



UNIVERSIDADE FEDERAL DE SANTA CATARINA  
CENTRO TECNOLÓGICO  
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

Fernando André Cossengue Caiavi

**IMPACTOS DA INSERÇÃO DE GERAÇÃO FOTOVOLTAICA E DE SISTEMAS DE  
ARMAZENAMENTO DE ENERGIA EM BATERIAS SOBRE O FATOR DE  
POTÊNCIA DE UNIDADES CONSUMIDORAS ALIMENTADAS EM MÉDIA  
TENSÃO**

Florianópolis

2024

Fernando André Cossengue Caiavi

**IMPACTOS DA INSERÇÃO DE GERAÇÃO FOTOVOLTAICA E DE SISTEMAS DE  
ARMAZENAMENTO DE ENERGIA EM BATERIAS SOBRE O FATOR DE  
POTÊNCIA DE UNIDADES CONSUMIDORAS ALIMENTADAS EM MÉDIA  
TENSÃO**

Dissertação submetida ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica da Universidade Federal de Santa Catarina como requisito parcial para a obtenção do título de Mestre em Engenharia Elétrica.

Orientadora: Prof.<sup>a</sup> Helena Flávia Naspolini, Dra Eng.<sup>a</sup>

Florianópolis

2024

Ficha catalográfica gerada por meio de sistema automatizado gerenciado pela  
Biblioteca Universitária da UFSC. Dados inseridos pelo autor.

Caiavi, Fernando André Cossengue  
INSERÇÃO DE GERAÇÃO FOTOVOLTAICA E DE SISTEMAS DE  
ARMAZENAMENTO DE ENERGIA EM BATERIAS EM UNIDADES  
PROSSUMIDORAS: IMPACTOS SOBRE O FATOR DE POTÊNCIA /  
Fernando André Cossengue Caiavi ; orientador, Helena  
Flávia Napolini, 2024.  
93 p.

Dissertação (mestrado) - Universidade Federal de Santa  
Catarina, Centro Tecnológico, Programa de Pós-Graduação em  
Engenharia Elétrica, Florianópolis, 2024.

Inclui referências.

1. Engenharia Elétrica. 2. Micro e mini geração  
distribuída . 3. Geração solar FV. 4. Armazenamento de  
energia elétrica em baterias. 5. Fator de potência. I.  
Napolini, Helena Flávia. II. Universidade Federal de  
Santa Catarina. Programa de Pós-Graduação em Engenharia  
Elétrica. III. Título.

Fernando André Cossengue Caiavi

**IMPACTOS DA INSERÇÃO DE GERAÇÃO FOTOVOLTAICA E DE SISTEMAS DE  
ARMAZENAMENTO DE ENERGIA EM BATERIAS SOBRE O FATOR DE  
POTÊNCIA DE UNIDADES CONSUMIDORAS ALIMENTADAS EM MÉDIA  
TENSÃO**

O presente trabalho em nível de Mestrado foi avaliado e aprovado, em 20 de maio de 2024,  
pela banca examinadora composta pelos seguintes membros:

Prof. Jean Viane Leite, Dr.  
Universidade Federal de Santa Catarina

Prof. Ricardo Rüter, Dr.  
Universidade Federal de Santa Catarina

Certificamos que esta é a versão original e final do trabalho de conclusão que foi julgado  
adequado para obtenção do título de Mestre em Engenharia Elétrica.

---

Prof. Telles Brunelli Lazzarin, Dr.  
Coordenador do Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica

---

Prof.<sup>a</sup> Helena Flávia Naspolini, Dra  
Orientadora

Florianópolis, 2024.

Este trabalho é dedicado à família Caiavi que, mesmo distante, sempre me deu o maior apoio para seguir em frente. Obrigado!

## AGRADECIMENTOS

Agradeço a Deus por me ter conduzido até aqui e por ter colocado do meu lado pessoas que contribuíram para a realização desse trabalho.

Agradeço imensamente pelo apoio e pela motivação que tenho recebido da minha Orientadora, professora Helena Flávia Naspolini. O começo foi bem mais difícil do que agora, mas, com a sua ajuda, chegamos ao fim de mais uma jornada. Obrigado!

Agradeço à minha família, a família Caiavi que, mesmo distante, me apoiou nas minhas decisões e me fez acreditar que, sempre que eu quisesse voltar para casa, as portas estariam abertas para mim.

Agradeço à minha mãe Aldina Judith, a quem amo, por me dizer “te amo” sempre que pode. Agradeço aos meus tios que tenho como pais: Amândio Anacleto, Higino Chacamba, Serafim Chio, Ricardo Chingongo e Domingos Jaime por serem boas referências para mim, e por acreditarem sempre que, ao final do percurso, bons resultados surgiriam.

Gostaria de agradecer à Letícia Daniela, minha noiva, por ser uma companheira em todos os momentos. Obrigado por me dar todo o apoio durante todo o tempo.

Minhas filhas, Melissa Pietra e Micaela Judith, são os maiores motivos pelo qual não tenho desistido. Agradeço a elas também.

Agradeço ao Grupo de Pesquisa Estratégica em Energia Solar da UFSC (Fotovoltaica – UFSC), do qual faço parte, pela colaboração em tempo oportuno. Agradeço, em especial, ao Gustavo Xavier de Andrade Pinto que, desde o começo, esteve pronto para me ajudar com a minha pesquisa. Foram várias horas de discussão, e isso fez-me crescer bastante em termos de conhecimento de sistemas solares fotovoltaicos e de programação.

Agradeço ainda aos pesquisadores do Laboratório de Gestão de Energia Elétrica pelas discussões técnicas que tivemos e pelos conhecimentos compartilhados.

E, por fim, agradeço ao Conselho Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico (CNPq) e ao Laboratório FV-UFSC pelo apoio financeiro para o desenvolvimento da pesquisa.

Desde o nascimento do sol até o ocaso, seja louvado o nome do Senhor.

(Rei David)

## RESUMO

A Resolução Normativa Nº 1.000 da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), datada de 7 de dezembro de 2021, estabelece diretrizes para o fator de potência (FP) de unidades consumidoras (UC) sujeitas à tarifação horária. Esta resolução define um limite mínimo de 0,92 para o FP, exige a avaliação horária do FP e o faturamento da energia reativa excedente e da demanda reativa excedente em base horária. Este estudo tem como objetivo analisar os efeitos da inserção de sistemas de geração fotovoltaica (FV) e de armazenamento de energia em baterias (SAEB) nas UCs sobre o FP. Foram analisados os perfis de demanda ativa, demanda reativa e FP da UC sem a presença de sistemas FV nem de SAEB, e com esses sistemas implantados. Os resultados mostraram que, sem a presença dos sistemas FV e SAEB, no período compreendido entre 23h30 e 05h30, a UC apresenta um FP menor que 0,92, o que resulta na cobrança de energia reativa excedente e cobrança de multas por parte da distribuidora. No período compreendido entre 05h30 e 23h30, o FP é capacitivo e a rede indutiva, então não há cobrança de multas. Com a inserção dos sistemas FV e SAEB, entre 05h30 e 23h30, quando há energia ativa excedente a ser injetada na rede, o FP da UC é capacitivo e a rede também; logo, se o FP for inferior a 0,92, ocorre a cobrança de multas devido ao excedente de energia reativa. Em períodos complementares, quando a UC injeta potência ativa na rede, seu FP é indutivo, sujeitando-a a multas quando o FP for menor do que 0,92. Para o período analisado, apesar do aumento nas despesas com excedente de energia reativa, a inserção dos sistemas FV e SAEB resultou em uma redução significativa nas despesas totais com energia elétrica para a UFSC (UC FV UFSC e UC Cidade Universitária), proporcionando uma economia superior a 102%.

**Palavras-chave:** Sistemas Fotovoltaicos; Sistemas de Armazenamento de Energia em Baterias; Fator de Potência.



## ABSTRACT

The Normative Resolution No. 1,000 of the National Electric Energy Agency (ANEEL), dated December 7, 2021, establishes guidelines for the power factor (PF) of consumer units (UC) subject to hourly tariffing. This resolution sets a minimum limit of 0.92 for the PF, requires hourly evaluation of the PF, and billing of excess reactive energy and excess reactive demand on an hourly basis. This study aims to analyze the effects of integrating photovoltaic generation (PV) and energy storage systems in batteries (BESS) into UCs on the PF. Profiles of active demand, reactive demand, and PF of the UC without PV or BESS systems, and with these systems implemented, were analyzed. The results showed that, without PV and BESS systems, during the period from 11:30 PM to 5:30 AM, the UC exhibits a PF lower than 0.92, resulting in billing for excess reactive energy and billing for fines from the distributor. Between 5:30 AM and 11:30 PM, the PF is capacitive and the network is inductive, so there are no fines. With the integration of PV and BESS systems between 5:30 AM and 11:30 PM, when there is excess active energy to be injected into the grid, the UC's PF is capacitive, and the grid also; therefore, if the PF is less than 0.92, fines are charged for excess reactive energy. In complementary periods, when the UC injects active power into the grid, its PF is inductive, subjecting it to fines when the PF is less than 0.92. For the analyzed period, despite the increase in expenses related to excess reactive energy, the integration of PV and BESS systems resulted in a significant reduction in total electricity expenses for UFSC (UC FV UFSC and UC University City), providing savings of over 102%.

**Keywords:** Photovoltaic Systems; Battery Energy Storage Systems; Power Factor.

## LISTA DE FIGURAS

Figura 1 – Evolução anual da potência mundial renovável instalada acumulada.....	24
Figura 2 – Evolução da capacidade de energia solar FV instalada .....	25
Figura 3 – Evolução da fonte solar fotovoltaica no Brasil. 2013 a 2024 .....	26
Figura 4 – Geração Distribuída Solar FV no Brasil.....	28
Figura 5 – Evolução anual do preço médio das baterias de íons de lítio .....	30
Figura 6 – Redução estimada do preço das baterias de íon-lítio .....	31
Figura 7 – Vista aérea do Laboratório Fotovoltaica-UFSC.....	35
Figura 8 – Configuração do SAEB – FV UFSC .....	37
Figura 9 – A) Racks 1 e 2 do banco de baterias de primeira vida; B) Detalhe da conexão dos racks 1 e 2 com caixas de junção e sistema de BMS .....	37
Figura 10 – Subsistemas elétricos integrantes da UC FV UFSC .....	41
Figura 11 – Convenção dos sinais de P, Q e do FP.....	45
Figura 12 – Evolução horária da irradiação solar global horizontal e da temperatura ambiente em Florianópolis – 12/02/2022 .....	55
Figura 13 – Evolução horária da irradiação solar global horizontal e da temperatura ambiente média horária em Florianópolis – 15/02/2022.....	56
Figura 14 – Evolução diária da irradiação solar global horizontal média diária e da temperatura média diária – 21/01/2022 a 20/02/2022.....	56
Figura 15 – Evolução das demandas ativa, reativa e do fator de potência da UC sem a inserção de geração FV nem de SAEB, em intervalos de 15 minutos – 12/02/2022 .....	57
Figura 16 – Evolução da demanda ativa, da demanda reativa e do fator de potência dos sistemas de geração FV agrupados, em intervalos de 15 minutos – 12/02/2022 .....	58
Figura 17 – Evolução da demanda ativa, da demanda reativa e do fator de potência do SAEB, em intervalos de 15 minutos – 12/02/2022 .....	59
Figura 18 – Evolução das demandas ativa, reativa e do fator de potência da UC com a inserção de geração FV e de SAEB (em <i>standby</i> ) – 12/02/2022 .....	59
Figura 19 – Evolução do FP da UC sem inserção da geração FV e do SAEB e do FP da UC com a inserção da geração FV e do SAEB (em <i>standby</i> ) – 12/02/2022 .....	60

Figura 20 – Evolução da demanda ativa, da demanda reativa e do fator de potência da UC sem a inserção dos sistemas de geração FV e SAEB, em intervalos de 15 minutos – 15/02/2022.....	61
Figura 21 – Evolução da demanda ativa, demanda reativa e FP dos sistemas FV agrupados em intervalos de 15 minutos – 15/02/2022.....	62
Figura 22 – Evolução das demandas ativa/reativa e do FP do SAEB, em intervalos de 15 minutos.....	63
Figura 23 – Evolução da demanda ativa, da demanda reativa e do FP da UC com a inserção dos sistemas de geração FV e do SAEB, em intervalos de 15 minutos .....	63
Figura 24 – Evolução do FP da UC sem inserção da geração FV e de SAEB e do FP da UC com a inserção da geração FV e do SAEB, em intervalos de 15 minutos – 15/02/2022 .....	64
Figura 25 – Evolução diária da energia ativa consumida pela UC FV UFSC, sem a inserção da geração FV e do SAEB – Horários P e FP .....	65
Figura 26 – Evolução diária da energia ativa consumida/injetada na rede pela UC FV UFSC, com a inserção da geração FV e do SAEB – Período P e FP .....	66
Figura 27 – Evolução diária da energia ativa consumida e de energia ativa excedente injetada na rede da distribuidora pela UC FV UFSC, com a inserção da geração FV e do SAEB .....	67
Figura 28 – Despesas com energia elétrica da UC sem a inserção da geração FV nem de SAEB, com o detalhamento de tributos – horária verde e horária azul .....	78
Figura 29 – Fatura de energia elétrica da UC com a inserção da geração FV e do SAEB, com o detalhamento de tributos – horária verde e horária azul .....	80

## LISTA DE QUADROS

Quadro 1 – Características de tarifação para as modalidades do Grupo A .....	34
Quadro 2 – Características dos sistemas FV integrantes da UC FV UFSC .....	36
Quadro 3 – Características do SAEB (primeira vida) .....	38
Quadro 4 – Modos de operação do controlador da rede elétrica e do controlador do SAEB.....	39
Quadro 5 – Períodos, modos e valores de operação do SAEB.....	40

## LISTA DE TABELAS

Tabela 1 – Tensão dos subgrupos para consumidores do Grupo A .....	33
Tabela 2 – Tarifas de demanda e de energia da Celesc – Subgrupo A4 .....	47
Tabela 3 – Alíquotas de impostos .....	47
Tabela 4 – Evolução horária do FP da UC sem a inserção da geração FV e do SAEB .....	68
Tabela 5 – Evolução horária do FP da UC com a inserção da Geração FV e do SAEB (SCFB).....	69
Tabela 6 – Evolução horária da energia reativa excedente da UC sem a inserção de geração FV nem de SAEB .....	70
Tabela 7 – Evolução horária da energia reativa excedente da UC com a inserção de geração FV e de SAEB .....	71
Tabela 8 – Resumo da energia reativa excedente da UC sem inserção de geração FV e de SAEB, destacada por períodos, por horário P e FP e dias úteis e não úteis. ....	72
Tabela 9 – Resumo da energia reativa excedente da UC com inserção de geração FV e de SAEB, destacada por períodos, por horário P e FP e por dias úteis e não úteis.....	72
Tabela 10 – Evolução horária da demanda reativa excedente da UC sem a inserção de geração FV nem de SAEB .....	73
Tabela 11 – Evolução horária da demanda reativa excedente da UC com a inserção de geração FV e de SAEB .....	74
Tabela 12 – Demanda ativa medida, máxima demanda reativa excedente (horária) e demanda faturável da UC.....	75
Tabela 13 – Penalidades devidas à energia reativa excedente (UFER) da UC sem a inserção da geração FV e do SAEB – horária verde e horária azul .....	76
Tabela 14 – Penalidades devido à energia reativa excedente da UC com inserção da geração FV e do SAB – horária verde e horária azul .....	76
Tabela 15 – Despesas com energia elétrica da UC sem a inserção de geração FV e de SAEB – Modalidades de contratação horária verde e horária azul .....	77
Tabela 16 – Despesas com energia elétrica da UC com a inserção da geração FV e do SAEB – modalidades de contratação horária verde e horária azul .....	79

Tabela 17 – Resumo das despesas da UC com e sem geração FV nas duas modalidades tarifárias horárias (verde e azul).....	81
Tabela 18 – Tarifas de energia e energia excedente (com impostos) injetada na rede da distribuidora pela UC FV UFSC a ser compensada em outras UCs de titularidade da UFSC – modalidades horária verde e horária azul.....	82

## LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

ACL – Ambiente de Contratação Livre  
ACR – Ambiente de Contratação Regulado  
ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica  
BNEF – Bloomberg New Energy Finance  
CA – Corrente alternada  
COFINS – Contribuição para o Financiamento da Seguridade Social  
COSIP – Contribuição para Custeio do Serviço de Iluminação Pública  
*DoD* – Profundidade de descarga  
*e-Bus* – Ônibus elétrico  
EPE – Empresa de Pesquisa Energética  
FP – Fora de Ponta  
FV – Fotovoltaica  
FV-UFSC – Unidade Consumidora Fotovoltaica UFSC  
GD – geração distribuída  
ICMS – Imposto sobre a Circulação de Mercadorias e Serviços  
IEA – International Energy Agency  
INPE – Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais  
IRENA – International Renewable Energy Agency  
MMGD – micro e minigeração distribuída  
P – Ponta  
PIS – Programa de Integração Social  
REN – Resolução Normativa  
SAE – Sistema de armazenamento de energia em baterias  
SoC – Estado de carga  
TE – Tarifa de Energia  
TD – Tarifa de demanda  
TUSD – Tarifa do Uso do Sistema de Distribuição  
UC – Unidade Consumidora  
UFDR – Unidade de faturamento de demanda reativa excedente.  
UFER – Unidade de faturamento de energia reativa excedente  
UFSC – Universidade Federal de Santa Catarina

## SUMÁRIO

<b>1</b>	<b>INTRODUÇÃO</b> .....	<b>19</b>
1.1	JUSTIFICATIVA E RELEVÂNCIA DO TRABALHO .....	19
1.2	OBJETIVOS .....	20
<b>1.2.1</b>	<b>Objetivo geral</b> .....	<b>21</b>
<b>1.2.2</b>	<b>Objetivos específicos</b> .....	<b>21</b>
1.3	ESTRUTURA DO TRABALHO.....	21
<b>2</b>	<b>REVISÃO BIBLIOGRÁFICA</b> .....	<b>23</b>
2.1	CENÁRIO ATUAL DAS ENERGIAS RENOVÁVEIS .....	23
<b>2.1.1</b>	<b>Cenário atual da energia solar fotovoltaica</b> .....	<b>24</b>
2.2	MICRO E MINIGERAÇÃO DISTRIBUIDA (MMGD) .....	26
2.3	SISTEMAS DE ARMAZENAMENTO DE ENERGIA (SAE).....	28
<b>2.3.1</b>	<b>Sistemas de armazenamento de energia em baterias (SAEB)</b> .....	<b>29</b>
2.4	FATOR DE POTÊNCIA DE UNIDADES CONSUMIDORAS.....	31
2.5	PESQUISA NA LITERATURA SOBRE IMPACTOS DA INSERÇÃO DA GERAÇÃO FV E DE SAEB SOBRE O FP DE UNIDADES CONSUMIDORAS .....	32
2.6	TARIFAÇÃO DA ENERGIA ELÉTRICA - GRUPO A .....	33
<b>3</b>	<b>METODOLOGIA</b> .....	<b>35</b>
3.1	CARACTERIZAÇÃO DA UC .....	35
<b>3.1.1</b>	<b>Sistemas de geração FV</b> .....	<b>35</b>
<b>3.1.2</b>	<b>Cargas elétricas</b> .....	<b>36</b>
<b>3.1.3</b>	<b>Sistemas de armazenamento de energia em baterias</b> .....	<b>37</b>
<b>3.1.4</b>	<b>Diagrama de blocos dos subsistemas elétricos e dos sistemas de medição</b> .....	<b>41</b>
3.2	RECURSO SOLAR NO LOCAL DE INSERÇÃO DA UC .....	42
<b>3.2.1</b>	<b>Validação dos dados</b> .....	<b>42</b>
<b>3.2.2</b>	<b>Irradiação solar global horizontal e temperatura ambiente – Florianópolis</b> .....	<b>42</b>
3.3	GRANDEZAS ELÉTRICAS .....	43
<b>3.3.1</b>	<b>Demanda ativa, demanda reativa, energia ativa e energia reativa da UC .....</b>	<b>43</b>
<b>3.3.2</b>	<b>Fator de potência (FP), energia reativa excedente e demanda reativa excedente da UC</b> .....	<b>44</b>



3.4	FATURAMENTO DA ENERGIA ELÉTRICA DA UC .....	46
3.4.1	Tarifas aplicadas .....	46
3.4.2	Faturamento da demanda .....	48
3.4.3	Faturamento da energia .....	49
3.4.3.1	<i>Compensação da energia ativa excedente injetada na rede elétrica da distribuidora</i> .....	50
3.4.4	Faturamento da energia reativa e da demanda reativa excedentes .....	52
3.4.5	Retenção de impostos .....	53
4	<b>RESULTADOS E DISCUSSÃO</b> .....	55
4.1	IRRADIAÇÃO SOLAR GLOBAL HORIZONTAL E TEMPERATURA AMBIENTE – FLORIANÓPOLIS. ....	55
4.2	PERFIS DE DEMANDA ATIVA, DEMANDA REATIVA E DO FP DA UC – DIA NÃO ÚTIL.....	57
4.3	PERFIS DE DEMANDA ATIVA, DEMANDA REATIVA E DO FP DA UC – DIA ÚTIL.....	60
4.4	ENERGIA ATIVA, FATOR DE POTÊNCIA, ENERGIA REATIVA EXCEDENTE E DEMANDA REATIVA EXCEDENTE DA UC .....	65
4.5	FATURAMENTO DA ENERGIA ELÉTRICA DA UC .....	75
5	<b>CONCLUSÃO</b> .....	83
5.1	SUGESTÕES PARA TRABALHOS FUTUROS .....	84
	<b>REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS</b> .....	85
	<b>APÊNDICE A – EVOLUÇÃO HORÁRIA DA ENERGIA ATIVA DA UC SEM SISTEMA FV NEM SAEB</b> .....	91
	<b>APÊNDICE B – EVOLUÇÃO HORÁRIA DA ENERGIA ATIVA DA UC COM SISTEMA FV E SAEB</b> .....	92
	<b>ANEXOS</b> .....	93



## 1 INTRODUÇÃO

Entende-se por microgeração distribuída à forma de geração de energia feita por centrais geradoras de energia elétrica que possuem potência instalada, em corrente alternada (CA), menor ou igual a 75 kW, e por minigeração distribuída à forma de geração de energia feita por centrais elétricas com potência instalada superior a 75 kW e menor ou igual a 5 MW (DOU, 2022).

No ano de 2022, foi promulgada a Lei 14.300/2022, que estabeleceu o Marco Legal da MMGD e o Sistema de Compensação de Energia Elétrica (SCEE) (BRASIL, 2022). A Resolução Normativa Nº 1.059, de 7 de fevereiro de 2023 da Agência Nacional de Energia Elétrica, estabeleceu a regulamentação da conexão de MMGD no sistema de distribuição nacional (ANEEL, 2023). O excedente de energia elétrica gerada e injetada na rede da distribuidora por um consumidor-gerador (UC) pode ser compensado ou creditado pela mesma UC, possibilitando a diminuição de suas despesas com a energia elétrica e contabilizada em forma de créditos de energia, que poderão ser compensados em outras UCs de mesma titularidade.

A inserção de sistemas fotovoltaicos (FV) na UC pode afetar o perfil do fator de potência (FP) da mesma. Segundo Taveira *et al.* (2020), a inserção de sistemas FV na UC pode causar diminuição do seu FP, durante os períodos de injeção.

Em UCs alimentadas em média tensão, de acordo com a (ANEEL, 2021), o FP (indutivo ou capacitivo) precisa se manter acima do FP de referência (0,92). Em determinados períodos do dia, se tais critérios não forem cumpridos, a distribuidora pode aplicar na fatura de energia elétrica da UC, penalidades devido ao baixo fator de potência, ou seja, cobrar multas por energia reativa excedente e/ou demanda reativa excedente.

### 1.1 JUSTIFICATIVA E RELEVÂNCIA DO TRABALHO

A energia elétrica gerada por sistemas FV é muito variável. Tal variabilidade é um problema para o sistema elétrico. Sistemas de armazenamento de energia elétrica em baterias (SAEB) podem ser utilizados como recurso flexível para arbitrar o melhor horário do despacho da energia acumulada, aumento do autoconsumo, redução da curva de carga, fornecimento de energia em momentos críticos ou de contingência e regulação de picos de carga. SAEBs podem ser combinados com

sistemas de geração FV para aumentar o autoconsumo de energia ativa e diminuir sua influência intermitente (XIE *et al.*, 2020). Por exemplo, SAEBs podem ser utilizados para o deslocamento de consumo nas tarifas A4 e Branca e para o aumento do autoconsumo da UC (PDE 2030, 2021; PDE 2031, 2022).

A inserção de SAEBs tem sido um tema relevante na GD. Algumas pesquisas como a de Gomes *et al.* (2022) avaliam os impactos da inserção de um SAEB de pequeno porte em uma unidade consumidora (UC) do grupo B com potência FV instalada de 6,82 kWp, pela pesquisa percebeu-se que a inserção do SAEB aumentou o autoconsumo da UC em 18% e reduziu em 21% suas despesas mensais com energia elétrica. Xie *et al.* (2020) fizeram uso de sistemas de armazenamento para responder às ocorrências de contingências. Zhuk *et al.* (2016) utilizaram SAEB para prover energia adicional durante picos de demanda.

A REN Nº 1.000/2021 (ANEEL, 2021), estabelece critérios para que consumidores com contratos de energia nas modalidades horária verde e horária azul não estejam sujeitos à penalidades devido à energia reativa excedente e à demanda ativa excedente. Segundo a mesma Resolução, durante o período das 6h30 às 23h30, o FP de unidade consumidoras deve ser, no mínimo, 0,92 para a energia e demanda de potência reativa indutiva (ind.) fornecida. Já entre 23h30 e 6h30, a distribuidora local deve considerar seis períodos consecutivos de uma hora, com a exigência de que o FP seja, no mínimo, 0,92 para energia e demanda de potência reativa capacitiva (cap.) recebida. Com isso, a avaliação do perfil do FP de UCs com a inserção de sistemas FV e de SAEB se torna necessária.

O presente trabalho visa avaliar os impactos sobre o FP que advêm da inserção de fontes de geração FV e de SAEB em UCs alimentadas em média tensão (13,8 kV).

## 1.2 OBJETIVOS

O objetivo geral e os objetivos específicos deste trabalho estão descritos nas subseções a seguir.

### **1.2.1 Objetivo geral**

Este trabalho tem como objetivo geral avaliar os impactos proporcionados pela inserção de geração fotovoltaica e de sistemas de armazenamento de energia em baterias sobre o FP de unidades consumidoras (UCs) alimentadas em média tensão.

### **1.2.2 Objetivos específicos**

- a) Levantar as cargas, os sistemas de geração fotovoltaica e os sistemas de armazenamento de energia em baterias, partes integrantes da UC;
- b) Levantar, no período analisado (um mês), a evolução horária, diária e mensal do recurso solar e da temperatura ambiente, no local de inserção da UC;
- c) Levantar, para um dia típico de semana e para um dia típico de final de semana e para os horários P e FP, através dos dados registrados pelo medidor de energia elétrica de fronteira, perfis de demanda ativa/reactiva consumida/injetada na rede da distribuidora e de energia ativa/reactiva consumida/injetada na rede da distribuidora pela UC. Adicionalmente, através dos dados registrados pelos medidores de energia elétrica de seus subsistemas, levantar, para um dia típico de semana e para um dia típico de final de semana e para os horários P e F, os respectivos perfis de consumo, de geração fotovoltaica e de carga e descarga do SAEB.
- d) Avaliar, no período compreendido entre 21 de fevereiro de 2022 e 20 de março de 2022, o FP, a energia reativa excedente e a demanda reativa excedente da UC;
- e) Avaliar, no período compreendido entre 21 de fevereiro de 2022 e 20 de março de 2022, as despesas com energia elétrica da UC.

## **1.3 ESTRUTURA DO TRABALHO**

O trabalho foi desenvolvido em quatro capítulos: (1) introdução, (2) Revisão bibliográfica, (3) Metodologia, (4) Resultados e Discussão e (5) Conclusão.

O Capítulo 1 tem como objetivo apresentar o trabalho e descrever as problematizações, as principais motivações para a pesquisa e os objetivos a serem alcançados. O Capítulo 2 apresenta o embasamento teórico que existe na literatura, relacionado ao tema. Nele é apresentada a evolução da energia renovável no mundo, sistemas de armazenamento de energia em baterias, suas funções e utilidades no mercado de energia e um breve panorama do estado da arte referente às pesquisas em sistemas de geração FV e de armazenamento em baterias em unidades consumidoras. O Capítulo 3 apresenta a metodologia adotada para alcançar o objetivo da pesquisa. Este capítulo é dividido em itens, tais como, caracterização da UC, levantamento do recurso solar no local de inserção da UC, levantamento da demanda ativa/reativa solicitada/injetada na rede da distribuidora pela UC, levantamento da energia ativa/reativa solicitada/injetada na rede da distribuidora pela UC e os cálculos do FP, da energia reativa excedente e da demanda reativa excedente da UC. O Capítulo 4 apresenta os resultados obtidos e a discussão sobre os mesmos. O Capítulo 5 apresenta as principais conclusões, limitações do trabalho e sugestões para trabalhos futuros. Os apêndices e anexos são apresentados ao final do trabalho.

## 2 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

### 2.1 CENÁRIO ATUAL DAS ENERGIAS RENOVÁVEIS

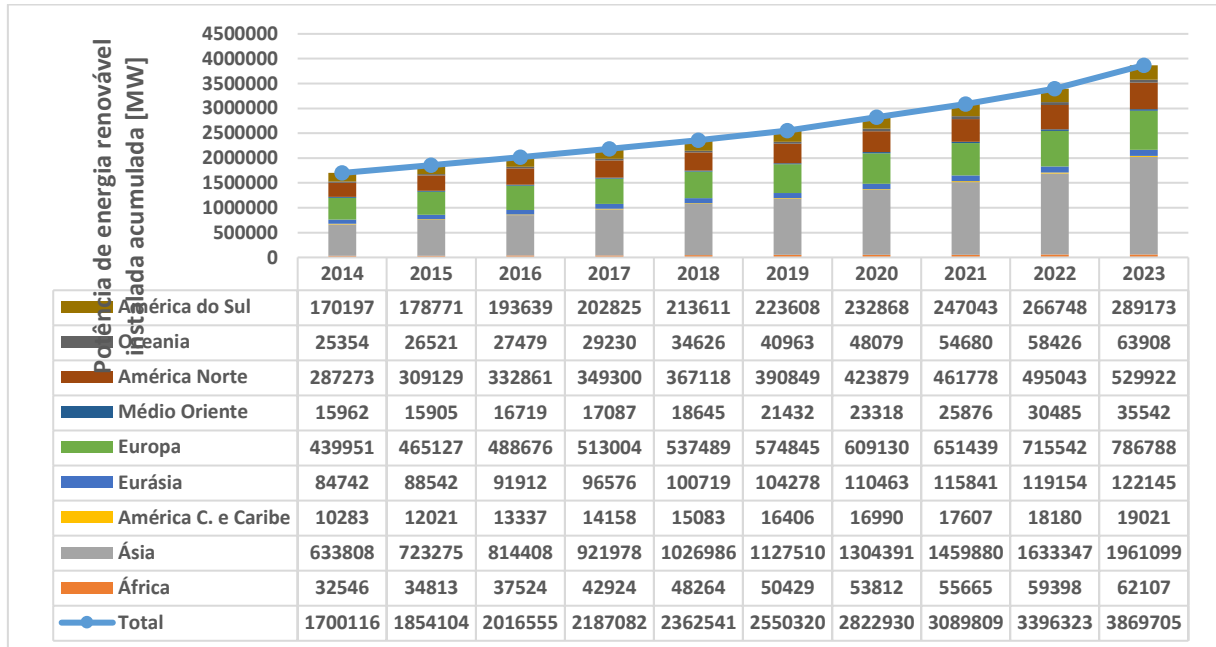
Para atender às demandas da população mundial e, assim, garantir sua melhor qualidade de vida, observa-se a crescente necessidade da utilização da energia. A energia produzida por processos que utilizam combustíveis de natureza fóssil é um problema para o meio ambiente, pois produz gases que agravam o efeito estufa, gerando males, tais como a poluição e o aquecimento global, razão pela qual se tem atentado para soluções de geração de energia por meio de fontes cada vez mais limpas, para diversificar a matriz energética mundial.

