



UNIVERSIDADE FEDERAL DE SANTA CATARINA  
CAMPUS REITOR JOÃO DAVID FERREIRA LIMA TRINDADE  
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

Flávio Maia de Lima

**OBTENÇÃO DE INDICADORES E INFORMAÇÕES TÉCNICAS E ECONÔMICAS  
VIA TELEMEDIÇÃO E *BUSINESS INTELLIGENCE* PARA APOIO À TOMADA DE  
DECISÃO NA GESTÃO DA ENERGIA ELÉTRICA DE UNIDADES  
PROSSUMIDORAS**

Florianópolis

2024

Flávio Maia de Lima

**OBTENÇÃO DE INDICADORES E INFORMAÇÕES TÉCNICAS E ECONÔMICAS  
VIA TELEMEDIÇÃO E *BUSINESS INTELLIGENCE* PARA APOIO À TOMADA DE  
DECISÃO NA GESTÃO DA ENERGIA ELÉTRICA DE UNIDADES  
PROSSUMIDORAS**

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

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

Florianópolis

2024

De Lima, Flávio Maia

OBTENÇÃO DE INDICADORES E INFORMAÇÕES TÉCNICAS E ECONÔMICAS VIA TELEMEDIÇÃO E BUSINESS INTELLIGENCE PARA APOIO À TOMADA DE DECISÃO NA GESTÃO DA ENERGIA ELÉTRICA DE UNIDADES PROSSUMIDORAS / Flávio Maia De Lima ; orientadora, Helena Flávia Naspolini, 2024.

97 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. Business Intelligence. 3. Sistemas de Armazenamento de Energia em Baterias. 4. Energia Solar Fotovoltaica. 5. Gestão da Energia Elétrica. I. Naspolini, Helena Flávia . II. Universidade Federal de Santa Catarina. Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica. III. Título.

Flávio Maia de Lima

**OBTENÇÃO DE INDICADORES E INFORMAÇÕES TÉCNICAS E ECONÔMICAS  
VIA TELEMEDIÇÃO E *BUSINESS INTELLIGENCE* PARA APOIO À TOMADA DE  
DECISÃO NA GESTÃO DA ENERGIA ELÉTRICA DE UNIDADES  
PROSSUMIDORAS**

O presente trabalho em nível de mestrado foi avaliado e aprovado pela banca  
examinadora composta pelos seguintes membros:

Prof. Ricardo Rütger, PhD.

Universidade Federal de Santa Catarina

Prof. Márcio Holsbach Costa, Dr.

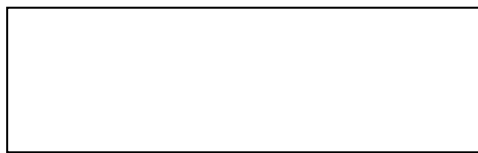
Universidade Federal de Santa Catarina

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.

Coordenação do Programa de Pós-Graduação



Prof. Helena Flávia Naspolini, Dr.<sup>a</sup> Eng.<sup>a</sup>

Orientadora

Florianópolis, 2024.

Em memória de Eloy Martins de Lima, meu pai, meu anjo, meu herói.

## **AGRADECIMENTOS**

Gostaria de expressar meu sincero agradecimento a todas as pessoas que contribuíram para o sucesso da minha dissertação. Este foi um dos maiores desafios da minha vida e, apesar dos contratemplos, consegui chegar até aqui. Sem o apoio e incentivo de cada um de vocês, esse trabalho não teria sido possível. Agradeço especificamente:

À minha mãe, Analice, por me incentivar e me apoiar nos meus estudos.

Ao meu falecido pai, Eloy, por ser um exemplo inspirador na minha vida.

Aos meus irmãos, Paula e Guilherme, pelo amor e carinho que me deram ao longo dessa jornada.

Ao meu companheiro, Deivid, por seu apoio constante e por cuidar de mim.

À minha orientadora, Helena, agradeço sua dedicação e conhecimento especializado. Suas experiências e capacidades acadêmicas foram fundamentais para o desenvolvimento da minha pesquisa e meu crescimento acadêmico e profissional.

Especialmente, gostaria de agradecer ao meu colega e pesquisador de iniciação científica, Caio Silva. Seu apoio incansável, expertise e comprometimento foram essenciais para o desenvolvimento e realização desta pesquisa.

Ao Prof<sup>o</sup>. Ricardo Rütther e ao Prof<sup>o</sup> Márcio Holsbach Costa, meu agradecimento por participarem da Comissão Examinadora e pelas contribuições para a versão final da Dissertação de mestrado.

Ao Daniel, Gustavo, Amanda, Vinicius, Alessandro, Nálisson, Lucas, Fred e Fernando dos Laboratórios FV UFSC e LABGEEL UFSC, agradeço o apoio e recursos fornecidos ao longo da minha pesquisa. Suas disponibilidades em ajudar, fornecer insights e recursos técnicos foi fundamental para o sucesso deste estudo. Sou grato por fazer parte de uma equipe tão dedicada e comprometida.

Ao DPAE da UFSC, agradeço a disponibilização de dados.

Aos amigos Welinton, Vinícius, João, Lais, Guilherme, Núbia, Júlio, Maiara, Eduardo, Lisandra, Gabriel e Thayse, que me acompanharam nessa jornada. A todos vocês, meu mais profundo agradecimento. O apoio recebido foi fundamental para o meu crescimento acadêmico e pessoal. Muito obrigado do fundo do meu coração.

*Eu gostaria que toda raiva pudesse se transformar em **eletricidade**.* (Tesla)

## RESUMO

Este estudo propôs a utilização de telemedição e da ferramenta *Microsoft Power BI* para obter indicadores e informações técnicas para apoio à tomada de decisão na gestão da energia elétrica de unidades consumidoras com geração fotovoltaica com ou sem sistemas de armazenamento de energia em baterias. A coleta de dados foi realizada por um *gateway* de telemetria conectado ao medidor bidirecional da concessionária de energia elétrica (Celesc), permitindo a aquisição das grandezas elétricas em tempo real. Através das grandezas oriundas da telemetria, discretizadas e implementadas em painéis interativos, são obtidos indicadores e informações que são disponibilizadas ao consumidor/gestor da energia elétrica da unidade consumidora (UC). O trabalho apresenta indicadores/informações importantes para monitorar o comportamento da UC, facilitando o gerenciamento da energia elétrica com o objetivo de reduzir suas despesas e atender as prescrições da Resolução 1000 - ANEEL. São levantados perfis horários, diários e mensais da demanda ativa e da demanda reativa injetada/solicitada da rede da concessionária, em intervalos de 15 minutos, com o objetivo de identificar padrões de consumo, horários de maior e de menor demanda medida, períodos de injeção/solicitação de energia ativa da rede e adequação do perfil de demanda da UC à modalidade de contrato de demanda e de energia. São levantados também perfis horários, diários e mensais da energia ativa e da energia reativa injetada/solicitada da rede da concessionária, a fim de identificar variações sazonais e tendências de consumo e de injeção da energia excedente na rede. São levantados perfis horários do fator de potência (FP) e identificados períodos em que o FP, em base horária, é menor do que 0,92 e a UC, conforme sua modalidade de contratação da energia elétrica, sofre penalidades por energia reativa excedente. Nestes casos, para chamar a atenção sobre as penalidades a que a UC está sujeita, são emitidos e enviados ao consumidor/gestor alertas. Finalmente, são também, apresentados de forma resumida, indicadores técnicos e financeiros mensais da UC, importados das faturas de energia elétrica. As ferramentas de *BI*, aliadas poderosas para a captação e gestão de dados, possibilitam identificar tendências, mensurar impactos e estimar decisões futuras. A disponibilização dos indicadores e das informações ao consumidor em tempo real é crucial para a tomada de decisões futuras, principalmente no que diz respeito à promoção da redução dos custos associados ao uso da energia elétrica.

**Palavras-chave:** *Business Intelligence*, Sistemas de Armazenamento de Energia em Baterias, Energia Solar Fotovoltaica, Gestão da Energia Elétrica.



## ABSTRACT

This study proposed the use of telemetering and the Microsoft Power BI tool to obtain indicators and technical information to support decision-making in the management of electrical energy in consumer units with photovoltaic generation with or without battery energy storage systems. Data collection was carried out using a telemetry gateway connected to the electricity utility's bidirectional meter (Celesc), allowing the acquisition of electrical quantities in real time. Through the quantities originating from telemetry, discretized and implemented in interactive panels, indicators and information are obtained and made available to the consumer/manager of the electrical energy of the consumer unit (CU). The work presents important indicators/information to monitor the behavior of the CU, facilitating the management of electrical energy with the aim of reducing expenses and meeting the requirements of Resolution 1000 - ANEEL. Hourly, daily and monthly profiles of active demand and reactive demand injected/requested from the concessionaire's network are collected, at 15-minute intervals, with the aim of identifying consumption patterns, times of highest and lowest measured demand, injection periods /request for active energy from the network and adaptation of the CU demand profile to the demand and energy contract type. Hourly, daily and monthly profiles of active energy and reactive energy injected/requested from the concessionaire's network are also collected, in order to identify seasonal variations and trends in consumption and injection of surplus energy into the network. Hourly profiles of the power factor (PF) are collected and periods are identified in which the PF, on an hourly basis, is less than 0,92 and the UC, depending on its method of contracting electrical energy, suffers penalties for excess reactive energy. In these cases, to draw attention to the penalties to which the UC is subject, alerts are issued and sent to the consumer/manager. Finally, monthly technical and financial indicators of the CU are also presented in summary form, imported from electricity bills. BI tools, powerful allies for capturing and managing data, make it possible to identify trends, measure impacts and estimate future decisions. The availability of indicators and information to the consumer in real time is crucial for making future decisions, especially with regard to promoting the reduction of costs associated with the use of electrical energy.

**Keywords:** *Business Intelligence*, Energy Storage Systems, Photovoltaic Solar Energy, Electrical Energy Management.

## LISTA DE FIGURAS

Figura 1 – Mapa anual da irradiação solar global horizontal média diária (Wh/m <sup>2</sup> . dia) - Brasil .....	26
Figura 2 – Participação de energias renováveis na matriz energética brasileira.....	28
Figura 3 - Evolução da fonte solar fotovoltaica no Brasil.....	31
Figura 4 - Possibilidades de serviços prestados por SAEB.....	33
Figura 5 – Medidor Transdutor de Energia.....	42
Figura 6 – Medidor THS .....	42
Figura 7 – Saída Serial de Usuário (SSU).....	44
Figura 8 – Transmissão de um pacote de dados genérico.....	45
Figura 9 – Arquitetura para implantação de telemetria.....	48
Figura 10– Estrutura do processo de <i>BI</i> .....	49
Figura 11 – Arquitetura da implantação da solução de telemetria.....	51
Figura 12 – Gateway RMT 5.0 .....	52
Figura 13 – Diagrama de blocos da metodologia de <i>BI</i> .....	54
Figura 14 –Tela de modelagem em <i>Power BI</i> .....	55
Figura 15 – Vista área do Laboratório FV UFSC.....	56
Figura 16 – SAEB do Laboratório FV UFSC .....	57
Figura 17 – Convenção de Sinal conforme modelo IEEE .....	62
Figura 18 – Evolução demanda da UC, em intervalos de 15 minutos - 13/03/2023..	72
Figura 19 – Evolução diária das demandas máximas consumidas/injetadas na rede da concessionária pela UC - março de 2023.....	73
Figura 20 – Evolução mensal da demanda contratada e das demandas máximas solicitadas/injetadas na rede da concessionária pela UC .....	75
Figura 21 – Evolução horária da energia ativa requerida/injetada na rede da concessionária pela UC - 13/03/2023 .....	76
Figura 22 – Evolução mensal da energia consumida/injetada na rede da concessionária pela UC, nos horários P e FP .....	77
Figura 23 – Evolução horária do FP da UC - 13/03/2023.....	78
Figura 24 – Exemplo de alerta de energia reativa excedente, enviado por e-mail....	80
Figura 25 – Evolução mensal da energia ativa excedente compensada na UC FV UFSC, nos períodos FP e P. ....	83

Figura 26 – Evolução mensal da energia ativa excedente injetada pela UC FV UFSC na rede elétrica e creditada na UC Cidade Universitária.....	85
Figura 27 – Despesas/receitas integrantes da fatura de energia elétrica da UC - março/2023. ....	88
Figura 28 – Evolução mensal das despesas/receitas da UC FV UFSC. ....	89
Figura 29 – Resumo das despesas e receitas anuais com energia elétrica da UC FV UFSC. ....	90

## LISTA DE QUADROS

Quadro 1 – Resumo das principais mudanças da Lei 14.300. ....	40
Quadro 2 – Pacote de dados da Saída Serial de Usuário .....	46
Quadro 3 – Informações contidas em um frame, captadas em tempo real, pelo gateway.....	53
Quadro 4 – Valores percentuais das alíquotas de impostos .....	64

## LISTA DE TABELAS

Tabela 1 – Potência instalada dos sistemas FV - UC FV UFSC .....	56
Tabela 2 – Operação do SAEB e da rede elétrica.....	57
Tabela 3 – Energia reativa excedente, demanda reativa excedente e respectivas penalidades - março de 2023. ....	80
Tabela 4 – Evolução mensal da energia reativa excedente, demanda reativa excedente e respectivas penalidades.....	81
Tabela 5 – Evolução mensal das compensações financeiras inseridas nas faturas da UC FV UFSC. ....	84
Tabela 6 – Evolução mensal dos créditos financeiros inseridos nas faturas da UC Cidade Universitária, proporcionados pela compensação da energia excedente injetada na rede da concessionária pela UC FV UFSC.....	86

## LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

ACL	Ambiente de Contratação Livre
ACR	Ambiente de Contratação Regulada
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
API	Application Programming Interface
BMS	Battery Management System
CA	Corrente Alternada
CC	Corrente Contínua
CELESC	Centrais Elétricas de Santa Catarina
COFINS	Contribuição para o Financiamento da Seguridade Social
COSIP	Contribuição para o Custeio da Iluminação Pública
EPE	Empresa de Pesquisa Energética
FP	Fator de Potência
FP	Horário Fora da Ponta
Fr	Fator de Potência de Referência
FV	Fotovoltaico
GD	Geração Distribuída
GD	Geração Distribuída
GHI	Irradiação Global Horizontal
GLD	Gerenciamento Pelo Lado da Demanda
ICMS	Imposto Sobre Circulação de Mercadorias e Serviços
KVA	Potência Aparente
Kvar	Potência Reativa
Kvarh	Energia Reativa
KW	Potência Ativa
KWh	Energia ativa
N	Número de Vezes
NASA	<i>National Aeronautics and Space Administration</i>
P	Horário de Ponta
PA	Potência Reativa
PIS	Programa de Integração Social
p-Si	Silício Multicristalino
Q	Potência Reativa

