos durante o período de faturamento, expressa em kW. Foram registrados pelo medidor de energia elétrica bidirecional (marca ELO), em intervalos de quinze minutos, dados de consumo (kWh) e dados da potência ativa injetada na rede elétrica (kW).

A energia consumida ou injetada na rede elétrica, em intervalos de 15 minutos, pode ser obtida através da Eq.(3).

$$E = \frac{P * 15}{60} \quad (3)$$

onde:

E = Energia consumida/injetada na rede elétrica, em intervalos de 15 minutos, expressa em kWh;

P = Demanda/potência ativa injetada na rede elétrica, em intervalos de 15 minutos, expressa em kW.

A energia elétrica consumida ou injetada na rede elétrica, no intervalo de tempo especificado (i), pode ser calculada como a soma das energias medidas a cada intervalo de 15 minutos (intervalo de tempo (k)), integrante do intervalo de tempo especificado (i) conforme mostra a Eq. (4). Para a UC, a concessionária local (CELESC) tem um ciclo de faturamento que inicia no dia 25 de cada mês.

$$E_{(i)} = \sum_{k=1}^n E_{(k)} \quad (4)$$

onde:

$E_{(i)}$ = Energia elétrica consumida/injetada na rede, no intervalo de tempo especificado i, expressa em kWh;

$E_{(k)}$ = Energia elétrica consumida/injetada na rede, no intervalo de tempo k (15 minutos), expressa em kWh;

n = Quantidade de intervalos de tempo k (15 minutos) integrantes no intervalo de tempo especificado i.

3. RESULTADOS E DISCUSSÕES

A Tab. 1 apresenta, para o período analisado, a evolução mensal do percentual de dados válidos e da irradiação solar global horizontal média diária em Florianópolis.

Tabela 1 – Evolução mensal do percentual de dados válidos e da irradiação solar global horizontal média diária.

	Abr. 2017	Mai. 2017	Jun. 2017	Jul. 2017	Ago. 2017	Set. 2017	Out. 2017	Nov. 2017	Dez. 2017	Jan. 2018	Fev. 2018	Mar. 2018
% de dados válidos	100	100	100	100	100	100	100	100	100	77,93	99,85	100
kWh/m ² .dia	3,68	3,19	2,22	3,46	3,46	4,09	5,80	6,03	6,18	5,49	5,46	4,99

No período analisado, o percentual de dados válidos medidos de irradiância foi de aproximadamente 98%. Em janeiro de 2018 ocorreram seis dias consecutivos com falta de dados. Nestes dias, foi utilizada a metodologia de preenchimento de dados (*gap filling*) de Schwandt *et al.* (2013). Para dados faltosos de até dez dias consecutivos, substituem-se as falhas dos primeiros cinco dias com dados do dia anterior ao início da falha e os últimos cinco dias de falha com dados do dia após a falha. O limite de dez dias justifica-se pelo fato de admitir-se que o tempo permanece constante por um período de até cinco dias. Além disso, a posição do sol não se desvia significativamente durante este período.

A irradiação global horizontal média diária em Florianópolis é variada ao longo do ano, apresentando valores entre 2,2 e 4,1 kWh/m².dia (abril e setembro) e entre 5 e 6,2 kWh/m².dia (outubro e março). O mês com maior irradiação solar global horizontal foi dezembro (6,2 kWh/m².dia) e o de menor irradiação foi junho (2,2 kWh/m².dia).

A Tab. 2 apresenta a evolução mensal do percentual de dados válidos da memória de massa do medidor de energia elétrica da UC.

Tabela 2 – Evolução mensal do percentual de dados válidos da memória de massa do medidor de energia elétrica.

	Abr. 2017	Mai. 2017	Jun. 2017	Jul. 2017	Ago. 2017	Set. 2017	Out. 2017	Nov. 2017	Dez. 2017	Jan. 2018	Fev. 2018	Mar. 2018
% de dados válidos (mm)	99,87	98,44	98,52	96,35	97,55	95,30	97,22	99,33	98,61	99,60	98,36	99,76

Observa-se que, no período analisado, o percentual de dados válidos foi de aproximadamente 98%. O menor percentual de dados válidos ocorreu em setembro de 2017 (95% de dados válidos). Os dados inválidos encontrados são referentes à faltas de energia elétrica na UC.