A Conferência das Partes (COP, do Inglês “*Conference of Parts*”), é uma conferência climática internacional da Organização das Nações Unidas (ONU) que, desde 1995, reúne vários países que se comprometem a evitar ações antropogênicas que geram perigo ao sistema climático. Com vista a diminuir as emissões de CO<sub>2</sub> e melhorar a situação do aquecimento global, a última COP (COP28) que teve lugar em Dubai em dezembro de 2023, reuniu mais de 140 países que assinaram o documento concordando em esforçar-se para limitarem o aquecimento global em até 1,5 °C (em relação aos níveis pré-industriais) até 2030 (UAE, 2024). O acordo enfatiza a diminuição da geração de energia a partir de derivados do carbono e incentiva a urgente necessidade de se promover formas de geração de energias cada vez mais limpas através de fontes renováveis.

Com acréscimo de 470 GW de potência de energia renovável no mundo, o ano de 2023 experimentou o maior crescimento da energia renovável em relação a todos os anos anteriores, o que possibilitou aumentar a potência energética global em 86% e a capacidade de energias renováveis em 13,9% (devido ao crescimento da energia solar, da energia eólica e ao desmantelamento de sistemas elétricos alimentados por combustíveis fósseis). A energia solar foi responsável por acrescentar cerca de 346 GW de potência, enquanto a eólica garantiu a adição de 116 GW (aumentando em relação aos 111 GW acrescentados em 2020, período antes da pandemia do Covid-19) e em relação a 2022 seu acréscimo foi de 75 GW (IRENA, 2023; IRENA, 2024).

A Figura 1 apresenta a evolução anual da potência mundial renovável instalada acumulada, ao longo da última década.

Figura 1 – Evolução anual da potência mundial renovável instalada acumulada



Fonte: Adaptado de (IRENA, 2023)

A potência mundial renovável instalada teve tendência de crescimento exponencial ao longo dos anos. O continente asiático apresentou o maior crescimento ao longo dos anos, majoritariamente devido aos sistemas de energia renovável instalados pela China, que acumularam 1.453.701 MW, até 2023, correspondendo a mais de 74% da potência total instalada acumulada no continente. Até 2023, o Brasil acumulou cerca de 194.082 MW, correspondendo a mais de 67% da potência instalada acumulada na América do Sul.

Espera-se que as energias renováveis sejam responsáveis pela geração de mais de um terço da eletricidade consumida no mundo, superando o carvão como a maior fonte de abastecimento de energia. As fontes de energias renováveis e a energia nuclear, serão responsáveis pela produção de 46% da eletricidade mundial até finais de 2026 (IEA, 2024).

### 2.1.1 Cenário atual da energia solar fotovoltaica

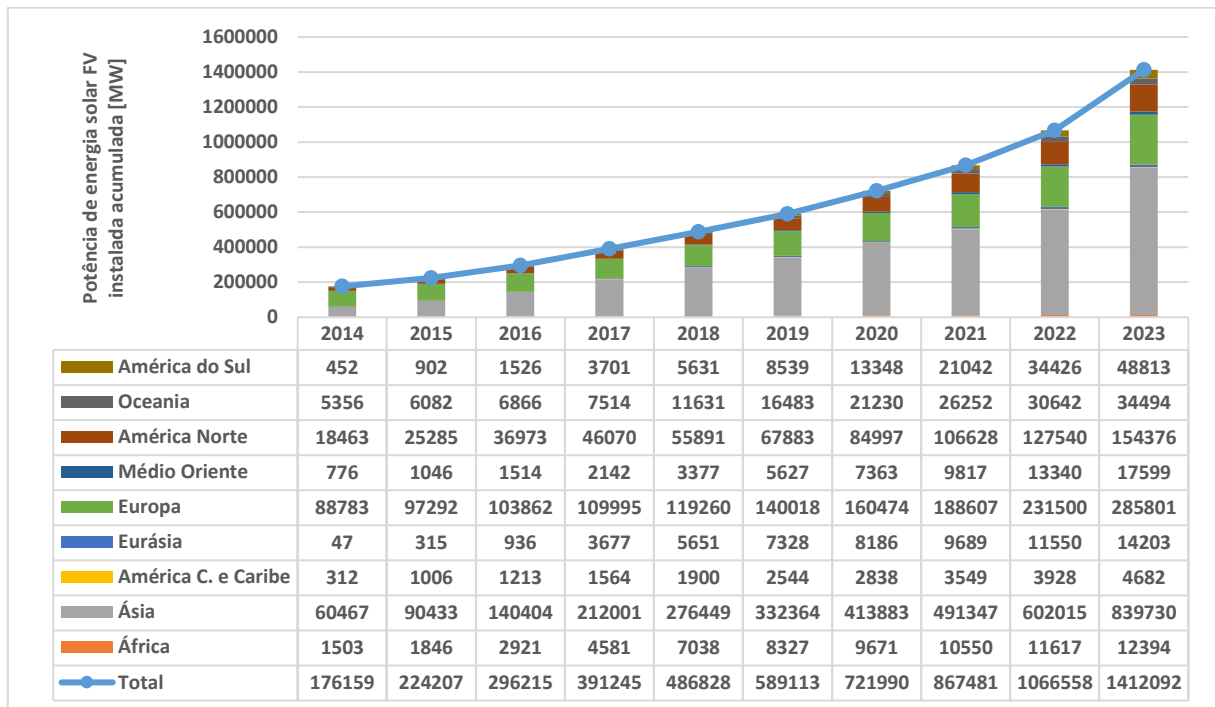
A energia solar fotovoltaica tem se destacado dentre as outras formas de energias renováveis, por ter apresentado maior crescimento pelo mundo e, segundo a Agência Internacional de Energia-IEA, sua potência instalada acumulada irá



ultrapassar o gás natural, até 2026 e o carvão, até 2027 (IEA, 2023). Dentre os países que mais investem em energia solar FV estão a China, que adicionou cerca de 200 GW em 2023, a União Europeia, os Estados Unidos, a Índia e o Brasil que adicionou 12 GW de capacidade solar FV em 2023 (IEA, 2024).

A Figura 2 apresenta a evolução anual da energia solar FV acumulada ao longo da última década.

Figura 2 – Evolução da capacidade de energia solar FV instalada



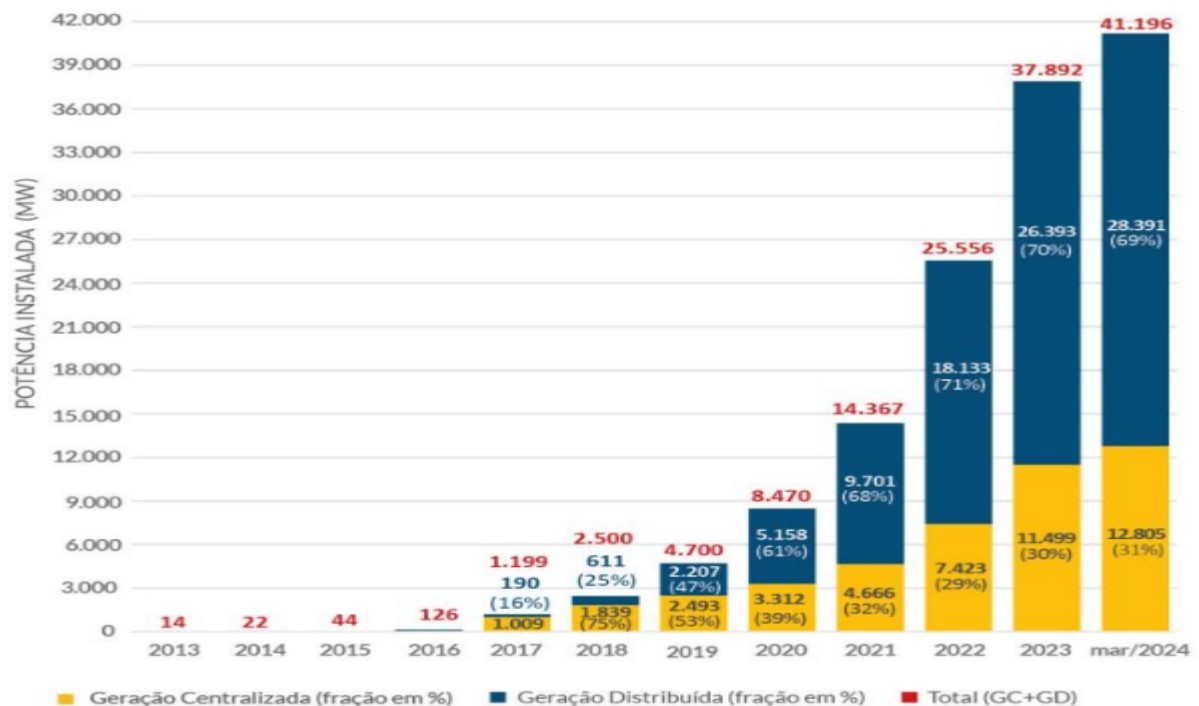
Fonte: Adaptado de (IRENA, 2024)

Nota-se também uma tendência de crescimento exponencial da capacidade de energia solar FV instalada acumulada. Os sistemas de geração solar FV na Ásia ganham destaque com potência de quase 840.000 MW, sendo a China o país com a maior potência instalada (609.351 MW acumulados até 2023), representando mais de 72,5% da potência total do continente.

O crescimento da fonte solar fotovoltaica no Brasil também apresentou tendência de crescimento exponencial. Desde 2013, com uma potência instalada de 14 MW, o crescimento foi de quase 294.200% em 10 anos, atingindo uma potência solar fotovoltaica de 41.196 MW em março de 2024.

Na Figura 3 apresenta-se a evolução da geração solar fotovoltaica no Brasil para a última década.

Figura 3 – Evolução da fonte solar fotovoltaica no Brasil. 2013 a 2024



Fonte: ABSOLAR (2024)

No Brasil, a potência solar FV instalada acumulada até 2022 foi de 25.556 MW. Estima-se que, neste ano, mais de 282,6 mil empregos foram gerados no Brasil dado ao investimento em energia fotovoltaica, e que tais investimentos poderão ultrapassar a cifra de R\$ 38,9 bilhões em 2024 (IRENA, 2023). Atualmente (até março de 2024), a potência FV acumulada instalada no Brasil é de 41.196 (geração centralizada mais a GD). Mais de 9,3 GW estão previstos para serem adicionados na potência instalada do país, o que levará ao acúmulo total de 45,5 GW de potência instalada em 2024 (ABSOLAR, 2023; ABSOLAR, 2024).

## 2.2 MICRO E MINIGERAÇÃO DISTRIBUIDA (MMGD)

Consumidores que contratam sua energia junto ao ambiente regulado, têm a possibilidade de instalar geradores elétricos de pequeno porte fazendo uso de fontes de energias renováveis, permitindo-lhes, assim, gerar sua própria energia e injetar a energia excedente na rede de distribuição.

Desde 17 de abril de 2012, quando entrou em vigor a, agora revogada, Resolução Normativa ANEEL nº 482/2012, o consumidor brasileiro pode gerar sua

própria energia elétrica a partir de fontes renováveis ou cogeração qualificada. A REN 687/2015 da ANEEL, de 24 de novembro de 2015, estabeleceu as condições gerais para o acesso da microgeração e da minigeração distribuída aos sistemas de distribuição de energia elétrica e o sistema de compensação de energia elétrica (ANEEL, 2015).

Atualmente, a Resolução Normativa Nº 1.000/2021 da ANEEL estabelece as condições gerais de fornecimento de energia elétrica para o ambiente de contratação regulado (ACR), que é o ambiente de estudo dessa Dissertação. Dentro do ACR, os consumidores subdividem-se em 2 grupos: A e B, de acordo com o nível da tensão que os atende (ANEEL, 2021).

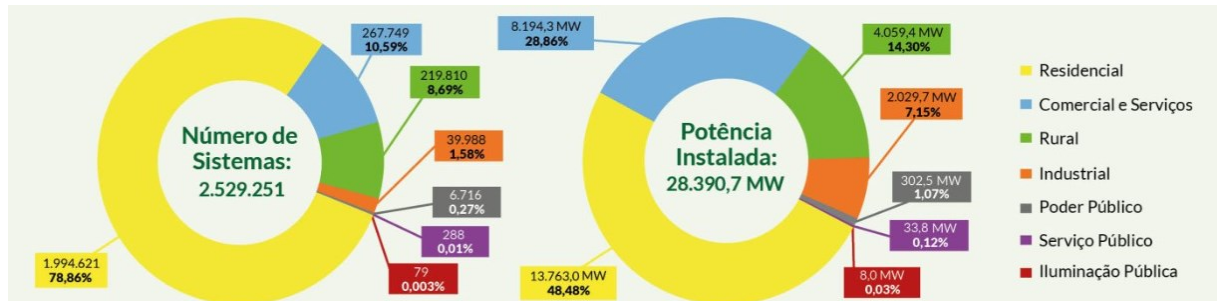
Segundo a REN 1.059/23, microgeração distribuída é caracterizada como a central de energia elétrica que utiliza fontes renováveis ou de cogeração qualificada, conectada à rede de distribuição de energia por meio de unidade consumidora, da qual é parte, que possua potência instalada igual ou inferior a 75 kW. Já, segundo a mesma REN, a minigeração distribuída corresponde à central geradora de energia elétrica que faça uso de fontes de energia renováveis ou de cogeração qualificada, conectada à rede de distribuição de energia elétrica por meio de unidade consumidora, da qual é considerada parte, que possua potência instalada em corrente alternada maior que 75 kW e menor ou igual a (ANEEL, 2023):

- a) 5 MW para as centrais geradoras de fontes despacháveis;
- b) 3 MW para as demais fontes não enquadradas como centrais geradoras de fontes despacháveis; ou
- c) 5 MW para unidades consumidoras conectadas em 7 de janeiro de 2022 ou que protocolarem solicitação de orçamento de conexão, nos termos da Seção IX do Capítulo II do Título I, até 7 de janeiro de 2023, independentemente do enquadramento como centrais geradoras de fontes despacháveis.

A REN 1.059/23 define o Sistema de Compensação de Energia Elétrica (SCEE) (*Net Metering*) como sendo o sistema que permite que UCs com micro ou minigeração distribuída (MMGD), injetem energia ativa na rede da distribuidora local. A energia ativa excedente, injetada na rede da distribuidora, será utilizada para compensar a energia elétrica ativa consumida pela UC ou contabilizada em forma de créditos de energia, que poderão ser compensados em outras UCs de mesma titularidade.

A Figura 4 apresenta a geração distribuída solar FV no Brasil, classificada por classe de consumo.

Figura 4 – Geração Distribuída Solar FV no Brasil



Fonte: ABSOLAR (2024)

Até março de 2024, com potência instalada de 28.390,7 MW (mais de 12% da capacidade da matriz energética instalada no país (229.239 MW)) em GD, a energia solar fotovoltaica é líder isolada em MMGD. Até essa data, 99,07% da potência instalada em MMGD foi de natureza solar fotovoltaica e 99,97% das conexões de MMGD também foi de fonte solar fotovoltaica, com 2.529.251 sistemas fotovoltaicos conectados à rede e 3.629.670 UCs recebendo créditos pelo SCEE (ABSOLAR, 2024).

### 2.3 SISTEMAS DE ARMAZENAMENTO DE ENERGIA (SAE)

Para além das crescentes preocupações sobre os impactos ambientais dos combustíveis de natureza fóssil, há também uma preocupação em torno da capacidade e resiliência das redes elétricas. Sendo assim, a atenção de engenheiros e legisladores tem se voltado para soluções de armazenamento de energia provinda de fontes que impactem minimamente no meio ambiente. As energias provenientes de fontes renováveis têm sido amplamente exploradas nos últimos anos com vista a se concretizar cada vez mais a sua penetração nos sistemas de potência para, dentre várias aplicações, aumentar a confiabilidade desses sistemas. Sabe-se que as energias solar e eólica possuem desvantagem principalmente pelo fato de serem energias intermitentes, porém, essa intermitência pode ser mitigada com o armazenamento de energia (EESI, 2021).

O armazenamento da energia não é um tema recente. Por exemplo, SAEBs vêm sendo usados desde os anos 1800 e os EUA vêm fazendo uso da energia elétrica reversível desde a década de 1920 (CARNEGIE *et al.*, 2013). Todavia, com a crescente demanda por formas de energia mais limpas, sistemas de armazenamento de energia têm sido aprimorados e inseridos nas redes elétricas.

Fatores tais como, tarifas de energia, formas de compensação da energia excedente injetada na rede da distribuidora e custos do sistema de armazenamento são importantes para a atratividade do retorno do investimento de sistemas FV-armazenamento (HOPPMANN *et al.*, 2014).

Os principais serviços e vantagens que sistemas de armazenamento podem oferecer estão abaixo relacionados:

**Arbitragem de energia:** UCs com contratação horária e com SAEB, armazenam a energia provinda da rede ou de fontes de energia renovável em períodos, nos quais a energia é mais barata e descarregam a energia em períodos, nos quais a tarifa é mais elevada, o que permite diminuição de despesas da UC com energia elétrica.

**Aumento do autoconsumo da geração FV:** Este serviço permite que haja maior disponibilidade de energia armazenada pelo sistema FV-armazenamento, permitindo maior autoconsumo da energia gerada pelo sistema FV, gerando, com isso, diminuição nas despesas com energia elétrica.

**Backup e Off-Grid:** Este serviço permite que os sistemas FV-armazenamento supram a energia da UC em períodos de indisponibilidade de rede elétrica da distribuidora (Backup) e em sistemas não conectados à rede elétrica (off-grid).

**Redução de picos de demanda:** A utilização de sistemas FV-armazenamento permite que a UC demande menos potência da rede elétrica, em horários estabelecidos.

### 2.3.1 Sistemas de armazenamento de energia em baterias (SAEB)

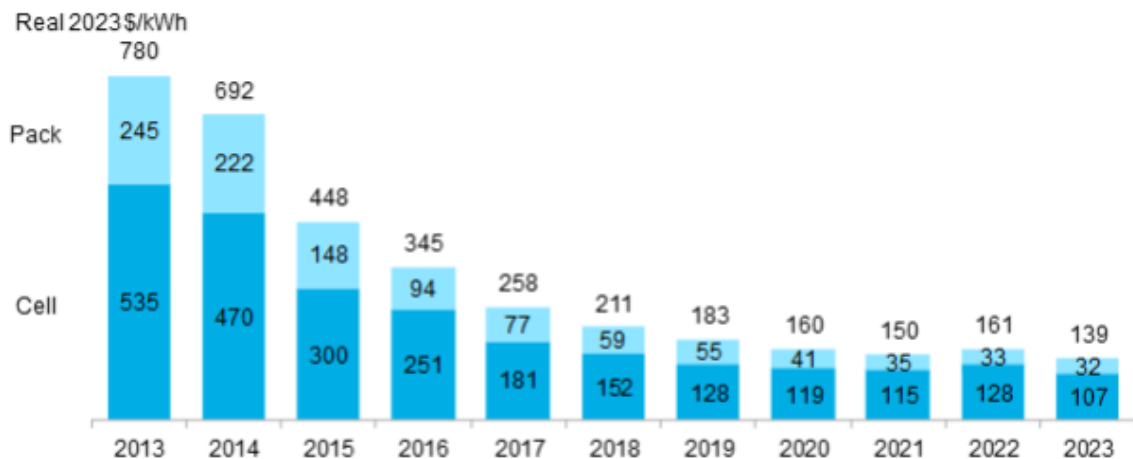
Dentre as várias formas de armazenamento de energia, destaca-se o armazenamento de energia em baterias eletroquímicas, tais como as baterias de íons de lítio.

Devido ao fato de que as energias renováveis são variáveis no seu funcionamento, investimentos em SAEBs em diversos níveis de tensão, são soluções para se reduzir os riscos causados pela variabilidade e para se beneficiar de arbitragem tarifária.

Nos últimos anos, sistemas de armazenamento de energia em baterias de íons de lítio são os sistemas que apresentaram os maiores investimentos em desenvolvimento e implementação devido à sua densidade de potência, desempenho e aspectos econômicos tais como a crescente redução de preços. Os preços médios das baterias de íons de lítio apresentaram os valores mais baixos (US\$126/kWh) na China (CONZEN, 2023).

A Figura 5 apresenta a evolução anual do preço médio das baterias de íons de lítio.

Figura 5 – Evolução anual do preço médio das baterias de íons de lítio

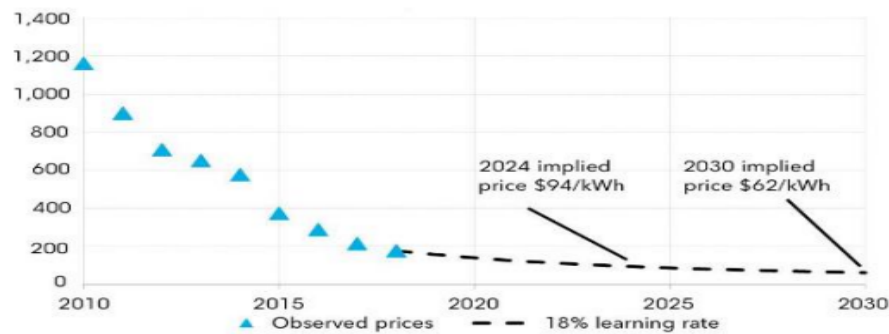


Fonte: BNEF (2023)

Entre 2022 e 2023, o preço das baterias de íons de lítio teve redução de 14%, chegando a atingir o recorde mínimo de US\$ 139/kWh.

A Figura 6 apresenta a redução estimada do preço das baterias de íon-lítio até o ano de 2030 (Bloomberg New Energy Finance (BNEF))

Figura 6 – Redução estimada do preço das baterias de íon-lítio



Fonte: BNEF (2019)

As projeções da BNEF apontam um preço médio de US\$ 62/kWh em 2030, o que poderá incentivar mais investimentos nesses sistemas em larga escala (BNEF, 2023).

Por possuírem resposta instantânea e por sua versatilidade, flexibilidade operacional e locacional, essas baterias são potenciais candidatas para o setor elétrico brasileiro. A flexibilidade desses sistemas é de destaque excepcional, pois permite a realização de serviços, tais como, backup, arbitragem e compensação entre as gerações (eólica ou solar, por exemplo), melhorando a penetração de tais fontes, o que também reduz a emissão de gases de efeito estufa (EPE, 2021).

Devido ao aumento de investimentos, as baterias de íons de lítio tendem a aumentar em 50% sua vida útil e em 2% sua eficiência, até 2030 (IRENA, 2017).

A vida útil dos sistemas de armazenamento depende fortemente da perda por degradação, perda esta que é influenciada por fatores, tais como, como o estado mínimo de carga (*state of charge – SoC*), a temperatura de operação e a profundidade de descarga (*Depth of Discharge – DoD*), que também influenciam no seu desempenho (Leng *et al.*, 2015).

O principal foco de estudo das baterias consiste no seu SoC, pois é um parâmetro importante para garantir o funcionamento seguro e estável da bateria (SEMERARO *et al.*, 2022). O SoC é a razão entre a carga disponível na bateria em certo momento e a carga nominal desta.

## 2.4 FATOR DE POTÊNCIA DE UNIDADES CONSUMIDORAS

A MMGD fornece várias vantagens para as UCs; porém, para além de possuírem tais vantagens, tem sido observado que, quando se instalam sistemas

fotovoltaicos em UCs, há uma aparente queda do fator de potência (FP) da UC, e os utilitários são forçados a sacrificar certos ativos para a correção deste indicador.

Para entender a causa da diminuição do FP da UC, cabe dizer que antes da inserção de geração FV, a UC recebia energia ativa e energia reativa unicamente da rede. Após a inserção de geração FV, embora a UC receba a mesma quantidade de energia reativa da rede, há alteração na energia ativa injetada/consumida da rede da distribuidora, o que pode causar FP menor do que 0.92 (baixo FP da UC), podendo ou não implicar em multas, a serem aplicadas pela distribuidora de energia elétrica, por energia reativa excedente e/ou por demanda reativa excedente.

Com a inserção de sistemas de armazenamento de energia em baterias, aumenta-se a dinâmica dos fluxos de energia da rede e para a rede. Neste caso, os fluxos de energia das baterias (carga/descarga) podem ser monitorados visando o melhor aproveitamento da energia elétrica.

O FP é um indicador amplamente utilizado para monitorar a potência reativa da UC e, assim, controlar a qualidade da sua energia. Este indicador pode ser calculado pela relação entre a potência ativa injetada/solicitada da rede pela UC e a potência elétrica total (potência aparente) injetada/solicitada da rede pela UC.

O controle do FP da UC é importante quando da inserção da geração FV descentralizada conectada à rede elétrica (Zeb *et al.*, 2018).

## 2.5 PESQUISA NA LITERATURA SOBRE IMPACTOS DA INSERÇÃO DA GERAÇÃO FV E DE SAEB SOBRE O FP DE UNIDADES CONSUMIDORAS

A literatura apresenta vários trabalhos referindo-se à pesquisas sobre sistemas FV-armazenamento, porém, na sua maioria, abordando serviços de arbitragem e aumento do autoconsumo da geração FV.

São poucas as pesquisas encontradas na literatura pesquisada, que abordam os impactos da geração FV-SAEB sobre o FP de UCs. Seguem abaixo relacionadas, as principais pesquisas encontradas.

Dantas *et al.* (2022) observaram que a inserção de SAEB em usina com geração intermitente permite suavizar a potência ativa e corrigir o fator de potência da geração intermitente, melhorando a qualidade da energia no ponto de conexão.



Pinto *et al.* (2020) avaliaram perfis de demanda ativa/reactiva solicitada /injetada na rede da distribuidora e do fator de potência de uma UC com geração FV de 105 kWp, alimentada em média tensão.

Bonilla *et al.* (2023) e Chaspierre *et al.* (2022) apresentaram métodos para a correção do fator de potência em sistemas de armazenamento de energia em baterias (SAEBs) ligados à fontes de geração ou à subestações.

Adewuyi *et al.* (2019) propuseram a utilização de SAEB conectado diretamente à rede para a correção do fator de potência da UC com geração FV.

Segundo Taveira *et al.* (2020), Benedito *et al.* (2021) e Alves *et al.* (2022), a inserção de sistemas FV em UCs conectadas à rede elétrica pode causar diminuição do FP da UC.

Na pesquisa bibliográfica realizada, observa-se que poucas pesquisas abordam os impactos que a inserção de geração FV e de SAEB causa sobre o FP da UC, tema desta pesquisa de Dissertação de Mestrado.

## 2.6 TARIFAÇÃO DA ENERGIA ELÉTRICA - GRUPO A

O Grupo A, grupo em estudo neste trabalho, inclui UCs atendidas com tensão igual ou superior a 2,3 kV ou a partir de sistemas subterrâneos (<2,3 kV). UCs com tensão inferior a 2,3 kV pertencem ao Grupo B.

Para ambos os grupos, a energia é cobrada pelo valor de energia efetivamente consumida, porém a demanda é cobrada levando em consideração a demanda de potência contratada pela UC.

A Tabela 1 apresenta, para consumidores do grupo A, as subclasses de tensão em função da tensão de fornecimento da energia.

Tabela 1 – Tensão dos subgrupos para consumidores do Grupo A

<b>Subgrupo</b>	<b>Tensão de fornecimento</b>
A1	> 230 kV
A2	88 kV a 138 kV
A3	69 kV
A3a	30 kV a 44 kV
A4	2,3 kV a 44 kV
AS	< 2,3 kV (subterrâneo)

Fonte: Adaptado de ANEEL (2021)

Os consumidores do Grupo A são tarifados tanto pela energia consumida quanto pela demanda de potência, seguindo o sistema de tarifação binômia. A cobrança mensal inclui despesas relacionadas à energia elétrica, demanda, uso do sistema de distribuição e tributos, com impostos federais, estaduais e municipais presentes nas faturas.

Dentro do Grupo A, são estabelecidas duas modalidades tarifárias: a tarifa horária verde e a tarifa horária azul. Estas modalidades aplicam diferentes tarifas para o consumo de energia elétrica (em R\$/kWh) e para a demanda de potência (em R\$/kW), variando conforme o horário de uso, seja em horário de ponta (P) ou fora de ponta (FP).

A modalidade tarifária horária verde não segmenta a tarifa de demanda por horário, mas apresenta tarifas distintas para o consumo de energia durante os períodos de ponta (P) e fora de ponta (FP). Essa estrutura visa incentivar o consumo nos horários mais econômicos, aliviando a carga do sistema elétrico e reduzindo os custos da fatura de energia.

Por outro lado, a modalidade tarifária horária azul diferencia a tarifa de demanda e de consumo de energia tanto para os horários de ponta (P) quanto para os horários fora de ponta (FP). Essa diferenciação permite uma cobrança mais precisa e adaptada aos padrões de consumo dos usuários, contribuindo para uma gestão mais eficiente do sistema elétrico como um todo. As características de tarifação para as modalidades do grupo A são resumidas no Quadro 1.

Quadro 1 – Características de tarifação para as modalidades do Grupo A

<b>Modalidade horária</b>	<b>Energia</b>	<b>Demanda</b>
Azul	Ponta	Ponta
	Fora Ponta	Fora Ponta
Verde	Ponta	Valor único
	Fora Ponta	

Fonte: Adaptado de ANEEL (2021)

UCs com tensão acima de 69 kV devem adotar a modalidade tarifária horária azul. UCs com tensão inferior a 69 kV podem escolher entre a tarifária horária verde ou azul, independentemente da demanda contratada. O consumidor pode mudar a modalidade tarifária da UC desde que a última alteração tenha ocorrido antes dos 12 últimos ciclos de faturamento ou quando optar por alterar a tensão de fornecimento.

### 3 METODOLOGIA

Este trabalho propõe um método para avaliar os impactos proporcionados pela inserção de sistemas fotovoltaicos (FV) e de sistemas de armazenamento de energia em baterias (SAEB) sobre o fator de potência de unidades consumidoras.

Foram avaliados os impactos proporcionados pela inserção da geração FV e de SAEB na UC intitulada “UC FV UFSC”, do Centro de Pesquisa e Capacitação em Energia Solar da Universidade Federal de Santa Catarina (Laboratório Fotovoltaica-UFSC), localizado ao norte de Florianópolis ( $27^{\circ}25'51,7''\text{S}$   $48^{\circ}26'27,9''\text{O}$ ), região de clima subtropical úmido (cfa), oceânico, sem estação seca e verão quente (KÖPPEN, 1936).

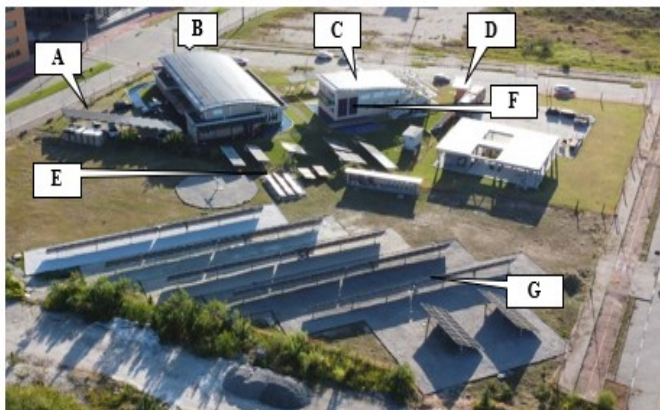
#### 3.1 CARACTERIZAÇÃO DA UC

A UC FV UFSC, alimentada em média tensão (13,8 kV), é constituída por sistemas de geração FV, sistemas de armazenamento de energia em baterias de íons de lítio, ônibus elétrico (*e-bus*) e cargas elétricas, tais como, aparelhos de ar condicionado, microcomputadores, sistemas de iluminação.