REN	Resolução Normativa
Ret.	Retidos
SAEB	Sistema de Armazenamento de Energia em Baterias
SC	Santa Catarina
SIN	Sistema Interligado Nacional
SSU	Saída Serial de Usuário
T	Período
TC	Transformador de Corrente
TE	Tarifa de Energia
THS	Tarifação Hora-Sazonal
TI	Tecnologia da Informação
TP	Transformador de Potencial
TUSD	Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição
UC	Unidade Consumidora
UFSC	Universidade Federal de Santa Catarina
UP	Unidade Prossumidora

## SUMÁRIO

<b>1</b>	<b>INTRODUÇÃO.....</b>	<b>18</b>
1.1	JUSTIFICATIVA E RELEVÂNCIA DO TRABALHO .....	21
1.2	OBJETIVO GERAL .....	22
1.3	OBJETIVOS ESPECÍFICOS.....	22
1.4	ESTRUTURA DO TRABALHO.....	23
<b>2</b>	<b>REVISÃO BIBLIOGRÁFICA .....</b>	<b>25</b>
2.1	RECURSO SOLAR.....	25
2.2	GERAÇÃO DISTRIBUÍDA NO BRASIL .....	27
2.3	GERAÇÃO FOTOVOLTAICA NO BRASIL .....	29
2.4	SISTEMAS DE ARMAZENAMENTO DE ENERGIA EM BATERIAS .....	31
2.5	DIAGNOSTICO ENERGÉTICO .....	33
2.6	REGULAMENTAÇÃO DO SISTEMA TARIFÁRIO NO BRASIL .....	35
<b>2.6.1</b>	<b>Definições básicas sobre o faturamento de energia .....</b>	<b>36</b>
<b>2.6.2</b>	<b>Faturamento da energia de UCs com compensação da energia gerada</b>	<b>38</b>
<b>2.6.3</b>	<b>Lei 14.300 – Novo marco da Geração Distribuída no Brasil.....</b>	<b>38</b>
2.7	MEDIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA EM CONSUMIDORES DE MÉDIA TENSÃO.....	41
2.8	MEDIDORES DIGITAIS DE ENERGIA ELÉTRICA.....	41
2.7.1	SAÍDA SERIAL DE USUÁRIO (SSU).....	43
2.7.2	PACOTE DE DADOS E REGISTRADORES DE PULSOS .....	44
2.9	TELEMETRIA DE ENERGIA ELÉTRICA .....	47
2.10	BUSINESS INTELLIGENCE .....	48
<b>3</b>	<b>METODOLOGIA .....</b>	<b>50</b>
3.1	ARQUITETURA DE IMPLANTAÇÃO .....	50
3.2	METODOLOGIA DE BUSINESS INTELLIGENCE.....	53
3.3	OPERAÇÃO DA UNIDADE CONSUMIDORA .....	55
3.4	GRANDEZAS ELÉTRICAS .....	58
<b>3.4.1</b>	<b>Energia ativa e reativa injetada/solicitada da rede da concessionária</b>	<b>58</b>
<b>3.4.2</b>	<b>Fator de potência .....</b>	<b>60</b>
3.5	FATURAMENTO DE ENERGIA ELÉTRICA .....	62



3.6	INDICADORES E INFORMAÇÕES TÉCNICAS E FINANCEIRAS PARA APOIO À TOMADA DE DECISÃO NA GESTÃO DA ENERGIA ELÉTRICA DE UNIDADES CONSUMIDORAS .....	70
<b>4</b>	<b>RESULTADOS E DISCUSSÃO .....</b>	<b>72</b>
4.1	DEMANDA, ENERGIA E FATOR DE POTÊNCIA .....	72
4.2	ENERGIA REATIVA EXCEDENTE E DEMANDA REATIVA EXCEDENTE	79
4.3	CRÉDITOS DA ENERGIA FOTOVOLTAICA EXCEDENTE INJETADA NA REDE DA CONCESSIONÁRIA .....	82
4.4	INDICADORES FINANCEIROS MENSIS ORIUNDOS DAS FATURAS DE ENERGIA ELÉTRICA.....	87
<b>5</b>	<b>CONCLUSÃO .....</b>	<b>91</b>
	<b>REFERÊNCIAS .....</b>	<b>93</b>

## 1 INTRODUÇÃO

A Geração Distribuída (GD) desempenha um papel fundamental no crescimento das fontes de energia renovável no Brasil. No entanto, além dos desafios técnicos, a GD também enfrenta desafios regulatórios e econômico-financeiros no setor elétrico. A participação da GD já é uma realidade e tem se destacado pelo seu constante crescimento na matriz elétrica.

A Resolução Normativa N° 482/2012 da ANEEL trouxe avanços significativos para a geração fotovoltaica (FV) distribuída no Brasil. Em seu escopo, a compensação de energia é do tipo “*net metering*”, onde os créditos energéticos gerados (kWh gerados) tem validade de 60 meses, a microgeração foi definida para sistemas com potência instalada menor do que 75 kW e a minigeração foi definida para sistemas com potência instalada entre 75kW e 5.000 kW.

A Resolução Normativa 687/2015 atualizou a Resolução 482 e trouxe mais avanços para a geração distribuída de energia elétrica no país, destacando-se, a redução do tempo de aprovação dos sistemas fotovoltaicos pelas concessionárias para 34 dias e novas modalidades de GD: GD junto à carga, condomínio com GD, autoconsumo remoto e geração compartilhada.

O modelo de sistema de compensação de energia elétrica proposto pelo PL n° 5.829/2019 foi projetado com o objetivo de impulsionar a adoção de Micro e Minigeração Distribuída (MMGD) no Brasil até 2031. No entanto, é importante considerar que, de acordo com a evolução anual da energia solar fotovoltaica no país apresentada em dezembro de 2023 pela ABSOLAR (2024), a potência instalada de geração centralizada FV representa apenas 31% do total, enquanto a potência de geração distribuída FV alcança 69% da potência instalada no Brasil. Isso resulta em uma potência total instalada de GC e GD de 37.293 MW. Portanto, embora seja esperado um aumento na adoção da MMGD, é necessário abordar os desafios que acompanham essa expansão, a fim de garantir benefícios tanto para os consumidores que adotam essa tecnologia quanto para as distribuidoras e demais consumidores.

Scolari *et al.* (2021) destacou a importância da Micro e Minigeração Distribuída (MMDG) no Brasil. Observa-se que nos últimos anos houve grande e contínuo crescimento da potência instalada dos sistemas MMDG, mesmo durante o

período pandêmico, o que mostra a sua importância na diversificação da matriz energética brasileira, na redução das emissões de gases de efeito estufa e na promoção da sustentabilidade.

A implementação do Marco Legal da Geração Distribuída (Lei 14.300) através da REN nº 1.059/2023 trouxe desafios técnicos adicionais na gestão da energia elétrica no Brasil. A REN nº 1.000/2021 apresenta prescrições no que diz respeito à conexão e ao faturamento de centrais de micro e minigeração distribuída (MMGD) em sistemas de distribuição de eletricidade, além de aprimorar as regras do Sistema de Compensação de Energia Elétrica (SCEE). Com as novas regras de compensação e tarifação, os consumidores e empresas que utilizam a energia solar fotovoltaica precisam se adaptar a aspectos tais como, a transição para a tarifa progressiva, o cálculo da taxa de uso do sistema de distribuição (TUSD) e a gestão dos créditos de energia. Essas mudanças requerem planejamento cuidadoso para otimizar o uso da energia gerada, equilibrar o consumo e a geração e garantir a gestão eficiente dos créditos.

As unidades prosumidoras são unidades consumidoras com sistema de geração distribuída, como neste caso, com sistemas fotovoltaicos para geração de energia elétrica e armazenamento de energia. Ao final do período de faturamento, a concessionária de energia elétrica realiza o balanço entre a energia elétrica injetada e a energia elétrica consumida da rede elétrica para chegar ao valor do faturamento de energia. A energia gerada é consumida instantaneamente pela própria UC, sendo que o excedente é injetado na rede elétrica da concessionária, contabilizando créditos de energia para unidades atreladas ao mesmo CNPJ ou resguardado estes créditos para compensação em outro período (ANTONIOLLI *et al.*, 2020).

Os sistemas de armazenamento de energia são uma alternativa para aumentar o percentual de autoconsumo e evitar o desequilíbrio entre consumo e geração (MEREI *et al.*, 2016). O armazenamento de energia em sistemas de baterias (SAEB) desempenha papel crucial em várias aplicações, tais como, ajuste à demanda de pico, acompanhamento da carga, melhoria da estabilidade da rede e redução da intermitência das fontes de energia (LAWDER *et al.*, 2014).

Os sistemas de armazenamento de energia em baterias (SAEB) são compostos por equipamentos elétricos e eletrônicos organizados de forma modular e

otimizada. Em aplicações de grande escala, tais equipamentos podem ser instalados em contêineres específicos, conhecidos como eletrocentros, devido à sua praticidade. Os SAEB podem realizar diversas funções, desde a redução da intermitência de fontes renováveis até serviços auxiliares em subestações de energia. Com sua solução de controle e gerenciamento, o SAEB garante maior eficiência e aproveitamento dos recursos energéticos, além de proporcionar flexibilidade operacional e confiabilidade no fornecimento de energia.

É importante realizar o monitoramento constante do desempenho do sistema elétrico (cargas, geração FV e SAEB) da UC, garantir sua conformidade às prescrições das Normas Técnicas pertinentes e realizar manutenções adequadas para assegurar sua eficiência e durabilidade. Esses desafios demandam conhecimento especializado e abordagem estratégica para lidar com os aspectos técnicos e regulatórios da gestão energia elétrica da UC.

Um dos maiores desafios em UCs é a capacidade de lidar com perturbações em seu perfil de demanda e de geração de energia, adaptando-se a eventos não esperados (Taveira, 2020). Nesse sentido, o uso de ferramentas de *Business Intelligence* (BI) aliada à telemedição pode fornecer informações valiosas para apoiar tomadas de decisões rápidas e simples, por meio de indicadores pré-estabelecidos.

As informações de grandezas elétricas são coletadas por um *gateway* e enviadas para um servidor centralizado. No servidor é analisada a conformidade dos dados e transmitidos os dados válidos para um sistema central de armazenamento. Os dados armazenados são processados para gerar relatórios, gráficos e tabelas, que podem ser visualizados pelos clientes por meio de um aplicativo. A interação cliente-servidor é facilitada por uma API (*Application Programming Interface*) Web e o aplicativo oferece ferramentas diferenciadas (de acordo com indicadores adequados ao usuário), tais como, visualização de relatórios de receitas e despesas e alarmes de possíveis penalizações com base na energia reativa excedente.

Ao combinar o monitoramento com tecnologias de informação e ciência de dados, é possível melhorar a gestão da energia elétrica da UC através de indicadores técnicos e econômicos, fornecendo dados confiáveis e sustentáveis sobre a capacidade de resposta à demanda de forma automatizada, transparente e

controlável (RADENKOVIĆ *et al.*, 2022), permitindo que UCs se tornem mais eficientes energeticamente.

## 1.1 JUSTIFICATIVA E RELEVÂNCIA DO TRABALHO

A execução deste trabalho é justificada pelos motivos abaixo relacionados:

a) Os avanços regulatórios e econômicos-financeiros propostos pela Res. 1000 da ANEEL e Lei 14.300 (marco Legal da GD) no qual justificam a necessidade de investigar e analisar as mudanças regulatórias e econômicas para compreender a adoção e impacto na gestão da GD em unidades prosumidoras de energia conforme seu vasto crescimento ao decorrer dos anos (GREENER, 2023).

b) A importância da GD para a diversificação da matriz energética e sustentabilidade, a fim de melhorar a eficiência de seus sistemas visando a redução de custos em uma UC (CAMPOS, NASCIMENTO, e RÜTHER, 2020). O monitoramento em tempo real de dados medidos nos 4 quadrantes do medidor de energia elétrica de fronteira da UC, garante que erros de medições e os impactos econômicos, como o alto consumo de energia elétrica, sejam previstos e amenizados, promovendo a possibilidade de maior investimento em sistemas de GD junto à carga.

c) A telemedição desempenha um papel fundamental para monitorar parâmetros elétricos como FP, auxiliando na verificação conforme a inserção de sistemas FV e SAEB, investigando se estes sistemas podem levar a cargas de potência reativa indesejáveis, e auxiliando na adoção de medidas corretivas como o controle do FP da UC pelo SAEB.

d) A adoção de uma metodologia de *Business Intelligence* aliado a telemedição traz uma série de benefícios que contribuem para a eficiência operacional e o aprimoramento do desempenho da UC. Ao fornecer acesso imediato a dados precisos e atualizados, melhora o acesso à informação, facilitando o planejamento e o gerenciamento eficiente dos recursos energéticos, com análises sofisticadas e embasadas, fornecendo insights valiosos para a tomada de decisões estratégicas. A confiabilidade dos dados é aumentada, pois a coleta automatizada reduz erros e inconsistências.

e) Ao consolidar os dados obtidos por meio da telemetria de energia utilizando ferramentas como o *Microsoft Power BI*, é possível gerar indicadores técnicos relevantes para a gestão da energia elétrica da UC. Esses indicadores fornecem informações para a tomada de decisões estratégicas que visam a gestão da energia elétrica da UC, como identificar picos de demanda, analisar tendências de consumo e planejar ações para otimizar o uso da energia.

f) A identificação e implementação de indicadores econômicos a partir das informações das faturas de energia elétrica da UC fornecidas pela concessionária de energia elétrica são relevantes para uma análise mais abrangente dos custos e despesas relacionados ao consumo de energia. Esses indicadores permitem avaliar o desempenho financeiro da UC, identificar oportunidades de redução de custos e monitorar o impacto de qualquer medida implementada para as grandezas elétricas oriundas da medição de fronteira de energia.