A Fig. 3 apresenta, para o dia 26/10/2017 (dia útil da semana), a evolução da demanda, da potência ativa injetada pela UC na rede elétrica e da irradiância em Florianópolis, em intervalos de quinze minutos.

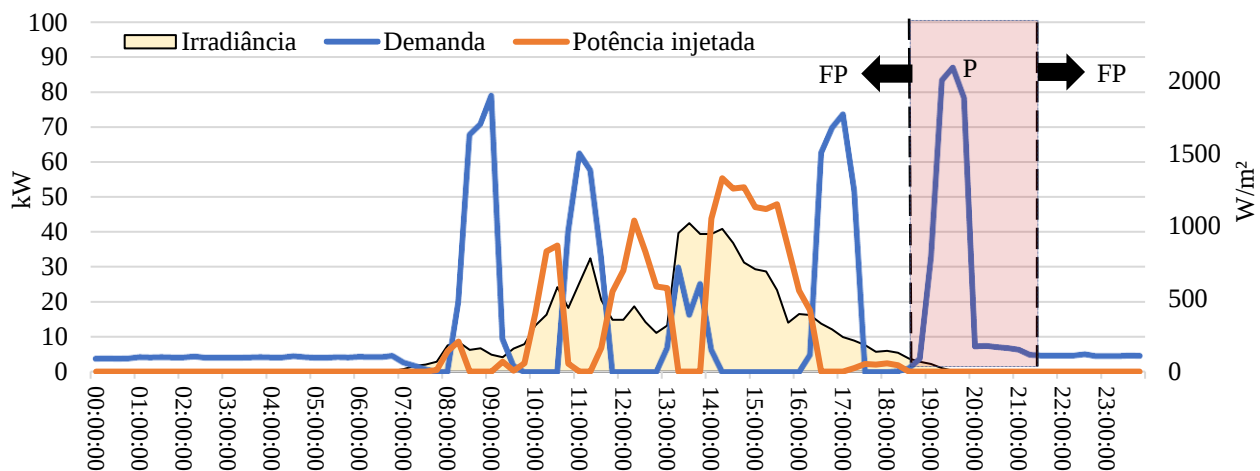


Figura 3 – Evolução da demanda, da potência ativa injetada na rede elétrica e da irradiância.

Os resultados mostram a ocorrência de cinco picos de demanda correspondentes aos cinco períodos de carregamento do ônibus elétrico, dos quais quatro ocorreram no horário FP e um no horário P. Como pode ser observado, o ônibus elétrico representa a maior carga elétrica da UC. Percebe-se que, neste caso, que a demanda máxima (86,88 kW) ocorreu no horário P.

A Fig. 4 apresenta para o dia 16/12/2017 (dia não útil – final de semana), a evolução da demanda, da potência ativa injetada na rede elétrica pela UC e da irradiância em Florianópolis, em intervalos de quinze minutos.