##### 3.1.1 Sistemas de geração FV

A Figura 7 apresenta a vista aérea do Laboratório FV UFSC com os sistemas de geração FV instalados. Tais sistemas são de diferentes tecnologias e totalizam 208 kWp.

Figura 7 – Vista aérea do Laboratório Fotovoltaica-UFSC



- A - Carpot do estacionamento; 13,44 kWp; (CIGS).
- B - Bloco A; 66,15 kWp; (p-Si).
- C - Bloco B; 13,50 kWp; (a-Si/ $\mu\text{c-Si}$ ).
- D - Eletroposto; 2,44 kWp. (CdTe).
- E - Projetos em solo; 10,00 kWp; (Misto).
- F - Fachadas; 2,50 kWp; (p-Si).
- G - CTG Bifacial; 100 kWp; (p-Si).

O Quadro 2 detalha as principais características dos sistemas de geração FV integrantes da UC Fotovoltaica UFSC. O sistema CTG Bifacial não é apresentado no quadro, pois não estava em funcionamento no período analisado.

Quadro 2 – Características dos sistemas FV integrantes da UC FV UFSC

Sistema	Potência [kWp]	Características
Eletroposto	2,44	Potência nominal de 97,5 Wp e eficiência de 13,5%. Os módulos estão conectados a um inversor de 3 kW, que por sua vez, está conectado à rede elétrica.
Bloco B	13,50	Módulos de silício microamorfo ( $\mu$ -Si), com 142 Wp de potência nominal individual, conectados a inversores de 12 kW conectados à rede.
Sistemas na parede do Bloco B	2,50	Dois fachadas de painéis fotovoltaicos com 8 módulos (p-Si) de 315 Wp cada, conectados a 2 inversores de 1,2 kW cada.
Sistemas em solo	10,00	Tecnologias: a-Si/p-Si/uc-Si
Bloco A	66,15	270 módulos de silício cristalino (p-Si) com 245 Wp de potência nominal, 15 arranjos constituídos de 18 módulos cada, conectados a 3 inversores multistring de 20 kW.
Estacionamento	13,44	112 módulos de tecnologia CIGS com uma potência nominal de 120 Wp conectados a um inversor de 12 kW.
<b>Total</b>	<b>108,03</b>	-----

### 3.1.2 Cargas elétricas

A UC FV UFSC é constituída por cargas elétricas, tais como, sistemas de iluminação à LED, sistemas de ar condicionado, tomadas de uso geral que alimentam majoritariamente microcomputadores, circuitos que alimentam bancadas experimentais e um ônibus elétrico (75 kW, 128 kWh), a maior carga da UC. Adicionalmente, no Bloco B está instalado um sistema de armazenamento de energia em baterias (30 kW, 60,5 kWh) cuja finalidade é fornecer energia elétrica para a UC em momentos em que a rede elétrica falha (*nobreak*). Tal sistema de armazenamento de energia em baterias opera normalmente em “*standby*”.

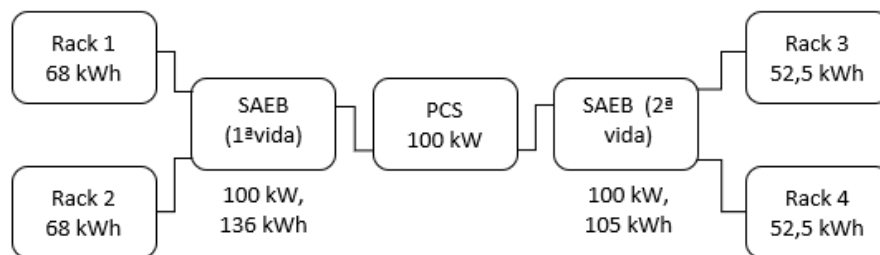
O *e-bus*, ônibus elétrico experimental, faz sua trajetória de ida e volta entre o *campus* Trindade da UFSC (localizado na região central de Florianópolis) e o Laboratório FV UFSC, distância de 50 km, transportando alunos e servidores da UFSC em horários pré-estabelecidos. O trajeto de ida e volta do ônibus elétrico (*e-*

*bus*) dura em torno de 1 hora, viagem que com o sistema de transporte municipal local levaria em torno de duas horas e vinte minutos.

### 3.1.3 Sistemas de armazenamento de energia em baterias

A UC FV UFSC possui sistemas de armazenamento de energia em baterias de íons lítio (SAEB) de aproximadamente 205 kWh, sendo um banco de baterias de primeira vida (136 kWh) e o outro banco de baterias em segunda vida (105 kWh), que se conectam a um *Power Conversion System* (PCS) de 100 kW, conforme mostra a Figura 8.

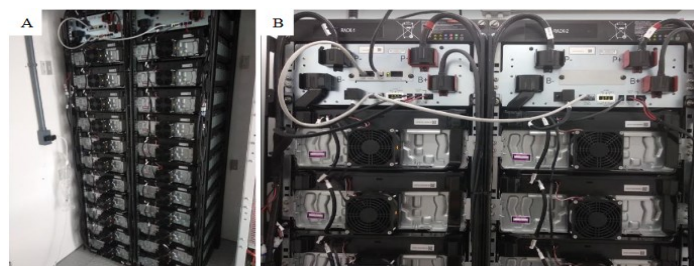
Figura 8 – Configuração do SAEB – FV UFSC



Fonte: Adaptado de Cantú *et al.* (2022)

Como a potência nominal do PCS é de 100 kW, o SAEB de primeira vida opera separadamente do SAEB em segunda vida. Tanto o SAEB de primeira vida como o SAEB em segunda vida estão alojados em racks no interior de um *container*. As baterias que integram o SAEB de primeira vida são da família M2F, do fabricante Samsung SDI. Seus módulos estão alojados dentro de racks, como pode ser visto na Figura 9.

Figura 9 – A) Racks 1 e 2 do banco de baterias de primeira vida; B) Detalhe da conexão dos racks 1 e 2 com caixas de junção e sistema de BMS



Fonte: Cantú *et al.* (2022)

O sistema de gerenciamento das baterias do SAEB (BMS, do Inglês Battery Management System) de primeira vida possui três níveis integrados (medição, controle e proteção). O BMS conta com monitoramento de tensão e de temperatura de cada célula e possui um sistema de balanceamento que faz uso de um resistor que descarrega células com tensões mais altas do que outras.

A capacidade nominal de cada rack de baterias de primeira vida é de 68 kWh e a capacidade total do banco de baterias de primeira vida é de 136 kWh, com tensão nominal de 728 V e amplitude de tensão variável entre 630 V a 822 V.

O banco de baterias em segunda vida é constituído por módulos de baterias LMO-LNO/GR (cátodo de  $\text{LiMn}_2\text{O}_4$  com  $\text{LiNiO}_2$  e ânodo de grafite). Cada módulo contém quatro células de íons lítio. Duas células estão ligadas em paralelo e duas estão ligadas em série, com tensão resultante de 7,5 V e massa de 3,7 kg. O sistema de gerenciamento das baterias (BMS) é do modelo Lithumate Lithium-ion BMS, da fabricante americana Elithion.

Neste trabalho, foram analisados apenas os impactos sobre o FP da UC FV UFSC, proporcionados pelo SAEB de primeira vida.

O Quadro 3 apresenta as características do SAEB de primeira vida inserido na UC FV UFSC.

Quadro 3 – Características do SAEB (primeira vida)

Tecnologia	Íon lítio
Potência nominal	100 kW
Capacidade de armazenamento nominal	136 kWh
Eficiência	>88%
Vida útil	>6.000 ciclos em 80% <i>DoD</i>
Estado de carga mínimo	20%

Fonte: Adaptado de PINTO (2020)

O SAEB de primeira vida opera conforme apresentado abaixo:

- O processo de carga ocorre no horário FP, permitindo o máximo aproveitamento da energia FV excedente que seria injetada na rede da distribuidora pela UC;
- A descarga do SAEB ocorre no horário P, proporcionando a máxima redução das despesas com energia elétrica da UC;

- Em feriados e nos finais de semana, para prolongar a vida útil do banco de baterias, o SAEB permanece em *standby*.

Para que o SAEB opere de forma adequada, é necessário estabelecer modos de operação, através da definição dos períodos de operação e de variáveis de operação, tais como, potência e fator de potência.

O Quadro 4 apresenta os modos de operação do controlador da rede elétrica e do controlador do SAEB.

Quadro 4 – Modos de operação do controlador da rede elétrica e do controlador do SAEB

Controlador	Modo de operação	Valores de operação	
Medidor Rede	Injeção de energia na rede	Potência fixa ou	Fator de potência
	Consumo de energia da rede	Faixa de potência aceitável	
Medidor SAEB	Carga	Potência fixa ou	Fator de potência
	Descarga	Faixa de potência aceitável	

Fonte: Adaptado de PINTO (2020)

O controlador do medidor de rede pode permitir a injeção de energia fotovoltaica na rede ou permitir o consumo de energia da rede elétrica. Tais operações podem ser realizadas em potência fixa ou em faixa de potência aceitável, com fator de potência fixo ou variável.

Quanto ao SAEB, seu controlador permite a carga ou a descarga do mesmo, com potência fixa ou em uma faixa de potência aceitável, com fator de potência fixo ou variável.

O SAEB deve ter sua operação definida dentro de períodos específicos para a realização das tarefas, com datas e horário de início e fim das mesmas.

Os períodos, modos e valores de operação dos controladores do medidor da rede e o do SAEB da UC FV UFSC estão apresentados no Quadro 5.

Quadro 5 – Períodos, modos e valores de operação do SAEB

Período	Controlador Medidor	Modo de operação	Valores de operação
6h01 às 17h15	Rede	Injeção	Potência Fixa = 0 kW
	SAEB	Carga	Faixa de potência (entre mínimo e máximo da potência ativa excedente injetada na rede elétrica <100 kW); FP = 1.
17h16 às 18h30	SAEB	Carga	Potência Fixa = 100 kW; FP = 1.
18h31 às 20h30	Rede	Consumo	Potência fixa=0 kW
	SAEB	Descarga	Faixa de potência entre o máximo e o mínimo da potência demandada; FP =1.
20h31 às 21h30	SAEB	Descarga	Potência Fixa = 100 kW; FP = 1.

Fonte: Adaptado de PINTO (2020)

No período compreendido entre 6h e 17h15, o controlador do medidor da rede opera no modo injeção, com potência fixada em 0 kW. O controlador do medidor do SAEB opera no modo carga, com valores de operação na faixa de potência entre o mínimo e o máximo da potência ativa excedente (respeitando a potência nominal do SAEB), ou seja, neste período o SAEB será carregado na potência igual à potência FV excedente.

Se já tiver ultrapassado o período definido para que o SAEB seja carregado pela energia FV excedente que seria injetada na rede da distribuidora, e ainda assim, as baterias estiverem com SoC (t) < 100%, no período compreendido entre as 17h16 às 18h30, o SAEB completa sua carga com energia proveniente da rede da distribuidora. Este período foi escolhido por ser o período anterior ao horário de ponta e sua duração é suficiente para carregar o banco de baterias na potência nominal.

Nas duas primeiras horas do horário P, o SAEB fornece energia pra atender a demanda da UC. Neste período, das 18h31 às 20h30, o controlador do medidor da rede trabalha no modo “consumo”, com potência fixa em 0 kW. Neste período a UP não consumirá energia da rede elétrica e o SAEB estará funcionando em modo “descarga”.

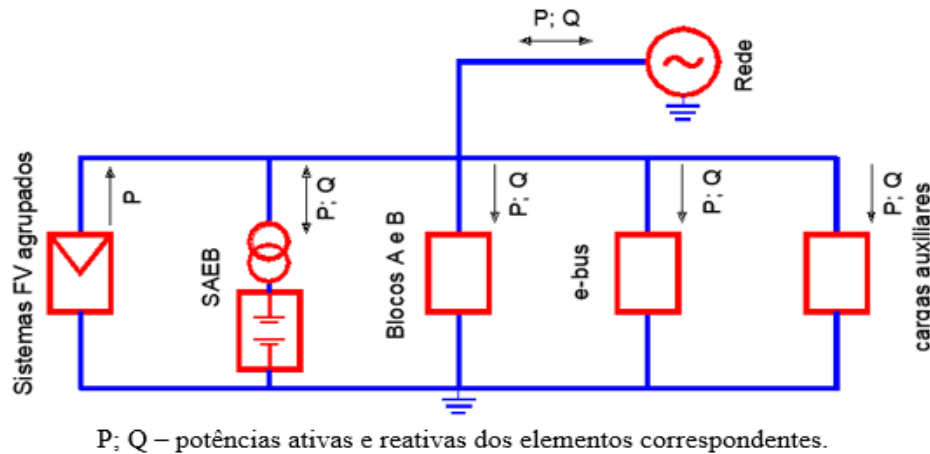


O período compreendido entre as 20h31 e 21h30 é destinado a descarregar toda a energia restante no SAEB na rede da distribuidora. O SAEB opera em modo “descarga” com potência nominal (100 kW) e fator de potência unitário.

### 3.1.4 Diagrama de blocos dos subsistemas elétricos e dos sistemas de medição

A Figura 10 apresenta, em diagrama de blocos, os subsistemas elétricos integrantes da UC FV UFSC.

Figura 10 – Subsistemas elétricos integrantes da UC FV UFSC



Os sistemas FV agrupados consistem de todos os subsistemas apresentados no Quadro 2. A carga, que se encontra distribuída entre os blocos A e B foi descrita na subseção 3.1.2. As cargas auxiliares correspondem a um aparelho de refrigeração de ar de 9.000 BTU, um aparelho de ar condicionado de 72.000 BTU e uma tomada para conectar o cortador de grama.

Cada sub-sistema integrante da UC FV UFSC possui um medidor de energia elétrica que registra valores de demanda ativa e de demanda reativa, em intervalos de 1 minuto. Os elementos do circuito que possuem fluxo de energia bidirecional possuem medidores bidirecionais de energia elétrica.

### 3.2 RECURSO SOLAR NO LOCAL DE INSERÇÃO DA UC

Neste trabalho, foi avaliada a evolução horária e diária da irradiação solar global horizontal e da temperatura ambiente, através de dados registrados de irradiação no plano horizontal e de temperatura ambiente, em intervalos de 1 minuto. Os dados utilizados foram disponibilizados pela Estação de Medição de Irradiação Solar do Laboratório FV UFSC, cujas medições, segundo Mantelli *et al.* (2019), cumprem com os padrões exigidos pela BSRN-WMO e pela Rede Sonda do INPE.

#### 3.2.1 Validação dos dados

No período analisado (de 21/jan a 20/fev de 2022), foram registrados aproximadamente 75% de dados de temperatura e de irradiação no plano horizontal. Os dados faltantes, correspondem a 191 minutos (soma dos *gaps* encontrados durante os dias com registros significativos), 18 horas do dia 12 de fevereiro (de 0 às 18h08) e 7 dias completos no mês de fevereiro de 2022.

Para o preenchimento dos dados faltantes foi utilizada a metodologia de *gap filling* de SCHWANDT *et al.* (2013). Tal metodologia considera que, para um período de dez dias faltantes, os primeiros 5 dias podem ser preenchidos pelos dados do dia anterior e os restantes cinco dias podem ser preenchidos com dados do dia seguinte às falhas. Este método baseia-se na admissão de que o sol não varia muito sua trajetória no período de até cinco dias.

#### 3.2.2 Irradiação solar global horizontal e temperatura ambiente – Florianópolis

A irradiação solar global horizontal ( $Irr$ ), expressa em  $\frac{Wh}{m^2}$ , em intervalos de um minuto, pode ser calculada, de acordo com a Equação (1) e a irradiação solar global horizontal ( $Irr_i$ ) no intervalo de tempo especificado, expressa em  $\frac{Wh}{m^2}$ , pode ser obtida através da Equação (2).

$$Irr = I * 60^{-1} \quad (1)$$

$$Irr_i = \sum_{k=1}^i Irr_k \quad (2)$$

Onde:

$I$  – Irradiância no plano horizontal, em intervalos de um minuto, expressa em  $W/m^2$ ;

$Irr_k$  – Irradiação solar horizontal, no intervalo de tempo  $k$ , pertencente ao intervalo de tempo especificado, expressa em  $\frac{Wh}{m^2}$ ;

$i$  – Índice final da somatória e

$k$  – Índice inicial da somatória.

A temperatura ambiente média horária ( $T$ ), expressa em  $^{\circ}C$ , foi calculada utilizando-se a Equação (3).

$$T = 60^{-1} * \sum_{k=1}^{60} T'_k \quad (3)$$

Onde:

$T'_k$  – Temperatura ambiente, em intervalos de um minuto, no minuto  $k$ , expressa em  $^{\circ}C$ .

### 3.3 GRANDEZAS ELÉTRICAS

#### 3.3.1 Demanda ativa, demanda reativa, energia ativa e energia reativa da UC

Dados de demanda ativa (kW)/reativa (kvar) injetada/requerida do sistema elétrico de distribuição pela UC, em intervalos de 15 minutos, foram obtidos a partir do medidor de energia elétrica instalado no ponto de entrada da UC. Dados de demanda ativa/reativa dos subsistemas que integram a UC FV UFSC (Blocos A e B, sistema FV e SAEB), em intervalos de 1 minuto, foram obtidos através de medidores de energia elétrica instalados em cada subsistema.

A partir dos perfis de demanda ativa/reativa injetada/requerida do sistema elétrico de distribuição pela UC, foram calculadas as energias ativas (kWh)/reativas (kvarh) injetadas/requeridas da distribuidora pela UC, em intervalos de 15 minutos, conforme mostra a Equação (4).

A energia elétrica ativa/reactiva, no intervalo de tempo  $i$ , pode ser calculada com o somatório das energias ativa/reactiva num intervalo de tempo  $k$ , integralizados no intervalo de tempo especificado, conforme é mostrado na Equação (5).

$$E = \frac{15}{60} * D \quad (4)$$

$$E_{(i)} = \sum_{k=1}^n E_{(k)} \quad (5)$$

onde:

$E$  – Energia ativa ou reativa injetada/requerida da distribuidora, em intervalos de 15 minutos;

$D$  – Demanda ativa ou reativa injetada/requerida da distribuidora, em intervalos de 15 minutos.

$E_{(i)}$  – Energia ativa ou reativa consumida/injetada na rede, no intervalo de tempo  $i$ ;

$E_{(k)}$  – Energia ativa ou reativa consumida/injetada na rede no intervalo de tempo  $k$ .

Este trabalho adota para o horário P, a mesma definição da distribuidora local (Celesc), ou seja, o período compreendido entre 18h30 e 21h30 e como horário FP ao horário complementar ao horário P (CELESC, 2021).

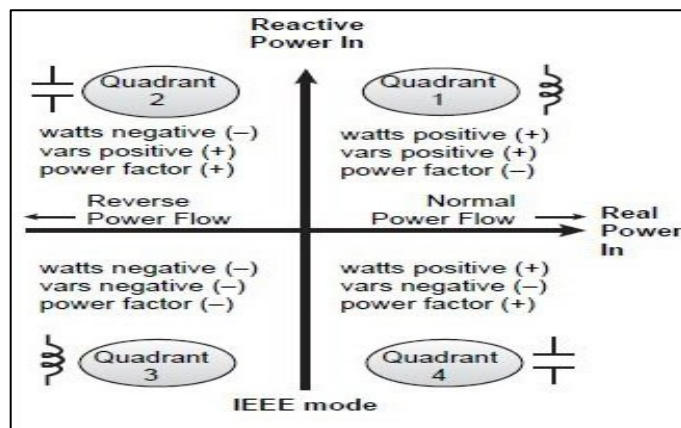
### 3.3.2 Fator de potência (FP), energia reativa excedente e demanda reativa excedente da UC

O FP, no intervalo de tempo  $i$ , pode ser obtido pela relação entre a demanda ativa ( $D_p$ ) medida no intervalo de tempo  $i$  e a raiz quadrada do somatório dos quadrados da demanda ativa e da demanda reativa ( $D_Q$ ) no mesmo intervalo de tempo  $i$ , conforme mostra a Equação (6).

$$FP_{(i)} = \frac{D_{P(i)}}{\sqrt{D_{P(i)}^2 + D_{Q(i)}^2}} \quad (6)$$

Para definir o sinal do FP da UC e de cada subsistema integrante da mesma, foi adotada a convenção de sinais de P, Q e do FP conforme o *Power Factor Sign Convention da IEEE Mode*, conforme apresentado na Figura 11. Pelo ponto de vista da UC, opera-se no terceiro e no quarto quadrantes.

Figura 11 – Convenção dos sinais de P, Q e do FP



Fonte: SCHNEIDER ELECTRIC (2011)

A potência reativa solicitada da rede da distribuidora pela UC é sempre capacitiva. Conforme mostrado na Figura 11, quando a UC opera injetando energia ativa ( $P < 0$ ) na rede da distribuidora, seu FP será indutivo, e quando a UC consome energia ativa ( $P > 0$ ), seu FP será capacitivo.

A energia reativa excedente ( $E_{RE} [kWh]$ ) e a demanda reativa excedente ( $D_{RE}(p) [kW]$ ) da UC são calculadas através das equações (7) e (8), conforme prescrições da Resolução Normativa ANEEL Nº 1.000, DE 7 DE DEZEMBRO DE 2021.

$$E_{RE} = \sum_{T=1}^n \left[ E_{P(T)} * \left( \frac{FP_R}{FP(T)} - 1 \right) \right] \quad (7)$$

$$DREH_{(T)} = DAM_{(T)} * \frac{FP_R}{FP(T)} \quad (8)$$

onde:

$E_{P(T)}$  – Energia ativa medida no período “T” de uma hora, durante um ciclo de faturamento, expressa em kWh;

$FP_R$  – Fator de potência de referência = 0,92;

$FP(T)$  – Fator de potência da UC calculado no período “T” de uma hora, durante um ciclo de faturamento;

$DREH(T)$  – Demanda reativa excedente em cada período “T” de uma hora;

$DAM(T)$  – Demanda máxima de potência ativa medida no intervalo de integralização de uma hora “T”, durante o período de faturamento, expressa em quilowatt (kW);

T – Intervalo de uma hora, no período de faturamento.

### 3.4 FATURAMENTO DA ENERGIA ELÉTRICA DA UC

O faturamento da energia elétrica de unidades consumidoras do Grupo A deve atender às prescrições da Resolução Normativa ANEEL nº 1.000, de 7 de dezembro de 2021. A distribuidora deve faturar a demanda, conforme descrito na subseção 3.4.2, o consumo/geração de energia elétrica ativa, conforme descrito na subseção 3.4.3 e os excedentes de energia reativa/demanda reativa conforme descrito na subseção 3.4.4.

#### 3.4.1 Tarifas aplicadas

As tarifas de Energia (TE) e do Uso do Sistema de Distribuição (TUSD), são definidas conforme abaixo relacionado:

**TE:** valor monetário unitário, expresso em R\$/MWh (reais por megawatt-hora), utilizado para o faturamento mensal do consumo de energia;

**TUSD:** valor monetário unitário, expresso em R\$/MWh (reais por megawatt-hora) ou em R\$/kW (reais por quilowatt), utilizado para o faturamento mensal do consumidor e demais usuários do sistema de distribuição de energia elétrica pelo uso do sistema.

A distribuidora lança, na fatura da UC, tributos federais cobrados pela União, destinados à programas sociais do Governo Federal, tais como, o Programa de Integração Social (PIS) e a Contribuição para o Financiamento da Seguridade Social

(COFINS) (BRASIL, 2002; 2003 e 2004). Suas alíquotas máximas são de 1,65% para o PIS e 7,6% para o COFINS. Essas alíquotas são calculadas de forma não cumulativa, ou seja, variam de acordo com os créditos apurados mensalmente pela distribuidora e os tributos pagos sobre os custos e despesas no mesmo período.

Adicionalmente, a distribuidora lança nas faturas da UC, o tributo estadual intitulado “Imposto sobre a Circulação de Mercadorias e Serviços (ICMS) (BRASIL, 1988). Atualmente, no estado de Santa Catarina, a alíquota do ICMS para o Grupo A é de 17%.

A distribuidora também arrecada o tributo municipal intitulado “Contribuição para Custeio do Serviço de Iluminação Pública (COSIP)”.

A Tabela 2 apresenta, para o período analisado, as tarifas de demanda e de energia (sem tributos) para UCs pertencentes ao subgrupo A4 com contratos de energia nas modalidades horária verde e horária azul, homologadas pela ANEEL para a Celesc Distribuição.

Tabela 2 – Tarifas de demanda e de energia da Celesc – Subgrupo A4

Modalidade de contrato	Período de vigência	Energia [R\$/kWh]				Demanda [R\$/kW]	
		Fora Ponta (FP)		Ponta (P)		Fora Ponta (FP)	Ponta (P)
		TE	TUSD	TE	TUSD		
Horária Verde	22/08/2023 a 21/08/2024	0,27793	0,10039	0,44048	0,97796	18,56	
Horária Azul		0,27793	0,10039	0,44048	0,10039	18,56	36,16

Fonte: Adaptado de Tarifas de Energia (Celesc.com.br) (2023)

A Tabela 3 apresenta em valores percentuais, as alíquotas referentes aos impostos PIS, COFINS e ICMS, adotados pela Celesc para o mês de março de 2023.

Tabela 3 – Alíquotas de impostos

Consumo	Referência	Alíquotas [%]		
		PIS	COFINS	ICMS
Fevereiro	Março	0,75	3,48	17

Fonte: Adaptado de Tarifas de Energia (celesc.com.br) (2023)

A ANEEL publica, para as distribuidoras de energia elétrica, as tarifas sem a incidência de tributos. As distribuidoras incluem os tributos em suas tarifas, conforme mostra a Equação (9).

$$\text{Tar}_{\text{fat}} = \frac{\text{Tarifa homologada pela ANEEL}}{(1 - \text{alíquota ICMS}) * (1 - \text{alíquota PIS} - \text{alíquota COFINS)}} \quad (9)$$

No período analisado, a tarifa de energia de bandeira verde (sem tributos) aplicável ao subgrupo B1 foi de  $TE = 0,29257 \text{ R\$/kWh}$  (ANEEL, 2023).

### 3.4.2 Faturamento da demanda

A Equação (10) apresenta a demanda a ser faturada  $DAF_{(pf)}$  pela distribuidora de energia elétrica local, expressa em kW.

$$DAF_{(pf)} = \begin{cases} DAM_{(pf)}, & DM_{(pf)} > DC_{(pf)} \\ DAC_{(pf)}, & DM_{(pf)} < DC_{(pf)} \end{cases} \quad (10)$$

onde:

$DAM_{(pf)}$  – Demanda medida no período de faturamento  $pf$ , expressa em kW;

$DAC_{(pf)}$  – Demanda ativa contratada para o período de faturamento  $pf$ , expressa em kW.

O faturamento da demanda é calculado a partir da multiplicação da tarifa de demanda pelo maior valor entre a demanda contratada e a demanda medida, desde que a demanda medida não ultrapasse 5% da demanda contratada, conforme mostra a Equação (11).

$$P_{DEMANDA(p)} = DAC_{(p)} * VR_{DEMANDA(p)} \quad (11)$$

Onde:

$P_{DEMANDA(p)}$  – Custo de demanda de potência ativa no posto tarifário “p”, expresso em R\$.

$VR_{DEMANDA(p)}$  – Valor de referência de demanda, equivalente à tarifa de demanda no posto tarifário “p”, expressa em R\$/kW.

$DAC_{(p)}$  – Demanda ativa contratada, expressa em kW.



Da mesma forma, a distribuidora realiza a cobrança pela ultrapassagem da demanda contratada, caso ocorra, conforme Equação (12).

$$DULT_{(p)} = [DAM_{(p)} - DAC_{(p)}] * 2 * VR_{DULT_{(p)}} \quad (12)$$

Onde:

$DULT_{(p)}$  – Valor correspondente à cobrança pela demanda excedente, por posto tarifário “p”, expressa em R\$;

$DAM_{(p)}$  – Demanda de potência ativa medida, em cada posto tarifário “p” no período de faturamento, expressa kW;

$DAC_{(p)}$  – Demanda de potência ativa contratada, por posto tarifário “p” no período de faturamento, expressa em kW;

$VR_{DULT_{(p)}}$  – Valor de referência de ultrapassagem, equivalente às tarifas de demanda de potência aplicáveis aos subgrupos do grupo A ou a TUSD;

$p$  – Posto tarifário ponta ou fora de ponta para as modalidades tarifárias horárias.

### 3.4.3 Faturamento da energia

A Equação (13) apresenta o faturamento do consumo e da geração de energia elétrica ativa da UC.

$$FEA_{(p)} = EEAM_{(p)} * Tar_{fat(p)} \quad (13)$$

onde:

$FEA_{(p)}$  – Faturamento da energia elétrica ativa, por posto tarifário “p”, expressa em R\$;

$EEAM_{(p)}$  – Montante de energia elétrica ativa medida em cada posto tarifário “p” do ciclo de faturamento, expressa em MWh;

$Tar_{fat(p)}$  – Tarifa de energia “TE” ou do uso do sistema de distribuição “TUSD”, por posto tarifário “p”, aplicáveis aos subgrupos do grupo A,

expressa em R\$/MWh ou, para as demais unidades consumidoras, a tarifa final de energia elétrica ativa homologada por posto tarifário “ $p$ ”.

### 3.4.3.1 **Compensação da energia ativa excedente injetada na rede elétrica da distribuidora**

A compensação da energia ativa excedente injetada na rede elétrica da distribuidora, segue as prescrições da REN 1.059/23 da ANEEL (Art. 2º, incisos XVI, XVI-A e XVII).

As equações 14 e 15 apresentam a energia elétrica a ser compensada durante o posto tarifário  $p$  ( $C_{(p)}$ ), e os créditos atuais no posto tarifário. A energia elétrica excedente injetada na rede é compensada primeiramente no posto tarifário  $p$ , o mesmo em que foi injetada.

Se o somatório da energia ativa excedente injetada na rede da distribuidora e dos créditos remanescentes do faturamento anterior for maior do que a energia ativa consumida, a UC obterá novos créditos ( $Créd_{(p)}^{(p)}$ ).

$$C_{(p)} = \begin{cases} Cons_{(p)}, & Inj_{(p)} + Créd_{(p)}^{(p-1)} \geq Cons_{(p)} \\ Inj_{(p)} + Créd_{(p)}^{(p-1)}, & Inj_{(p)} + Créd_{(p)}^{(p-1)} < Cons_{(p)} \end{cases} \quad (14)$$

$$Créd_{(p)}^{(p)} = \begin{cases} Inj_{(p)} + Créd_{(p)}^{(p-1)}, & Inj_{(p)} + Créd_{(p)}^{(p-1)} > Cons_{(p)} \\ 0, & Inj_{(p)} + Créd_{(p)}^{(p-1)} \leq Cons_{(p)} \end{cases} \quad (15)$$

onde:

$Cons_{(p)}$  – Energia ativa consumida em posto tarifário  $p$ , no período de faturamento, expressa em kWh;

$Inj_{(p)}$  – Energia ativa injetada em posto tarifário  $p$ , no período de faturamento, expressa em kWh;

$Créd_{(p)}^{(p-1)}$  – Créditos de energia ativa remanescente no período faturado anterior em posto tarifário  $p$ , dado em kWh;

$p$  – Posto tarifário ponta ou fora de ponta.