## 1.2 OBJETIVO GERAL

Este trabalho tem por objetivo geral a utilização de telemedição e da ferramenta *Microsoft Power BI* para obter indicadores e informações técnicas e econômicas para apoio à tomada de decisão na gestão da energia elétrica de unidades consumidoras com geração fotovoltaica com ou sem sistemas de armazenamento de energia em baterias

## 1.3 OBJETIVOS ESPECÍFICOS

Para atingir o objetivo geral, o trabalho apresenta os objetivos específicos abaixo relacionados:

- Implementar a telemetria de dados de energia em uma UC (FV UFSC), utilizando um *gateway* de telemetria conectado ao medidor bidirecional da concessionária de energia elétrica (Celesc);
- Realizar o monitoramento em tempo real dos dados de memória de massa do medidor de fronteira da UC, a fim de obter informações atualizadas sobre demanda

injetada/solicitada da rede e sobre a energia elétrica injetada/solicitada da rede da concessionária pela UC;

- Consolidar os dados obtidos por meio da telemetria de energia, com auxílio da ferramenta *Microsoft Power BI*, com o objetivo de gerar indicadores técnicos relevantes para a gestão da energia elétrica da UC;
- Identificar e implementar indicadores/informações técnicas relacionadas à demanda ativa/reactiva injetada/requerida da rede da concessionária e à energia ativa/reactiva injetada/requerida da rede da concessionária pela UC;
- Levantar no período analisado (horário, diário e mensal), a demanda reativa excedente e a energia reativa excedente, através do cálculo do fator de potência;
- Criar automatizações para emitir avisos das penalidades relacionadas à demanda reativa excedente e à energia reativa excedente (em função da modalidade de contratação da energia elétrica da UC) a fim de alertar o consumidor/gestor sobre possíveis problemas ou custos extras;
- Identificar e implementar indicadores econômicos a partir de informações oriundas das faturas de energia elétrica da UC, disponibilizadas pela concessionária de energia elétrica;

#### 1.4 ESTRUTURA DO TRABALHO

O trabalho está estruturado em quatro capítulos.

O Capítulo 1 apresenta a introdução, justificativa e objetivos da pesquisa.

O Capítulo 2 aborda a revisão bibliográfica sobre o tema, incluindo aspectos relacionados à geração fotovoltaica distribuída, armazenamento de energia e regulamentação tarifária.

O Capítulo 3 descreve a metodologia adotada neste trabalho, desde a arquitetura do sistema de aquisição de dados até a obtenção de indicadores e informações técnicas e econômicas para apoio à tomada de decisão na gestão da

energia elétrica de unidades consumidoras com geração fotovoltaica com ou sem sistemas de armazenamento de energia em baterias.

O Capítulo 4 apresenta os resultados e discussões sobre as demandas ativa/reativa injetada/solicitada da rede pela UC, energias ativa/reativa injetada/solicitada da rede pela UC, fator de potência, energia reativa excedente, compensação de créditos de energia e indicadores financeiros oriundos das faturas de energia elétrica da UC.

Finalmente, o Capítulo 5 apresenta as conclusões finais e sugestões para trabalhos futuros.



## 2 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

### 2.1 RECURSO SOLAR

O sol é uma importante fonte de energia renovável e sustentável, e seu potencial no Brasil tem sido amplamente estudado e mapeado.

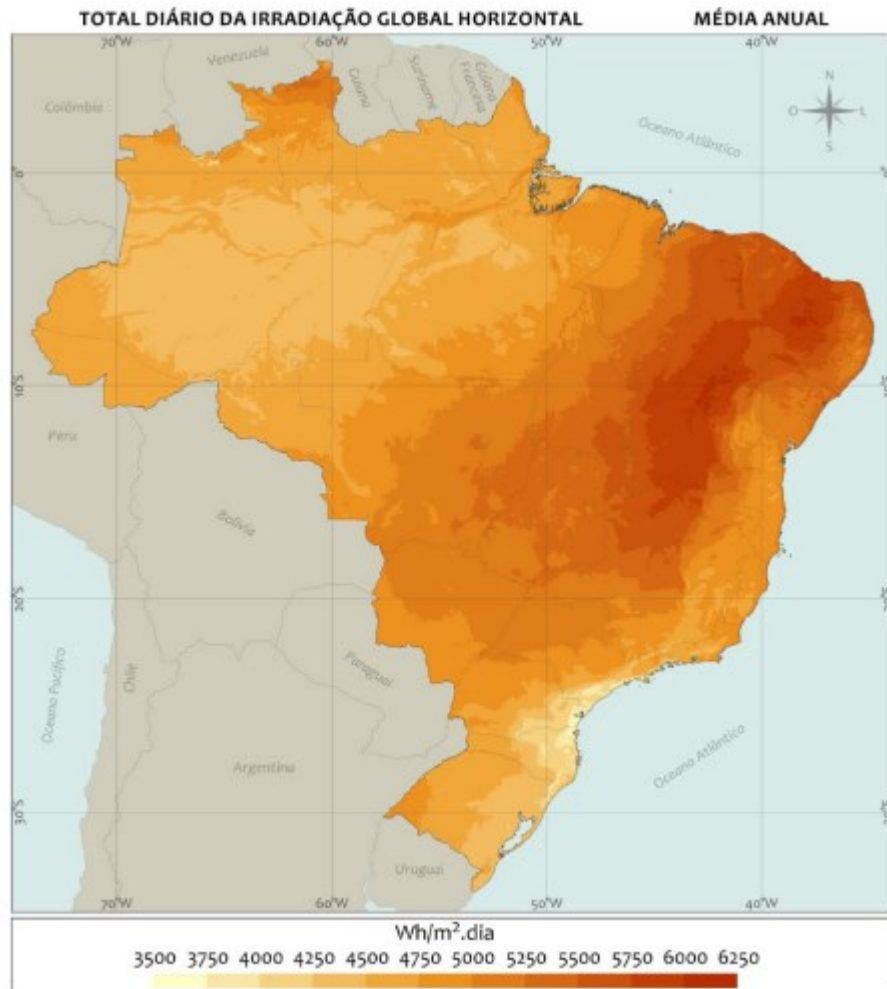
Uma das principais ferramentas para avaliar a irradiação solar no país é o Atlas Solarimétrico Brasileiro, desenvolvido pelo projeto SWERA (Solar and Wind Energy Resource Assessment) em parceria com o Programa das Nações Unidas para o Meio Ambiente (PNUMA) e o Fundo Global para o Meio Ambiente (GEF) (MARTINS, PEREIRA, *et al.*, 2008). O objetivo do projeto SWERA foi criar uma base de dados abrangente, confiável e de alta qualidade para apoiar o desenvolvimento de projetos e políticas públicas nas áreas de energia solar e eólica, além de atrair investimentos do setor privado para essas áreas. O Atlas Brasileiro de Energia Solar, lançado em 2006, foi uma das principais contribuições desse projeto, fornecendo dados de irradiação solar na superfície terrestre (PEREIRA *et al.*, 2017). Para a elaboração do Atlas, foi realizado o tratamento de uma série histórica de dez anos (jul/1995 a dez/2005) de dados e imagens de satélites geoestacionários, utilizando modelos matemáticos. Esses dados foram posteriormente validados por meio de informações coletadas em estações de superfície.

Em 2017 foi lançada a 2ª Edição do Atlas (ampliada e revisada), com mais de 17 anos de dados coletados (PEREIRA *et al.*, 2017).

Os dados fornecidos pelo Atlas Solarimétrico (2ª Edição) são considerados a fonte de maior confiabilidade de informações solarimétricas disponível no Brasil. São apresentadas estimativas da irradiação solar global horizontal média diária, com resolução espacial de 10 x 10 km.

A Figura 1 ilustra o mapa anual da irradiação solar global horizontal média diária (Wh/m<sup>2</sup>. dia) para o território brasileiro (PEREIRA *et al.*, 2017).

Figura 1 – Mapa anual da irradiação solar global horizontal média diária (Wh/m<sup>2</sup>. dia)  
- Brasil



Fonte: (Pereira *et al.*, 2017)

É importante destacar que o Atlas Solarimétrico (2<sup>a</sup> Edição) também fornece informações sobre o desvio médio relativo (rMBE) da irradiação solar global horizontal média diária, que é a razão entre o desvio médio e a irradiância média diária. No Nordeste do Brasil, por exemplo, o desvio médio relativo é de até 8,3%, o que corresponde a um desvio médio de aproximadamente 13,6 kWh/m<sup>2</sup>. mês da sua irradiação solar global horizontal (PEREIRA *et al.*, 2017).

Os dados e informações oriundos do Atlas Solarimétrico (2<sup>a</sup> Edição) são fundamentais para o planejamento e desenvolvimento de projetos de energia solar no Brasil, permitindo a identificação de regiões com alto potencial de irradiação solar e auxiliando na tomada de decisões estratégicas para a utilização dessa importante fonte de energia renovável.

## 2.2 GERAÇÃO DISTRIBUÍDA NO BRASIL

O Brasil possui desafios em seu Sistema Integrado de Energia (SIN), tais como, alta demanda energética em seu horário de pico e ampla dependência das hidrelétricas. O sistema, com as sazonalidades do clima, é assim vulnerável aos períodos de estiagem, trazendo possibilidades de apagões, como ocorreu em 2001 (CAMPOS, NASCIMENTO, e RÜTHER, 2020).

O recurso solar é abundante em todo o território nacional e seu pico produtivo é concomitante a um período de alta demanda do sistema pelo uso de aparelhos de ar-condicionado, trazendo resultados positivos para as malhas conectadas à rede GD-FV (NASCIMENTO e RÜTHER, 2020; MITSCHER e RÜTHER, 2012).

Para permitir a continuidade da expansão fotovoltaica é necessário, porém, garantir mecanismos de uso da energia em outros períodos de pico da rede elétrica brasileira, o que pode ser viabilizado com o uso de sistemas de armazenamento de energia (YUNUSOV *et al.*, 2016). Para tal, podem ser utilizados sistemas GD-FV junto com sistemas de armazenamento de energia em baterias (SAEB), com o objetivo de carregar a bateria no horário fora da ponta (FP), utilizando-se o recurso solar e aproveitando-se desta energia armazenada (descarga do SAEB) quando a tarifa se torna mais cara.

Além disso, sistemas de armazenamento de energia quando inseridos na rede de distribuição são capazes de (YUNUSOV *et al.*, 2016):

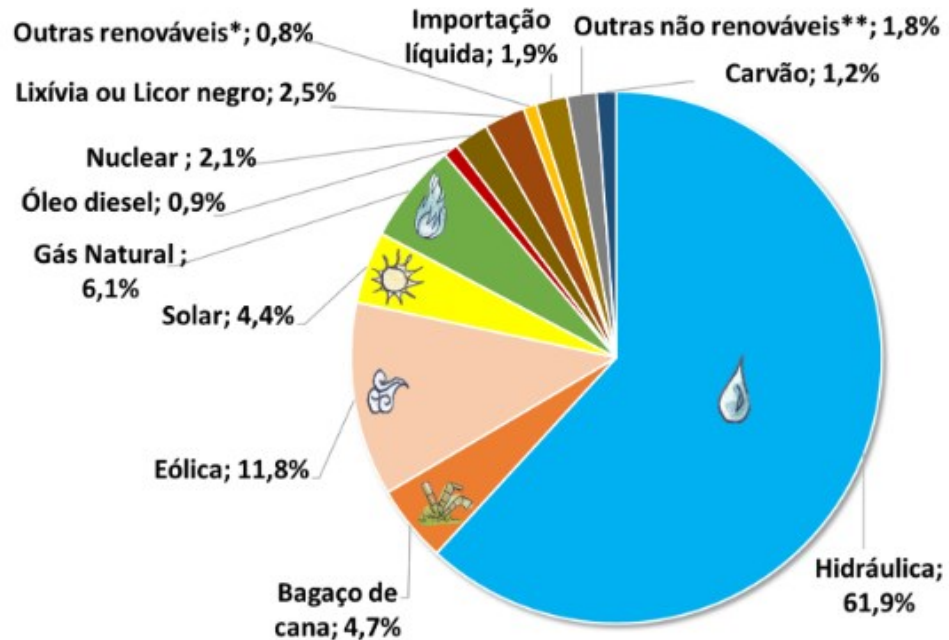
- a) Controlar a variação da tensão e da frequência;
- b) Controlar o fluxo de potência e fluxo reverso de potência;
- c) Evitar perdas por sobreaquecimento nas linhas nos horários de pico;
- d) Postergar investimentos em reforços na rede e troca de transformadores.

Apesar das vantagens dos sistemas de armazenamento, existe a necessidade de avaliar a performance desses sistemas em ambiente real (DUFO-LÓPEZ *et al.*, 2015).

Por causa da preocupação com a preservação do meio ambiente e da procura por menores despesas com o consumo de eletricidade, faz-se necessária a busca por fontes renováveis de energia. O Brasil caminha bem neste sentido, como

mostra a Figura 2 com o percentual de agregação de energias renováveis na matriz energética brasileira

Figura 2 – Participação de energias renováveis na matriz energética brasileira.



Fonte: (EPE, 2023).

Observa-se que energias renováveis contribuem com 84,8% da matriz elétrica do país, sendo 61,9% provenientes das usinas hidroelétricas (EPE, 2023). As hidroelétricas são baseadas em geração centralizada, com capacidade de crescimento limitada, considerando que a distância do ponto de geração para o consumidor final proporciona à transmissão e distribuição altos custos e altas perdas de energia.

Dessa forma, a energia solar pode servir como uma fonte complementar de produção local, de modo a evitar perdas, reduzir o uso dos combustíveis fósseis no país e diminuir a dependência de hidroelétricas que, mesmo sendo consideradas renováveis, ainda causam sérios impactos ao meio ambiente por meio do alagamento de grandes regiões para a construção dos reservatórios (CERQUEIRA *et al.*, 2015).

De acordo com Greener (2023), apesar de o mercado de GD ter sido regulamentado pela REN 482/2012, a resolução normativa da ANEEL não era suficiente para garantir a segurança jurídica necessária ao crescimento sustentável da microgeração distribuída (MMGD).