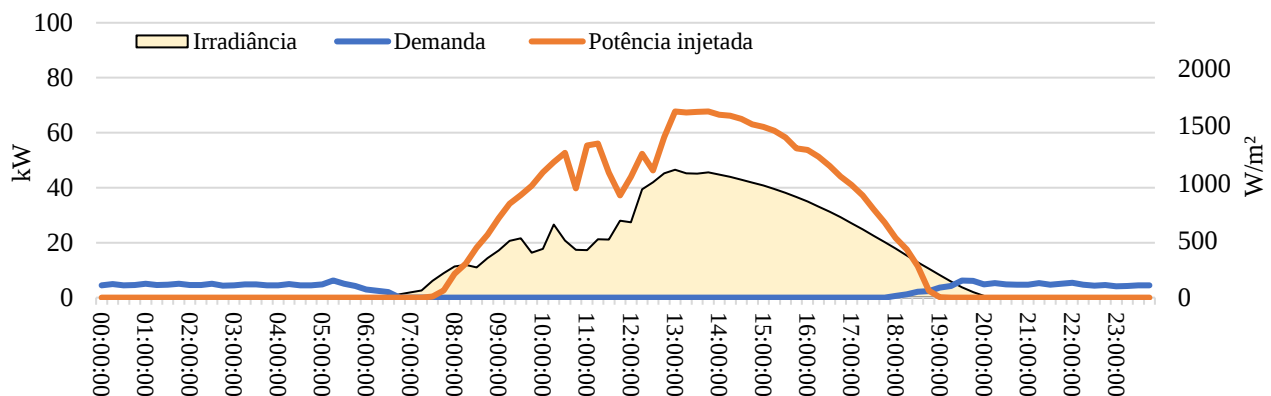


Figura 4 – Evolução da demanda, da potência ativa injetada na rede elétrica e da irradiância.

Verifica-se que, devido à ausência de atividades no FV-UFSC praticamente toda a energia produzida pelos sistemas fotovoltaicos é injetada na rede da concessionária de energia elétrica (Celesc).

Para o período analisado e para a UC, a Fig. 5 apresenta a evolução mensal das demandas máximas no horário P e FP.

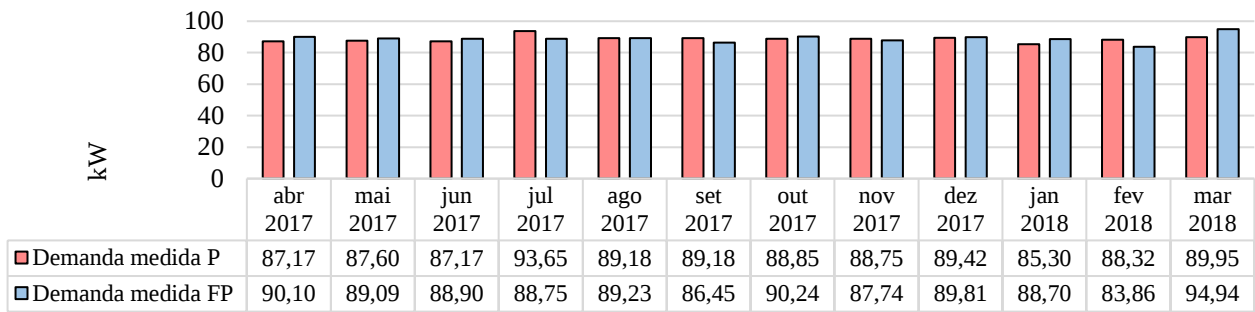


Figura 5 – Evolução mensal das demandas máximas P e FP.

Nota-se, no período analisado, a forte predominância do carregamento das baterias do ônibus elétrico na carga do FV-UFSC. Adicionalmente, os resultados mostram que em certos meses do período analisado a potência máxima medida é registrada em horário P enquanto, nos outros meses, é observada em horário FP.

No período analisado, a UC apresentou no horário P, demandas máximas variando entre 85,3 kW (janeiro/2018) e 93,6 kW (julho/2017) e no horário FP demandas máximas variando entre 83,9 kW (fevereiro/2018) e 94,9 kW (março/2018).

A Fig. 6 apresenta a evolução mensal da potência medida injetada na rede elétrica no horário FP.