A tarifa de compensação com impostos  $TI_{(p)}$  é mostrada pela Equação (16).

$$TI_{(p)} = \frac{TE_{(p)}}{(1-\text{alíquota ICMS}) * (1-\text{alíquota PIS}-\text{alíquota COFINS})} + \frac{TUSD_{(p)}}{(1-\text{alíquota PIS}-\text{alíquota COFINS})} \quad (16)$$

O custo da energia elétrica compensada  $Custo_{(p)}$  ao fim do faturamento, expresso em reais, é dado pela Equação (17).

$$Custo_{(p)} = C_{(p)} * TI_{(p)} \quad (17)$$

onde:

$C_{(p)}$  – Energia elétrica compensada no posto tarifário  $p$ , expressa em kWh.

Se for necessário usar os créditos novos (calculados pela Equação (15)) em outro posto tarifário, será necessária a conversão, conforme indicado pela Equação (18).

$$Créd_{(q)}^{(p)} = Créd_{(p)}^{(p)} * FA = Créd_{(p)}^{(p)} * \frac{TE_{(p)}}{TE_{(q)}} \quad (18)$$

Onde:

$Créd_{(q)}^{(p)}$  – Créditos novos em posto tarifário  $q$ , expressos em kWh;

$Créd_{(p)}^{(p)}$  – Créditos no posto tarifário  $p$ , expressos em kWh;

$FA$  – Fator de ajuste tarifário;

$TE_{(p)}$  – Tarifa de energia homologada sem impostos, em posto tarifário  $p$ , [R\$/kWh];

$TE_{(q)}$  – Tarifa de energia homologada sem impostos, em posto tarifário  $q$ , [R\$/kWh];

$p$  – Posto tarifário FP ou P;

$q$  – Posto tarifário diferente de  $p$ .

Uma vez efetuado o ajuste da compensação do posto tarifário “ $p$ ” para o posto tarifário “ $q$ ”, a compensação no posto tarifário  $q$  é realizada conforme as equações 14, 15 e (18).

#### 3.4.4 Faturamento da energia reativa e da demanda reativa excedentes

O faturamento do excedente de energia reativa, conforme estabelecido pela REN Nº 1000/2021 – Condições Gerais de Fornecimento de Energia Elétrica, varia de acordo com o grupo tarifário ao qual a unidade consumidora (UC) pertence.

Para as UCs do grupo A, com FP fora do limite de 0,92 (indutivo ou capacitivo), são aplicadas penalidades por energia reativa excedente e demanda reativa excedente, conforme os artigos 96 e 97 da resolução citada.

A medição da energia reativa capacitiva é realizada em um período de 6 horas consecutivas compreendidas entre 23h30 e as 06h30. Já a medição da energia reativa indutiva é realizada nas 18 horas complementares.

Durante um período de 6 horas consecutivas, entre 23h30 e 6h30, a UC será penalizada por excedente de energia e de demanda reativa se o FP for inferior a 0,92 capacitivo. No restante do dia, será penalizada se o FP for inferior a 0,92 indutivo. As despesas da UC, devidas à energia reativa excedente ( $UF_{ER}$ ) e à demanda reativa excedente ( $UF_{DR}$ ), expressas em R\$, podem ser calculadas pelas equações (19) e (20).

$$UF_{ER} = E_{RE} * VR_{ERE} \quad (19)$$

$$UF_{DR}(p) = \left[ \sum_{T=1}^n \text{MAX} \left( DAM_{(T)} * \frac{FP_R}{FP_{(T)}} \right) - DAF(p) \right] * VR_{DRE} \quad (20)$$

onde:

$E_{RE}$  – valor correspondente à energia elétrica reativa excedente à quantidade permitida pelo fator de potência de referência “ $FP_R$ ”, no período de faturamento, em Reais [R\$];

$VR_{ERE}$  – Valor de referência equivalente à tarifa de energia da bandeira verde aplicável ao subgrupo B1, em R\$/kWh;

$MAX$  – Função que identifica o valor máximo da equação, dentro dos parênteses correspondentes, em cada posto tarifário “ $p$ ”;

- $DAM_{(T)}$  – Demanda máxima de potência ativa medida no intervalo de integralização de uma hora “T”, durante o período de faturamento, expressa em quilowatt (kW);
- T – Intervalo de uma hora, no período de faturamento;
- $DAF(p)$  – Demanda de potência ativa faturável, em cada posto tarifário “p” no período de faturamento, em quilowatt (kW);
- p – Posto tarifário ponta ou fora de ponta para as modalidades tarifárias horárias;
- n – Número de intervalos de integralização “T”, por posto tarifário “p”, no período de faturamento;
- $VR_{DRE}$  – Valor de referência, equivalente à tarifa de demanda de potência para o posto tarifário fora de ponta (das tarifas aplicáveis aos subgrupos do grupo A), para a modalidade tarifária horária azul, expressa em R\$/kW.

#### 3.4.5 Retenção de impostos

Para UCs de propriedade de poderes públicos, a retenção de impostos é calculada conforme prescrições da IN RFB n° 1234/2012:

A retenção será efetuada aplicando-se, sobre o valor a ser pago, o percentual constante da coluna 06 do Anexo I da IN RFB n° 1234/2012, que corresponde à soma das alíquotas das contribuições devidas e da alíquota do IR, determinada mediante a aplicação de 15% (quinze por cento) sobre a base de cálculo estabelecida no art. 15 da Lei nº 9.249, de 26 de dezembro de 1995, conforme a natureza do bem fornecido ou do serviço prestado (RFB, 2012).

As retenções de impostos federais na fatura de energia elétrica da UC são: imposto de renda de 1,2%, Pis de 0,65%, Cofins de 3% e Csll de 1%. As retenções dos impostos aplicados ao serviço de energia elétrica em UCs de poderes públicos federais, conforme Anexo 1 (IN RFB n° 1234/2012 (fazenda.gov.br), 2012), somam 5,85%. A energia injetada tarifada pela TUSD não é contabilizada na base de cálculo do ICMS.



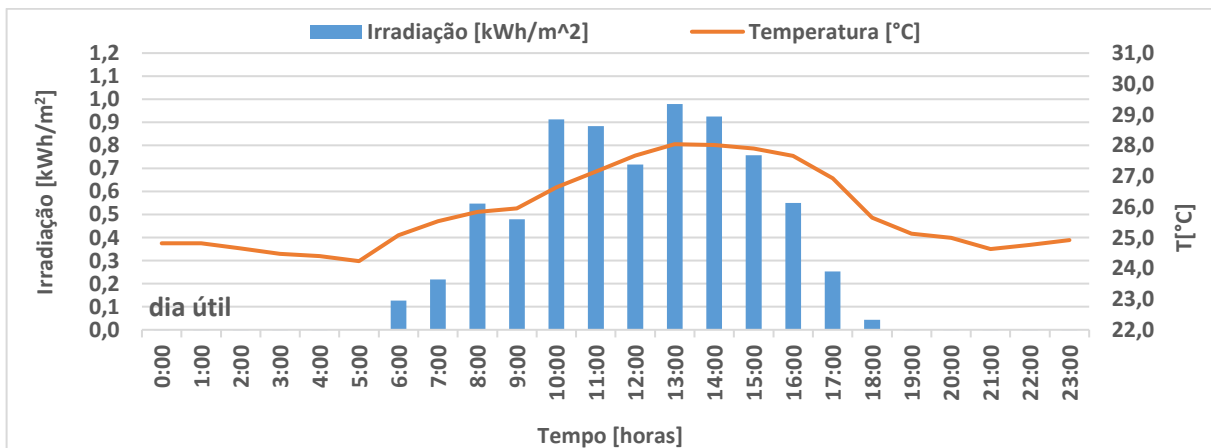
## 4 RESULTADOS E DISCUSSÃO

Os principais resultados do trabalho são apresentados e discutidos nesta seção. Para facilitar a interpretação dos gráficos, denominou-se “SSFB” à UC sem geração FV e SAEB e “SCFB” à UC com geração FV e SAEB. Os dados da demanda ativa e da demanda reativa foram normalizados em pu, respectivamente, nas bases 100 kW, 100 kvar. Quando aplicável, o FP referência (0,92) é representado no gráfico pela linha na cor preta.

### 4.1 IRRADIAÇÃO SOLAR GLOBAL HORIZONTAL E TEMPERATURA AMBIENTE – FLORIANÓPOLIS.

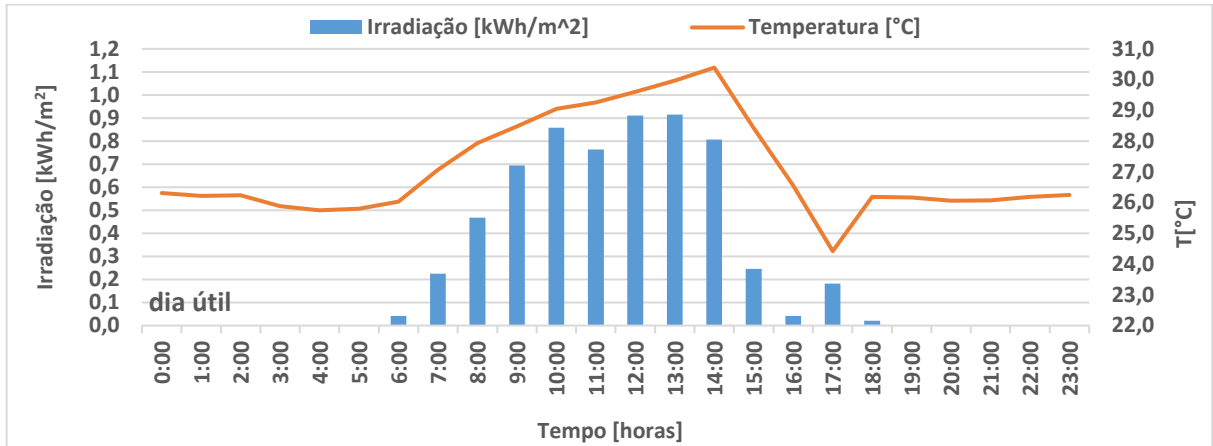
A Figura 12 e a Figura 13 apresentam, para os dias 12 e 15 de fevereiro de 2022, a evolução horária da irradiação solar global horizontal e da temperatura ambiente em Florianópolis (local de inserção da UC).

Figura 12 – Evolução horária da irradiação solar global horizontal e da temperatura ambiente em Florianópolis – 12/02/2022



Os resultados mostram para o dia 12/02/2022, irradiação solar média diária de 7,3 kWh/m<sup>2</sup>/dia, valor máximo de 0,98 kWh/m<sup>2</sup> (13h) e valor mínimo de 0,04 kWh/m<sup>2</sup> (18h), respectivamente. Os valores máximo e mínimo das temperaturas médias horárias foram de aproximadamente 28 °C (13h) e 24 °C (5h), respectivamente.

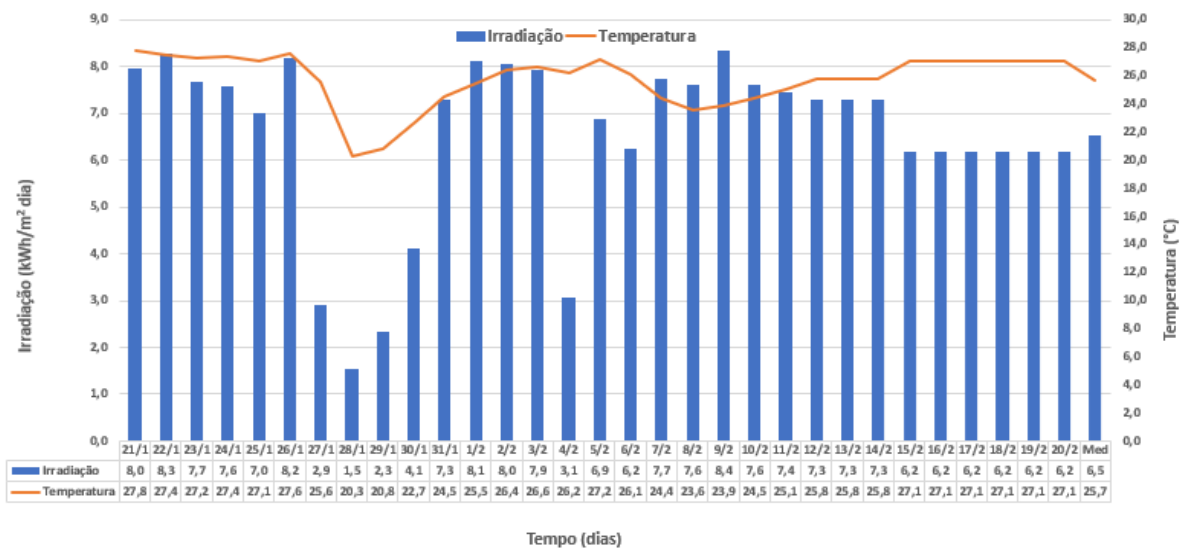
Figura 13 – Evolução horária da irradiação solar global horizontal e da temperatura ambiente média horária em Florianópolis – 15/02/2022



Os resultados mostram para o dia 15/02/2022, irradiação solar média diária de 6,2 kWh/m<sup>2</sup>/dia, valor máximo de 0,91 kWh/m<sup>2</sup> (13h) e valor mínimo de 0,04 (18:00 h). Os valores máximo e mínimo das temperaturas médias horárias foram, respectivamente, de aproximadamente 30,4 °C (14h) e 24,23 °C (17:00 h).

A Figura 14 apresenta, para o período analisado, a evolução diária da irradiação solar global horizontal e da temperatura ambiente em Florianópolis.

Figura 14 – Evolução diária da irradiação solar global horizontal média diária e da temperatura média diária – 21/01/2022 a 20/02/2022



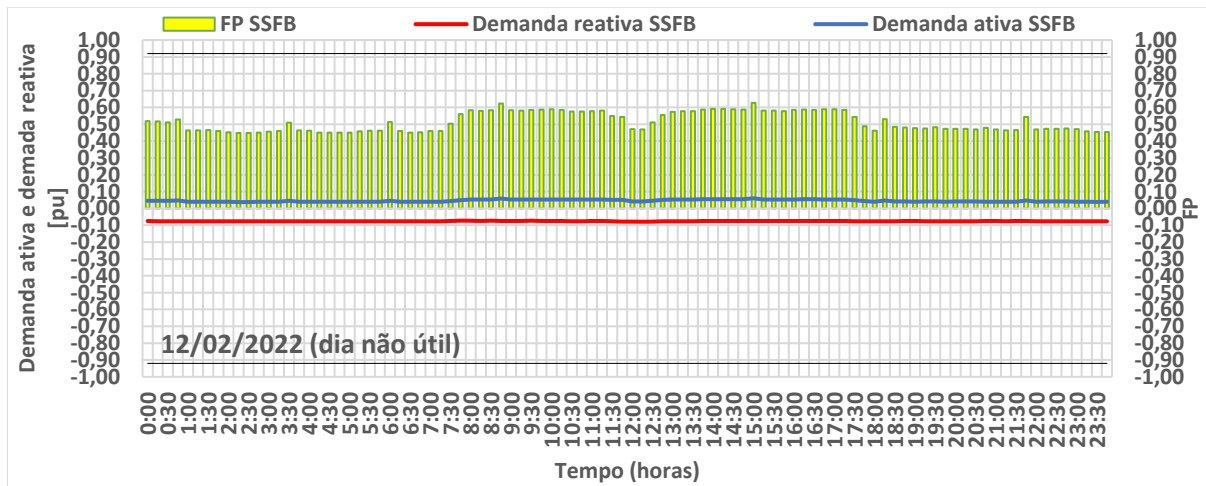


No período analisado, os resultados mostram que o valor máximo da irradiação solar média diária foi de 8,4 kWh/m<sup>2</sup> (dia 09/02) e o valor mínimo de 1,53 kWh/m<sup>2</sup> (28/01). O valor máximo da temperatura média diária foi de 27,8° (26/01) e o valor mínimo foi de 20,3° (28/01). A irradiação solar média diária foi de 6,7 kWh/m<sup>2</sup> e a temperatura média diária foi de 25,6°C.

#### 4.2 PERFIS DE DEMANDA ATIVA, DEMANDA REATIVA E DO FP DA UC – DIA NÃO ÚTIL

A Figura 15 apresenta, para o dia 12/02/2022 (sábado), a evolução da demanda ativa, da demanda reativa e do FP da UC sem a inserção dos sistemas de geração FV e de SAEB (SSFB), em intervalos de 15 minutos.

Figura 15 – Evolução das demandas ativa, reativa e do fator de potência da UC sem a inserção de geração FV nem de SAEB, em intervalos de 15 minutos – 12/02/2022

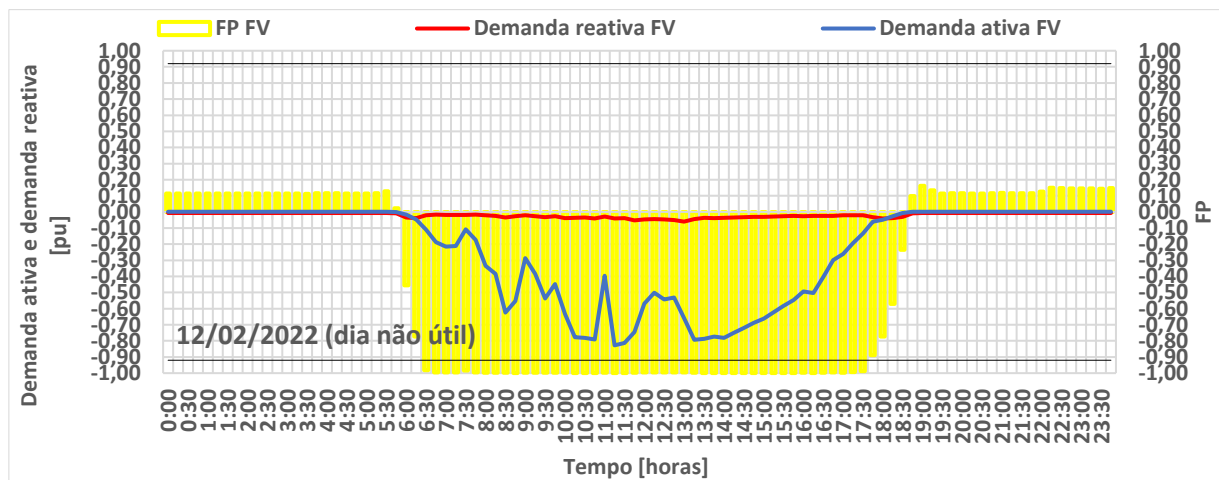


Observam-se valores baixos de demanda ativa e de demanda reativa (capacitiva) requeridas da distribuidora pela UC, justificáveis pelo fato de que, em dias não úteis (feriados, sábados e domingos) o consumo da UC corresponde apenas ao consumo de sistemas de segurança tais como, alguns pontos de iluminação, sistemas de ar condicionado instalados nos containers que abrigam a subestação transformadora e o SAEB e ainda ao consumo do sistema de baterias (30 kW, 60,5 kWh), utilizado exclusivamente como *nobreak*, permanentemente em

*standby*. Observa-se que o FP da UC (capacitivo) varia entre 0,45 e 0,63, muito abaixo do FP referência de 0,92.

A Figura 16 apresenta, para o dia 12/02/2022 (sábado) e para os sistemas FV agrupados, a evolução da demanda ativa, da demanda reativa e do FP, em intervalos de 15 minutos.

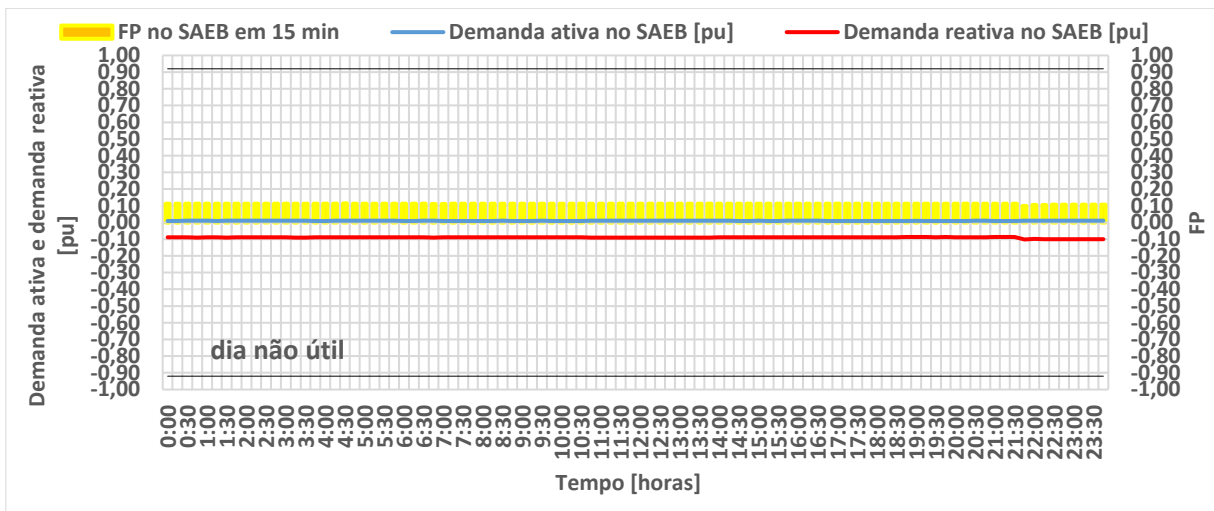
Figura 16 – Evolução da demanda ativa, da demanda reativa e do fator de potência dos sistemas de geração FV agrupados, em intervalos de 15 minutos – 12/02/2022



Observa-se que nos períodos compreendidos entre 0h e 6h30 e entre 18h20 e 23h45, os sistemas FV não geram energia elétrica. Observa-se ainda que os sistemas FV integrantes da UC estão ajustados para produzir energia com FP aproximadamente igual à unidade. A demanda ativa FV começa a ser registrada pelo medidor de energia elétrica por volta das 6h30, atinge o valor máximo de 0,83 pu (11h30) e o valor mínimo de 0,05 pu (18h15). Observa-se que das 6h30 às 18h15, horário de funcionamento da geração FV, o FP é de aproximadamente igual a um.

A Figura 17 mostra, para o dia 12/02/2022, perfis da demanda ativa e da demanda reativa (expressos em pu) e do FP do SAEB, em intervalos de 15 minutos.

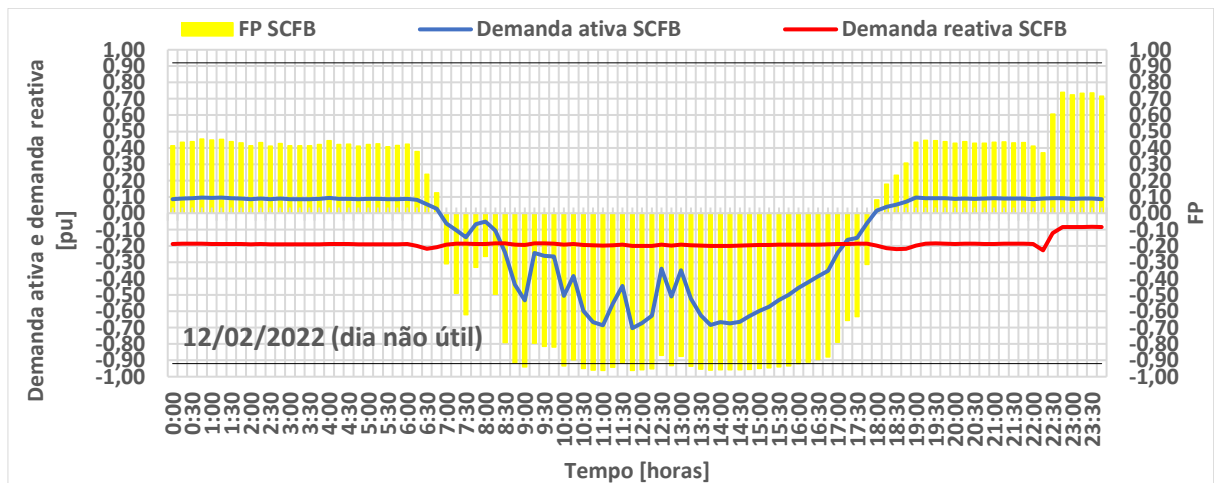
Figura 17 – Evolução da demanda ativa, da demanda reativa e do fator de potência do SAEB, em intervalos de 15 minutos – 12/02/2022



Observa-se que neste dia, o SAEB está em *standby*. Seu processo de carga/descarga não é realizado. A potência reativa capacitiva do SAEB apresenta valores muito baixos (aproximadamente 0,10 pu). Observa-se que, em *standby*, o SAEB opera com FP muito baixo.

A Figura 18 apresenta a evolução da demanda ativa e da demanda reativa e do FP da UC com a inserção dos sistemas de geração FV e do SAEB (em *standby*), em intervalos de 15 minutos.

Figura 18 – Evolução das demandas ativa, reativa e do fator de potência da UC com a inserção de geração FV e de SAEB (em *standby*) – 12/02/2022

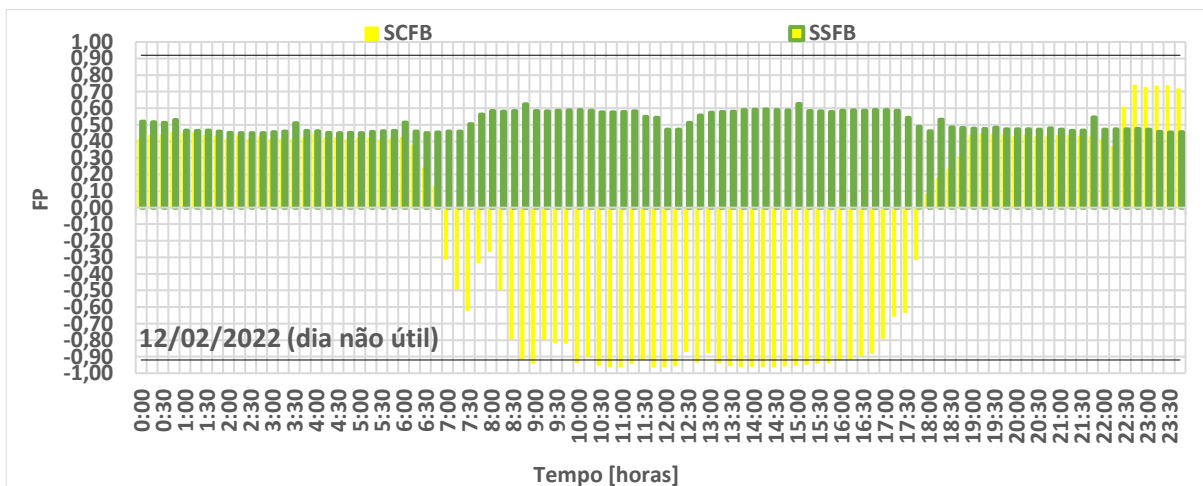


No período compreendido entre 0h e 6h45 as demandas ativas e reativas solicitadas da rede da distribuidora variam pouco. Neste período, o FP assume valores que variam entre 0,41 (cap.) e 0,18 (cap.).

No período compreendido entre 6h45 e 18h, a UC injeta energia elétrica na rede da distribuidora. As demandas ativas injetadas na rede variam consideravelmente ao longo do dia em função da variação da irradiação solar incidente no plano dos sistemas FV (de 0,3 pu a 0,7 pu) e as demandas reativas apresentam pouca variação. Neste período, o FP apresenta valores que variam de 0,31 (ind.) a 0,96 (ind.). No período correspondido entre 8h45 e 17h15 o FP é aproximadamente 0,92 (ind.). Entre 18h15 e 23h45, notam-se baixas demandas ativa/reactiva solicitadas à rede da distribuidora e baixo FP.

A Figura 19 resume, para o dia 12 de fevereiro de 2022, a evolução do FP da UC sem inserção da geração FV e de o SAEB (SSFB) e a evolução do FP da UC com a inserção da geração FV e do SAEB (em *standby*) (SCFB).

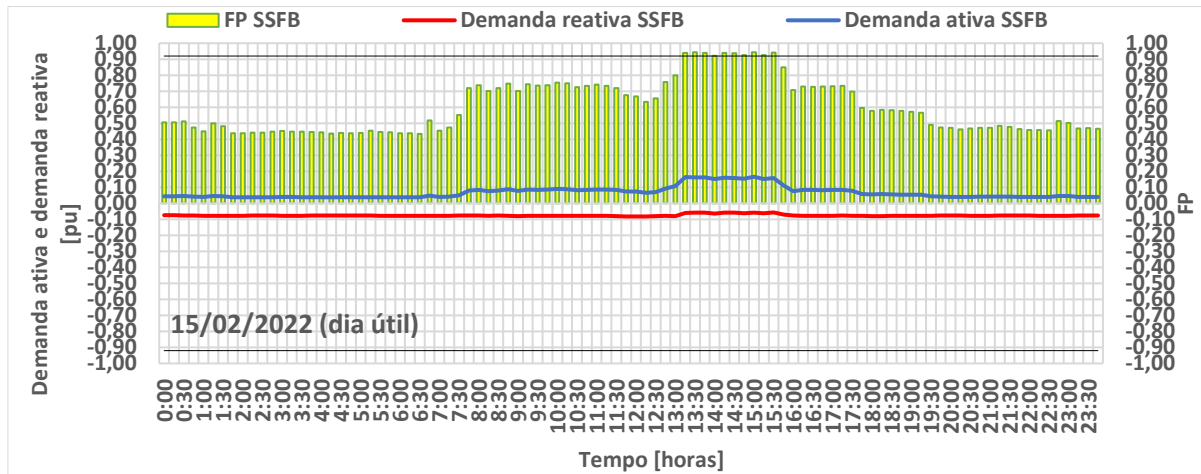
Figura 19 – Evolução do FP da UC sem inserção da geração FV e do SAEB e do FP da UC com a inserção da geração FV e do SAEB (em *standby*) – 12/02/2022



#### 4.3 PERFIS DE DEMANDA ATIVA, DEMANDA REATIVA E DO FP DA UC – DIA ÚTIL

A Figura 20 apresenta, para o dia 15/02/2022 (terça-feira), a evolução da demanda ativa, da demanda reativa e do fator de potência da UC sem a inserção dos sistemas de geração FV e SAEB, em intervalos de 15 minutos.

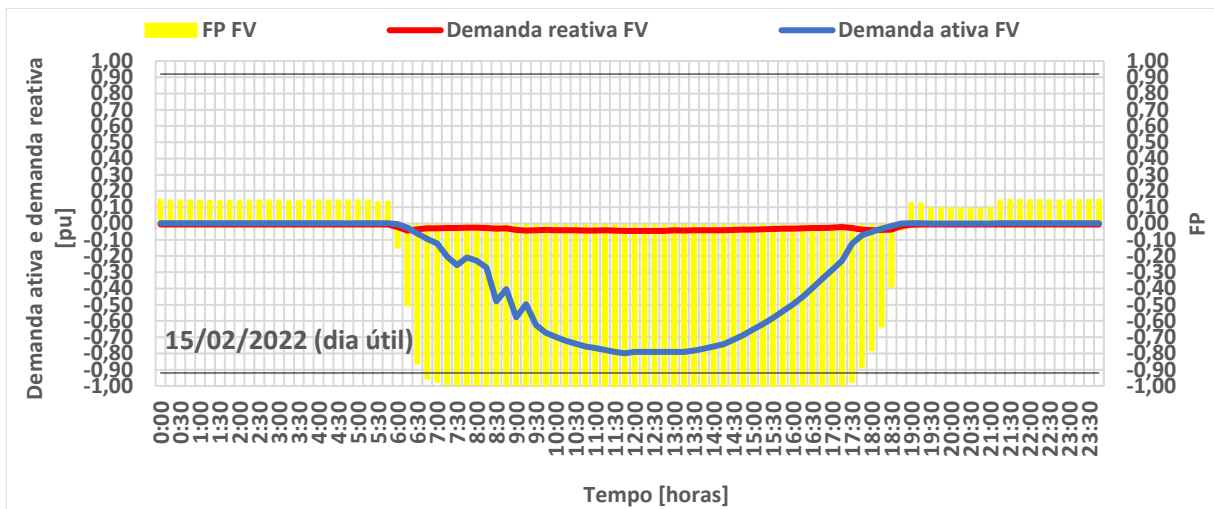
Figura 20 – Evolução da demanda ativa, da demanda reativa e do fator de potência da UC sem a inserção dos sistemas de geração FV e SAEB, em intervalos de 15 minutos – 15/02/2022



Os resultados mostram valores baixos para as demandas ativas e demandas reativas (capacitiva) solicitadas à rede da distribuidora durante quase todo o período analisado, com exceção do período das 13h15 às 15h30, onde o FP é maior ou igual a 0,92. Durante as 24 horas do dia, o FP da UC apresenta-se capacitivo. Das 0h às 7h30 observam-se baixos FPs. Maiores valores de FP são observados no início do dia, por volta das 8h, período em que começa a se notar maior demanda ativa solicitada da rede pela UC. Neste período o FP (cap.) varia entre 0,7 e 0,8 e se mantém até as 12h30, quando cai para 0,66. A partir das 13h45, o FP aumenta (aproximadamente 0,92) mantendo tal valor até as 16h. As 16h registra-se diminuição do FP para 0,71, continuando a diminuir até as 19h45 (variando entre 0,71 pu e 0,47 pu). Como a demanda reativa permanece praticamente constante, o FP varia em função da variação da potência ativa solicitada pela UC.