O Marco Legal estabelecido pela Lei 14.300/2022 trouxe uma estrutura legal e regulatória mais robusta, proporcionando não apenas maior segurança jurídica ao mercado, mas também maior estabilidade e previsibilidade.

A Lei 14.300/2022 define a microgeração distribuída como uma central geradora de energia elétrica com potência instalada de até 75 kW, que opera cogeração qualificada ou fontes renováveis de energia elétrica, conectada à rede de distribuição por meio de instalações de unidades consumidoras.

No caso da minigeração distribuída, trata-se de uma central geradora de energia elétrica com potência instalada superior a 75 kW e menor ou igual a 5 MW para fontes despacháveis, como hidrelétricas, cogeração qualificada, biomassa, biogás e fontes de geração fotovoltaica com baterias. Nesse caso, os montantes de energia despachada aos consumidores finais apresentam capacidade de modulação de geração por meio do armazenamento de energia em baterias, correspondendo a pelo menos 20% da capacidade de geração mensal da central geradora. Essa modulação pode ser controlada local ou remotamente (GREENER, 2023).

Para fontes não despacháveis, como energia solar fotovoltaica sem armazenamento e outras fontes não listadas como despacháveis nos termos da Lei nº 14.300/2022, a potência instalada é menor ou igual a 3 MW.

### 2.3 GERAÇÃO FOTOVOLTAICA NO BRASIL

A viabilidade técnica e econômica da geração de energia solar fotovoltaica no contexto de geração distribuída, em especial no Brasil, depende diretamente da regulamentação de políticas públicas.

A Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) foi criada por meio da Lei nº 9.427/1996 e do Decreto nº 2.335/1997, como autarquia vinculada ao Ministério de Minas e Energia (ANEEL, 2021). Entre as regulamentações emitidas pela ANEEL, podem ser destacadas a REN 482/2012, que regulamentou as condições gerais para o acesso à rede de sistemas de mini e microgeração, e a REN 687/2015, que compatibilizou o sistema de compensação de energia com a REN 414/2010 (ANEEL, 2012, 2015).

Os sistemas FV são incentivados fiscalmente, com redução de impostos e isenção de ICMS.

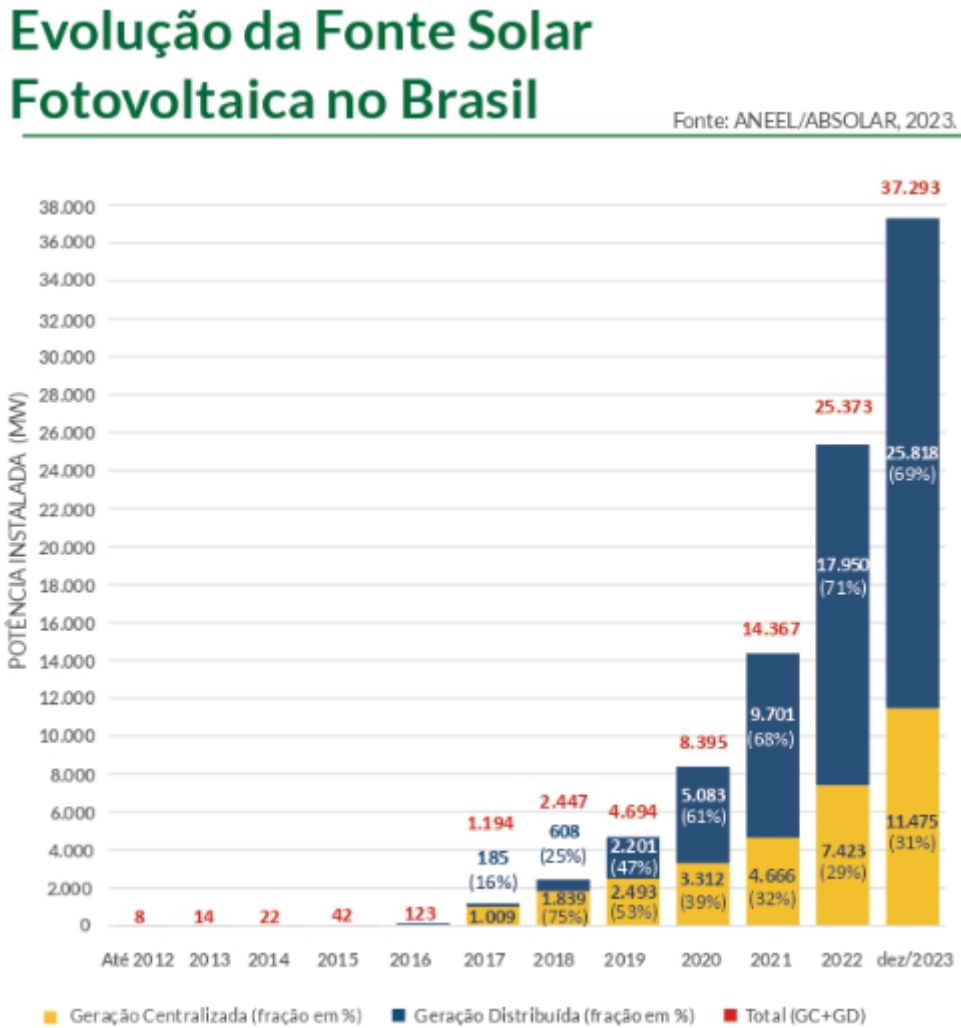
No caso do estado de Santa Catarina a isenção de impostos é para micro e minigeradores de energia com o limite de até 1 MW de potência. A medida é apresentada pelo Decreto 233/2019, que isenta de ICMS a geração distribuída de eletricidade em centrais deste porte. O Decreto introduziu a Alteração 4.063 no RICMS/SC-01, concedendo isenção do ICMS sobre a energia elétrica fornecida pela distribuidora à UC, na quantidade correspondente à soma da energia elétrica injetada na rede de distribuição pela mesma unidade consumidora com os créditos de energia ativa originados na própria UC no mesmo mês, em meses anteriores ou em outra unidade consumidora do mesmo titular, nos termos do Sistema de Compensação de Energia Elétrica.

Essas condições, juntamente à regulamentação favorável, têm gerado um crescente volume de instalações conectadas à rede ao longo dos anos. Em potência instalada, a fonte solar adicionou na matriz elétrica brasileira um total de 11,9 gigawatts (GW), sendo 7,9 GW de geração distribuída e 4 GW de geração centralizada. No acumulado desde 2012, o Brasil possui atualmente 37,2 GW de potência operacional da fonte solar, sendo 25,8 GW de geração distribuída e 11,4 GW de geração centralizada (ABSOLAR, 2024).

Entre os diferentes setores, a classe residencial tem sido a que mais vem crescendo, alcançando em 2023 uma parcela de 48,47% do mercado, sendo 78,6% (1.813.042 sistemas) da geração distribuída (GREENER, 2021a; ABSOLAR, 2024). De forma oposta, a classe industrial tem apresentado queda em quase todos os anos, desde 2012.

A Figura 3 apresenta a evolução anual da energia solar fotovoltaica no Brasil. Em dez/23, a potência instalada de geração centralizada FV no país chegou em 11.475 MW (31%). Por outro lado, a potência de geração distribuída FV chegou em 25.818 MW (69%) da potência instalada no Brasil. Totalizando uma potência total instalada de GC e GD de 37.293 MW.

Figura 3 - Evolução da fonte solar fotovoltaica no Brasil.



Fonte: ABSOLAR (2024)

Portanto, diante das condições favoráveis, observa-se que a geração de energia solar fotovoltaica tem se tornado cada vez mais viável, tanto do ponto de vista técnico quanto econômico, sendo de extrema importância a regulamentação para que seu crescimento se mantenha.

## 2.4 SISTEMAS DE ARMAZENAMENTO DE ENERGIA EM BATERIAS

A utilização de baterias para armazenar energia elétrica já é uma realidade, com diversas aplicações, desde pequenas unidades consumidoras até grandes plantas de distribuição, transmissão e geração de eletricidade. Existem diferentes tecnologias para sua implementação, como baterias à base de chumbo, lítio, sódio,

níquel, capacitor eletroquímico e bateria de fluxo de vanádio (redox vanádio) (EIA, 2019). Os sistemas de armazenamento de energia em baterias (SAEB) são utilizados para diversas aplicações, tais como, regulação e controle de tensão e de frequência, redução de picos de demanda, fornecimento de emergência, controle da intermitência eólica e solar, equilíbrio de carga e estabilização da rede (SILVA, 2021).

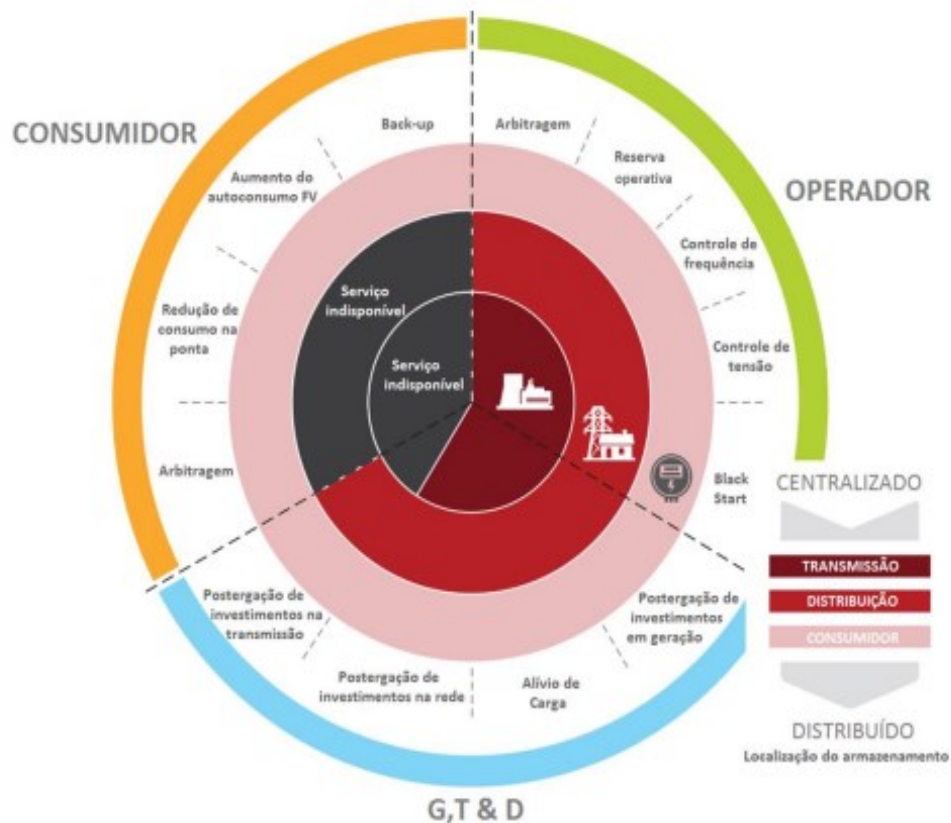
O dimensionamento de um Sistema de Armazenamento de Energia depende diretamente da aplicação para a qual foi projetado e do perfil de consumo da edificação. A capacidade de armazenamento pode variar de acordo com a potência instalada da fonte de energia renovável, sendo que para alcançar um autoconsumo entre 10% e 24% é necessário considerar de 0,5 a 1 kWh de capacidade de armazenamento para cada kWp de potência FV instalada (LUTHANDER *et al.*, 2015).

Uma aplicação cada vez mais em destaque para o mercado brasileiro é a redução de consumo no horário de ponta, tanto para os consumidores finais quanto para os operadores. Esta aplicação pode ser realizada com o uso de sistemas de armazenamento em baterias, que podem armazenar a energia nos momentos em que há abundância no sistema, e conseqüentemente os preços estão mais baixos, para injetá-la na rede da concessionária nos momentos de escassez, nos quais os preços são mais elevados. Os consumidores finais também têm a oportunidade de instalar baterias nas unidades consumidoras, carregando-as nas horas de tarifas mais baixas e evitando consumo da rede, em momentos de preços mais altos.

A versatilidade dos SAEB no que se refere ao local de instalação e modularidade é um dos seus principais atrativos. Tais sistemas podem ser usados como recurso centralizado, controlado pelo operador do sistema elétrico, pela transmissora ou distribuidora; integrados a um gerador; ou instalados por um consumidor atrás do medidor (*behind the meter*). Estas diversas configurações oferecem diversos serviços, conforme resume a Figura 4, elaborada pelo Rocky Mountain Institute e publicada na EPE (2015).



Figura 4 - Possibilidades de serviços prestados por SAEB



Fonte: EPE (2015)

O mercado brasileiro enfrenta barreiras regulatórias que dificultam investimentos em tecnologias de armazenamento de energia. A falta de um mercado competitivo e a ausência de definição dos produtos são obstáculos. É crucial analisar a regulamentação atual para viabilizar grandes projetos. A falta de incentivos também impede a adoção em larga escala das tecnologias de armazenamento de energia. Outras barreiras incluem a granularidade dos preços, um desenho tarifário ineficiente e o modelo regulatório.

## 2.5 DIAGNOSTICO ENERGÉTICO

De acordo com Krause (2002), o diagnóstico energético é um trabalho realizado por profissionais ou por empresas especializadas em eficiência energética. Essas avaliações englobam a análise de todos os sistemas consumidores de energia presentes em uma unidade consumidora. São examinadas as condições de funcionamento de motores, sistemas de iluminação, transformadores, elevadores e

sistemas de ar-condicionado, entre outros. O objetivo dessa análise é identificar pontos de desperdício de energia ou áreas onde a utilização de energia pode ser otimizada. Além disso, as faturas de energia são analisadas e avaliadas para determinar a estrutura tarifária e o modelo de contrato mais adequados para a organização, visando garantir o menor custo mensal de energia.

Medidas operacionais também são consideradas no diagnóstico energético. Essas medidas envolvem ajustar os horários de funcionamento de determinados sistemas ou transferir cargas para períodos de menor demanda, buscando melhorar o fator de carga das instalações e reduzir o valor da demanda contratada.