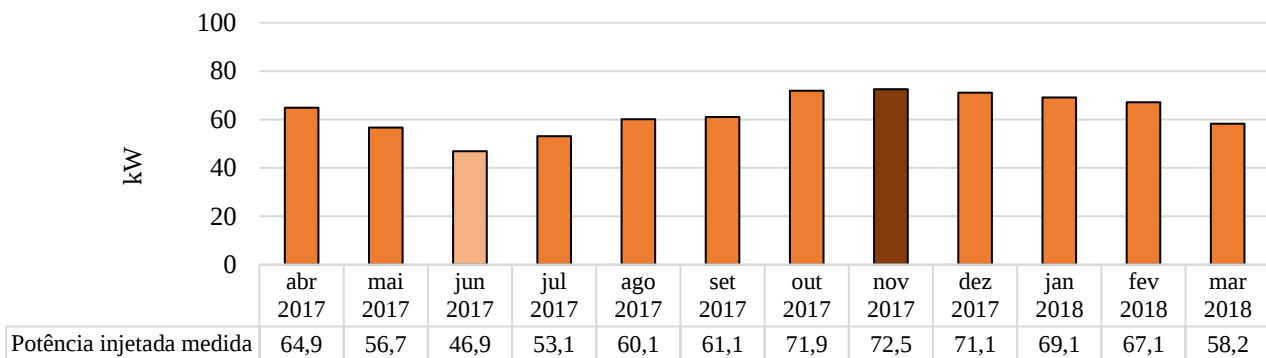


Figura 6 – Evolução mensal da potência medida injetada na rede elétrica - FP.

A menor potência ativa medida injetada (pelo FV-UFSC) na rede elétrica da Celesc ocorreu em junho (46,9 kW) e a maior injeção ocorreu em novembro (72,5kW). Observa-se que os meses com menor potência ativa injetada na rede elétrica coincidem com os meses com menor irradiação global horizontal disponível no local de inserção da UC.

Para a UC e para o período analisado, a Fig. 7 apresenta as energias ativas consumidas (P e FP) e a energia ativa excedente entregue à concessionária de energia elétrica no período FP.

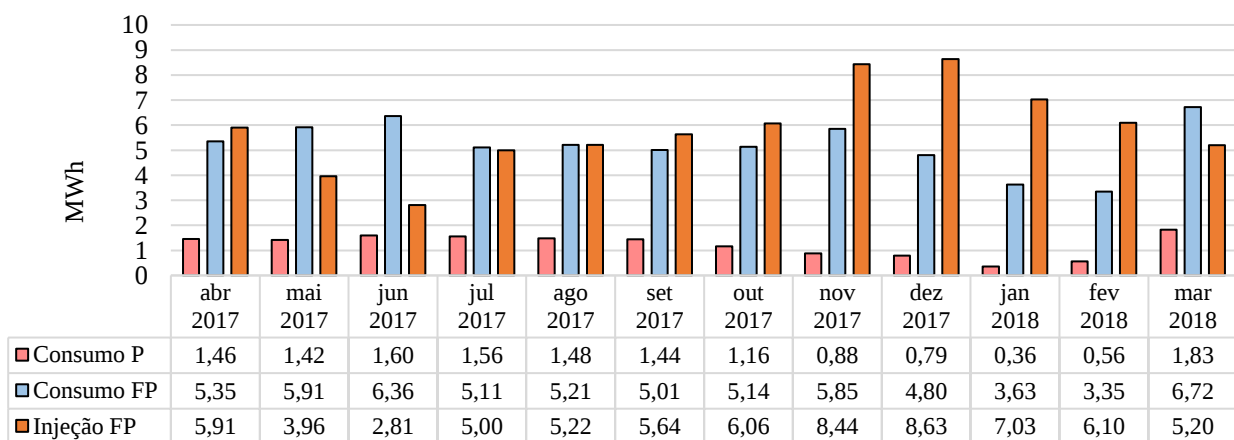


Figura 7 – Evolução mensal das energias consumidas (P e FP), da energia excedente entregue à Celesc (FP).

No período analisado, a energia anual consumida pela UC foi de aproximadamente 77 MWh, dos quais 14,6 MWh foram consumidos no horário P e 62,4 MWh consumidos no horário FP. A energia ativa excedente injetada na rede da concessionária no horário FP foi de aproximadamente 70 MWh. No período analisado, a energia anual excedente

injetada na rede elétrica da concessionária correspondeu à aproximadamente 91% de toda a energia consumida (P+FP) da rede pela UC FV-UFSC.