A Figura 21 apresenta, para o dia 15/02/2022 e para os sistemas FV agrupados, a evolução da demanda ativa e da demanda reativa (expressas em pu) e do FP, em intervalos de 15 minutos.

Figura 21 – Evolução da demanda ativa, demanda reativa e FP dos sistemas FV agrupados em intervalos de 15 minutos – 15/02/2022

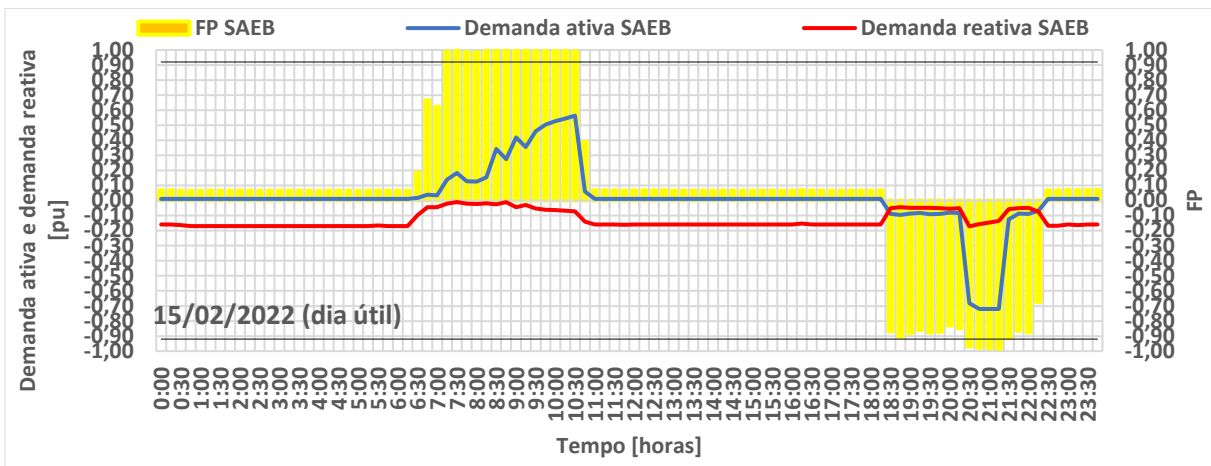


Observa-se que nos períodos compreendidos entre 0h e 6h e entre 18h15 e 23h45, que os sistemas FV não geram energia elétrica. Os sistemas FV integrantes da UC estão ajustados para produzir energia com FP aproximadamente igual a um. A demanda ativa FV injetada na rede da distribuidora começa a ser registrada pelo medidor de energia elétrica por volta das 6h15 (0,03pu) e atinge o valor máximo às 12h (0,79 pu). No período entre 07h e 17h45, o FP é maior do que 0,92.

A Figura 22 apresenta, para o dia 15/02/2022 e para o SAEB, a evolução da demanda ativa, da demanda reativa e do FP, em intervalos de 15 minutos.

Os resultados mostram que o SAEB começa a ser carregado com a energia excedente injetada na rede da distribuidora por volta das 6h30, e completa sua carga às 10h30. O SAEB permanece em *standby* aguardando seu processo de descarga até as 18h30. Das 18h30 às 20h30 (horário P), a descarga do SAEB é feita com potência ativa equivalente à demanda da UC. Das 20h30 às 21h30, a descarga do SAEB é realizada com potência equivalente à sua potência nominal (100 kW). A demanda reativa observada se deve à operação do transformador conectado ao SAEB.

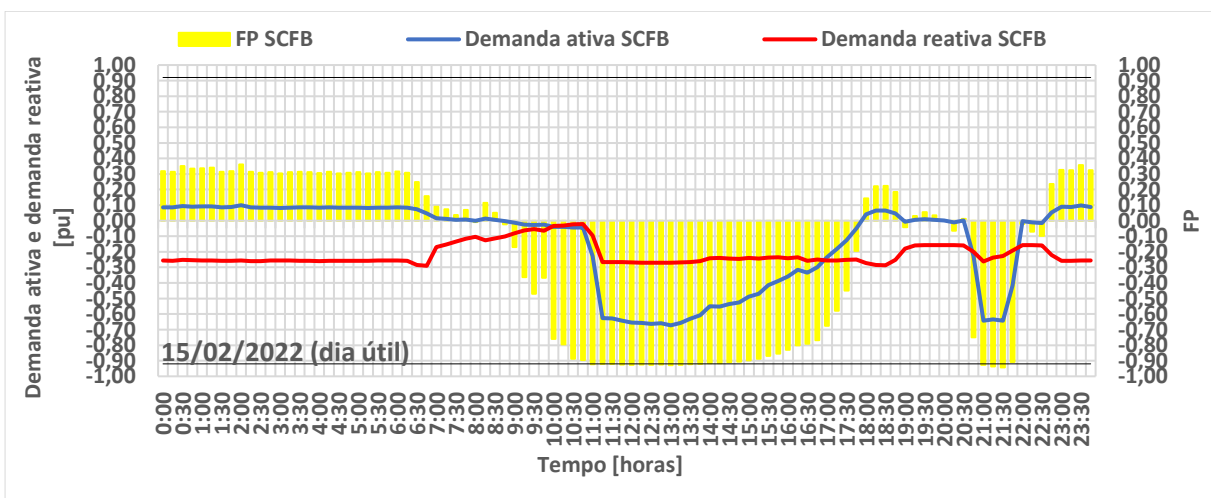
Figura 22 – Evolução das demandas ativa/reactiva e do FP do SAEB, em intervalos de 15 minutos



Observa-se que, durante o processo de carga e descarga, o SAEB apresenta FP elevado. No período compreendido entre as 7h e 10h30 (carregamento do SAEB), o FP do SAEB é maior que 0,92 (cap.). Durante o horário P, das 20h30 às 21h30, o SAEB é descarregado com FP próximo a 0,98 (ind.).

A Figura 23 apresenta, para o dia 15/02/2022, a evolução da demanda ativa, da demanda reativa (expressas em pu) e do FP da UC com a inserção dos sistemas de geração FV e do SAEB, em intervalos de 15 minutos.

Figura 23 – Evolução da demanda ativa, da demanda reativa e do FP da UC com a inserção dos sistemas de geração FV e do SAEB, em intervalos de 15 minutos



No período compreendido entre 0h e 6h30 as demandas ativas e reativas solicitadas à distribuidora pela UC variam pouco. Neste período, o FP assume valores que variam entre 0,32 (cap.) e 0,25 (cap.).

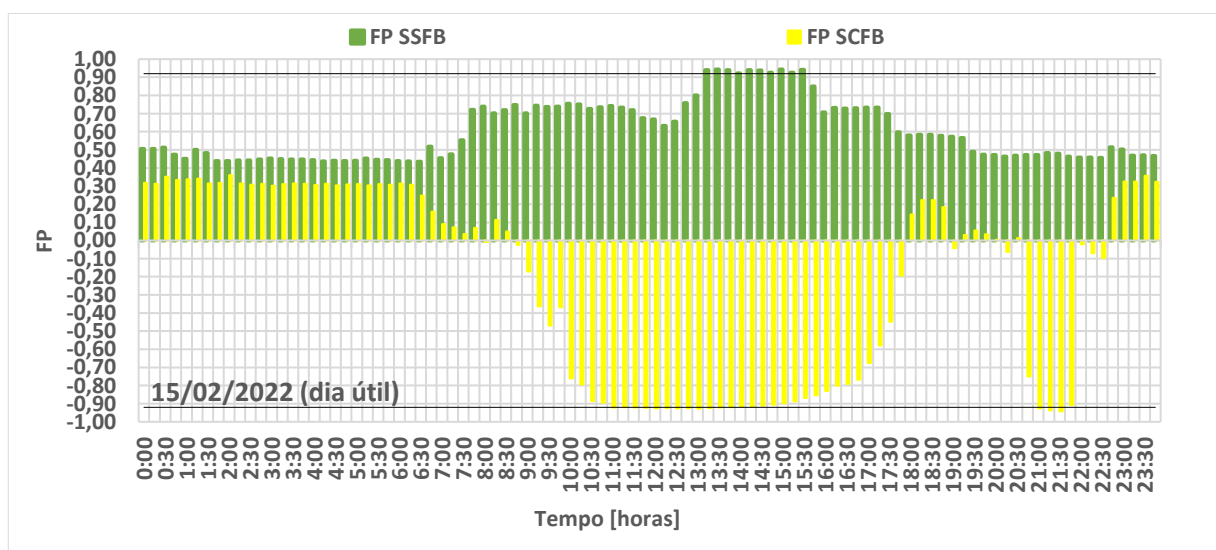
No período compreendido entre 9h e 17h45, a UC injeta energia elétrica na rede da distribuidora. As demandas ativas injetadas na rede variam consideravelmente ao longo do dia em função da variação da irradiação solar incidente no plano dos sistemas FV e as demandas reativas apresentam pouca variação. Neste período, a UC apresenta FP com valores que variam de 0,31 (ind.) a 0,96 (ind.). No período compreendido entre 10h45 e 16h o FP é aproximadamente 0,92 (ind.).

No horário P, das 18h30 às 20h30 ocorre a descarga do SAEB, com potência ativa equivalente à demanda da UC. Observa-se que neste período o FP da UC é baixo. Das 20h30 às 21h30 ocorre a descarga do SAEB em sua potência nominal, com elevado FP da UC.

A Figura 24 resume, para o dia 15/02/2022 (dia útil), a evolução do FP da UC sem geração FV e SAEB (SSFB) e do FP da UC com geração FV e SAEB (SCFB), em intervalos de 15 minutos.

Figura 24 – Evolução do FP da UC sem inserção da geração FV e de SAEB e do FP da UC com a inserção da geração FV e do SAEB, em intervalos de 15 minutos –

15/02/2022



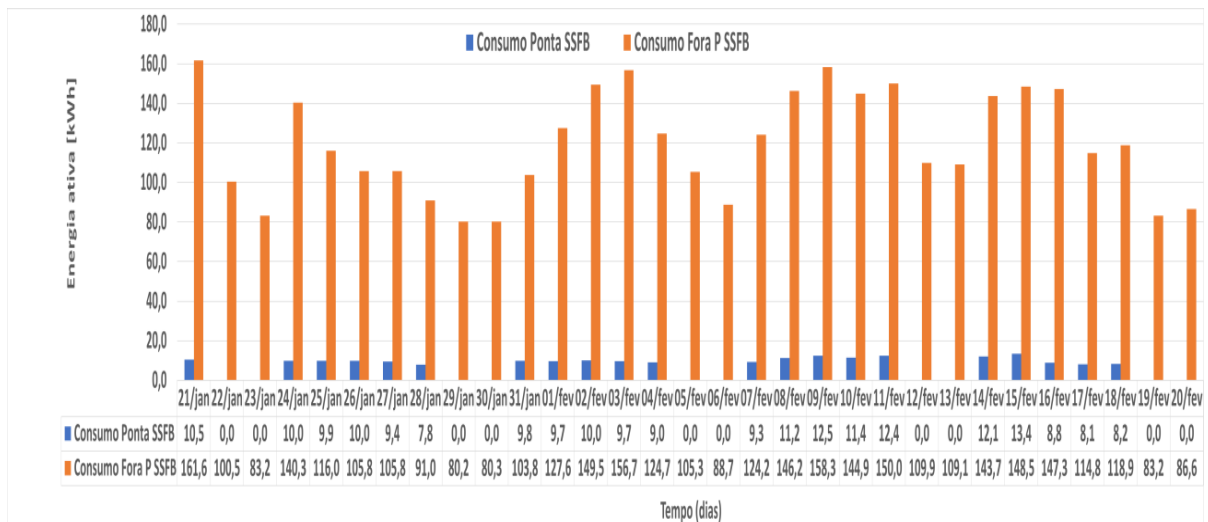


#### 4.4 ENERGIA ATIVA, FATOR DE POTÊNCIA, ENERGIA REATIVA EXCEDENTE E DEMANDA REATIVA EXCEDENTE DA UC

Para o período analisado, a evolução horária da energia ativa da UC sem a inserção da geração FV e do SAEB é apresentada no Apêndice A.

A Figura 25 apresenta, para o período analisado e para os horários P e FP, a evolução diária da energia ativa consumida pela UC FV UFSC, sem a inserção da geração FV e do SAEB.

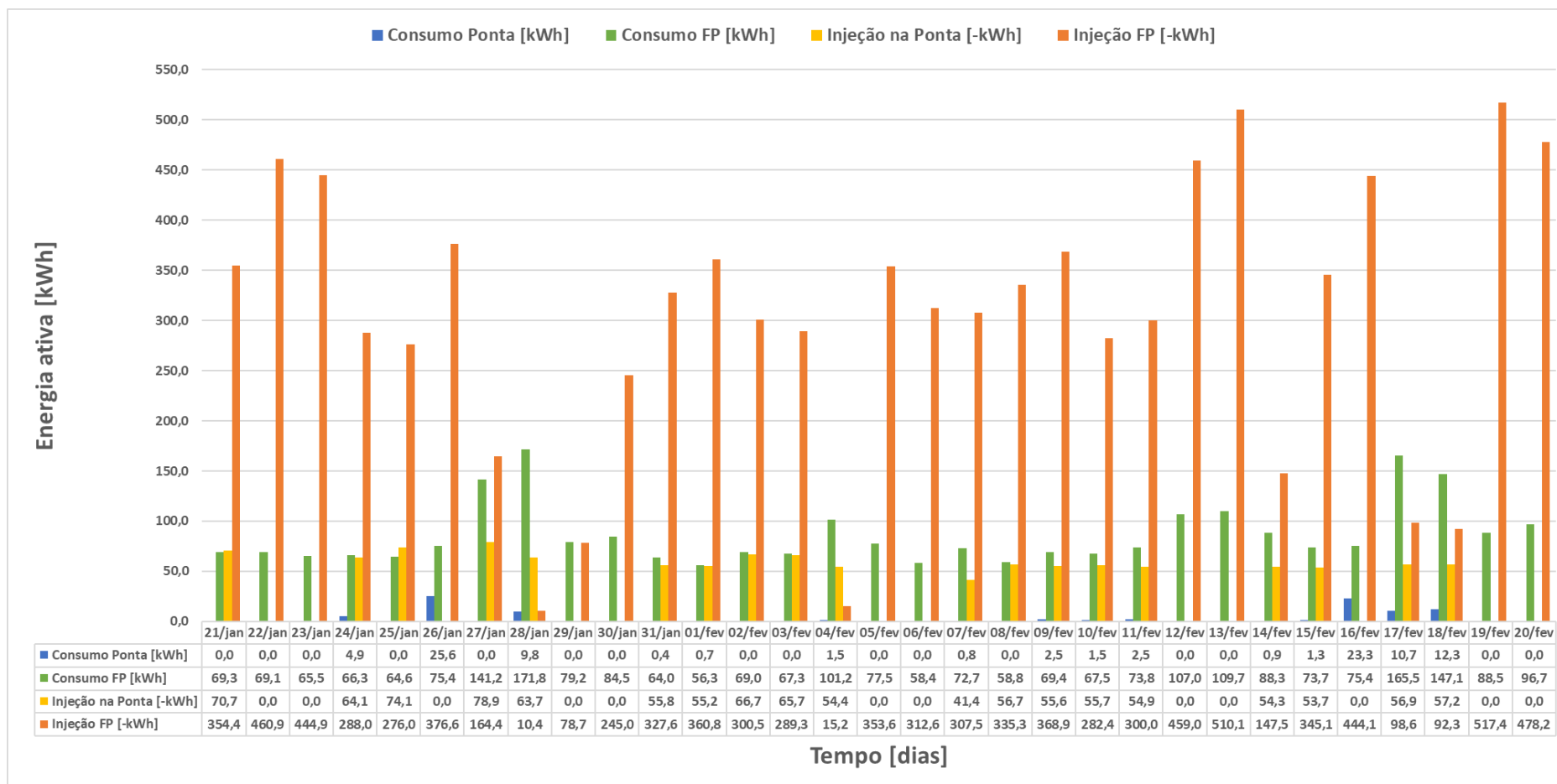
Figura 25 – Evolução diária da energia ativa consumida pela UC FV UFSC, sem a inserção da geração FV e do SAEB – Horários P e FP



Os resultados mostram que, no período analisado, a UC consumiu 212,9 kWh no horário P e 3.706,8 kWh, no horário FP. Observa-se que o consumo de energia ativa da UC sem geração FV nem SAEB foi maior no período FP devido à natureza, predominantemente diurna, das atividades realizadas na UC.

A Figura 26 apresenta, para o período analisado e para os horários P e FP, a evolução diária da energia ativa consumida/injetada na rede pela UC FV UFSC, com a inserção da geração FV e do SAEB. Para todos os dias do período analisado, a evolução horária da energia ativa da UC com a inserção da geração FV e do SAEB é apresentada no Apêndice B.

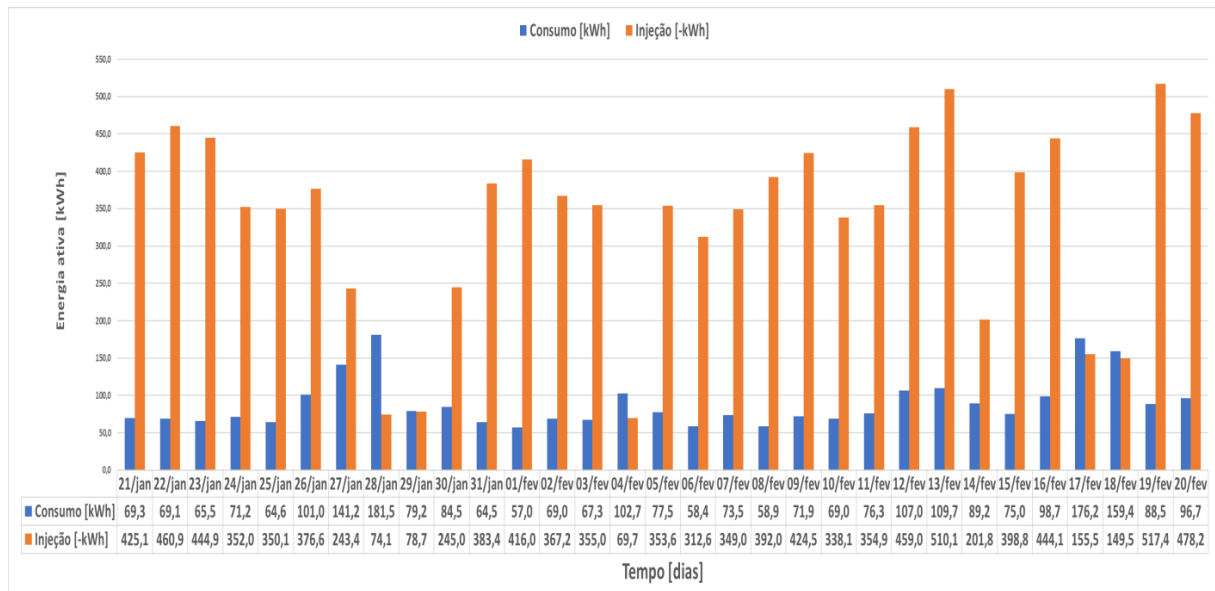
Figura 26 – Evolução diária da energia ativa consumida/injetada na rede pela UC FV UFSC, com a inserção da geração FV e do SAEB – Período P e FP



No período analisado, observa-se que no horário P, o consumo da UC foi de 98,7 kWh e a energia ativa excedente injetada na rede da distribuidora foi de 1.135,7 kWh. No horário FP, o consumo da UC foi 2.674,7 kWh e a energia ativa excedente injetada na rede da distribuidora foi de 9.343,5 kWh.

A Figura 27 apresenta, para o período analisado, a evolução diária de energia ativa consumida pela UC e da energia ativa excedente injetada na rede da distribuidora pela UC FV UFSC, com a inserção da geração FV e do SAEB.

Figura 27 – Evolução diária da energia ativa consumida e de energia ativa excedente injetada na rede da distribuidora pela UC FV UFSC, com a inserção da geração FV e do SAEB



Os resultados mostram que, em todos os dias do período analisado, as injeções de energia ativa na rede da distribuidora foram maiores do que o consumo de energia ativa pela UC. No período analisado, o consumo total de energia ativa foi de 2.773,5 kWh e a energia ativa excedente total injetada na rede elétrica foi de 10.481,0 kWh. O máximo consumo de energia ativa da UC foi de 181,5 kWh (28 de janeiro) e o menor consumo foi de 57,0 kWh (01 de fevereiro).

A Tabela 4 apresenta, para o período analisado (21/01/2022 a 20/02/2022), a evolução horária do FP da UC sem a inserção da geração FV e do SAEB.

Tabela 4 – Evolução horária do FP da UC sem a inserção da geração FV e do SAEB

	Fator de Potência (FP) da UC sem geração FV nem SAEB (SSFB)																		Horário de Ponta					
	23h30 às 0h30	0h30 1h30	1h30 2h30	2h30 3h30	3h30 4h30	4h30 5h30	5h30 6h30	6h30 7h30	7h30 8h30	8h30 9h30	9h30 10h30	10h30 11h30	11h30 12h30	12h30 13h30	13h30 14h30	14h30 15h30	15h30 16h30	16h30 17h30	17h30 18h30	18h30 19h30	19h30 20h30	20h30 21h30	21h30 22h30	22h30 23h30
21/jan	0,35	0,35	0,34	0,35	0,34	0,34	0,34	0,34	0,75	0,87	0,86	0,92	0,85	0,83	0,85	0,84	0,86	0,79	0,57	0,46	0,36	0,36	0,36	0,34
22/jan	0,39	0,36	0,33	0,34	0,33	0,34	0,33	0,33	0,44	0,52	0,60	0,67	0,61	0,65	0,59	0,65	0,67	0,65	0,46	0,35	0,36	0,34	0,35	0,35
23/jan	0,35	0,34	0,34	0,33	0,32	0,33	0,32	0,33	0,43	0,50	0,53	0,54	0,44	0,51	0,54	0,54	0,55	0,51	0,38	0,36	0,35	0,34	0,35	0,34
24/jan	0,34	0,34	0,34	0,33	0,33	0,32	0,33	0,34	0,73	0,95	0,99	0,99	0,97	0,82	0,82	0,81	0,77	0,57	0,42	0,40	0,39	0,39	0,38	0,38
25/jan	0,43	0,39	0,39	0,36	0,36	0,38	0,35	0,37	0,62	0,75	0,77	0,78	0,75	0,72	0,72	0,72	0,69	0,56	0,40	0,39	0,38	0,37	0,38	0,39
26/jan	0,36	0,37	0,39	0,36	0,36	0,36	0,37	0,37	0,53	0,71	0,74	0,65	0,54	0,67	0,70	0,69	0,64	0,65	0,55	0,39	0,40	0,40	0,41	0,39
27/jan	0,43	0,40	0,40	0,37	0,38	0,38	0,37	0,38	0,52	0,74	0,75	0,74	0,62	0,64	0,67	0,77	0,76	0,59	0,45	0,38	0,37	0,37	0,37	0,37
28/jan	0,38	0,37	0,33	0,33	0,35	0,33	0,33	0,43	0,63	0,68	0,66	0,65	0,53	0,62	0,61	0,60	0,59	0,47	0,32	0,33	0,32	0,32	0,35	0,32
29/jan	0,39	0,33	0,33	0,35	0,32	0,32	0,33	0,35	0,45	0,51	0,51	0,50	0,42	0,50	0,50	0,51	0,50	0,47	0,33	0,32	0,32	0,32	0,35	0,32
30/jan	0,32	0,32	0,32	0,36	0,32	0,33	0,32	0,33	0,47	0,52	0,51	0,51	0,41	0,53	0,52	0,52	0,52	0,44	0,36	0,33	0,34	0,32	0,34	0,35
31/jan	0,32	0,33	0,32	0,32	0,35	0,32	0,33	0,38	0,58	0,70	0,72	0,70	0,65	0,69	0,73	0,74	0,72	0,55	0,45	0,45	0,37	0,34	0,34	0,34
01/fev	0,40	0,37	0,34	0,33	0,34	0,33	0,36	0,41	0,65	0,70	0,76	0,76	0,78	0,83	0,82	0,79	0,77	0,64	0,47	0,42	0,36	0,35	0,38	0,35
02/fev	0,34	0,36	0,36	0,37	0,34	0,35	0,35	0,37	0,79	0,78	0,83	0,86	0,76	0,83	0,86	0,86	0,86	0,85	0,45	0,39	0,37	0,37	0,38	0,39
03/fev	0,42	0,37	0,36	0,37	0,39	0,36	0,35	0,40	0,74	0,75	0,85	0,88	0,86	0,85	0,86	0,86	0,84	0,66	0,51	0,37	0,36	0,37	0,37	0,36
04/fev	0,37	0,35	0,36	0,37	0,36	0,35	0,35	0,64	0,81	0,77	0,75	0,71	0,69	0,81	0,79	0,74	0,69	0,55	0,37	0,36	0,36	0,37	0,34	0,36
05/fev	0,42	0,36	0,36	0,34	0,36	0,35	0,34	0,37	0,48	0,56	0,56	0,67	0,62	0,68	0,69	0,69	0,66	0,58	0,38	0,37	0,37	0,36	0,38	0,36
06/fev	0,36	0,36	0,35	0,36	0,37	0,34	0,34	0,37	0,47	0,53	0,55	0,54	0,46	0,55	0,56	0,55	0,55	0,50	0,36	0,36	0,35	0,36	0,34	0,35
07/fev	0,37	0,34	0,34	0,35	0,36	0,33	0,33	0,36	0,71	0,76	0,75	0,74	0,65	0,77	0,80	0,81	0,85	0,61	0,39	0,38	0,36	0,36	0,35	0,36
08/fev	0,40	0,35	0,35	0,36	0,34	0,35	0,34	0,42	0,65	0,81	0,78	0,85	0,80	0,92	0,93	0,84	0,85	0,67	0,44	0,43	0,44	0,42	0,42	0,42
09/fev	0,44	0,42	0,41	0,42	0,41	0,43	0,41	0,49	0,70	0,90	0,99	0,99	0,98	0,95	0,86	0,88	0,86	0,68	0,62	0,57	0,41	0,39	0,39	0,39
10/fev	0,46	0,39	0,38	0,39	0,38	0,38	0,36	0,42	0,95	0,97	0,95	0,98	0,99	0,94	0,86	0,89	0,87	0,93	0,91	0,93	0,90	0,88	0,87	0,88
11/fev	0,86	0,86	0,87	0,86	0,87	0,87	0,87	0,89	0,98	0,99	0,78	0,76	0,74	0,84	0,87	0,84	0,81	0,72	0,63	0,48	0,48	0,47	0,48	0,47
12/fev	0,51	0,48	0,45	0,47	0,46	0,45	0,47	0,47	0,58	0,59	0,58	0,57	0,50	0,57	0,59	0,59	0,58	0,58	0,49	0,48	0,47	0,47	0,49	0,46
13/fev	0,46	0,47	0,46	0,46	0,45	0,47	0,46	0,47	0,57	0,58	0,60	0,57	0,49	0,58	0,60	0,58	0,59	0,57	0,50	0,47	0,47	0,46	0,49	0,47
14/fev	0,46	0,47	0,48	0,47	0,45	0,46	0,46	0,49	0,77	0,81	0,78	0,75	0,69	0,80	0,83	0,84	0,81	0,64	0,47	0,47	0,48	0,46	0,46	0,45
15/fev	0,50	0,48	0,44	0,45	0,44	0,44	0,44	0,50	0,72	0,73	0,74	0,73	0,66	0,89	0,93	0,93	0,76	0,72	0,59	0,55	0,47	0,48	0,46	0,49
16/fev	0,46	0,47	0,45	0,46	0,48	0,45	0,44	0,47	0,69	0,79	0,80	0,77	0,74	0,82	0,85	0,86	0,84	0,66	0,35	0,35	0,37	0,34	0,34	0,34
17/fev	0,39	0,34	0,35	0,33	0,32	0,33	0,31	0,41	0,70	0,79	0,77	0,71	0,68	0,75	0,80	0,76	0,57	0,39	0,36	0,33	0,33	0,33	0,33	0,34
18/fev	0,32	0,32	0,32	0,33	0,32	0,35	0,31	0,33	0,60	0,71	0,77	0,83	0,76	0,79	0,83	0,81	0,70	0,55	0,36	0,33	0,35	0,32	0,33	0,32
19/fev	0,39	0,33	0,34	0,32	0,31	0,32	0,30	0,36	0,45	0,52	0,52	0,53	0,42	0,52	0,52	0,53	0,54	0,46	0,34	0,34	0,34	0,36	0,33	0,33
20/fev	0,34	0,33	0,35	0,33	0,32	0,33	0,32	0,36	0,46	0,53	0,53	0,54	0,43	0,53	0,54	0,54	0,56	0,47	0,37	0,36	0,35	0,38	0,35	0,35

No período compreendido entre 23h30 e 5h30, os resultados mostram a contínua ocorrência de FP capacitivo da UC menor do que 0,92. No período complementar a este, observam-se também baixos valores de FP capacitivo.

Os horários em que o FP da UC apresenta valor maior ou igual a 0,92 são destacados tabela pela cor verde.

A Tabela 5 apresenta, para o período analisado (21/01/2022 a 20/02/2022), a evolução horária do FP da UC com a inserção de geração FV e de SAEB.