O fator de potência da instalação também é avaliado, uma vez que um fator de potência abaixo do valor mínimo exigido pelas concessionárias (0,92) resulta em cobranças adicionais de energia reativa excedente e de demanda reativa excedente. É importante ressaltar que todas as medidas recomendadas em um diagnóstico energético têm como objetivo aprimorar a eficiência e eliminar desperdícios de energia (kWh), demanda (kW) e custo (R\$), mantendo o nível de produção e conforto necessário para o bom funcionamento da organização.

Muitas vezes, as medidas sugeridas em um diagnóstico energético são de natureza puramente operacional e administrativa, não exigindo investimentos significativos. Apenas ajustando as operações das cargas e implementando mudanças nos hábitos ou horários de funcionamento de áreas ou cargas específicas, é possível obter economias de custo (R\$) e energia (kWh). Existem também medidas que podem não resultar em economia de energia, mas que solucionam problemas existentes nas instalações. Por exemplo, iluminação insuficiente em determinadas áreas ou circuitos com dimensionamento inadequado que representam riscos para a instalação e para as pessoas.

Em um mercado altamente competitivo, é crucial gerenciar de forma precisa custos operacionais, incluindo o custo significativo da energia elétrica. Para isso, é necessário realizar um diagnóstico da instalação, que servirá como base para análises sobre a eficiência da utilização da energia.

Abaixo, conforme Barros *et al* (2020) é apresentado uma sequência de processos necessários para obter o diagnóstico energético:

**Caracterização do consumo energético:** identificação dos equipamentos que consomem energia na instalação, considerando também a forma como ocorre o consumo.

**Avaliação das perdas de energia:** comparação entre o consumo dos equipamentos individualmente e o consumo total da instalação para identificar e mapear as perdas de energia existentes.

**Desenvolvimento dos estudos técnicos e econômicos das alternativas de redução das perdas:** identificação de potenciais de redução das perdas e avaliação da viabilidade financeira de substituição de equipamentos ou modificação de processos.

**Elaboração das recomendações e conclusões:** resumo dos estudos realizados, com recomendações de medidas a serem adotadas e conclusões sobre os resultados esperados após a implantação (BARROS; BORELLI; GEDRA, 2020).

Esse diagnóstico deve ser embasado em conceitos teóricos e práticos específicos para as características da instalação em estudo. É importante identificar e quantificar as perdas de energia na instalação, além de avaliar toda a utilização de energia, podendo incluir um estudo prospectivo para otimização do uso da energia. A análise financeira da viabilidade das medidas propostas também é essencial. O diagnóstico pode abranger todas as fontes de energia da empresa ou se concentrar especificamente no uso da energia elétrica. É fundamental realizar esse diagnóstico para garantir a utilização eficiente da energia e manter a competitividade e saúde financeira da unidade em estudo.

## 2.6 REGULAMENTAÇÃO DO SISTEMA TARIFÁRIO NO BRASIL

No Brasil, a regulação do setor elétrico é de responsabilidade da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), que está vinculada ao Ministério de Minas e Energia (MME). Especificamente, a Resolução Normativa ANEEL nº 1.000, de 7 de dezembro de 2021, aborda as Condições Gerais de Fornecimento de Energia Elétrica, estabelecendo as diretrizes para a relação entre consumidores e concessionárias.

No mercado brasileiro, existem dois grupos principais de consumidores: o Grupo A, que é atendido em média e alta tensão, e o Grupo B, atendido em baixa tensão. Além disso, há a distinção entre o mercado cativo, onde os consumidores não têm a opção de escolher seu fornecedor de energia elétrica, e o mercado livre, onde os consumidores podem selecionar livremente seu fornecedor de energia.

No caso dos consumidores do Grupo A, a tarifação não se limita apenas ao consumo de energia ativa, mas também inclui a energia associada à potência reativa

exigida pelas cargas. Portanto, a Resolução Normativa nº 1000/2021 estabelece que:

- O fator de potência de referência (fr), que pode ser indutivo ou capacitivo, apresenta o valor mínimo de 0,92;
- A energia reativa excedente e a demanda por energia reativa excedente ocorrem quando o FP (em base horária) ultrapassar o fator de potência de referência (0,92). Essa condição é aplicada nos seguintes intervalos de tempo: durante o período compreendido entre 23h30 e 06h30 (P), apenas os fatores de potência capacitivos abaixo de 0,92 são penalizados. Fora desse intervalo (FP), apenas fatores de potência indutivos abaixo de 0,92 indutivo são penalizados.

### 2.6.1 Definições básicas sobre o faturamento de energia

O faturamento de unidades consumidoras (UCs) é um aspecto importante a ser considerado no contexto da gestão de energia elétrica. Para compreender as regras vigentes relacionadas a esse processo, é necessário familiarizar-se com algumas definições básicas conforme REN 1000/2021 da ANEEL:

**Ciclo de faturamento:** Período correspondente ao faturamento de determinada unidade consumidora;

**Consumidor:** Pessoa física ou jurídica, de direito público ou privado, legalmente representada, que solicite o fornecimento, a contratação de energia ou o uso do sistema elétrico à distribuidora, assumindo as obrigações decorrentes deste atendimento à sua unidade consumidora;

**Consumo:** O consumo refere-se à quantidade de energia elétrica consumida em um determinado intervalo de tempo, geralmente expressa em quilowatt-hora (kWh) ou megawatt-hora (MWh). É calculado multiplicando a potência do equipamento elétrico pelo tempo de utilização.

**Demanda:** Média das potências elétricas ativas ou reativas, solicitadas ao sistema elétrico pela parcela da carga instalada em operação na unidade consumidora, durante um intervalo de tempo especificado, expressa em quilowatts (kW) e quilovolt-ampère-reactivo (kvar), respectivamente;

**Demanda contratada:** Demanda de potência ativa a ser obrigatória e continuamente disponibilizada pela distribuidora no ponto de entrega, conforme valor e período de vigência fixados em contrato, e que deve ser integralmente paga, seja ou não utilizada durante o período de faturamento, expressa em quilowatts (kW);

**Demanda Faturável:** Valor de demanda de potência ativa, considerada para fins de faturamento, com aplicação da respectiva tarifa, expressa em quilowatts (kW);

**Demanda medida:** Maior demanda de potência ativa, verificada por medição, integralizada em intervalos de 15 minutos durante o período de faturamento;

**Distribuidora:** Agente titular de concessão ou permissão federal para prestar o serviço público de distribuição de energia elétrica;

**Energia elétrica ativa:** Aquela que pode ser convertida em outra forma de energia, expressa em quilowatts-hora (kWh);

**Energia elétrica reativa:** Aquela que circula entre os diversos campos elétricos e magnéticos de um sistema de corrente alternada em produzir trabalho, expressa em quilovolt-ampère-rea-tivo-hora (kvarh);

**Fatura:** Documento comercial que apresenta a quantia monetária total que deve ser paga pelo consumidor à distribuidora, em função do fornecimento de energia elétrica, da conexão e uso do sistema ou da prestação de serviços, devendo especificar claramente os serviços fornecidos, a respectiva quantidade, tarifa e período de faturamento de modo a possibilitar ao consumidor o acompanhamento de seu consumo mensal;

**Posto Tarifário:** Período de tempo, em horas, para a aplicação das tarifas de forma diferenciada ao longo do dia;

**Tarifa:** Valor monetário estabelecido pela ANEEL, fixado em R\$ (Reais) por unidade de energia elétrica ativa ou da demanda de potência ativa, base para a definição do preço a ser pago pelo consumidor e explicitado na fatura de energia elétrica;

**Unidade Consumidora:** Conjunto composto por instalações, ramal de entrada, equipamentos elétricos, condutores e acessórios, incluída a subestação quando do fornecimento em tensão primária, caracterizada pelo recebimento de energia elétrica em apenas um ponto de entrega, com medição individualizada, correspondente a um único consumidor e localizada em uma mesma propriedade ou em propriedades contíguas.

**Consumo:** O consumo refere-se à quantidade de energia elétrica consumida em um determinado intervalo de tempo, geralmente expressa em quilowatt-hora (kWh) ou megawatt-hora (MWh). É calculado multiplicando a potência do equipamento elétrico pelo tempo de utilização.

**Classificação dos consumidores:** De acordo com a definição estabelecida pela ANEEL, os consumidores são classificados em dois grupos principais: Grupo B e Grupo A. O Grupo B é composto por unidades consumidoras (UCs) com fornecimento em tensão inferior a 2,3 quilovolts (kV). Esse grupo é subdividido em diferentes subgrupos, como residencial (B1), rural (B2), demais classes (B3) e iluminação pública (B4). Por outro lado, o Grupo A é constituído por unidades consumidoras com fornecimento em tensão igual ou superior a 2,3 kV, ou atendidas a partir de sistema subterrâneo de distribuição em tensão secundária. Esse grupo é subdividido em subgrupos como tensões de fornecimento de 230 kV ou superior (A1), 88 kV a 138 kV (A2), Subgrupo A3 (tensão de fornecimento de 69 kV), Subgrupo A3a (tensão de fornecimento de 30 kV a 44 kV), Subgrupo A4 (tensão de fornecimento de 2,3 kV a 25 kV) e Subgrupo AS (tensão de fornecimento inferior a 2,3 kV, a partir de sistema subterrâneo de distribuição). Essa classificação em subgrupos é importante para fins tarifários e regulatórios, uma vez que cada subgrupo possui características específicas em relação à forma de medição, cálculo de tarifas e exigências regulatórias aplicáveis.

**Modalidade tarifária:** A modalidade tarifária define o conjunto de tarifas aplicáveis aos componentes de consumo de energia elétrica e/ou demanda de potência ativa. Existem diferentes modalidades, como a convencional monômnia, a tarifa branca, a convencional binômnia, a tarifa verde e a tarifa azul. Cada modalidade possui características específicas quanto à forma de cobrança e às variações de tarifas ao longo do dia (ANEEL, 2021, Res. 1000)

## **2.6.2 Faturamento da energia de UCs com compensação da energia gerada**

Para as unidades consumidoras que aderirem ao sistema de compensação de energia, o faturamento segue as regras estabelecidas na Resolução Normativa (REN) nº 482/2012, com as alterações da REN nº 687/2015.

A compensação consiste em um desconto monetário referente a energia elétrica injetada na rede. No caso de clientes com horosazonalidade, a compensação é realizada no mesmo posto horário em que ocorreu a geração. Se houver saldo remanescente, é aplicado um fator de conversão entre as tarifas e o saldo de energia injetada pode ser utilizado para compensar o consumo em outro posto horário.

Para os consumidores do grupo A, é cobrado no mínimo o valor da demanda contratada. Os saldos de energia acumulados ao final do período de faturamento podem ser convertidos em créditos para compensar o consumo de outras UCs (de mesma titularidade) no mês ou utilizados nos meses seguintes, com validade de até 60 meses. O valor faturado corresponde à diferença positiva entre a energia consumida e a injetada na rede da concessionária, adicionados aos créditos de energia acumulada de ciclos de faturamentos anteriores, sobre os quais incidem todos os componentes da tarifa.

No que diz respeito ao faturamento do consumo de reativo, as REN nº 482/2012 e 687/2015 estabelecem que devem ser seguidas as definições aplicadas aos demais consumidores cativos do mesmo subgrupo.

## **2.6.3 Lei 14.300 – Novo marco da Geração Distribuída no Brasil**

As Resoluções nº 482/2012 e nº 687/2015 impulsionaram o crescimento da Geração Distribuída (GD) no Brasil e geraram discussões sobre a remuneração dos

componentes tarifários das unidades consumidoras com GD. As distribuidoras de energia elétrica e alguns consumidores argumentavam que o modelo de compensação vigente não remunerava adequadamente o uso da rede de distribuição, transferindo custos para os consumidores sem geração própria. Por outro lado, defensores do crescimento da geração própria destacavam os benefícios do setor (GREENER, 2023).

Algumas mudanças trazidas pela Lei 14.300/22 estão em vigor desde sua publicação, enquanto outras ainda dependem de regulamentação complementar da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) para entrar em vigor. Essas mudanças afetam aspectos importantes em relação às Resoluções Normativas anteriores. O Quadro 1 resume as principais mudanças ocorridas

Quadro 1 – Resumo das principais mudanças da Lei 14.300.

Tema	Como era a REN 482/2012	Lei 14.300/2022
Direito adquirido	Não existia garantia – competência da ANEEL para alterar a Resolução 482/12	Para projetos protocolados até 12 meses após a publicação da Lei fica mantido o regime atual até 31/12/2045
Valoração dos Créditos	Compensação de 100% das componentes tarifárias	Algumas componentes deixarão de ser compensadas de forma gradual e escalonada de acordo com a regra de transição prevista (6 anos – utilização da CDE). A partir de 2029 nova entrada com "regra nova"
Compensação das componentes tarifárias	A REN 482 poderia ser alterada a qualquer momento pela ANEEL – cenário "Alternativa 5" (compensação apenas TE – Energia)	Encontro de "contas" a ser feito em até 18 meses da publicação da Lei, a partir de diretrizes do CNPE (6 meses). A ANEEL será obrigada a considerar o cálculo do SCEE de todos os benefícios ao sistema da GD
Demanda das Usinas	TUSD C	TUSD G (até 70% menor que a TUSD C)
Custo de Disponibilidade	Cobrado em duplicidade na prática	Deixará de ser cobrado em duplicidade
Geração Compartilhada	Via Consórcio (PJ) ou Cooperativa (PF)	Flexibilização. Via Consórcio, Cooperativa, Associação e Condomínio civil (voluntário ou edilício)
Potência Máxima	Em regra até 5 MW para todas as fontes de energia	Até 3 MW para solar (não despacháveis) e até 5 MW para as demais fontes (despacháveis)
Titularidade	Unificar titularidade era uma prática de mercado sem respaldo legal/regulatório	Previsão legal expressa para unificação (pode ser solução para ICMS na geração compartilhada)
Distribuição de Créditos	Prazo de 60 dias para análise da Distribuidora	Prazo caiu para 30 dias
Troca de Titularidade	A qualquer momento, a partir da assinatura do CUSD e do CCER	(i) a transferência de titularidade dos projetos já conectados não implicará na perda dos benefícios já obtidos anteriormente; (ii) será permitida a transferência de titularidade ou transferência de controle, até a solicitação de vistoria do ponto de conexão para a distribuidora
Garantia de fiel cumprimento (caução)	Não há necessidade	2,5% do investimento potência entre 500kW e 1.000 kW e 5% para sistemas maiores que 1.000 kW. Projetos superiores a 500kW devem apresentar garantia em até 90 dias da publicação da lei. Não se aplica à geração compartilhada, EMUC e para os casos em que o CUSD seja firmado em 90 dias da lei
B (optante)	Entendimento atual é de que consumidor não poderia ser B optante com usina minigeração	Permitido B optante com usina junto à carga até 112,5 kW
Prazo para cadastro/porcentagem	60 dias a partir do envio dos dados	30 dias a partir do envio dos dados
Programa para GD em baixa renda	Não existia vedação, mas a ANEEL não recomendava a prática	Fica vedada expressamente comercialização de pareceres de acesso
Comercialização de Energia	Vedado	Possibilidade de comercialização dos excedentes com as distribuidoras por meio de chamada pública a ser regulamentada pela ANEEL
Atributos Ambientais	Atualmente não são valorados	Serão valorados e remunerados a partir de março de 2022
Prazo para cumprimento das disposições	Sem previsão	Distribuidoras deverão se adequar e operacionalizar as alterações em até 180 (cento e oitenta) dias da data de publicação desta Lei

Fonte: Bárbara Rubim/Genyx (2023).