4. CONCLUSÃO

Este trabalho visou analisar, sob a ótica da concessionária de energia elétrica, perfis de consumo e de energia ativa excedente injetada na rede elétrica por uma unidade consumidora (UC), intitulada Fotovoltaica UFSC (com geração fotovoltaica e veículo elétrico, localizada em clima subtropical), a partir dos valores da demanda e da energia ativa excedente injetada na rede elétrica, registrados por um medidor bidirecional de energia elétrica.

Para o período analisado, os resultados mostraram consumo anual de energia elétrica da UC de 77 MWh, dos quais 14,6 MWh foram consumidos no horário P e 62,4 MWh consumidos no horário FP e energia ativa excedente injetada, pela UC, na rede elétrica da concessionária (no horário FP) de aproximadamente 70 MWh (aproximadamente 91% do seu consumo total de energia elétrica).

Adicionalmente, foram analisados perfis diários da demanda e da potência ativa excedente injetada na rede da concessionária, para 2 dias típicos: dia útil e final de semana (sábados, domingos e feriados). Os resultados mostraram que para os dias úteis da semana a UC apresenta perfis de demanda e de injeção da potência ativa excedente que variam muito ao longo do dia. Já nos finais de semana (sábados e domingos) e feriados, praticamente toda energia produzida pelos sistemas FV é injetada na rede da concessionária.

Para os 12 meses do período analisado, foram também levantadas as demandas máximas medidas nos horários P e FP e a potência ativa excedente injetada na rede da concessionária. Os resultados mostraram que a UC apresentou no horário P demanda máxima variando entre 85,3 kW (janeiro/2018) e 93,6 kW (julho/2017) e no horário FP demanda máxima variando entre 83,9 kW (fevereiro/2018) e 94,9 kW (março/2018), potência ativa medida injetada na rede elétrica no horário FP variando de 46,9 kW (junho/2017) a 72,5 kW (novembro/2017).

Os indicadores técnicos apresentados neste trabalho são fundamentais para a avaliação da atratividade financeira da inserção da energia solar FV na UC. Adicionalmente, através do conhecimento de tais indicadores, é possível definir operação de um sistema de armazenamento de energia elétrica em baterias a ser instalado na UC, cuja estratégia do controle do processo de carga/descarga vise o máximo aproveitamento da energia FV excedente injetada na rede da concessionária e a maior redução das despesas com energia elétrica.

REFERÊNCIAS

- Agência Nacional de Energia Elétrica, ANEEL, 2010. Resolução Normativa N° 414, de 9 de Setembro de 2010. Disponível em < <http://www2.aneel.gov.br/cedoc/bren2010414.pdf>
- Agência Nacional de Energia Elétrica, ANEEL, 2017. Nota técnica n° 0056/2017-SRD/ANEEL - Atualização das projeções de consumidores residenciais e comerciais com microgeração solar fotovoltaicos no horizonte 2017-2024. Maio 2017.
- Agência Nacional de Energia Elétrica, ANEEL, 2019a. [aneel.gov.br](http://www.aneel.gov.br)
- Bloomberg New Energy Finance-BNEF, 2019. New Energy Outlook 2019 - Executive Summary.
- Colle, S., 2018. Basic measurements of radiation at station Florianopolis (2017). Universidade Federal de Santa Catarina, PANGAEA
- Colle, S., 2019. Basic measurements of radiation at station Florianopolis (2018). Universidade Federal de Santa Catarina, PANGAEA
- Confaz, Conselho Nacional de Política Fazendária. Convênio ICMS 16, de 22 de abril de 2015. Disponível em: https://www.confaz.fazenda.gov.br/legislacao/convenios/2015/cv016_15
- Empresa de Pesquisa Energética-EPE, 2018a. Nota Técnica PR 04/18 - Potencial dos Recursos Energéticos no Horizonte 2050, Setembro 2018.
- Empresa de Pesquisa Energética-EPE, 2018b. Nota Técnica EPE 028/2018 - Modelo de Mercado da Micro e Minigeração Distribuída(4MD): Metodologia-Versão PDE 2027, Novembro 2018.
- FIESC, 2018. Competitividade das Tarifas de Energia Elétrica no Mercado Regulado para Indústria Catarinense, Agosto 2018.
- Greener, 2019. Estudo estratégico – Mercado Fotovoltaico de Geração Distribuída – 2º Trimestre de 2019 – Tecnologia de Módulos.
- Hadjipanayi, M., Koumparou, I., Philippou, N., Paraskeva, V., Phinikarides, A., Makrides, G., Georghiou, G. 2016. Prospects of photovoltaics in southern European, Mediterranean and Middle East regions, Renewable Energy, vol. 92, pp. 58-74.
- International Energy Agency-IEA, 2019a. World Energy Prices - An overview. May, 2019.
- International Energy Agency-IEA, 2019b. World Energy Investment 2019. May, 2019.
- IRENA, 2018. Renewable Power Generation Costs in 2017, International Energy Agency, Abu Dhabi.
- IRENA, 2019. Renewable cost dataset. www.irena.org, International Energy Agency, Abu Dhabi.
- König-Langlo, G., Sieger, R., Schmithüsen, H., Bucker, A., Richter, F., Dutton E.G. 2013. The Baseline Surface Radiation Network and its World Radiation Monitoring Centre at the Alfred Wegener Institute. GCOS - 174, WCRP Report 24/2013, 30 pp.
- Lazard, 2018b. Lazard's Levelized Cost of Energy Analysis - Version 12.0. November 2018.