Tabela 5 – Evolução horária do FP da UC com a inserção da Geração FV e do SAEB (SCFB)

	FP para o sistema com geração fotovoltaica e SAEB (SCFB)																		Horário de Ponta						
	23h30	0h30	1h30	2h30	3h30	4h30	5h30	6h30	7h30	8h30	9h30	10h30	11h30	12h30	13h30	14h30	15h30	16h30	17h30	18h30	19h30	20h30	21h30	22h30	23h30
	às 0h30	1h30	2h30	3h30	4h30	5h30	6h30	7h30	8h30	9h30	10h30	11h30	12h30	13h30	14h30	15h30	16h30	17h30	18h30	19h30	20h30	21h30	22h30	23h30	
21/jan	0,42	0,41	0,41	0,40	0,41	0,40	0,34	-0,23	-0,72	-0,19	-0,18	-0,70	-0,94	-0,94	-0,94	-0,92	-0,87	-0,09	0,20	-0,24	0,00	-0,91	0,08	0,40	
22/jan	0,41	0,42	0,40	0,40	0,40	0,40	0,34	0,11	-0,66	-0,45	-0,30	-0,91	-0,96	-0,96	-0,96	-0,95	-0,91	-0,80	-0,06	0,08	0,08	-0,90	-0,30	0,40	
23/jan	0,40	0,39	0,40	0,39	0,39	0,39	0,29	-0,29	-0,64	-0,40	-0,14	-0,83	-0,96	-0,96	-0,96	-0,95	-0,92	-0,80	-0,04	0,09	0,07	-0,90	-0,29	0,40	
24/jan	0,40	0,39	0,39	0,39	0,39	0,39	0,32	-0,28	-0,77	-0,28	-0,41	-0,84	-0,98	-0,96	-0,95	-0,93	-0,59	0,00	0,12	0,10	0,09	-0,90	0,16	0,41	
25/jan	0,43	0,43	0,41	0,41	0,35	0,33	0,25	-0,31	-0,80	-0,76	-0,85	-0,20	-0,51	-0,94	-0,94	-0,95	-0,85	-0,01	-0,06	-0,31	-0,09	-0,91	0,20	0,43	
26/jan	0,42	0,41	0,42	0,43	0,41	0,41	0,35	-0,13	-0,76	-0,36	-0,17	-0,80	-0,96	-0,96	-0,96	-0,95	-0,92	-0,78	0,09	0,41	0,43	0,43	0,44	0,43	
27/jan	0,43	0,44	0,42	0,43	0,41	0,42	0,38	0,15	-0,24	-0,46	-0,80	-0,88	-0,63	-0,92	-0,37	-0,32	-0,31	-0,21	0,98	-0,36	-0,33	-0,92	0,39	0,38	
28/jan	0,38	0,39	0,37	0,37	0,37	0,38	0,37	0,28	0,25	0,25	0,21	0,09	-0,03	0,01	-0,04	-0,15	-0,20	0,06	0,99	0,37	-0,15	-0,88	0,37	0,36	
29/jan	0,37	0,38	0,36	0,37	0,36	0,35	0,35	0,19	0,12	0,07	0,04	0,02	0,00	-0,01	0,04	0,03	-0,30	0,04	0,41	-0,12	-0,14	-0,87	-0,32	0,37	
30/jan	0,36	0,36	0,36	0,36	0,37	0,36	0,34	-0,05	-0,55	-0,76	-0,78	-0,85	-0,90	-0,81	-0,79	-0,77	-0,79	-0,79	-0,23	0,27	0,37	0,37	0,36	0,37	
31/jan	0,37	0,36	0,36	0,36	0,36	0,37	0,36	0,12	-0,54	-0,83	-0,94	-0,95	-0,36	-0,45	-0,95	-0,94	-0,88	-0,33	0,27	0,02	-0,01	-0,83	-0,39	0,35	
01/fev	0,39	0,40	0,38	0,37	0,37	0,37	0,30	0,10	-0,01	-0,12	-0,22	-0,94	-0,95	-0,95	-0,95	-0,93	-0,88	-0,66	-0,18	0,02	0,02	-0,83	-0,39	0,15	
02/fev	0,39	0,39	0,39	0,39	0,40	0,38	0,36	0,19	0,04	-0,10	-0,18	-0,87	-0,95	-0,95	-0,94	-0,93	-0,86	-0,42	0,12	-0,29	-0,15	-0,86	-0,25	0,41	
03/fev	0,43	0,42	0,40	0,41	0,41	0,40	0,35	0,10	-0,11	-0,14	-0,13	-0,27	-0,95	-0,95	-0,94	-0,93	-0,87	-0,69	0,03	-0,25	-0,15	-0,86	-0,35	0,41	
04/fev	0,40	0,41	0,40	0,40	0,41	0,40	0,36	0,19	-0,08	0,01	0,04	0,00	0,06	-0,09	-0,07	-0,08	-0,02	0,11	0,92	0,05	0,03	-0,85	-0,54	0,00	
05/fev	0,38	0,42	0,41	0,39	0,39	0,40	0,34	0,13	0,03	-0,16	-0,26	-0,92	-0,95	-0,96	-0,95	-0,89	-0,73	0,43	0,41	0,06	0,04	-0,84	-0,44	0,03	
06/fev	0,24	0,39	0,39	0,39	0,39	0,37	0,16	0,00	-0,06	-0,13	-0,27	-0,94	-0,95	-0,94	-0,93	-0,79	-0,60	0,02	0,07	0,02	-0,84	-0,39	0,03		
07/fev	0,36	0,38	0,38	0,37	0,38	0,38	0,33	0,11	0,01	-0,12	-0,20	-0,87	-0,94	-0,96	-0,95	-0,94	-0,85	-0,44	0,19	0,04	-0,04	-0,81	0,38	0,37	
08/fev	0,38	0,38	0,37	0,36	0,37	0,36	0,32	-0,24	-0,74	-0,88	-0,93	-0,54	-0,87	-0,95	-0,94	-0,93	-0,84	0,01	-0,15	0,00	-0,14	-0,96	-0,80	0,40	
09/fev	0,41	0,41	0,40	0,39	0,39	0,40	0,36	0,18	0,10	-0,92	-1,00	-0,98	-0,98	-0,98	-0,96	-0,92	-0,84	-0,61	0,28	0,19	0,02	-0,96	-0,80	0,35	
10/fev	0,40	0,41	0,39	0,38	0,39	0,39	0,35	0,22	0,11	-1,00	-1,00	-0,98	-0,98	-0,98	-0,93	-0,91	-0,82	-0,68	0,24	0,32	-0,06	-0,98	-0,95	0,51	
11/fev	0,55	0,54	0,54	0,53	0,53	0,53	0,52	0,43	0,89	-1,00	-1,00	-0,95	-0,95	-0,95	-0,94	-0,92	-0,79	-0,11	0,25	0,19	0,05	-0,96	-0,29	0,43	
12/fev	0,43	0,45	0,42	0,42	0,43	0,42	0,36	-0,44	-0,54	-0,89	-0,92	-0,95	-0,95	-0,93	-0,96	-0,95	-0,92	-0,79	0,08	0,41	0,43	0,43	0,44	0,73	
13/fev	0,72	0,72	0,72	0,71	0,72	0,71	0,67	-0,18	-0,94	-0,98	-0,99	-0,99	-0,99	-0,99	-0,99	-0,99	-0,98	-0,94	0,45	0,67	0,74	0,74	0,73	0,74	
14/fev	0,72	0,73	0,72	0,73	0,72	0,72	0,71	0,50	0,20	-0,80	-0,04	-0,13	-0,79	-0,92	-0,90	-0,57	-0,28	0,31	0,26	0,08	-0,05	-0,92	-0,62	0,30	
15/fev	0,32	0,33	0,33	0,31	0,31	0,31	0,29	0,11	0,07	-0,36	-0,70	-0,92	-0,92	-0,92	-0,92	-0,89	-0,82	-0,64	0,14	0,11	-0,01	-0,92	-0,62	0,33	
16/fev	0,32	0,32	0,32	0,31	0,32	0,32	0,29	-0,04	-0,64	-0,83	-0,89	-0,91	-0,92	-0,92	-0,91	-0,86	-0,72	-0,44	0,00	0,26	0,30	0,30	0,28	0,28	
17/fev	0,29	0,29	0,29	0,28	0,28	0,27	0,27	-0,01	-0,62	-0,78	-0,85	-0,24	-0,03	0,09	0,07	-0,08	-0,08	0,49	1,00	0,64	-0,21	-0,93	0,28	0,27	
18/fev	0,28	0,27	0,27	0,27	0,27	0,28	0,26	0,05	-0,41	-0,75	-0,88	-0,41	-0,32	-0,17	0,03	-0,27	-0,27	0,26	1,00	0,71	-0,15	-0,93	0,11	0,27	
19/fev	0,28	0,29	0,28	0,26	0,26	0,26	0,26	-0,07	-0,66	-0,86	-0,91	-0,93	-0,93	-0,93	-0,93	-0,91	-0,86	-0,68	0,01	0,27	0,29	0,29	0,30	0,28	
20/fev	0,29	0,29	0,29	0,29	0,28	0,28	0,27	0,08	-0,58	-0,84	-0,90	-0,92	-0,93	-0,93	-0,92	-0,90	-0,82	-0,58	0,08	0,29	0,31	0,31	0,31	0,30	

No período compreendido entre 23h30 e 5h30, os resultados mostram a contínua ocorrência de FP capacitivo da UC menor do que 0,92, quando a mesma consome energia da rede elétrica.

Observa-se que nos períodos de maior incidência da irradiação solar (das 11h30 às 15h30), em muitos dias, a UC registrou FP indutivo elevado. Observa-se ainda que, entre as 20h30 e 21h30, período em que o SAEB é descarregado na rede da distribuidora com potência nominal, os valores de FP são muito próximos de 0,92.

Os horários em que o FP da UC apresenta valor maior ou igual a 0,92 são destacados tabela pela cor verde.

A Tabela 6 apresenta, para o período analisado, a evolução horária da energia reativa excedente da UC sem a inserção de geração FV e do SAEB.

Tabela 6 – Evolução horária da energia reativa excedente da UC sem a inserção de geração FV nem de SAEB

	Excedente de Energia Reativa P e Fora P [kWh] - Sistema sem geração FV nem SAEB																								Total	
	23h30 às 0h30	0h30 1h30	1h30 2h30	2h30 3h30	3h30 4h30	4h30 5h30	5h30 6h30	6h30 7h30	7h30 8h30	8h30 9h30	9h30 10h30	10h30 11h30	11h30 12h30	12h30 13h30	13h30 14h30	14h30 15h30	15h30 16h30	16h30 17h30	17h30 18h30	18h30 19h30	19h30 20h30	20h30 21h30	21h30 22h30	22h30 23h30		
21/jan	4,8	4,8	4,9	4,8	4,9	4,9	4,4	4,8	4,8	2,0	0,7	0,0	1,1	1,4	1,1	1,2	1,0	1,8	3,5	4,3	4,8	4,8	4,6	75,3		
22/jan	4,4	4,6	4,8	4,9	4,9	4,9	4,6	4,9	4,9	4,0	3,5	3,0	2,6	3,1	2,8	3,2	2,8	2,6	2,7	4,0	4,7	4,6	4,8	4,7	95,8	
23/jan	4,6	4,7	4,7	4,8	4,8	4,7	4,8	4,9	4,7	4,0	3,6	3,5	3,4	4,2	3,6	3,4	3,4	3,3	3,5	4,4	4,6	4,6	4,7	4,7	101,6	
24/jan	4,7	4,7	4,8	4,8	4,8	4,9	4,5	4,8	4,8	2,2				1,4	1,4	1,6	1,8	3,2	4,3	4,3	4,4	4,5	4,5	76,5		
25/jan	4,1	4,3	4,4	4,6	4,6	4,5	4,4	4,7	4,5	2,9	2,0	1,9	1,8	2,2	2,3	2,2	2,3	2,5	3,4	4,5	4,6	4,6	4,7	4,5	86,8	
26/jan	4,7	4,6	4,5	4,7	4,7	4,7	4,3	4,7	4,6	3,5	2,4	2,2	2,8	3,6	2,6	2,5	2,5	2,9	2,8	3,6	4,4	4,3	4,4	4,4	90,3	
27/jan	4,2	4,4	4,4	4,6	4,6	4,5	4,8	4,7	4,6	3,6	2,1	2,0	2,1	3,1	2,9	2,7	1,7	0,7	3,1	4,1	4,6	4,5	4,6	4,5	87,5	
28/jan	4,5	4,5	2,9	4,9	4,8	4,8	4,7	5,0	4,3	2,9	2,6	2,7	2,9	3,8	3,0	3,0	3,1	3,2	3,8	4,8	4,8	4,9	4,9	4,6	95,3	
29/jan	4,3	4,8	4,8	4,6	4,8	4,8	4,6	4,8	4,6	3,9	3,5	3,5	3,6	4,3	3,7	3,7	3,6	3,6	3,8	4,9	4,8	4,9	4,9	4,6	103,6	
30/jan	4,8	4,8	4,9	4,5	4,8	4,7	4,7	4,9	4,8	3,8	3,4	3,5	3,5	4,3	3,4	3,5	3,5	3,5	4,0	4,7	4,7	4,6	4,8	4,7	103,0	
31/jan	4,8	4,8	4,8	4,9	4,6	4,8	4,7	4,8	4,4	3,1	2,3	2,2	2,4	2,9	2,4	2,2	2,1	2,3	3,4	4,2	4,1	4,5	4,8	4,7	90,2	
01/fev	4,2	4,6	4,7	4,8	4,7	4,8	4,5	4,7	4,3	2,8	2,4	2,0	2,0	1,9	1,3	1,4	1,6	1,9	2,9	4,1	4,3	4,8	4,8	4,6	83,7	
02/fev	4,8	4,6	4,6	4,6	4,8	4,7	4,7	4,8	4,6	1,5	1,7	1,3	0,9	2,1	1,3	0,9	1,0	1,0	0,7	4,5	4,7	4,9	4,8	4,7	78,1	
03/fev	4,3	4,7	4,8	4,7	4,6	4,8	4,7	5,0	4,7	2,2	2,0	1,1	0,6	0,9	1,1	1,0	1,0	1,3	2,8	4,1	4,8	4,9	4,8	4,7	79,4	
04/fev	4,8	4,9	4,8	4,7	4,8	4,8	4,8	4,9	2,8	1,5	1,8	2,0	2,3	2,5	1,5	1,7	2,2	2,6	3,4	4,6	4,7	4,6	4,6	4,8	86,1	
05/fev	4,2	4,6	4,6	4,8	4,6	4,7	4,9	4,8	4,6	3,7	3,3	3,3	2,6	3,1	2,5	2,5	2,5	2,7	3,2	4,6	4,6	4,7	4,7	4,6	94,5	
06/fev	4,6	4,6	4,7	4,7	4,6	4,8	4,0	4,8	4,6	3,9	3,5	3,4	3,4	4,1	3,3	3,3	3,3	3,3	3,6	4,7	4,7	4,8	4,7	4,9	100,5	
07/fev	4,6	4,7	4,7	4,7	4,7	4,8	4,8	4,8	4,6	2,3	1,9	2,1	2,1	2,9	1,9	1,6	1,6	1,0	2,9	4,5	4,5	4,7	4,7	4,7	85,9	
08/fev	4,3	4,7	4,7	4,6	4,7	4,6	4,8	4,7	4,3	2,7	1,4	1,8	1,0	1,6			1,1	1,0	2,6	4,1	4,2	4,2	4,4	4,3	76,0	
09/fev	4,2	4,3	4,3	4,4	4,2	4,2	4,5	4,4	3,9	2,3	0,2						0,8	1,1	2,8	3,2	3,5	4,4	4,5	4,5	65,8	
10/fev	4,0	4,5	4,6	4,5	4,5	4,6	4,9	4,8	4,4							1,0	0,6	0,9		0,1		0,1	0,2	0,2	43,9	
11/fev	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,1				1,8	1,9	2,2	1,2	0,9	1,2	1,5	2,2	2,9	3,8	3,8	3,9	3,8	33,1
12/fev	3,6	3,8	4,0	3,9	4,0	4,0	7,4	9,5	1,3	1,5	1,1	1,3	0,4	0,2	0,2	0,1	2,4	6,0	0,2	0,3	0,5	0,5	0,3	0,6	57,4	
13/fev	3,9	3,9	4,0	3,9	4,0	3,9	4,2	3,9	3,9	3,2	3,1	2,9	3,2	3,8	3,0	3,0	3,1	3,1	3,2	3,8	3,8	3,9	3,9	3,7	86,3	
14/fev	4,0	3,9	3,9	3,9	4,0	3,9	3,9	4,0	3,8	1,8	1,6	1,7	2,0	2,6	1,6	1,3	1,2	1,5	2,7	3,8	3,8	3,8	4,0	3,9	72,5	
15/fev	3,6	3,9	4,1	4,1	4,1	4,1	0,1	1,2	2,6	1,7	0,1	1,1	3,5	0,1			7,4	10,2	3,8	6,5	1,5	1,9	1,2	0,5	67,2	
16/fev	3,9	4,0	4,0	4,0	3,9	4,1	4,0	4,2	3,9	2,4	1,7	1,6	1,9	2,2	1,4	1,2	1,0	1,2	2,7	4,8	4,7	4,6	4,9	4,8	77,3	
17/fev	4,4	4,8	4,7	4,8	4,9	4,9	5,2	5,1	4,4	2,5	1,7	1,9	2,5	2,8	2,1	1,7	2,0	3,2	4,4	4,6	4,8	4,8	4,9	4,9	92,0	
18/fev	4,9	5,0	4,9	4,9	5,0	4,7	4,3	5,1	4,9	3,1	2,3	1,9	1,2	1,9	1,7	1,2	1,5	2,4	3,3	4,6	4,8	4,7	5,0	4,8	88,3	
19/fev	4,4	4,8	4,8	4,9	5,0	4,8	4,7	5,1	4,7	4,0	3,5	3,6	3,5	4,4	3,6	3,6	3,4	3,5	3,9	4,8	4,7	4,8	4,6	4,9	103,9	
20/fev	4,7	4,9	4,8	4,9	5,0	4,9	5,2	5,0	4,7	3,9	3,5	3,5	3,5	4,4	3,6	3,5	3,5	3,3	3,9	4,6	4,7	4,7	4,6	4,8	104,1	
Total		819,5																			384,0		260,3		2581,7	

Em verde: horários em que o FP  $\geq 0,92$ . A distribuidora não aplica penalidades referentes à energia reativa excedente. Em amarelo claro: horários em que a UC consome energia da rede (UC apresenta  $FP < 0,92$  capacitivo e a rede é indutiva). A distribuidora não aplica penalidades referentes à energia reativa excedente. Em amarelo escuro: horários em que a UC consome energia da rede (UC apresenta  $FP < 0,92$  capacitivo e a rede é capacitiva). A distribuidora aplica à UC penalidades referentes à energia reativa excedente.

No período compreendido entre 23h30 e 5h30, os resultados mostram a contínua ocorrência de energia reativa excedente, justificada pelo baixo FP capacitivo da UC, quando consome energia da rede elétrica. Neste período, a energia reativa excedente da UC apresenta o valor de 819,50 kWh.

No período complementar ao anteriormente citado, os horários em que não há ocorrência de energia reativa excedente na UC (FP maior ou igual a 0,92) são destacados na tabela pela cor verde. Observa-se que, neste período, a energia reativa excedente apresenta o valor de 1.117,9 kWh.

No período analisado, os resultados mostram que a energia reativa excedente total da UC foi de 2.581,70 kWh, com ocorrência de 259,1 kWh (valores das 18h30 às 21h30 menos os valores de finais de semana) no horário P e 2.322,6 kWh no horário FP.



No período analisado, os resultados mostram que a energia reativa excedente total da UC foi de 3.927,7 kWh, com ocorrência de 60,7 kWh (valores compreendidos entre 18h30 e 21h30 sem ter em conta os finais de semana) no horário P e 3.867,0 kWh no horário FP.

A Tabela 8 resume, para o período analisado, a energia reativa excedente da UC sem inserção da geração FV e do SAEB, destacada por períodos, por horário P e FP e por dias úteis e não úteis.

Tabela 8 – Resumo da energia reativa excedente da UC sem inserção de geração FV e de SAEB, destacada por períodos, por horário P e FP e dias úteis e não úteis.

Descrição	23h30 às 5h30	5h30 às 18h30	18h30 às 21h30	21h30 às 23h30	Horário de Ponta	Horário Fora de Ponta	Dias úteis	Dias não úteis
Excedente Em. Reat [kWh]	819,5	1.117,9	384	260,3	259,1	2.322,6	1631,3	950,4

A Tabela 9 resume para o período analisado, a energia reativa excedente da UC com inserção da geração FV e do SAEB, destacada por períodos, por horário P e FP e dias úteis e não úteis.

Tabela 9 – Resumo da energia reativa excedente da UC com inserção de geração FV e de SAEB, destacada por períodos, por horário P e FP e por dias úteis e não úteis.

Descrição	23h30 às 5h30	5h30 às 18h30	18h30 às 21h30	21h30 às 23h30	Horário de Ponta	Horário Fora de Ponta	Dias úteis	Dias não úteis
Excedente Em. Reat [kWh]	2.065,8	1.341,7	386,1	134,1	325,5	3602,2	2793,7	1134

Observa-se que a inserção de geração FV e do SAEB na UC proporciona maior energia reativa excedente à UC.

A Tabela 10 apresenta, para o período analisado, a evolução horária da demanda reativa excedente da UC sem a inserção da geração FV e do SAEB.



Tabela 10 – Evolução horária da demanda reativa excedente da UC sem a inserção de geração FV nem de SAEB

	Demanda reativa excedente [kW] Ponta e Fora P sistema sem geração fotovoltaica nem SAEB (SSFB)																	Horário de Ponta											
	23h30 às 0h30					0h30	1h30	2h30	3h30	4h30	5h30	6h30	7h30	8h30	9h30	10h30	11h30	12h30	13h30	14h30	15h30	16h30	17h30	18h30	19h30	20h30	21h30	22h30	23h30
	Exced. por FP abaixo de 0,92 (capacitivo)										Exced. por FP abaixo de 0,92 (indutivo)																		
21/jan	7,7	7,7	7,7	7,7	7,7	7,7	7,7	7,7	7,7	7,7	7,7	10,9	13,3	13,7		14,3	13,6	14,4	14,1	14,9	12,3	9,3	8,5	8,0	7,8	7,5	7,6		
22/jan	7,7	7,7	7,6	7,7	7,6	7,7	7,6	7,6	7,6	7,6	7,6	8,0	8,7	9,6	9,2	9,5	8,7	9,4	9,6	9,2	8,1	7,6	7,6	7,6	7,5	7,5	7,5	7,5	
23/jan	7,5	7,4	7,4	7,5	7,4	7,4	7,4	7,4	7,4	7,4	7,4	7,6	8,0	8,1	8,2	8,0	8,1	8,2	8,1	8,1	7,9	7,6	7,6	7,5	7,5	7,5	7,5	7,5	
24/jan	7,5	7,5	7,5	7,5	7,6	7,5	7,5	7,5	7,5	7,5	7,5	10,5					12,9	12,9	12,8	11,6	8,5	7,8	7,7	7,7	7,8	7,6	7,6		
25/jan	7,7	7,6	7,6	7,6	7,6	7,7	7,6	7,6	7,6	7,6	7,6	9,0	10,9	11,2	11,8	11,3	10,7	10,6	10,4	10,0	8,6	8,1	8,1	7,9	7,8	7,7	7,8	7,8	
26/jan	7,7	7,8	7,9	7,7	7,8	7,7	7,8	7,7	7,8	7,7	7,8	7,7	8,3	10,4	10,9	9,6	8,7	9,8	10,1	10,0	9,3	9,4	8,9	7,7	7,7	7,7	7,9	7,9	
27/jan	7,9	7,8	7,9	7,8	7,7	7,7	7,7	7,9	7,9	8,3	10,9	10,9	11,0	9,5	9,6	9,9	10,5	4,2	8,7	8,0	7,8	7,6	7,7	7,6	7,7	7,6	7,6		
28/jan	7,7	7,6	4,6	7,6	7,7	7,5	7,7	8,0	9,2	9,9	9,6	9,7	9,0	9,2	8,9	8,8	8,8	7,8	7,5	7,4	7,5	7,5	7,4	7,3	7,4	7,3	7,4		
29/jan	7,4	7,4	7,4	7,5	7,4	7,4	7,4	7,4	7,4	7,7	8,0	8,0	8,0	8,0	8,1	8,1	8,1	8,0	7,8	7,6	7,4	7,6	7,4	7,6	7,4	7,5	7,4	7,4	
30/jan	7,4	7,4	7,5	7,4	7,3	7,4	7,5	7,5	7,7	7,9	7,9	7,9	7,9	7,7	8,1	8,0	8,1	8,1	8,1	7,7	7,7	7,3	7,4	7,4	7,4	7,4	7,5	7,5	
31/jan	7,5	7,5	7,5	7,4	7,5	7,3	7,4	7,5	8,3	9,8	10,2	9,9	9,6	9,9	10,6	10,8	10,4	8,4	8,2	8,1	7,6	7,6	7,6	7,5	7,5	7,5	7,5	7,5	
01/fev	7,5	7,6	7,5	7,4	7,4	7,5	7,6	7,8	9,3	10,1	11,4	11,6	12,1	13,4	13,0	11,8	11,3	9,4	8,4	8,0	7,8	7,8	7,8	7,8	7,8	7,8	7,8	7,5	
02/fev	7,6	7,6	7,6	7,6	7,6	7,6	7,7	7,7	10,5	11,3	13,2	14,0	12,1	13,5	14,5	14,3	14,4	10,0	8,8	8,1	8,2	8,0	7,9	8,0	7,9	8,0	7,9	8,0	
03/fev	7,9	7,9	7,9	7,9	7,9	7,9	8,0	8,2	10,8	11,0	13,0	15,1	14,3	14,5	15,2	15,0	14,1	10,0	9,3	8,1	8,0	8,0	8,0	7,8	7,9	7,8	7,9	7,9	
04/fev	7,9	7,8	7,8	7,9	7,8	7,8	7,9	9,2	12,1	11,4	11,1	10,3	10,1	12,5	12,2	11,1	10,1	8,5	7,8	7,6	7,7	7,7	7,6	7,7	7,6	7,7	7,6	7,7	
05/fev	7,7	7,6	7,6	7,6	7,6	7,6	7,6	7,6	7,8	8,3	8,5	9,7	9,5	9,8	10,0	9,9	9,8	8,8	7,8	7,7	7,8	7,8	7,8	7,8	7,8	7,8	7,8	7,7	
06/fev	7,6	7,6	7,6	7,6	7,7	7,6	7,6	7,8	8,0	8,3	8,3	8,4	8,1	8,4	8,4	8,3	8,2	7,9	7,7	7,7	7,7	7,8	7,7	7,8	7,7	7,7	7,6	7,6	
07/fev	7,7	7,5	7,4	7,5	7,6	7,5	7,5	7,6	10,1	11,2	11,2	11,0	10,0	11,5	12,3	12,6	13,7	8,8	7,8	7,8	7,8	7,7	7,7	7,7	7,7	7,7	7,7	7,7	
08/fev	7,7	7,7	7,5	7,6	7,5	7,5	7,5	8,0	9,2	11,6	11,5	13,5	12,1				13,0	14,0	9,4	8,0	7,8	8,1	8,0	7,9	8,0	7,9	8,0	8,0	
09/fev	8,0	7,8	7,9	7,9	7,8	7,9	8,0	8,2	9,8	8,0							15,9	17,2	15,9	10,6	9,9	9,1	7,9	7,8	7,7	7,7	7,7	7,7	
10/fev	8,0	7,9	7,8	7,8	7,8	7,9	7,9	8,1									15,4	18,2	17,5		4,9		4,0	3,8	3,7	3,7	3,7	3,7	
11/fev	3,7	3,6	3,6	3,6	3,5	3,5	3,5	4,1			12,0	11,4	11,4	13,7	15,0	13,8	13,0	10,1	9,2	7,8	8,1	8,0	8,0	8,0	7,9	8,0	7,9	7,9	
12/fev	8,1	8,0	7,9	8,0	7,9	7,9	7,9	7,9	8,2	8,4	8,4	8,5	8,3	8,5	8,5	8,6	8,5	8,4	8,0	7,9	7,9	7,8	7,9	7,8	7,9	7,9	7,9	7,9	
13/fev	7,9	7,9	8,0	7,9	7,9	8,0	7,9	7,9	8,3	8,2	8,5	8,3	8,1	8,3	8,6	8,5	8,5	8,4	8,2	7,9	8,0	8,0	8,0	8,0	8,0	8,0	8,0	7,9	
14/fev	7,9	7,9	8,1	7,9	7,8	7,8	7,9	8,0	10,9	13,6	11,3	11,0	10,2	12,4	13,5	13,6	12,3	9,0	7,8	7,8	8,0	7,9	7,9	7,9	7,9	7,9	7,9	7,9	
15/fev	8,0	8,1	7,9	8,0	7,9	7,9	8,0	8,2	10,2	10,6	10,7	10,7	9,9	13,7			10,7	10,4	9,0	8,6	8,0	8,0	8,0	8,0	8,1	8,1	8,1	8,1	
16/fev	7,9	8,0	8,0	8,0	8,2	8,0	8,1	8,0	9,8	12,0	12,1	11,6	11,5	13,3	14,3	15,0	14,3	9,8	7,7	7,6	7,8	7,7	7,7	7,7	7,7	7,7	7,6	7,6	
17/fev	7,6	7,7	7,6	7,6	7,6	7,5	7,7	8,0	10,4	12,5	11,8	10,7	10,5	11,5	12,6	11,6	8,6	7,6	7,6	7,4	7,5	7,5	7,5	7,5	7,5	7,5	7,5	7,7	
18/fev	7,6	7,6	7,6	7,5	7,5	7,6	7,6	7,7	8,9	10,2	11,4	12,3	11,4	12,0	12,8	12,6	10,0	8,2	7,5	7,5	7,7	7,6	7,5	7,5	7,5	7,5	7,5	7,5	
19/fev	7,6	7,5	7,6	7,6	7,5	7,4	7,6	7,6	7,8	8,1	8,3	8,3	8,1	8,3	8,2	8,2	8,3	7,9	7,6	7,6	7,5	7,6	7,6	7,6	7,6	7,6	7,5	7,5	
20/fev	7,5	7,6	7,7	7,7	7,6	7,6	7,7	7,8	7,8	8,2	8,2	8,4	8,3	8,5	8,5	8,5	8,5	7,9	7,7	7,6	7,7	7,8	7,7	7,8	7,7	7,6	7,6	7,6	

Em verde: horários em que o  $FP \geq 0,92$ . Em amarelo claro: não há penalidades referentes à demanda reativa excedente, pois, nesses horários, a UC apresenta FP capacitivo e a rede é indutiva. Em amarelo escuro: horários em que somente poderá haver penalidades referentes à demanda reativa excedente, se, no período analisado (mensal), o valor máximo da demanda ativa medida (em intervalos de 1 hora) ponderado por  $0,92/(FP \text{ da UC})$  for maior do que a demanda de potência ativa faturável da UC.

No período compreendido entre 23h30 e 5h30, os resultados mostram a contínua ocorrência de demanda reativa excedente, justificada pelo baixo FP capacitivo da UC, quando consome energia da rede elétrica.

No período complementar ao anteriormente citado, os horários em que não há ocorrência de energia reativa excedente na UC (FP maior ou igual a 0,92) são destacados tabela pela cor verde.

No período analisado, os resultados mostram poucos horários em que não se verifica a ocorrência de energia reativa excedente na UC.

A Tabela 11 apresenta a evolução horária da demanda reativa excedente da UC com a inserção de geração FV e de SAEB.