A revisão da regulamentação da GD está ocorrendo em vários países, incluindo o Brasil, como parte de uma modernização mais ampla do setor elétrico visando a inserção eficiente de outros recursos energéticos distribuídos, como baterias, resposta da demanda e veículos elétricos (MME e EPE (2021, p. 287)).

Em janeiro de 2022, foi publicada a Lei 14.300, que instituiu o Marco Legal da Geração Distribuída (MMGD) no Brasil. O desenvolvimento dessa lei envolveu agentes privados, representantes regulatórios e distribuidoras, com o objetivo de manter a viabilidade dos empreendimentos de GD e atender às exigências das distribuidoras.

O Marco Legal da MMGD representa um avanço para o desenvolvimento da GD no Brasil, promovendo inovação, sustentabilidade e competitividade. Ele traz



uma estrutura legal e regulatória mais robusta, proporcionando mais segurança jurídica, estabilidade e previsibilidade para o mercado (GREENER, 2023).

## 2.7 MEDIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA EM CONSUMIDORES DE MÉDIA TENSÃO

A medição de consumo de energia elétrica visa o registro do uso da energia em uma determinada unidade consumidora para fins de faturamento.

Existem dois métodos principais de medição: direta e indireta. No método direto, os sinais passam diretamente pelo circuito do medidor, o que limita sua aplicação a circuitos de baixa potência, devido às correntes suportadas pelo medidor serem relativamente baixas. Já a medição indireta é utilizada quando os valores envolvidos são grandezas que não podem ser facilmente lidas em sua forma real, como é o caso dos consumidores do subgrupo A4. Nesses casos, são utilizados transdutores, que são dispositivos que transformam essas grandezas para convertê-las em valores adequados para a medição (ANDREOLI, 2005).

Segundo a CELESC (2023) em unidades consumidoras com mais de 50 kW de potência instalada, a medição será feita de forma indireta. Nessas situações, além dos medidores de energia e da chave de aferição, são necessários transformadores de corrente, com classe de isolamento de 0,6 kV e relação determinada de acordo com a demanda.

A medição da corrente é realizada por meio de transformadores de corrente (TC), os quais ajustam os níveis de corrente para o medidor instalado. Da mesma forma, se necessário, são utilizados transformadores de potencial (TP) para ajustar os níveis de tensão.

## 2.8 MEDIDORES DIGITAIS DE ENERGIA ELÉTRICA

Atualmente, os dispositivos empregados na mensuração de energia elétrica em instalações onde o sistema de faturamento segue o padrão horo-sazonal são os medidores digitais de energia elétrica. Esses medidores podem ser classificados em duas categorias: Transdutores de Energia e Medidores THS.

As Figuras 5 e 6 apresentam a vista frontal de um medidor Transdutor de energia e de um Medidor THS.

Figura 5 - Medidor Transdutor de Energia



Fonte: WEG (2023)

Figura 6 - Medidor THS



Fonte: LandisGyr (2023)

Os medidores transdutores de energia são dispositivos digitais que registram o consumo de energia elétrica com base nas medições de tensão e de corrente realizadas na instalação do consumidor (ROSA, 2007). Eles armazenam grandezas elétricas, tais como, energia ativa e reativa injetada/consumida, demanda de potência ativa e reativa injetada/consumida, fator de potência, corrente e tensão elétricas, e frequência da rede.

Esses transdutores possuem portas de comunicação que permitem transmitir os dados coletados para um sistema de gerenciamento de energia. As principais opções de comunicação são: RS-232, para conexão com um microcomputador e monitoramento e programação de um único equipamento, com alcance limitado de 20 a 30 metros; RS-485, para comunicação em rede *ModBus* ou *FieldBus*, permitindo o envio e recebimento de dados para vários equipamentos em uma distância de cerca de 800 a 900 metros; e *Ethernet*, para comunicação em rede

*Ethernet* usando o protocolo TCP/IP, possibilitando o envio e recebimento de dados para qualquer equipamento conectado à rede, sem restrições de distância.

Os medidores THS, por outro lado, são medidores digitais utilizados pelas concessionárias de energia elétrica para tarifar seus clientes com base no horário do consumo. Esses medidores possuem duas interfaces de comunicação: uma exclusiva para a concessionária, usada para conexão de leitores de dados por meio de uma porta óptica, serial, assíncrona e bidirecional, e uma segunda interface chamada Saída Serial de Usuário (SSU), destinada à comunicação com o cliente.

### 2.7.1 SAÍDA SERIAL DE USUÁRIO (SSU)

Os medidores digitais de energia elétrica utilizados pelas concessionárias de distribuição do Setor Elétrico Brasileiro possuem uma interface de comunicação chamada Saída Serial de Usuário (SSU). A SSU é uma interface óptica, serial, assíncrona e unidirecional, que permite o envio de dados de medição e faturamento para sistemas de Gerenciamento pelo Lado da Demanda (GLD) das unidades consumidoras (ROSA, 2007).

Existem dois protocolos normalizados para a SSU: Saída Serial do Usuário, que é a interface básica, e saída Serial de Usuário Estendida (SSUE), que é uma versão aprimorada do primeiro protocolo. A implementação da interface SSU consiste em uma porta de comunicação óptica, serial, assíncrona e unidirecional, com taxa de transmissão de 110 bits/s e formato de dados de 1 start bit, 8 bits de dados e 1 a 2 stop bits. O nível lógico "1" na interface corresponde à saída desativada (*led* emissor apagado).

A porta SSU envia continuamente pacotes de dados, que contêm informações, tais como, intervalo de tempo, demanda de potência ativa, demanda de potência reativa, energia ativa, energia reativa e valor eficaz da tensão. No fechamento do intervalo de tempo o medidor repete o envio desse pacote de dados nos próximos 2 segundos para aumentar a confiabilidade da transmissão. É importante observar que a perda das informações do fechamento de um único intervalo de demanda pode resultar em discrepâncias entre a fatura expedida pela concessionária e a fatura simulada pelo sistema de informação de energia do medidor.

Além disso, a interface SSU tem potencial para fornecer outros dados, tais como, informações sobre interrupções no fornecimento de energia elétrica, que são essenciais para monitorar o desempenho da concessionária em relação aos índices de continuidade estabelecidos pelo órgão regulador.

A Figura 7 mostra um exemplo de SSU.

Figura 7 – Saída serial do usuário (SSU)

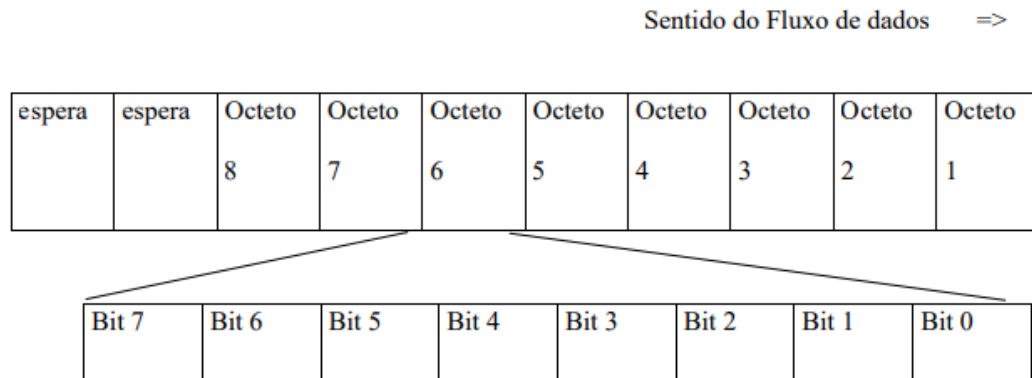


Fonte: *Elaborado pelo autor*

## 2.7.2 PACOTE DE DADOS E REGISTRADORES DE PULSOS

O pacote de dados transmitido pela interface é composto por 8 bytes, sendo 7 bytes destinados aos dados e 1 byte utilizado para verificação de erros. A taxa de transmissão é de 110 bits/s, permitindo um máximo de 88 bits transmitidos. Como resultado, o tempo necessário para a transmissão completa do pacote é de 800 ms ( $88/110 = 0,8$  s). Durante os 200 ms restantes, a Saída Serial de Usuário (SSU) permanece inativa, aguardando o próximo segundo (conforme ilustrado na Figura 8).

Figura 8 – Transmissão de um pacote de dados genérico



Fonte: Rosa (2007)

A estrutura detalhada de um pacote de dados genérico do protocolo da SSU é apresentada no Quadro 2 que descreve a função de cada octeto, incluindo informações, tais como, número de segundos restantes até o fim do intervalo de demanda, indicadores de fatura e os valores de energia reativa capacitiva e indutiva excedente.

Para coletar os dados provenientes da SSU, são utilizados equipamentos chamados Registradores de Pulsos. Esses registradores possuem diversas funcionalidades, tais como, a coleta dos pulsos informados pelo medidor de energia por meio de um acoplador óptico, a comunicação com o sistema de gerenciamento de energia através de interfaces como RS232, RS485 com protocolo *ModBus* e *Ethernet* com protocolo TCP/IP, e uma memória de massa com capacidade de armazenamento de pelo menos 36 dias, equivalente aos Medidores de Energia THS.

A NBR 14522 (BRASIL, 2008) aborda as prescrições para os Registradores de Pulsos, que são responsáveis por coletar os dados provenientes da interface SSU. Esses registradores possuem funcionalidades, tais como, a coleta dos pulsos informados pelo medidor de energia, a comunicação com o sistema de gerenciamento de energia por meio de interfaces como RS232, RS485 com protocolo *ModBus* e comunicação em rede *Ethernet* com protocolo TCP/IP, e memória de massa com capacidade de armazenamento de pelo menos 36 dias.

Quadro 2 – Pacote de dados da Saída Serial de Usuário.

Octeto	Descrição	Octeto	Descrição
1	Bits 0 a 7: Número de segundos restantes até o fim do intervalo de demanda ativa atual- byte menos significativo.	5	Bits 0 a 6: Pulsos de energia ativa - byte mais significativo. Bit 7: Não usado.
2	Bits 0 a 3: Número de segundos restantes até o fim do intervalo de demanda ativa atual- byte mais significativo. Bit 4: Indicador de fatura. Bit 5: Indicador de intervalo reativo. Bit 6: Indicador do cálculo de energia reativa capacitiva excedente. Bit 7: Indicador do cálculo de energia reativa indutiva excedente.	6	Bits 0 a 7: Pulsos de energia reativa - byte menos significativo.
3	Bits 0 a 3: Segmento horo-sazonal: 0001 - Ponta. 0010 - Fora de ponta 1000 - Reservado. Bits 4 e 5: Tipo de tarifa: 00 - Azul. 01 - Verde. 10 - Irrigantes 11 - Outras. Bit 6: Não usado. Bit 7: Indicador de tarifa de reativos.	7	Bits 0 a 6: Pulsos de energia reativa - byte mais significativo. Bit 7: Não usado.
4	Bits 0 a 7: Pulsos de energia ativa - byte menos significativo.	8	Bits 0 a 7: Byte de verificação de erro.

Fonte: Adaptado de Rosa (2007).

Existem empresas no mercado nacional que fabricam equipamentos específicos para registro de pulsos e gestão da energia, oferecendo soluções completas que incluem equipamentos de coleta de informações, transmissão de dados, conversão de sinais e programas de gestão. Esses programas oferecem funcionalidades, como gráficos, relatórios e armazenamento de dados. Os gráficos incluem informações sobre demanda de energia ativa e reativa, fator de potência, perfis da demanda e do consumo de energia. Os relatórios abrangem emissão parcial ou projeção da conta de energia elétrica, interrupções no fornecimento de

energia, consumo ativo e reativo para diferentes períodos, fator de potência mínimo e excesso de reativos. Os registradores de pulsos armazenam os dados coletados junto aos medidores de energia e podem apresentá-los na forma de octetos ou já processados como grandezas elétricas, dependendo do equipamento utilizado.

## 2.9 TELEMETRIA DE ENERGIA ELÉTRICA

A telemetria de energia é um dos principais processos para digitalizar o setor elétrico. O significado da palavra tem origem grega, em que “tele” quer dizer “remoto” e “metria” – “medida”. Ou seja, é uma tecnologia que permite ao usuário a medição remota de dados que são relevantes para o acompanhamento e monitoramento de dados, nesse caso, de energia. Essa utilidade pode ser adotada tanto para avaliar o desempenho de uma unidade consumidora pela medição da energia, como para monitoramento de uso de água e gás (DE LIMA, 2021).

A telemetria de energia é uma tecnologia que permite a medição remota de dados relevantes para o acompanhamento, faturamento e monitoramento de grandezas elétricas de uma UC. A medição dos dados de energia é feita por medidores instalados nas unidades consumidoras, que registram informações como demanda de potência ativa, reativa, fator de potência e valor eficaz da tensão, em intervalos de 15 minutos. Esses dados são armazenados em memória de massa e podem ser acessados em tempo real pela concessionária de energia por meio de *gateways* de telecomunicação. Esses *gateways* atuam como intermediários entre os medidores e a nuvem/servidor da distribuidora, permitindo o acesso às informações de consumo e facilitando a contabilização dos dados para a geração da fatura de energia elétrica.