- Peel, M. C; Finalyson B. L.; McMahon T. A. Updated world map of the Köppen-Geiger climate classification, Hydrology and Earth System Sciences. Vol 11. 1633-1644. 2007
- Pereira, E.B., Martins, F.R., Gonçalves, A.R., Costa, R.S., Lima, F.J.L., Rütther, R., Abreu, S.L., Tiepolo, G.M., Pereira, S.V., Souza, J.G. 2017. 2ª Edição Atlas Brasileiro de Energia Solar, INPE, São José dos Campos, Brazil. ISBN: 978-85-17-00089-8.
- PV MAGAZINE. 2019. PV Magazine. Disponível em: <https://www.pv-magazine.com/2019/07/25/global-pv-market-114-gw-to-be-installed-in-2019-with-continued-growth-onwards/>
- Schwandt, M., Chhatbar, K., Meyer, R., Fross, K., Mitra, I., Vashistha, R., Giridhar, G., Gomathinayagam, S., Kumar, A. 2013. Development and test of gap filling procedures for solar radiation data of the Indian SRRA measurement network, Energy Procedia.
- World Energy Council, 2016. World Energy Scenarios, ISBN: 978 0 946121 57 1. Disponível em : www.worldenergy.org

ENERGY PROFILES OF A CONSUMER UNIT WITH PHOTOVOLTAIC GENERATION AND ELECTRIC VEHICLE IN A SUBTROPICAL CLIMATE

Abstract. *This work aims to analyze energy consumption and surplus generation injected into the grid profiles by a consumer unit entitled Fotovoltaica UFSC (FV UFSC), located in Florianópolis-SC, based on demand and energy metering techniques recorded by a Bidirectional energy meter. This consumer unit has an installed photovoltaic capacity of 105 kW. Its load consists of an electric bus, LED lighting systems and energy efficient air conditioners. For the analyzed period, the unit presented an annual electricity consumption of 77 MWh, of which 14.6 MWh were consumed during peak hours and 62.4 MWh consumed during off-peak hours while injecting an excess of approximately 70 MWh active energy into the utility's electricity grid, at off-peak hours (equivalent to approximately 91% of the total electricity consumed). The maximum monthly measured power demands and maximum monthly measured injected power were also analyzed. The unit presented a maximum power demand ranging from 94.6 kW in march 2018 (off-peak) to 83.9 kW in February 2018. The maximum power injected into the grid at off peak hours ranged from 46.9 kW in June to 72.5 kW in November.*

Key words: Photovoltaic energy, consumer profiles, excess energy injected into the grid, electric vehicles.