Tabela 11 – Evolução horária da demanda reativa excedente da UC com a inserção de geração FV e de SAEB

	Excedente de demanda reativa [kW]														Ponta e Fora P sistema com geração fotovoltaica e SAEB (SCFB)						Horário de Ponta									
	23h30 às 0h30	0h30 1h30	1h30 2h30	2h30 3h30	3h30 4h30	4h30 5h30	5h30 6h30	6h30 7h30	7h30 8h30	8h30 9h30	9h30 10h30	10h30 11h30	11h30 12h30	12h30 13h30	13h30 14h30	14h30 15h30	15h30 16h30	16h30 17h30	17h30 18h30	18h30 19h30	19h30 20h30	20h30 21h30	21h30 22h30	22h30 23h30						
	Exced. por FP abaixo de 0,92 (capacitivo)						Exced. por FP abaixo de 0,92 (indutivo)																							
21/jan	18,4	18,4	18,4	18,3	18,3	18,3	19,4	-12,9	-26,2	-12,6	-18,8	-26,4						-43,3	-20,2	17,5	-22,4	-18,4	-65,8	15,1	18,2					
22/jan	18,2	18,3	18,2	18,2	18,2	18,2	19,2	15,0	-21,4	-15,7	-11,0	-32,7						-43,0	-28,2	-12,4	22,5	27,0	-65,8	-14,8	18,2					
23/jan	18,2	18,2	18,1	18,3	18,2	18,3	19,3	-13,2	-21,4	-16,5	-16,4	-21,3						-27,9	-12,6		27,3	26,9	-65,7	-14,7	18,3					
24/jan	18,3	18,4	18,4	18,3	18,4	18,3	19,3	-12,0	-26,3	-18,2	-8,5	-14,4						-21,2	18,7	13,8	21,1	27,2	-65,4	15,8	18,4					
25/jan	18,4	18,5	18,3	18,5	18,4	18,5	19,5	-11,6	-27,7	-25,3	-28,0	-11,5	-17,9					-31,1	-16,2	-14,6	-21,8	-22,5	-65,2	15,8	18,4					
26/jan	18,3	18,3	18,4	18,3	18,3	18,3	19,2	-9,5	-25,5	-17,5	-16,5	-25,4							-26,4	12,3	19,2	18,3	-61,3	18,4	18,5					
27/jan	18,5	18,5	18,4	18,4	18,3	18,2	19,0	14,4	-16,2	-18,4	-27,6	-36,1	-21,5			-20,7	-27,9	-27,6	-24,6		-22,5	-25,8	-61,2	18,1	18,2					
28/jan	18,0	18,1	18,1	18,0	18,1	18,1	18,0	20,0	19,8	18,0	18,4	19,5	-16,8	14,5	-16,9	-18,2	-27,6	24,1			24,3	-27,2	-62,2	18,3	18,2					
29/jan	18,2	18,3	18,2	18,4	18,3	18,2	18,6	19,2	18,0	24,1	20,5	17,3	13,0	-14,7	17,6	22,1	-14,7	25,6	21,2		-24,0	-26,8	-64,9	-15,1	18,2					
30/jan	18,2	18,3	18,3	18,3	18,2	18,1	18,8	-10,7	-20,0	-25,7	-26,7	-31,6	-39,1	-29,0	-27,6	-26,6	-27,9	-27,6	-9,3		18,7	18,1	18,2	18,3	18,2					
31/jan	18,4	18,3	18,4	18,4	18,2	18,2	18,1	13,9	-19,9	-30,4				-12,4	-12,4				-36,6	-20,7	19,4	19,6	-18,1	-61,3	-27,8	14,9				
01/fev	18,3	18,4	18,3	18,3	18,2	18,2	19,2	21,3	-10,4	-16,4	-15,2								-37,2	-21,2	-9,6	15,7	15,1	-61,0	-25,2	14,1				
02/fev	18,4	18,5	18,4	18,4	18,5	18,4	19,2	19,6	13,3	-17,2	-14,7	-32,2							-34,0	-19,3	12,2	-22,6	-26,0	-59,5	-13,7	18,5				
03/fev	18,6	18,5	18,5	18,5	18,4	18,4	19,3	17,9	-11,0	-16,4	-13,3	-15,3							-35,6	-23,0	11,8	-22,7	-25,2	-59,6	-13,0	18,5				
04/fev	18,5	18,5	18,4	18,3	18,4	18,3	19,0	19,6	-14,6	12,1	19,9	-11,7	23,5	-12,7	-14,4	-14,1	-17,5	23,1	36,6		15,1	22,1	-58,9	-16,8	16,1					
05/fev	17,2	18,5	18,5	18,5	18,4	18,4	19,1	21,3	11,8	-16,9	-14,5								-23,1	15,9	21,2	17,7	21,1	-60,1	-20,2	23,3				
06/fev	20,6	18,4	18,4	18,5	18,5	18,5	18,8	20,1	-12,0	-11,1	-10,3	-10,3							-27,3	-20,5	10,3	24,3	14,7	-59,7	-24,9	22,3				
07/fev	16,8	18,5	18,2	18,3	18,4	18,4	19,0	21,6	16,7	-14,6	-13,4	-29,0							-35,8	-16,7	18,4	18,6	-23,9	-46,3	18,7	18,6				
08/fev	18,6	18,7	18,7	18,4	18,5	18,4	19,2	-11,3	-25,8	-37,6			-14,5	-32,5					-32,7	14,4	-9,4	6,8	-7,3		-12,9	16,1				
09/fev	19,0	18,9	18,7	18,8	18,8	18,8	19,5	10,5	2,8										-32,3	-20,1	16,4	11,5	4,8		-12,3	13,9				
10/fev	19,1	19,2	19,1	19,0	18,8	18,8	19,4	20,8	3,4										-41,7	-23,0	-19,7	11,4	4,2	-1,8		5,8				
11/fev	13,8	13,8	13,8	13,8	13,7	13,7	13,8	6,9	0,3										-28,7	-10,3	19,1	10,2	7,5		-13,6	19,2				
12/fev	10,0	9,8	10,1	10,3	9,9	10,3	19,7	-12,3	-19,6	-38,1	-38,1								-26,2		13,8	19,8	19,1	19,1	18,5	11,3				
13/fev	11,1	11,1	11,2	11,0	11,1	11,0	11,5	-4,9												9,4		11,9	11,3	11,3	11,2	11,5				
14/fev	11,2	11,2	11,1	11,3	11,1	11,1	11,3	11,9	7,8	-10,3	-4,3	-7,4	-5,1							-55,8	-28,9	-21,9	14,1	27,0	9,9	-12,1	-17,5	18,9		
15/fev	15,5	15,7	15,2	16,3	16,5	16,4	25,3	15,8	9,0	-3,6	-4,9	38,1								56,4	-49,0	-39,1	-30,3	19,3	10,9	-7,9	-16,4	23,2		
16/fev	24,6	24,9	24,9	25,0	25,1	25,2	25,6	-13,9	-30,4	-42,8	-53,1	-60,7								-63,8	-59,0	-48,4	-35,5	-27,1	15,0	25,5	24,6	24,7	24,6	24,5
17/fev	24,6	24,5	24,5	24,2	24,4	24,3	24,7	-13,2	-29,6	-37,9	-46,4	-7,6	-9,1	17,8	11,7	-7,0	-11,6	25,7			15,4	-14,6			24,5	24,5	24,5	24,5		
18/fev	24,5	24,5	24,6	24,5	24,4	24,4	24,9	13,8	-25,9	-36,0	-38,3	-5,3	-4,9	-13,9	9,0	-14,1	-13,9	15,2			15,9	-13,9			22,0	24,4	24,4	24,5		
19/fev	24,5	24,5	24,3	24,5	24,6	24,3	24,6	-14,4	-30,8	-46,0	-58,2										-57,8	-46,0	-32,0	16,9	25,1	24,4	24,3	24,4	24,5	
20/fev	24,2	24,3	24,5	24,6	24,7	24,3	24,6	17,6	-28,0	-43,1	-54,8										-55,3	-41,5	-28,1	17,8	25,0	24,3	24,5	24,6	24,4	

Destacados em verde: horários em que o FP  $\geq 0,92$ . Destacados em amarelo claro: horários em que a UC injeta energia na rede (UC apresenta FP  $< 0,92$  indutivo e a rede é indutiva). Neste caso, a concessionária pode aplicar penalidades referentes à demanda reativa excedente, se, no período analisado (mensal), o valor máximo da demanda ativa medida (em intervalos de 1 hora) ponderado por 0,92/FP da UC, for maior o que a demanda de potência ativa faturável da UC. Destacados na cor-de-rosa: horários em que não há penalidades referentes à demanda reativa excedente, pois, nesses horários, a UC consome energia da rede (UC apresenta FP capacitivo e a rede é indutiva). Destacados em amarelo escuro: horários em que a UC consome energia da rede (UC apresenta FP capacitivo  $< 0,92$  e a rede é capacitiva). Neste caso, a concessionária pode aplicar penalidades referentes à demanda reativa excedente, se, no período analisado (mensal), o valor máximo da demanda ativa medida (em intervalos de 1 hora) ponderado por 0,92/FP da UC, for maior o que a demanda de potência ativa faturável da UC.

No período compreendido entre 23h30 e 5h30, os resultados mostram a contínua ocorrência de demanda reativa excedente, justificada pelo baixo FP capacitivo da UC, quando a mesma consome energia da rede elétrica.

No período complementar ao anteriormente citado, os horários em que não há ocorrência de energia reativa excedente na UC (FP maior ou igual a 0,92) são destacados tabela pela cor verde. Nos horários destacados em verde, a ocorrência de FP da UC maior ou igual a 0,92, pode ser justificado pela elevada demanda injetada na rede da distribuidora pela UC (geração FV elevada ou descarga do SAEB plena potência).

#### 4.5 FATURAMENTO DA ENERGIA ELÉTRICA DA UC

Embora as medições das grandezas elétricas tenham sido realizadas no período compreendido entre 21 de janeiro e 20 de fevereiro de 2022, as despesas com energia elétrica da UC foram atualizadas pelas tarifas vigentes em março de 2023, devido à atualização das faturas de energia elétrica com as novas prescrições da Resolução Nº 1.000 da ANEEL.

Conforme apresentado na Metodologia (item 3.4.4), no período compreendido entre 23h30 e 06h30, **a UC foi penalizada por excedente de energia reativa e por excedente de demanda reativa para FP capacitivos abaixo de 0,92**. No período complementar ao anteriormente descrito, **a UC foi penalizada por excedente de energia reativa e por excedente de demanda reativa para FP indutivos abaixo de 0,92**.

Neste trabalho, foram utilizadas as tarifas de demanda e de energia (sem impostos) da Celesc para UCs do Sub-Grupo A4 apresentadas na Tabela 2 e alíquotas de impostos conforme mostrado na Tabela 3.

A Tabela 12 apresenta, para o período analisado e para as modalidades de contratação horária verde e horária azul, a demanda ativa medida (DAM), a máxima demanda reativa excedente (MAX (DREH)) e a demanda faturável (DAF) da UC.

Tabela 12 – Demanda ativa medida, máxima demanda reativa excedente (horária) e demanda faturável da UC

Demanda [kW]	UC sem FV nem SAEB			UC com FV e SAEB		
	Horária Verde	Horária Azul		Horária Verde	Horária Azul	
		FP	P		FP	P
<b>DAM</b>	22,4	22,4	6,61	82	82	83,1
<b>MAX(DREH)</b>	18	18		66	66	
<b>DAF</b>	95	95	30*	95	95	30

\* Valor estimado pelo autor, adequado ao perfil de demanda da UC.

A Tabela 13 apresenta, para a UC sem a inserção de geração FV e do SAEB, os valores a serem faturados (penalidades) devido à energia reativa excedente, expressos em R\$, calculados a partir da Equação (19).

Tabela 13 – Penalidades devidas à energia reativa excedente (UFER) da UC sem a inserção da geração FV e do SAEB – horária verde e horária azul

Dia	Total faturado [kWh]	Valor faturado [R\$]	Dia	Total faturado [kWh]	Valor faturado [R\$]
21/jan	29	10,70	06/fev	28	10,32
22/jan	29	10,50	07/fev	28	10,38
23/jan	28	10,42	08/fev	28	10,19
24/jan	29	10,56	09/fev	26	9,46
25/jan	27	9,81	10/fev	27	9,86
26/jan	28	10,25	11/fev	1	0,47
27/jan	27	9,88	12/fev	23	8,60
28/jan	26	9,75	13/fev	24	8,68
29/jan	28	10,34	14/fev	24	8,67
30/jan	29	10,53	15/fev	24	8,81
31/jan	29	10,55	16/fev	24	8,83
01/fev	28	10,21	17/fev	29	10,51
02/fev	28	10,30	18/fev	29	10,85
03/fev	28	10,28	19/fev	29	10,56
04/fev	29	10,56	20/fev	29	10,72
05/fev	27	10,12	Média	26	9,73
			Total	820	301,81

No período analisado, tanto para a modalidade de contratação de energia elétrica horária verde como para a modalidade horária azul, os resultados mostram que a penalidade devido à energia reativa excedente totaliza o valor de R\$ 301,80.

No período analisado, a penalidade devido à demanda reativa excedente, calculada através da Equação (20), totaliza o valor zero.

A Tabela 14 apresenta, para o período analisado e para a UC com a inserção de geração FV e do SAEB, os valores a serem faturados (penalidades) devido à energia reativa excedente, expressos em R\$, calculados a partir da Equação (19).

Tabela 14 – Penalidades devido à energia reativa excedente da UC com inserção da geração FV e do SAB – horária verde e horária azul

Dia	Total faturado [kWh]	Valor faturado [R\$]	Dia	Total faturado [kWh]	Valor faturado [R\$]
21/jan	165	60,64	06/fev	137	50,40
22/jan	111	40,72	07/fev	129	47,61
23/jan	131	48,32	08/fev	107	39,54
24/jan	103	38,07	09/fev	75	27,69
25/jan	166	61,07	10/fev	75	27,76
26/jan	104	38,25	11/fev	57	20,92
27/jan	190	70,12	12/fev	83	30,62
28/jan	159	58,43	13/fev	19	6,85
29/jan	148	54,43	14/fev	72	26,43
30/jan	123	45,40	15/fev	131	48,08
31/jan	146	53,65	16/fev	153	56,31
01/fev	136	50,00	17/fev	176	64,88
02/fev	157	57,67	18/fev	175	64,28
03/fev	164	60,49	19/fev	141	52,01
04/fev	153	56,45	20/fev	132	48,71
05/fev	108	39,94	Média	127	46,64
			Total	3928	1445,75

No período analisado, para ambas as modalidades de contratação da energia elétrica (horária verde e horária azul), os resultados mostram que a penalidade total devido à energia reativa excedente seria de R\$ 1.445,00.

No período analisado, para ambas as modalidades de contratação da energia elétrica (horária verde e horária azul), as penalidades devido à demanda reativa excedente, calculadas através da Equação 20, totalizam valor zero.

Os resultados mostram que a inserção de geração FV e de SAEB na UC proporcionou despesas adicionais com energia reativa excedente de R\$ 1.143,20 (acréscimo de 3,8 vezes a energia reativa excedente paga pela UC sem FV nem SAEB).

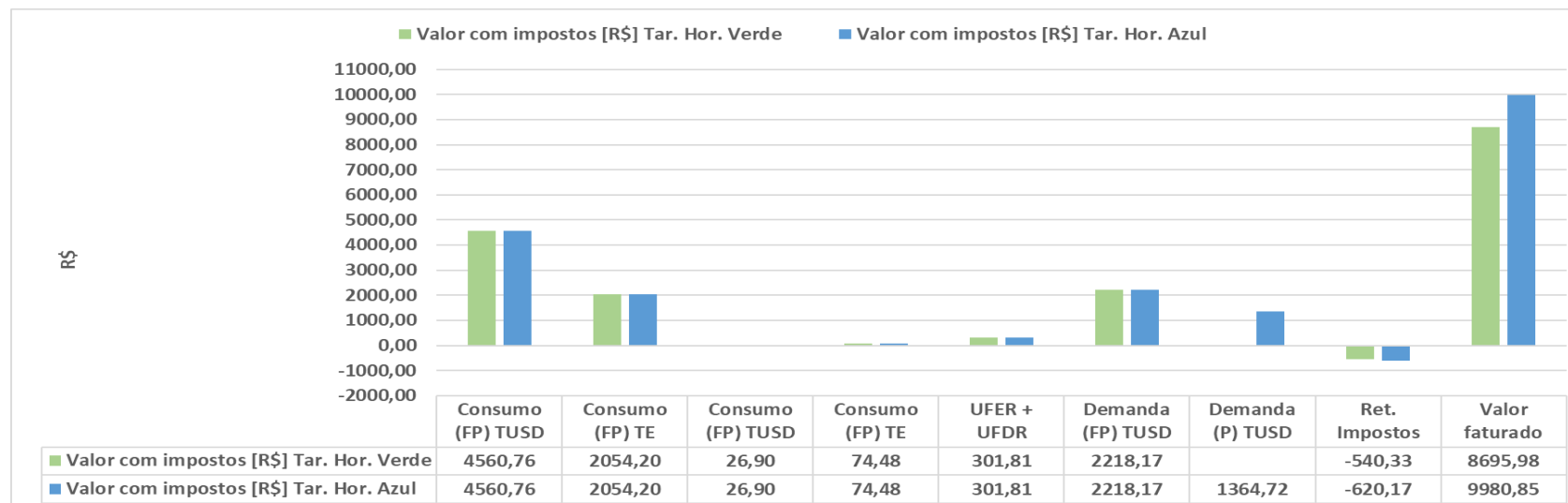
A Tabela 15 resume, para o período analisado, as despesas com energia elétrica da UC sem a inserção de geração FV nem de SAEB, para as modalidades de contratos de energia horária verde e horária azul.

Tabela 15 – Despesas com energia elétrica da UC sem a inserção de geração FV e de SAEB – Modalidades de contratação horária verde e horária azul

Dados do faturamento	Medido	Faturado	Tarifa com impostos [R\$]	Valor com impostos [R\$] Horária Verde	Valor com impostos [R\$] Horária Azul
<b>Consumo (FP) TUSD</b>	3.706,8	3.707	1,23031	4.560,76	4.560,76
<b>Consumo (FP) TE</b>			0,55414	2.054,20	2.054,20
<b>Consumo (P) TUSD</b>	212,9	213	0,12630	26,90	26,90
<b>Consumo (P) TE</b>			0,34965	74,48	74,48
<b>UFER</b>	819,5	820	0,36806	301,81	301,81
<b>Demanda (FP) TUSD</b>	22,4	95	23,34911	2.218,17	2.218,17
<b>Demanda (P) TUSD</b>	6,6	30	45,49051		1.364,72
<b>Ret. Impostos</b>	---	---	---	-540,33	-620,17
<b>Valor faturado</b>	---			8.695,98	9.980,86

A Figura 28 ilustra as despesas com energia elétrica da UC sem a inserção de geração FV nem de SAEB, com o detalhamento dos tributos que incidem sobre a mesma, para as modalidades de contrato de energia horária verde e horária azul.

Figura 28 – Despesas com energia elétrica da UC sem a inserção da geração FV nem de SAEB, com o detalhamento de tributos – horária verde e horária azul



Informação de tributos – Tarifação horária verde					
ICMS			PIS (0,75%)		COFINS (3,48%)
BASE DE CÁLCULO	ALÍQUOTA	VALOR DO IMPOSTO			
R\$ 9.236,31	17%	R\$ 1.570,17	R\$ 69,27	R\$	R\$ 321,42
Informação de tributos – Tarifação horária azul					
R\$ 10.601,02	17%	R\$ 1.802,17	R\$ 79,51	R\$	R\$ 368,92

Os resultados mostram que, para contrato de energia na modalidade horária verde, as despesas da UC com energia elétrica seriam de R\$ 9.236,31, dos quais R\$ 8.695,98 seriam pagos à distribuidora de energia elétrica e R\$ 540,33 seriam recolhidos aos cofres públicos em guia especial (IN RFB N° 12345/2012).

Para contrato de energia na modalidade horária azul, as despesas da UC com energia elétrica seriam de R\$ 10.601,02, dos quais R\$ 9.980,86 seriam pagas à distribuidora de energia elétrica e R\$ 620,17 seriam recolhidos aos cofres públicos em guia especial (IN RFB N° 12345/2012).

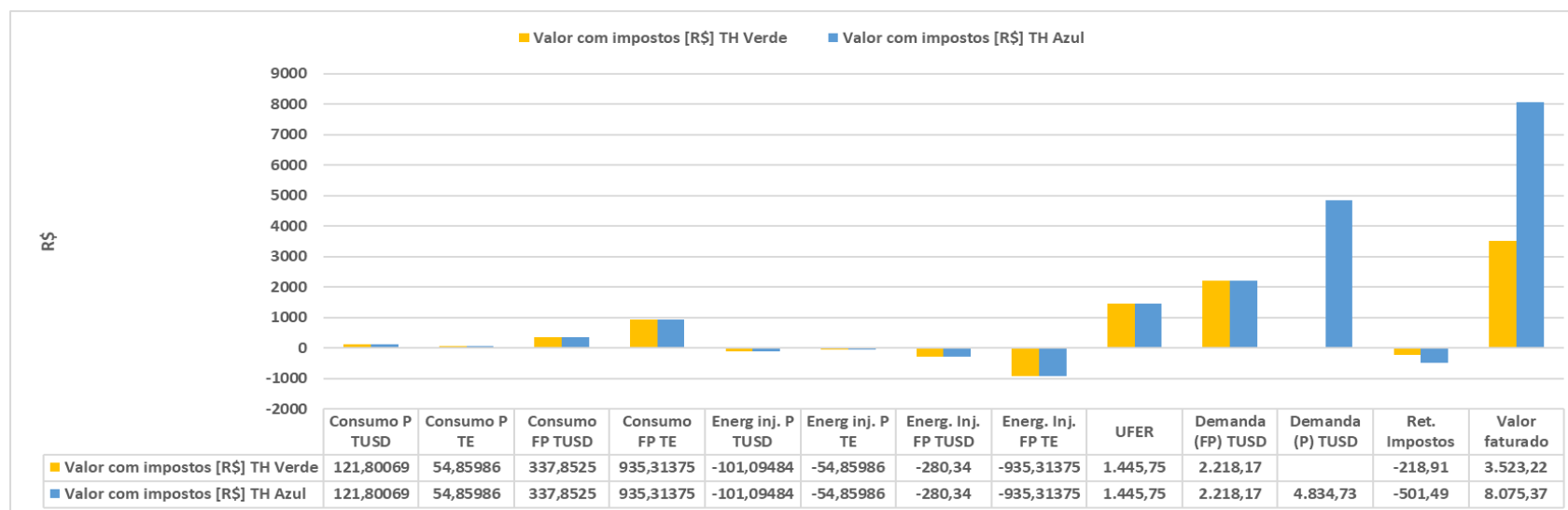
A Tabela 16 resume, para o período analisado, as despesas com energia elétrica da UC com a inserção da geração FV e do SAEB, para as modalidades de contratos de energia horária verde e horária azul.

Tabela 16 – Despesas com energia elétrica da UC com a inserção da geração FV e do SAEB – modalidades de contratação horária verde e horária azul

Faturamento	Medido	Faturado	Tarifa com impostos [R\$]	Valor com impostos [R\$] TH Verde	Valor com impostos [R\$] TH Azul
Consumo P TUSD	98,7	99	1,23031	121,80	121,80
Consumo P TE			0,55414	54,86	54,86
Consumo FP TUSD	2.674,70	2.675	0,1263	337,85	337,85
Consumo FP TE			0,34965	935,31	935,31
Energ inj. P TUSD	1.135,70	-99	1,02116	-101,09	-101,09
Energ inj. P TE			0,55414	-54,86	-54,86
Energ. Inj. FP TUSD	9.343,50	-2.675	0,1048	-280,34	-280,34
Energ. Inj. FP TE			0,34965	-935,31	-935,31
<b>UFER</b>	<b>3.927,70</b>	<b>3.928</b>	<b>0,36806</b>	<b>1.445,75</b>	<b>1.445,75</b>
Demanda FP TUSD	81,98	95	23,34911	2.218,17	2218,17
Demanda P TUSD	83,14	53,14	90,98103		4834,73
Ret. Impostos	---	---	---	-218,91	-501,50
Valor faturado				3.523,22	8.075,37

A Figura 29 ilustra a fatura de energia elétrica da UC com a inserção de geração FV e de SAEB e detalha os tributos que incidem sobre a mesma, para as modalidades de contrato de energia horária verde e horária azul.

Figura 29 – Fatura de energia elétrica da UC com a inserção da geração FV e do SAEB, com o detalhamento de tributos – horária verde e horária azul



Informação de tributos - Tarifação horária verde					
ICMS			PIS (0,75%)		COFINS (3,48%)
BASE DE CÁLCULO	ALÍQUOTA	VALOR DO IMPOSTO			
R\$ 4.123,57	17%	R\$ 701,01	R\$ 30,93	R\$	143,50
Informação de tributos - Tarifação horária azul					
ICMS			PIS (0,75%)		COFINS (3,48%)
BASE DE CÁLCULO	ALÍQUOTA	VALOR DO IMPOSTO			
R\$ 8.958,30	17%	R\$ 1.522,91	R\$ 67,19	R\$	311,75



Os resultados mostram que, para contrato de energia na modalidade horária verde, as despesas da UC com energia elétrica seriam de R\$ 3.742,13, dos quais R\$ 3.523,22 (40,5% do valor pago pela UC sem FV nem SAEB) seriam pagos à distribuidora na fatura de energia elétrica e R\$ 218,91 seriam recolhidos aos cofres públicos em guia especial (IN RFB N° 12345/2012).

Para contrato de energia na modalidade horária azul, as despesas da UC com energia elétrica seriam de R\$ 8.576,86, dos quais R\$ 8.075,37 (81% do valor pago pela UC sem FV nem SAEB) seriam pagos à distribuidora de energia elétrica e R\$ 501,49 seriam recolhidos aos cofres públicos em guia especial (IN RFB N° 12345/2012).

Para contrato de energia da UC FV UFSC na modalidade horária verde, a inserção de geração FV e SAEB na UC proporcionaria à UC economia de R\$ 5.172,76 (60% do valor pago pela UC sem FV nem SAEB).

Para contrato de energia da UC FV UFSC da na modalidade horária azul, a inserção de geração FV e SAEB na UC proporcionaria à mesma economia de aproximadamente R\$ 1.905,48 (19% do valor pago pela UC sem FV nem SAEB).

A Tabela 17 resume, tanto para a modalidade horária verde, quanto para a modalidade horária azul, as despesas com energia elétrica da UC sem a inserção de geração FV nem de SAEB e com a inserção de geração FV e de SAEB.

Tabela 17 – Resumo das despesas da UC com e sem geração FV nas duas modalidades tarifárias horárias (verde e azul)

Faturamento	UC sem FV nem SAEB		UC com FV e SAEB	
	T. H. Verde	T. H. Azul	T. H. Verde	T. H. Azul
FEA [kWh]	6716,33	6716,33	78,21835	78,21835
UFER [kWh]	301,81	301,81	1445,75	1445,75
FDA [kW]	2.218,17	3.582,88	2.218,17	7.052,90
Ret. Imp.	-540,32	-620,16	-218,91	-501,49
Valor faturado [R\$]	8.695,98	9.980,86	3523,22	8.075,37

No período analisado e para a UC FV UFSC, os resultados mostram que a contratação da energia elétrica na modalidade horária verde, é a que proporciona à UC menor despesa com energia elétrica.

A Tabela 18 apresenta, para o período analisado e para os horários P e FP, as tarifas de energia e os valores da energia excedente injetada na rede da

distribuidora pela UC, a serem compensados em outras UCs de titularidade da UFSC.

Tabela 18 – Tarifas de energia e energia excedente (com impostos) injetada na rede da distribuidora pela UC FV UFSC a ser compensada em outras UCs de titularidade da UFSC – modalidades horária verde e horária azul

T. H. Verde				T. H. Azul			
Tarifa de compensação [R\$/kWh]				Tarifa de compensação [R\$/kWh]			
Fora de Ponta		Ponta		Fora de Ponta		Ponta	
TE	TUSD	TE	TUSD	TE	TUSD	TE	TUSD
0,34965	0,10482	0,55414	1,02115	0,34965	0,10482	0,55414	0,10482
Energia compensada [kWh]				Energia compensada [kWh]			
Fora de Ponta		Ponta		Fora de Ponta		Ponta	
TE	TUSD	TE	TUSD	TE	TUSD	TE	TUSD
6.668,50		1.036,70		6.668,50		1.036,70	
Valor da energia compensada [R\$]				Valor da energia compensada [R\$]			
Fora de Ponta		Ponta		Fora de Ponta		Ponta	
TE	TUSD	TE	TUSD	TE	TUSD	TE	TUSD
2.331,64	698,99	574,48	1.058,63	2.331,64	698,99	574,48	108,67
3.030,63		1.633,10		3.030,63		683,14	
R\$ 4.663,74				R\$ 3.713,78			

Para outras UCs da UFSC em média tensão, com contrato na modalidade horária verde, a energia ativa a ser compensada no horário FP é de 6.668,50 kWh (R\$ 3.030,63) e no horário P é de 1.036,70 kWh (R\$ 1.633,10). No período analisado, o valor total a ser compensado é de R\$ 4.663,73.

Se a UFSC tiver UCs em média tensão com contrato na modalidade horária azul, a energia ativa a ser compensada seria de 6.668,50 kWh (R\$ 3.030,63) no horário FP e 1.036,70 kWh (R\$ 683,14) no horário P, totalizando R\$ 3.713,78.

No período analisado, a UFSC tinha contratos de energia com a Celesc para as UCs FV UFSC e Cidade Universitária, na modalidade horária verde. A energia ativa excedente da UC FV UFSC é compensada na UC Cidade Universitária. A agregação de energia solar FV e de SAEB na UC FV UFSC aumentou as despesas com energia reativa em R\$ 1.143,94 (3,8 vezes o valor pago pelo baixo FP sem FV nem SAEB). Contudo, proporcionou uma redução total de despesas com energia elétrica de R\$ 8.886,54 (102% do valor pago sem geração FV nem SAEB), resultando em lucro para a UFSC.

## 5 CONCLUSÃO

A Resolução Normativa ANEEL N° 1.000, de 7 de dezembro de 2021 estabelece que UCs alimentadas em média tensão (MT) com FP abaixo de 0,92, estão sujeitas às penalidades devidas à energia reativa excedente e à demanda reativa excedente.

No período analisado, com ou sem a inserção de geração FV e de SAEB na UC, os resultados mostraram que, no período compreendido entre 23h30 e 5h30 da manhã, a UC apresenta FP capacitivo menor do que 0,92, fato que gera energia reativa excedente e demanda reativa excedente, ficando, assim, sujeita à cobrança de multas por parte da distribuidora. Com a inserção da geração FV e do SAEB na UC, no período complementar ao anteriormente citado, verifica-se que, quando a UC injeta potência ativa na rede da distribuidora, seu fator de potência é indutivo. Neste caso, sempre que o valor do fator de potência da UC é menor do que 0,92, a UC é penalizada por multas devido ao seu baixo fator de potência.

No período analisado, os resultados mostraram que a inserção de geração FV e de SAEB na UC impacta fortemente sobre o perfil do FP da UC, e, portanto, proporciona despesas adicionais referentes às penalidades com energia reativa excedente de R\$ 1.143,20 (acréscimo de 380% nas despesas pelo baixo FP).

Os resultados mostraram ainda que, para o perfil de demanda consumida/injetada na rede da distribuidora pela UC, a melhor forma de contratação da sua energia (junto à distribuidora local) é a modalidade horária verde (menores despesas da UC com energia elétrica).

No período analisado, a UFSC tinha contratos de energia com a Celesc, para a UC FV UFSC e para a UC Cidade Universitária na modalidade horária verde e a energia ativa excedente injetada na rede da distribuidora pela UC FV UFSC foi compensada na própria UC e na UC Cidade Universitária. Neste caso, no período analisado, a agregação da energia solar FV e do SAEB na UC FV UFSC, apesar de ter aumentado em 3,8 vezes as despesas com excedente de energia reativa da UC, proporcionou à UFSC (FV UFSC e Cidade Universitária) redução (lucro) total de despesas com energia elétrica no valor de R\$ R\$ 8.886,54 (mais de 102% do valor pago pela UC sem geração FV nem SAEB).

Para mitigar os impactos da inserção de geração FV e de SAEB sobre o FP da UC e, conseqüentemente, reduzir multas por energia reativa excedente, este trabalho recomenda que:

No período compreendido entre 23h30 e 5h30, a correção do FP da UC seja realizada através da operação do SAEB com potência reativa indutiva, de tal forma que proporcione à UC um perfil de natureza indutiva.