A telemetria de energia pode ser realizada por meio de diferentes tecnologias de conexão, como rede *ethernet*, rede celular (3G/4G), LoRa e SigFox, dependendo da unidade consumidora. Além disso, de acordo com a Resolução 1000 da ANEEL, não apenas as concessionárias, mas também as unidades consumidoras têm o direito de realizar a telemedição de energia. A concessionária disponibiliza o acesso aos dados de memória de massa por meio da liberação da SSU (saída de usuário), que pode ser feita por pulso ou por portas de comunicação serial, *ethernet* e óptica magnética, dependendo do modelo do medidor de energia.

A Figura 9 apresenta um exemplo de arquitetura para implantação de telemetria em uma UC (PADOIN, 2018).

Figura 9 – Arquitetura para implantação de telemetria de energia



Fonte: Padoin (2018)

## 2.10 BUSINESS INTELLIGENCE

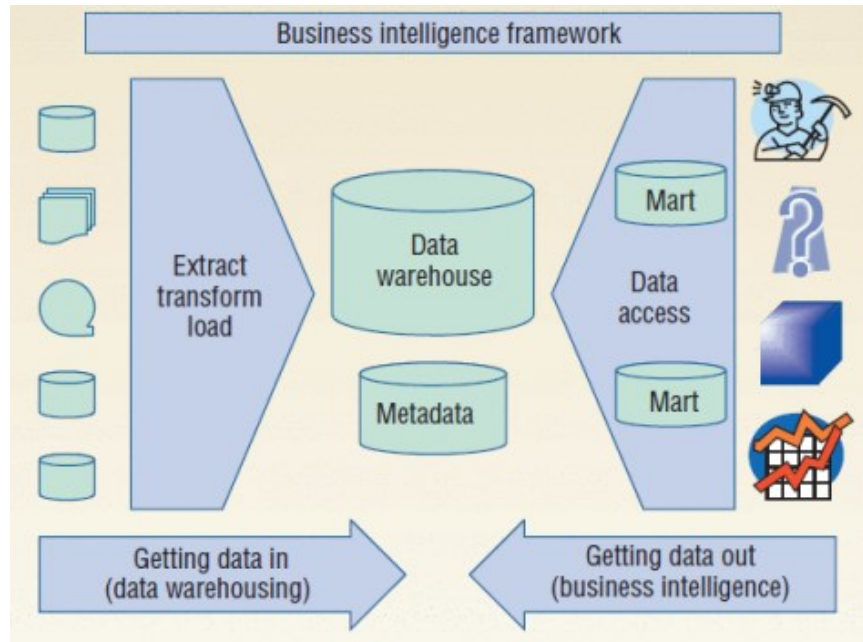
A *Business Intelligence* (BI) é um campo de atuação que iniciou nos anos 1970 com o desenvolvimento dos primeiros sistemas de apoio à tomada de decisão. O termo "BI" foi cunhado por Howard Dressner, analista do *Gartner Group*, no início dos anos 90. Ao longo dos anos, diversos sistemas surgiram e expandiram o domínio do suporte à decisão, incluindo a análise preditiva (WATSON; WIXON, 2007).

A Figura 10 apresenta a estrutura do processo de BI, que consiste em duas atividades principais: obtenção de dados de entrada (*data warehousing*) e obtenção de dados de saída por meio desses dados de entrada (BI).

De acordo com Watson e Wixon (2007), a obtenção de dados de entrada envolve a movimentação de dados de um conjunto de sistemas para um *data warehouse*. Essa etapa é fundamental para consolidar e armazenar os dados de forma estruturada. No entanto, os autores ressaltam que essa etapa, por si só, fornece um valor limitado à empresa. É somente quando os usuários e aplicativos têm acesso aos dados e os utilizam para tomar decisões que a organização percebe o valor total do seu *data warehouse*. Portanto, a obtenção e transformação dos dados exige um esforço considerável, representando aproximadamente 80% do tempo e dos recursos dedicados ao processo de BI.



Figura 10 – Estrutura do processo de BI



Fonte: Watson e Wixon (2007)

Um *data warehouse* é um banco de dados integrado e variante no tempo, usado principalmente para o apoio à tomada de decisões gerenciais. Ele geralmente integra dados heterogêneos de fontes de informação múltiplas e distribuídas e contém dados históricos e agregados. Em termos de modelagem de dados, um *data warehouse* é composto por uma tabela de fatos central e por um conjunto de tabelas de dimensão circundante (LEVENE; LOIZOU, 2003).

O BI consiste em usuários e aplicativos que acessam o *data warehouse* para visualizar os dados, elaborar relatórios e realizar análises preditivas. Ele também economiza tempo, proporcionando uma entrega mais eficiente de dados. As organizações podem fazer perguntas como "o que aconteceu?" ao analisar a importância dos dados históricos. Com o tempo, as questões podem evoluir para "por que isso aconteceu?" e até mesmo "o que acontecerá?" (WATSON; WIXON, 2007).

O *software* de BI é uma ferramenta de suporte à decisão que visa permitir que profissionais do conhecimento, como executivos, gerentes e analistas, tomem decisões melhores e mais rápidas (WATSON; WIXON, 2007). No mercado atual, existem diversas ferramentas disponíveis, tais como o *Data Studio* da Google, o *Power BI* da Microsoft e o *Cognos* da IBM, entre outras. Neste trabalho, optou-se pela utilização da ferramenta *Power BI* da Microsoft, pois a UFSC disponibiliza para

os servidores e alunos interessados, o acesso a uma versão corporativa e gratuita dessa ferramenta.

O Power BI é uma plataforma integrada de software, aplicativos e conectores. Os conectores são componentes essenciais que permitem estabelecer conexões entre o Power BI e várias fontes de dados externas. Eles funcionam como pontes de comunicação, permitindo que o Power BI acesse e integre dados de diferentes origens, como bancos de dados, aplicativos, serviços web e arquivos, de forma fácil e eficiente. Com a ajuda dos conectores, o Power BI é capaz de unificar e transformar fontes de dados não relacionadas em informações coerentes, visualmente envolventes e interativas por meio de painéis. Ele permite a visualização de dados, elaboração de relatórios e análises preditivas. Os painéis do *Power BI* são altamente interativos e personalizáveis, atualizando as visualizações conforme os dados subjacentes se alteram (MICROSOFT, 2023).

Além das análises históricas, o *Power BI* oferece recursos de análise preditiva e prescritiva por meio dos *Scripts R e Python*, do *Microsoft Azure Machine Learning* e do *Stream Analytics* do Azure. Os usuários também podem fazer perguntas aos dados em linguagem natural em português e obter respostas rápidas na forma de gráficos e diagramas. A ferramenta busca automaticamente *insights* no conjunto de dados, apresentando correlações, exceções, sazonalidade, mudanças em tendências e fatores principais dos painéis específicos e seus dados relacionados (MICROSOFT, 2023). Outra vantagem é a possibilidade de visualizar os painéis criados diretamente em aplicativos para smartphones.

### **3 METODOLOGIA**

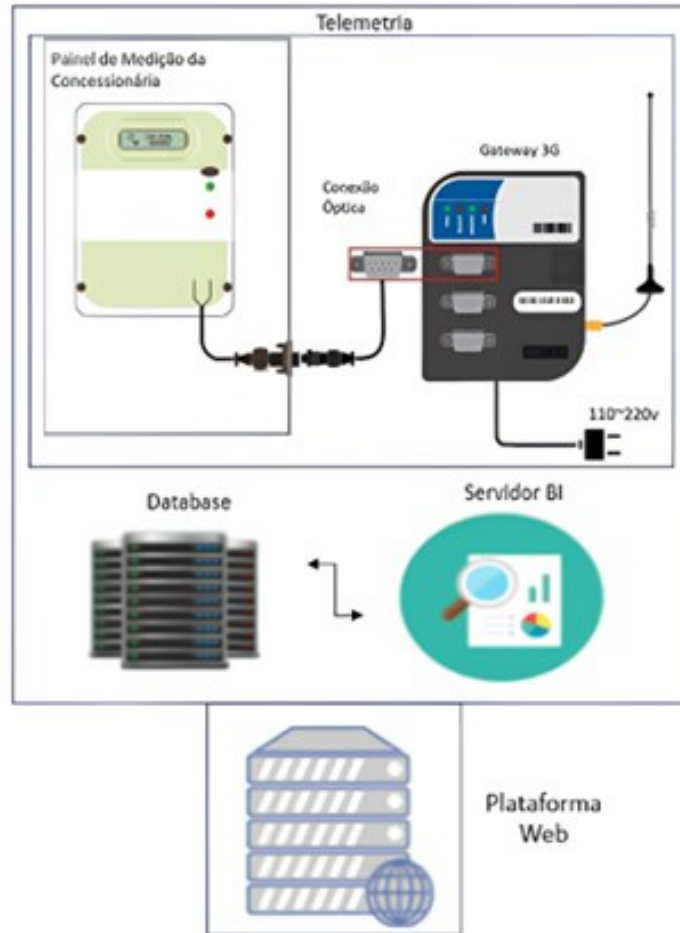
#### **3.1 ARQUITETURA DE IMPLANTAÇÃO**

Este trabalho propõe o uso de ferramentas de *business intelligence* para apoio à gestão da energia elétrica de UCs do Grupo A com geração FV com SAEB. Seu objetivo é levantar perfis energéticos da UC, comportamento do FP, energia reativa excedente e demanda reativa excedente e disponibilizar as despesas e receitas integrantes do faturamento mensal da energia elétrica da UC. Para alcançar esse objetivo, um dispositivo de coleta de dados foi conectado ao medidor

bidirecional instalado na entrada de energia da UC, permitindo a telemetria das grandezas elétricas.

A Figura 11 ilustra a implantação da solução de telemetria de energia elétrica para a plataforma web.

Figura 11 – Arquitetura da implantação da solução de telemetria



Fonte: elaborado pelo autor

A concepção da arquitetura é baseada numa camada de implementação de *hardware* para telemetria, ou seja, instalação na UC do dispositivo denominado "remota" (*gateway* 3G) de modelo RMT 5.0, da empresa M2M telemetria, como mostrado na Figura 12, conectado ao acoplador óptico na SSU do medidor de energia da concessionária. Os pulsos transmitem dados de pacotes denominados *frames* configurados em um padrão estendido (permite uma comunicação bidirecional) que disponibilizam a leitura de grandezas elétricas de geração e de consumo e indicadores de faturamento, em tempo real, numa taxa de transmissão de 15 em 15 minutos, como é estabelecido na resolução 1000 da ANEEL.

De acordo com o fabricante M2M Telemetria (2023) o dispositivo RMT 5.0 possui 3 portas RS232, uma porta USB 2.0, 4 LEDs de sinalização e suporte para o *Dual SIM Card*. Também inclui comandos de relés integrados, sensores de tensão e de temperatura, bateria de *lithium* polímero (com mais de 12 horas de autonomia) memória *flash* de 32MB e detecção de sinal de operadoras e localização aproximada. Suporta conectividade 3G UTMS/3,75G HSPA+ e contingências por SMS.

Figura 12 – Gateway RMT 5.0



Fonte: M2M Telemetria (2023)

A outra camada envolvida no processo é a de software. Nesse caso, um servidor de *BI* acessa a *database* por meio de uma *API*, esta interface define a interação entre os componentes de software, permitindo o compartilhamento de recursos e funcionalidades. Isso envolve a conversão de dados em formato *CSV*, que são extraídos e formatados para uma plataforma de visualização e seleção de indicadores, o Microsoft Power BI, que pode ser acessível aos usuários por meio de um endereço web.

O Quadro 3 apresenta informações contidas nos frames, captadas em tempo real, pelo gateway. Tais informações são armazenadas no banco de dados do servidor BI e através da ferramenta de BI, é possível apresentar visualizações, gráficos e indicadores.

Quadro 3 – Informações contidas em um *frame*, captadas em tempo real, pelo *gateway*

Data	Frame	Informações
2022-10-05 16:49:24	0080B26C02FC011B8A00	Potência Ativa = 620 W Potência Reativa = 508 var Quadrante = 3 Posto Tarifário = FP Indutivo Tarifa = Horária Verde

Fonte: adaptado de Rosa (2007)

### 3.2 METODOLOGIA DE BUSINESS INTELLIGENCE

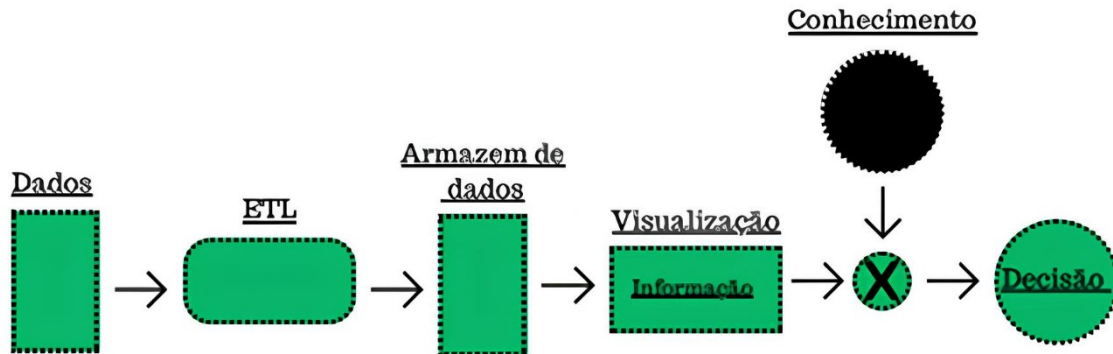
A metodologia adotada para o estudo de *Business Intelligence* (BI) tem como objetivo realizar o acompanhamento de dados de energia elétrica através de uma conexão de *internet*.

Para a coleta dos dados, foi utilizada uma API. Essa aplicação permitiu a extração periódica dos dados de demanda injetada/consumida da rede da concessionária, em intervalos de 15 minutos. Tais dados foram organizados em planilhas do *Microsoft Excel* para posterior integração com a ferramenta *Microsoft Power BI*.