Nos demais períodos do dia, para garantir que a UC opere com o FP desejado, sugere-se a inserção de gerenciador(es)/controlador(es) de energia que atuem sobre o sistema FV e sobre o SAEB, sempre que o medidor geral de energia elétrica da UC detectar FP menor 0,92, nos períodos em que possa haver cobrança de excedente de energia/demanda reativa da UC.

## 5.1 SUGESTÕES PARA TRABALHOS FUTUROS

Este trabalho consistiu em avaliar os impactos proporcionados pela agregação da energia solar FV e de SAEB apenas para o período de 31 dias. Esta restrição não permitiu levar em consideração a variabilidade mensal da energia solar e a variabilidade mensal dos perfis de potência injetada/requerida da rede pela UC.

Seguem, abaixo relacionadas, sugestões para trabalhos futuros:

1. Avaliar os impactos proporcionados pela inserção da energia FV e do SAEB sobre o FP da UC considerando o período mínimo de 12 meses (1 ano);
2. Detalhar e avaliar tecnicamente as soluções apresentadas na conclusão deste trabalho para a correção do FP da UC considerando o período mínimo de 12 meses (1 ano);
3. Avaliar a atratividade financeira das soluções apresentadas no item anterior (item 2) para a correção do FP da UC;
4. Avaliar e propor soluções para corrigir o FP de outras UCs da UFSC com inserção de geração FV e/ou SAEB.

## REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ADEWUYI, O. B., SHIGENOBU, R., OOYA, K., SENJYU, T., & HOWLADER, A. M., [2019]. **Static voltage stability improvement with battery energy storage considering optimal control of active and reactive power injection**. *Electric Power Systems Research*, 172, 303–312. <https://doi.org/10.1016/j.epr.2019.04.004>.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – ANEEL, [2021a]. **RESOLUÇÃO NORMATIVA ANEEL Nº 1.000, DE 7 DE DEZEMBRO DE 2021**. Disponível em <ren20211000.pdf (aneel.gov.br)>. Acesso em: 22 dez 2023.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – ANEEL, [2021b]. **RESOLUÇÃO HOMOLOGATÓRIA Nº 2.921, DE 17 DE AGOSTO DE 2021**. Disponível em: <chrome-extension://efaidnbmnnnibpcajpcgiclfndmkaj/https://www2.aneel.gov.br/cedoc/reh20212921ti.pdf>. Acesso em: 17 fev. 2024.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – ANEEL, [2012]. **RESOLUÇÃO NORMATIVA Nº 687, DE 24 DE NOVEMBRO DE 2015**. Altera a Resolução Normativa nº 482, de 17 de abril de 2012, e os Módulos 1 e 3 dos Procedimentos de Distribuição – PRODIST. Disponível em:< <https://solistec.com.br/wp-content/uploads/2016/03/RN-687-2015.pdf>>. Acesso em: 10 jan. 2024.

ALVES, Z. M., CUNICO, L. M., KROTH, G., DE MORAIS, A. P., MARCHESAN, G., & JUNIOR, G. C., [2022]. **Power Factor in Distributed Generation Installations: A Case Study and Critical Analysis**. *Journal of Control, Automation and Electrical Systems*, 33(1), 198-203.

ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE ENERGIA SOLAR – ABSOLAR, [2023]. **Geração de energia solar deve atrair quase R\$ 40 bilhões em 2024**. 05/12/23 | São Paulo. Disponível em: <ABSOLAR - Associação Brasileira de Energia Solar Fotovoltaica>. Acesso em: 26 mar. 2024.

ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE ENERGIA SOLAR – ABSOLAR, [2024]. **Panorama da energia solar fotovoltaica no Brasil e no mundo**. Disponível em: <ABSOLAR - Associação Brasileira de Energia Solar Fotovoltaica>. Acesso em: 26 mar. 2024.

BENEDITO, R. S., ZILLES, R., & PINHO, J. T., [2021]. **Overcoming the power factor apparent degradation of loads fed by photovoltaic distributed generators**. *Renewable Energy*, 164, 1364–1375. doi:10.1016/j.renene.2020.10.146.

BONILLA, O., & LE, H. T., [2023]. **Multi-functional energy storage system for supporting solar PV plants and host power distribution system**. *Journal of Energy Storage*, 73(108933), 108933. <https://doi.org/10.1016/j.est.2023.108933>.

BNEF. **Energy Storage Investments Boom Battery Costs Halve Next Decade**, [2019]. Disponível em Bloomberg NEF: <https://about.bnef.com/blog/energy-storage-investments-boom-battery-costs-halve-next-decade/>. Acesso em: 21 jan. 2024.

BNEF. **Lithium-Ion Battery Pack Prices Hit Record Low of \$139/kWh**, [2023]. Disponível em: [https://about.bnef.com/blog/lithium-ion-battery-pack-prices-hit-record-low-of-139-](https://about.bnef.com/blog/lithium-ion-battery-pack-prices-hit-record-low-of-139-kwh/#:~:text=Miners%20and%20metals%20traders%20surveyed,(in%20real%202023%20dollars).)

[kwh/#:~:text=Miners%20and%20metals%20traders%20surveyed,\(in%20real%202023%20dollars\)](https://about.bnef.com/blog/lithium-ion-battery-pack-prices-hit-record-low-of-139-kwh/#:~:text=Miners%20and%20metals%20traders%20surveyed,(in%20real%202023%20dollars).). Acesso em: 21 jan. 2024.

BRASIL, [2002]. **Lei nº 10.637, de 30 de dezembro de 2002**. Disponível em: [L10637 \(planalto.gov.br\)](http://planalto.gov.br)>. Acesso em: 17 fev. de 2024.

BRASIL, [2003]. **Lei nº 10.883, de 29 de dezembro de 2003**. Disponível em: [L10833 \(planalto.gov.br\)](http://planalto.gov.br)>. Acesso em: 17 fev. 2024.

BRASIL, [2004]. **Lei nº 10.865, de 30 de abril de 2004**. Disponível em: [L10865 \(planalto.gov.br\)](http://planalto.gov.br)>. Acesso em: 17 fev. 2024.

C2E – **Como ler a fatura de energia da sua empresa**, [2021]. Disponível em: [C2E | Como ler a fatura de energia da sua empresa](#)>. Acesso em: 20 fev. 2024.

CANTÚ, V. Z., DE OLIVEIRA, A. K. V., BRAGA, M., HOHMANN, M., GOMES, A. M. F., DOS SANTOS, D. O., RÜTHER, R., 2022. **Comparativo técnico entre bancos de baterias de primeira e segunda vida para aplicação on-grid de porte comercial**. IX CBENS - IX Congresso Brasileiro de Energia Solar, Florianópolis.

CARNEGIE, R., GOTHAM, D., NDERITU, D., PRECKEL, P. V., [2013]. **Utility scale energy storage systems. State Utility Forecasting Group**. Purdue University, v. 1. Disponível em: <https://www.purdue.edu/discoverypark/sufg/docs/publications/SUFG%20Energy%20Storage%20Report.pdf>>Acesso em: 23 de jan. 2024.

CELESC, [2021]. **Informativo Celesc**. Edição especial | Atualizada em agosto de 2021. Disponível em: [tarifa-branca\\_2021 \(celesc.com.br\)](http://tarifa-branca_2021(celesc.com.br))>. Acesso em: 26 fev. 2024.

CELESC, [2023]. **Tarifas e taxas de energia**. Disponível em: <https://www.celesc.com.br/tarifas-de-energia>>. Acesso em: 10 dez. 2023.

CHASPIERRE, G., PANCIATICI, P., & VAN CUTSEM, T., [2022]. **Control of a battery energy storage system to compensate for ADN equivalents inaccuracies**. Electric Power Systems Research, 213(108455), 108455. <https://doi.org/10.1016/j.epsr.2022.108455>.

CONZEN, J., LAKSHMIPATHY, S., KAPAHI, A., KRAFT, S., & DIDOMIZIO, M. (2023). **Lithium-ion battery energy storage systems (BESS) hazards**. Journal of Loss Prevention in the Process Industries, 81, 104932.

DIÁRIO OFICIAL DA UNIÃO. **LEI Nº 14.300, DE 6 DE JANEIRO DE 2022**. Disponível em: <https://in.gov.br/en/web/dou/-/lei-n-14.300-de-6-de-janeiro-de-2022-372467821>. Acesso em: 07 dez. 2023.

DANTAS, N. K., SOUZA, A. C., VASCONCELOS, A. S., JUNIOR, W. D. A., RISSI, G., DALL'ORTO, C., ... & ROSAS, P., [2022]. **Impact analysis of a battery energy storage system connected in parallel to a wind farm**. *Energies*, v. 15, n. 13, p. 4586.

Empresa de Pesquisa Energética (EPE), [2021]. **Sistemas de Armazenamento em Baterias – Aplicações e Questões relevantes para o Planejamento**. Disponível em: <Sistemas de Armazenamento em Baterias – Aplicações e Questões relevantes para o Planejamento (epe.gov.br)>. Acesso em: 28 nov. 2022.

Environmental and Energy Study Institute (EESI), [2019]. **Energy Estorage**. Disponível em: <chrome-extension://efaidnbnmnnibpcajpcgclclefindmkaj/https://www.eesi.org/files/FactSheet\_Energy\_Storage\_0219.pdf>. Acesso em: 15 jan. 2024.

EPE – Sistemas de armazenamento em baterias. **Aplicações e questões relevantes para o planejamento, 2019**. Disponível em: Sistemas de Armazenamento em Baterias – Aplicações e Questões relevantes para o Planejamento (epe.gov.br). Acesso em: 27 nov. 2023.

GOMES, A. M. F., PINTO, G. X. A., de OLIVEIRA, A. K. V., PIZZUTTI, K. B., BRAGA, M., DOS SANTOS, D. O., NASCIMENTO, L. R., RÜTHER, R., [2022]. **Análise da viabilidade econômica para um sistema de armazenamento de energia sob a ótica tarifária em uma unidade prosumidora residencial**. IX CBENS - IX Congresso Brasileiro de Energia Solar, Florianópolis.

HOPPMANN, J., VOLLAND, J., SCHMIDT, T.S., HOFFMANN, V.H., [2014]. **The economic viability of battery storage for residential solar photovoltaic systems – A review and a simulation model**. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, Vol. 39, pp. 1101-1118.

INTERNACIONAL ENERGY AGENCY – IEA, [2023]. **SOLAR PV STILL DOMINATES RENEWABLE ENERGY CAPACITY ADDITIONS**. Disponível em: Solar - IEA. Acesso em: 13 dez. 2023.

INTERNATIONAL ENERGY AGENCY – IEA, [2024]. **Electricity 2024. Analysis and forecast to 2026**. Disponível em: Electricity 2024 - Analysis and forecast to 2026 (windows.net). Acesso em: 20 abr. 2024.

INTERNATIONAL RENEWABLE ENERGY AGENCY - IRENA, [2017]. **Electricity Storage and Renewables: Cost and Markets to 2030**.

INTERNATIONAL RENEWABLE ENERGY AGENCY – IRENA, [2023]. **RENEWABLE CAPACITY STATISTICS 2023**. Disponível em: Renewable Energy Capacity Statistics 2023 (azureedge.net). Acesso em: 12 dez. 2023.

Leng, F., Tan, C. M., & Pecht, M., [2015]. **Effect of temperature on the aging rate of Li ion battery operating above room temperature**. *Scientific reports*, 5(1), 12967.

MANTELLI, S. L.; MARTINS, G. L.; RÜTHER, R. **Uncertainty analysis of solar monitoring station: a case study**. In: Solar World Congress, Santiago, Chile. 2019.

PDE 2031 – **Plano Decenal de Expansão de Energia 2031/Ministério de Minas e Energia**. Empresa de Pesquisa Energética. Brasília: MME/EPE, 2022. Disponível em: [https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/Documents/PDE%202031\\_RevisaoPosCP\\_rvFinal\\_v2.pdf](https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/Documents/PDE%202031_RevisaoPosCP_rvFinal_v2.pdf). Acesso em: 10 nov. 2023.

PDE 2030 – **Plano Decenal de Expansão de Energia 2030 / Ministério de Minas e Energia**. Empresa de Pesquisa Energética. Brasília: MME/EPE, 2021. Disponível em: [https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-490/PDE%202030\\_RevisaoPosCP\\_rv2.pdf](https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-490/PDE%202030_RevisaoPosCP_rv2.pdf). Acesso em: 10 nov. 2023.

PINTO, G. X. A., [2020]. **Metodologia de avaliação técnica e econômica da inserção de um sistema de armazenamento de energia em baterias em consumidor comercial ou industrial com geração solar fotovoltaica e veículo elétrico**. Qualificação de doutorado. Programa de Pós-Graduação em Engenharia Civil da UFSC.

PINTO, G. X. A., DOS SANTOS, D. O., ABREU, J. P. F., HIRASSAKI., NASPOLINI, H. F., [2020]. **Perfis de demanda, potência excedente injetada na rede elétrica e fator de potência de unidade consumidora com geração fotovoltaica e veículo elétrico**. IX CBENS - IX Congresso Brasileiro de Energia Solar, Florianópolis.

KÖPPEN, W., [1936]. **Das geographische System der Klimate, vol.I da obra Köppen e Geiger Handbuch der Klimatologie, vol.V**. Berlim, 1936.

SCHNEIDER ELECTRIC, [2011]. **What is the difference between IEEE and IEC standards in terms of kW, kVAR, and PF (power factor)?**. Disponível em: < What is the difference between IEEE and IEC standards in terms of kW, kVAR, and PF (power factor)? | Schneider Electric Australia (se.com)>. Acesso em: 17 de fev. 2024.

SCHWANDT, M., CHHATBAR, K., MEYER, R., FROSS, K., MITRA, I., VASHISTHA, R., GIRIDHAR, G., GOMATHINAYAGAM, S., KUMAR, A., [2014]. **Development and test of gap filling procedures for solar radiation data of the Indian SRRA measurement network**, Energy Procedia, 57, 1100-1109.

SECRETARIA DA RECEITA FEDERAL DO BRASIL - **SUBSTITUTA**. Portaria IN RFB N.º 1234, de 11 de janeiro de 2012, publicada no Diário Oficial da União em 12/01/2012, Seção 1, página 22.

SEMERARO, C.; CAGGIANO, M.; OLABI, A.G.; DASSISTI, M., [2022]. **Battery monitoring and prognostics optimization techniques: Challenges and opportunities**. Energy 2022, 255, 124538.

TAVEIRA, I. M., LEÃO, R. P. S., NETO, T. N. C., [2020]. **A influência da geração fotovoltaica no fator de potência de unidades prosumidoras: uma avaliação**



**técnica e financeira.** VIII CBENS - VIII Congresso Brasileiro de Energia Solar, Fortaleza.

UNITED ARAB EMIRATES - UAE. **COP28 Declaration on Climate and Health.** Dubai, February 2024. Disponível em: < Health Declaration 1 Feb (who.int)>. Acesso em: 26 mar. 2024.

XIE, X., ZHANG, Y., MENG, K., DONG, Z. Y., LIU, J., [2020]. **Emergency control strategy for power systems with renewables considering a utility-scale energy storage transient.** CSEE Journal of Power and Energy Systems, v. 7, n. 5, p. 986-995.

Zeb, K., Uddin, W., Khan, M. A., Ali, Z., Ali, M.U., Christofides, N., Kim, H.J., [2018]. **A comprehensive review on inverter topologies and control strategies for grid connected photovoltaic system, Renew. Sustain. Energy Rev.** 94 (2018) 1120e1141, <https://doi.org/10.1016/j.rser.2018.06.053>.

ZHUK, A., ZEIGARNIK, Y., BUZOVEROV, E., & SHEINDLIN, A., [2016]. **Managing peak loads in energy grids: Comparative economic analysis.** Energy Policy, v. 88, p. 39-44.





## APÊNDICE B – EVOLUÇÃO HORÁRIA DA ENERGIA ATIVA DA UC COM SISTEMA FV E SAEB

	Valores de Energia Ativa [kWh]																								Média	Consumo	Injeção	
	23:30	0:30	1:30	2:30	3:30	4:30	5:30	6:30	7:30	8:30	9:30	10:30	11:30	12:30	13:30	14:30	15:30	16:30	17:30	18:30	19:30	20:30	21:30	22:30				
	às 00:30	1:30	2:30	3:30	4:30	5:30	6:30	7:30	8:30	9:30	10:30	11:30	12:30	13:30	14:30	15:30	16:30	17:30	18:30	19:30	20:30	21:30	22:30	23:30				
21/jan	8,4	8,3	8,3	8,0	8,2	8,0	7,1	-3,2	-20,5	-2,6	-3,7	-20,2	-66,6	-72,6	-67,1	-55,2	-40,8	-1,9	3,8	-5,9	0,0	-64,7	1,4	8,0	-14,8	69,3	-425,1	
22/jan	8,1	8,4	7,9	7,9	7,8	7,8	7,0	1,8	-15,3	-7,7	-3,6	-32,4	-69,6	-70,6	-66,5	-58,3	-42,7	-24,6	-0,8	1,9	2,4	-64,1	-4,8	8,0	-16,3	69,1	-460,9	
23/jan	7,9	7,8	7,8	7,7	7,7	7,7	6,2	-4,2	-14,9	-7,1	-2,4	-19,2	-69,2	-69,9	-65,9	-56,2	-42,3	-24,4	-0,5	2,6	2,1	-64,0	-4,7	8,0	-15,8	65,5	-444,9	
24/jan	7,8	7,9	7,8	7,8	7,7	7,7	6,6	-3,7	-22,0	-5,6	-3,8	-13,2	-60,7	-60,2	-56,7	-48,5	-13,5	0,0	1,8	2,4	2,5	-64,1	2,8	8,3	-11,7	71,2	-352,0	
25/jan	8,5	8,6	8,1	8,3	7,0	6,7	5,4	-3,9	-24,0	-20,8	-25,9	-2,4	-10,0	-51,4	-53,7	-54,0	-28,7	-0,2	-1,0	-7,2	-2,2	-64,6	3,5	8,6	-11,9	64,6	-350,1	
26/jan	8,3	8,2	8,4	8,5	8,1	8,2	7,3	-1,3	-21,2	-6,9	-3,0	-22,1	-69,0	-68,7	-63,2	-55,3	-43,4	-22,5	1,1	8,4	8,6	8,6	8,7	8,6	-11,5	101,0	-376,6	
27/jan	8,7	8,9	8,4	8,6	8,2	8,3	7,9	2,4	-4,2	-9,2	-24,0	-34,7	-14,8	-44,5	-8,2	-9,8	-9,4	-5,6	64,8	-8,7	-9,4	-60,9	7,6	7,5	-4,3	141,2	-243,4	
28/jan	7,4	7,6	7,4	7,2	7,3	7,4	7,3	6,1	5,4	4,8	4,3	1,9	-0,5	0,2	-0,8	-3,0	-6,0	1,7	81,2	9,8	-4,3	-59,4	7,3	7,2	4,5	181,5	-74,1	
29/jan	7,2	7,5	7,0	7,4	7,1	7,0	7,0	3,9	2,3	1,8	1,0	0,4	0,1	-0,1	0,7	0,7	-4,8	1,2	9,4	-3,1	-4,1	-61,4	-5,2	7,4	0,0	79,2	-78,7	
30/jan	7,1	7,2	7,2	7,1	7,3	7,1	7,0	-0,6	-11,9	-21,2	-22,6	-29,1	-38,2	-25,5	-23,7	-22,3	-24,0	-23,6	-2,4	5,6	7,2	7,3	7,2	7,3	-6,7	84,5	-245,0	
31/jan	7,4	7,3	7,2	7,2	7,1	7,4	7,1	1,9	-11,8	-27,5	-52,0	-55,0	-4,9	-6,1	-62,3	-53,9	-35,0	-7,5	5,8	0,4	-0,1	-55,6	-11,7	5,7	-13,3	64,5	-383,4	
01/fev	7,8	8,1	7,6	7,4	7,3	7,3	6,2	2,4	-0,1	-2,2	-3,7	-54,9	-64,0	-62,9	-59,0	-50,3	-35,7	-15,3	-1,8	0,4	0,4	-55,2	-10,8	2,3	-15,0	57,0	-416,0	
02/fev	7,8	7,9	7,9	7,9	8,0	7,7	7,5	3,9	0,6	-1,9	-2,9	-30,3	-58,6	-62,3	-53,8	-46,4	-31,7	-8,8	1,6	-7,0	-4,4	-55,3	-3,7	8,3	-12,4	69,0	-367,2	
03/fev	8,6	8,5	8,1	8,2	8,2	8,1	7,3	1,9	-1,3	-2,5	-1,9	-4,5	-58,3	-61,1	-55,2	-48,4	-33,7	-17,4	0,4	-6,2	-4,0	-55,5	-5,0	8,2	-12,0	67,3	-355,0	
04/fev	8,1	8,1	7,9	7,9	8,1	7,9	7,3	4,1	-1,2	0,1	0,8	-0,1	1,4	-1,3	-1,1	-1,2	-0,4	2,9	36,5	0,8	0,7	-54,4	-10,0	0,0	1,4	102,7	-69,7	
05/fev	7,1	8,4	8,2	7,8	7,9	8,0	7,1	3,1	0,3	-2,9	-4,1	-42,5	-63,0	-63,5	-58,2	-36,6	-18,2	7,4	9,4	1,1	0,8	-54,9	-9,7	0,9	-11,5	77,5	-353,6	
06/fev	5,4	7,9	7,8	7,8	7,9	7,9	7,6	3,5	0,0	-0,7	-1,4	-3,1	-48,2	-57,6	-50,8	-48,1	-23,6	-13,3	0,3	1,8	0,4	-54,7	-10,6	-0,6	-10,6	58,4	-312,6	
07/fev	6,6	7,7	7,4	7,3	7,5	7,5	6,9	2,5	0,3	-1,8	-2,9	-27,4	-55,1	-66,3	-61,4	-51,4	-33,3	-8,0	3,7	0,8	-0,9	-40,5	7,7	7,5	-11,5	73,5	-349,0	
08/fev	7,8	7,8	7,5	7,3	7,4	7,2	6,6	-3,0	-20,9	-36,1	-37,9	-8,4	-30,8	-59,7	-48,5	-47,3	-30,0	0,2	-1,5	0,0	-1,2	-55,5	-11,2	7,0	-13,9	58,9	-392,0	
09/fev	8,4	8,4	8,1	8,1	8,1	8,1	7,6	2,1	0,3	-2,1	-4,8	-64,9	-69,3	-71,7	-59,0	-43,5	-29,6	-13,4	5,0	2,4	0,1	-55,6	-10,7	5,3	-14,7	71,9	-424,5	
10/fev	8,2	8,6	8,1	7,9	7,9	7,9	7,3	5,0	0,4	-1,4	-2,4	-22,9	-61,5	-58,5	-48,6	-41,2	-20,4	-14,5	2,9	1,5	-0,1	-55,6	-10,9	3,2	-11,2	69,0	-338,1	
11/fev	8,2	8,1	8,1	8,0	7,9	8,0	7,8	3,2	0,3	-1,6	-3,1	-38,2	-62,5	-61,1	-55,4	-47,9	-24,6	-1,2	5,1	2,1	0,4	-54,9	-4,3	9,1	-11,6	76,3	-354,9	
12/fev	8,9	9,4	8,8	8,7	8,9	8,7	7,8	-7,2	-11,5	-36,8	-43,8	-58,7	-58,5	-50,1	-67,2	-58,2	-44,1	-22,8	1,1	8,7	9,0	9,0	8,9	9,0	-14,7	107,0	-459,0	
13/fev	8,7	8,7	8,8	8,6	8,6	8,5	8,4	-0,9	-22,8	-43,9	-56,8	-65,9	-71,2	-69,7	-63,7	-54,3	-39,7	-21,2	4,6	8,6	9,1	9,1	8,9	9,3	-16,7	109,7	-510,1	
14/fev	8,8	8,8	8,7	9,0	8,8	8,7	8,7	6,5	1,7	-9,0	-0,2	-1,1	-4,4	-42,3	-54,3	-18,0	-6,6	4,8	7,7	0,9	-0,7	-53,6	-11,7	6,3	-4,7	89,2	-201,8	
15/fev	8,8	9,0	8,9	8,4	8,4	8,4	8,1	1,9	0,7	-1,7	-3,7	-38,1	-65,4	-65,4	-56,1	-47,5	-34,9	-21,0	3,0	1,3	-0,1	-53,7	-11,1	8,2	-13,5	75,0	-398,8	
16/fev	8,7	8,7	8,7	8,5	8,7	8,7	8,1	-0,5	-21,3	-38,5	-51,1	-60,3	-64,6	-63,8	-58,2	-45,2	-27,7	-12,8	0,0	7,3	8,0	8,0	7,6	7,6	-14,4	98,7	-444,1	
17/fev	7,8	7,9	7,8	7,3	7,4	7,3	7,2	0,0	-19,8	-31,9	-42,9	-2,0	-0,3	1,7	0,9	-0,6	-1,0	13,8	81,9	10,7	-3,3	-53,6	7,4	7,3	0,9	176,2	-155,5	
18/fev	7,5	7,2	7,3	7,3	7,3	7,4	6,9	0,8	-11,5	-29,3	-36,7	-2,4	-1,7	-2,5	0,3	-4,1	-4,1	4,3	81,0	12,3	-2,3	-54,9	2,5	7,3	0,4	159,4	-149,5	
19/fev	7,3	7,7	7,3	7,0	7,1	6,9	6,9	-1,1	-21,9	-42,8	-57,6	-65,6	-69,3	-69,8	-65,4	-57,2	-42,9	-23,7	0,1	7,4	7,8	7,6	7,9	7,5	-17,9	88,5	-517,4	
20/fev	7,6	7,6	7,6	7,9	7,6	7,4	7,3	1,5	-17,5	-39,3	-53,5	-62,4	-66,9	-66,5	-63,1	-54,1	-37,2	-17,7	1,6	8,0	8,1	8,4	8,2	8,1	-15,9	96,7	-478,2	
Média	7,9	8,1	7,9	7,9	7,8	7,8	7,2	3,1	1,2	2,2	2,0	1,2	0,7	0,9	0,6	0,7		4,0	16,6	4,3	4,2	8,3	6,5	7,1	1,4	89,5	-338,1	
Total																											2773,5	-10481,0

## ANEXOS

## Anexo 1 – Tabela de retenção

NATUREZA DO BEM FORNECIDO OU DO SERVIÇO PRESTADO (01)	ALÍQUOTAS				PERCENTUAL A SER APLICADO (06)	CÓDIGO DA RECEITA (07)
	IR (02)	CSLL (03)	COFINS (04)	PIS/PASEP (05)		
<ul style="list-style-type: none"> <li>• Alimentação;</li> <li>• Energia elétrica;</li> <li>• Serviços prestados com emprego de materiais;</li> <li>• Construção Civil por empreitada com emprego de materiais;</li> <li>• Serviços hospitalares de que trata o art. 30;</li> <li>• Serviços de auxílio diagnóstico e terapia, patologia clínica, imagenologia, anatomia patológica e citopatologia, medicina nuclear e análises e patologias clínicas de que trata o art. 31.</li> <li>• Transporte de cargas, exceto os relacionados no código 8767;</li> <li>• Produtos farmacêuticos, de perfumaria, de toucador ou de higiene pessoal adquiridos de produtor, importador, distribuidor ou varejista, exceto os relacionados no código 8767; e</li> <li>• Mercadorias e bens em geral.</li> </ul>	1,2	1,0	3,0	0,65	5,85	8147
<ul style="list-style-type: none"> <li>• Gasolina, inclusive de aviação, óleo diesel, gás liquefeito de petróleo (GLP), combustíveis derivados de petróleo ou de gás natural, querosene de aviação (QAV), e demais produtos derivados de petróleo, adquiridos de refinarias de petróleo, de demais produtores, de importadores, de distribuidor ou varejista, pelos órgãos da administração pública de que trata o caput do art. 19;</li> <li>• Álcool etílico hidratado, inclusive para fins carburantes, adquirido diretamente de produtor, importador ou distribuidor de que trata o art. 20;</li> <li>• Biodiesel adquirido de produtor ou importador, de que trata o art. 21.</li> </ul>	0,24	1,0	3,0	0,65	4,89	9060
<ul style="list-style-type: none"> <li>• Gasolina, exceto gasolina de aviação, óleo diesel, gás liquefeito de petróleo (GLP), derivados de petróleo ou de gás natural e querosene de aviação adquiridos de distribuidores e comerciantes varejistas;</li> <li>• Álcool etílico hidratado nacional, inclusive para fins carburantes adquirido de comerciante varejista;</li> <li>• Biodiesel adquirido de distribuidores e comerciantes varejistas;</li> <li>• Biodiesel adquirido de produtor detentor regular do selo "Combustível Social", fabricado a partir de mamona ou fruto, caroço ou amêndoas de palma produzidos nas regiões norte e nordeste e no semiárido, por agricultor familiar enquadrado no Programa Nacional de Fortalecimento da Agricultura Familiar (Pronaf).</li> </ul>	0,24	1,0	0,0	0,0	1,24	8739
<ul style="list-style-type: none"> <li>• Transporte internacional de cargas efetuado por empresas nacionais;</li> <li>• Estaleiros navais brasileiros nas atividades de construção, conservação, modernização, conversão e reparo de embarcações pré-registradas ou registradas no Registro Especial Brasileiro (REB), instituído pela Lei nº 9.432, de 8 de janeiro de 1997;</li> <li>• Produtos farmacêuticos, de perfumaria, de toucador e de higiene pessoal a que se refere o § 1º do art. 22, adquiridos de distribuidores e de comerciantes varejistas;</li> <li>• Produtos a que se refere o § 2º do art. 22;</li> <li>• Produtos de que tratam as alíneas "c" a "k" do inciso I do art. 5º;</li> <li>• Outros produtos ou serviços beneficiados com isenção, não incidência ou alíquotas zero da Cofins e da Contribuição para o PIS/Pasep, observado o disposto no § 5º do art. 2º.</li> </ul>	1,2	1,0	0,0	0,0	2,2	8767
<ul style="list-style-type: none"> <li>• Passagens aéreas, rodoviárias e demais serviços de transporte de passageiros, inclusive, tarifa de embarque, exceto as relacionadas no código 8850.</li> </ul>	2,40	1,0	3,0	0,65	7,05	8175
<ul style="list-style-type: none"> <li>• Transporte internacional de passageiros efetuado por empresas nacionais.</li> </ul>	2,40	1,0	0,0	0,0	3,40	8850
<ul style="list-style-type: none"> <li>• Serviços prestados por associações profissionais ou assemelhadas e cooperativas.</li> </ul>	0,0	1,0	3,0	0,65	4,65	8863
<ul style="list-style-type: none"> <li>• Serviços prestados por bancos comerciais, bancos de investimento, bancos de desenvolvimento, caixas econômicas, sociedades de crédito, financiamento e investimento, sociedades de crédito imobiliário, e câmbio, distribuidoras de títulos e valores mobiliários, empresas de arrendamento mercantil, cooperativas de crédito, empresas de seguros privados e de capitalização e entidades abertas de previdência complementar;</li> <li>• Seguro saúde.</li> </ul>	2,40	1,0	3,0	0,65	7,05	8188
<ul style="list-style-type: none"> <li>• Serviços de abastecimento de água;</li> <li>• Telefone;</li> <li>• Correio e telégrafos;</li> <li>• Vigilância;</li> <li>• Limpeza;</li> <li>• Locação de mão de obra;</li> <li>• Intermediação de negócios;</li> <li>• Administração, locação ou cessão de bens imóveis, móveis e direitos de qualquer natureza;</li> <li>• Factoring;</li> <li>• Plano de saúde humano, veterinário ou odontológico com valores fixos por servidor, por empregado ou por animal;</li> <li>• Demais serviços.</li> </ul>	4,80	1,0	3,0	0,65	9,45	8190

Disponível em:

<http://normas.receita.fazenda.gov.br/sijut2consulta/anexoOutros.action?idArquivoBinario=41766>