O diagrama de blocos da metodologia de *BI* apresenta quatro etapas principais na qual podem ser visualizadas na Figura 13, constituídas por: aquisição dos dados brutos, processo de extração, transformação e carregamento (ETL), armazenamento dos dados já organizados e processados em um *Data Warehouse* e a visualização dos resultados através de indicadores, gráficos e dashboards.

É importante mencionar que durante a etapa de ETL deste projeto, contamos com a valiosa contribuição de Caio Henrique Andrade da Silva, um bolsista em engenharia elétrica, experiente em programação no *Power BI*, que auxiliou na criação de visualizações de dashboards e gráficos para melhoria da plataforma.

Figura 13 – Diagrama de blocos da metodologia de BI.

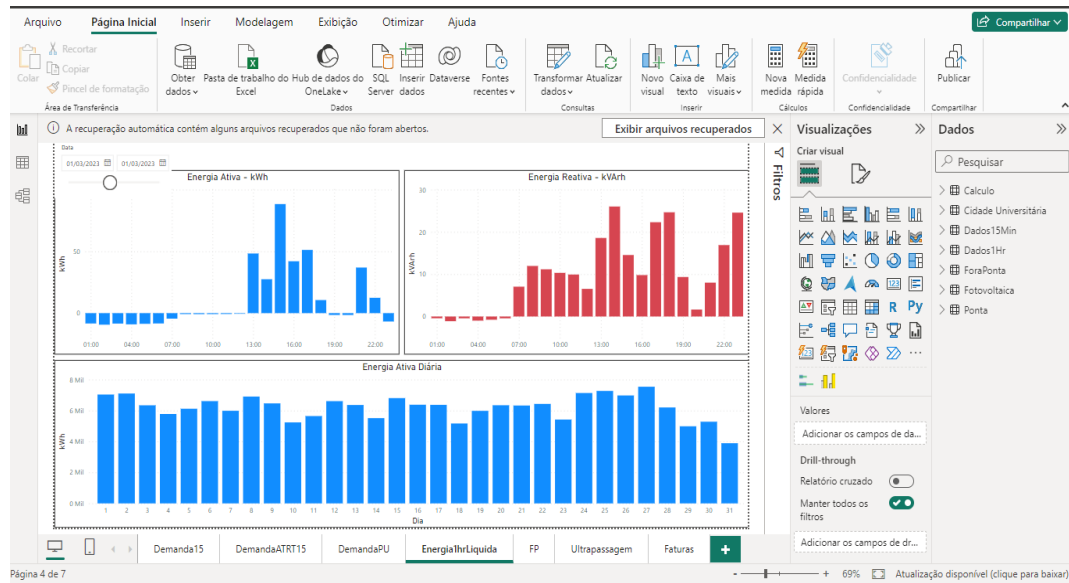


Fonte: Adaptado de Antonioli (2022).

Essa ferramenta de apoio à tomada de decisão, converte os dados brutos em informações úteis para o diagnóstico energético de uma unidade consumidora que possui geração fotovoltaica e sistemas de armazenamento de energia em baterias conectados à rede de distribuição elétrica. A visualização das informações técnicas, aliada ao conhecimento especializado, desempenha um papel fundamental na tomada de decisões por parte dos profissionais técnicos envolvidos na operação e administração da unidade consumidora.

A Figura 14 apresenta, como exemplo, uma tela com representação gráfica de dados pela ferramenta *Power BI*.

Figura 14 – Tela com representação gráfica de dados pela ferramenta *Power BI*.



Fonte: elaborado pelo autor

O *Power BI*, plataforma da *Microsoft* para visualização e seleção de indicadores/informações, foi escolhida para utilização nesta pesquisa pois permite a conexão com diversas fontes de dados, criação de visualizações personalizadas e painéis interativos. Os usuários podem compartilhar os painéis através de um endereço web. Também é possível que se defina alertas no serviço do *Power BI* para receber notificações quando os dados do *dashboard* se apresentarem acima ou abaixo de limites definidos. Por exemplo: quando há ocorrência de FP <  $\pm 0,92$  (indutivo/capacitivo) e haja multa por energia reativa excedente.

Durante os 12 meses do ano de 2023, foram extraídos os dados de demanda injetada/consumida da rede pela UC em estudo, em intervalos de 15 minutos, permitindo a análise detalhada do seu comportamento energético ao longo desse período.

### 3.3 OPERAÇÃO DA UNIDADE CONSUMIDORA

A unidade consumidora (UC) em estudo é a do Laboratório Fotovoltaica UFSC (FV UFSC), localizado ao norte de Florianópolis (27°25'51,7"S e 48°26'27,9"O). A UC (subgrupo A4), alimentada em média tensão (trifásica), contrata sua energia na modalidade tarifária Horária Verde e sua demanda contratada é de 120 kW.



A Figura 15 apresenta a vista área do Laboratório FV UFSC e a Tabela 1 detalha a potência instalada dos sistemas fotovoltaicos (FV) integrantes da UC FV UFSC.

Figura 15 – Vista área do Laboratório FV UFSC.



Fonte: Fotovoltaica UFSC (2023).

Tabela 1 – Potência instalada dos sistemas FV - UC FV UFSC

Sistema FV	Potência (KWp)
Eletroposto	2,44
Bloco B	13,50
Fachadas	2,5
CTG – Painéis Bifaciais	100
Projetos em solo	10
Carpot	66,15
Bloco A	13,44
<b>Total</b>	<b>208,03</b>

Fonte: Do Autor (2022)

A Figura 16 apresenta o SAEB, parte integrante da UC FV UFSC.



Figura 16 – SAEB do Laboratório FV UFSC.



Fonte: Do autor (2022).

O SAEB (100kW, 100 kWh) é constituído por baterias de íons de lítio. Sua operação diária está apresentada na Tabela 2.

Tabela 2 – Operação do SAEB e da rede elétrica

Período	Medidor	Modo de Op.	Valores
06h:31min às 17h15min (Fora Ponta)	Rede	Injeção	Potência Fixa = 0kW FP = variável
	SAEB	Carga	Potência = faixa de potência entre o mínimo e máximo de potência ativa excedente injetada na rede elétrica < 100kW FP = 1
17h16min às 18h29min (Fora Ponta)	SAEB	Carga	Potência 100kW FP = 1
18h30min às 20h:30 min (Horário de Ponta)	Rede	Consumo	Potência Fixa = 0kW FP = 1
	SAEB	Descarga	Potência= Demanda da UC FP=1
20h31min às 21h30min (Horário de Ponta)	Rede	Consumo	Potência Fixa = 0 kW FP = variável
	SAEB	Descarga	Potência 100kW FP = 1
00h00min às 06h00min (Fora Ponta)	Rede	Consumo	Potência = Variável FP = Variável
	SAEB	Consumo	Potência Fixa = 2KW FP = 0,20 indutivo

Fonte: Do autor (2022).

Ao ajustar os modos de operação do SAEB, de acordo com os diferentes períodos do dia, a UC pode gerenciar melhor sua demanda de energia,

armazenando a energia FV excedente no SAEB no horário FP e descarregando o SAEB durante o horário P (custo da energia maior do que no horário FP). Isso resulta na utilização mais eficiente da energia elétrica, contribuindo para diminuir as despesas com energia elétrica da UC.

Durante o período de 06h:31min às 17h:15min (FP) o SAEB é carregado com a energia FV excedente que seria injetada na rede da concessionária. Sua potência varia na faixa de potência entre os valores mínimo e máximo de potência ativa excedente que seria injetada na rede elétrica, pela UC < 100kW e FP=1.

Entre 17h:16min e 18h:29min (FP), se o SAEB ainda não tiver completado a sua carga, ele passa a consumir energia da rede elétrica (até completar sua carga) com potência fixa de 100 kW e fator de potência de 1.

No período de 18h:30min às 20h:30min (P), o SAEB entra em modo de descarga, ou seja, libera a energia armazenada para atender à demanda de potência exigida pela UC, com um fator de potência igual a 1.

Entre 20h:31min e 21h:30min (P), o SAEB continua em modo de descarga, fornecendo energia com potência fixa de 100 kW e fator de potência de 1.

Por fim, no período de 21h:31min às 06h:30min (FP), a UC continua consumindo energia da rede elétrica com potência variável e fator de potência variável. Nesse período, da 00h00min às 06h00min, o SAEB opera em modo de consumo, com potência fixa de 2 kW e fator de potência de 0,20 indutivo para melhorar o fator de potência (capacitivo) da UC e evitar multas energia reativa excedente (Contratação Horária Verde).

### 3.4 GRANDEZAS ELÉTRICAS

#### **3.4.1 Energia ativa e reativa injetada/solicitada da rede da concessionária**

A Equação (1) apresenta a energia ativa injetada/consumida da rede da concessionária pela UC, em intervalos de 15 minutos.

Essa informação é obtida a partir dos dados de demanda ativa injetada/requerida da rede da concessionária, registrados pelo medidor de energia elétrica bidirecional.

$$E_A(p) = P * \frac{15}{60} \quad (1)$$

Onde:

$E_A(p)$  = Energia ativa injetada/consumida da rede elétrica, em intervalos de 15 minutos, expressa em kWh;

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

Da mesma forma, a energia reativa injetada/solicitada da rede

A Equação (2) apresenta a energia elétrica reativa injetada/solicitada da rede, em intervalos de 15 minutos. Essa informação também é obtida a partir dos dados de demanda reativa injetada/requerida da rede da concessionária, registrados pelo medidor de energia elétrica bidirecional.

$$E_Q(p) = Q * \frac{15}{60} \quad (2)$$

Onde:

$E_Q(p)$  = Energia reativa injetada/solicitada da rede elétrica, em intervalos de 15 minutos, expressa em kvarh;

P = Demanda reativa injetada/solicitada da rede elétrica, em intervalos de 15 minutos, expressa em kVAr.

As equações (3) e (4) apresentam, para um intervalo de tempo especificado, a energia elétrica ativa (EA) e a energia elétrica reativa (EQ) da UC, expressas em kilowatts (kW) e em kilovolt-ampère reativo (kvar).

$$E_{A(i)} = \sum_{k=1}^i E_{A(k)} \quad (3)$$

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

Onde:

$E_{A(i)}$  = Energia elétrica ativa injetada/ consumida da rede, na base de tempo  $i$ , expressa em kW(i);

$E_{A(k)}$  = Energia elétrica ativa injetada/ consumida da rede, na base de tempo  $k$ , expressa em kW(k);

$E_{Q(i)}$  = Energia elétrica reativa injetada/ solicitada da rede, na base de tempo  $i$ , expressa em kvar(i);

$E_{Q(k)}$  = Energia elétrica reativa injetada/ solicitada da rede, na base de tempo  $k$ , expressa em kvar(k);

$i$  = Limite superior da somatória;

As equações (3) e (4) permitem quantificar a injeção e o consumo de energia da UC em diferentes momentos e são úteis para levantar perfis de injeção/consumo e o faturamento de energia da UC. É importante monitorar esses indicadores técnicos para identificar problemas, tais como, a ocorrência de energia reativa excedente, demanda reativa excedente e garantir o uso eficiente da energia pela UC.

### 3.4.2 Fator de potência

O fator de potência é definido como a relação entre a potência ativa (P) e a potência aparente (S) consumida/injetada na rede elétrica, durante um intervalo de tempo específico.

A potência ativa (P) representa a quantidade de energia elétrica real que é convertida em trabalho útil, como a potência utilizada para alimentar equipamentos elétricos. Ela é expressa em kilowatts (kW).

A potência reativa (Q) é a componente da potência que oscila entre a fonte de energia e os dispositivos elétricos sem realizar trabalho útil. Ela é expressa em kilovolt-ampère reativo (kvar).

A potência aparente (S) representa a quantidade total de energia elétrica, considerando tanto a potência ativa quanto a potência reativa. Ela é expressa em kilovolt-ampère (kVA).

A Equação (5) apresenta a fórmula para o cálculo do FP, no intervalo de tempo especificado.

$$FP(t) = \frac{P}{S} = \frac{P}{\sqrt{P^2+Q^2}} = \frac{EP}{\sqrt{EP^2+EQ^2}} \quad (5)$$

Onde:

$FP(t)$  = Fator de potência medido, no intervalo de tempo especificado, expressa em kW;

$P$  = Potência ativa injetada/consumida da rede, no intervalo de tempo especificado, expressa em kW;

$S$  = Potência aparente injetada/solicitada da rede, no intervalo de tempo especificado, expressa em kVA;

$Q$  = Potência reativa injetada/solicitada da rede, no intervalo de tempo especificado, expressa em kvar;

$EP$  = Energia elétrica ativa injetada/consumida da rede, no intervalo de tempo especificado, expressa em kWh;

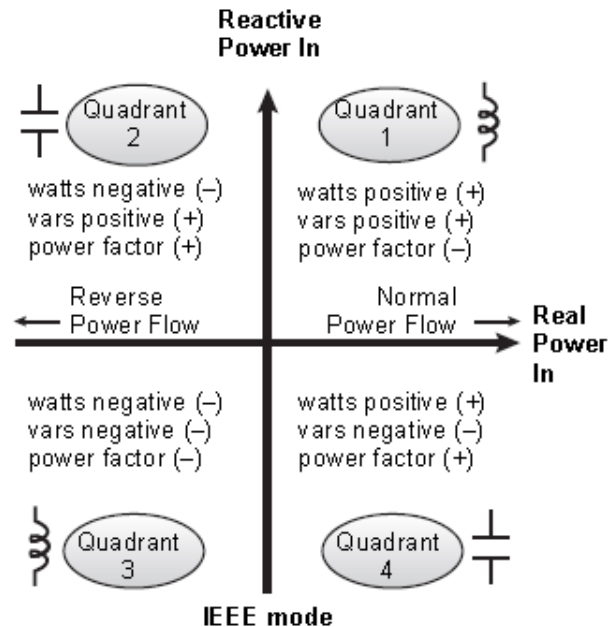
$EQ$  = Energia elétrica reativa injetada/solicitada da rede, no intervalo de tempo especificado, expressa em kvarh.

$t$  = Intervalo de tempo (h)

O objetivo do cálculo do fator de potência é avaliar a eficiência com que a energia elétrica está sendo utilizada. UC com fator de potência próximo de 1 indica utilização eficiente da energia elétrica. Por outro lado, fator de potência baixo, próximo de zero, indica desperdício significativo de energia elétrica (Barros, 2020).

Nas análises e cálculos realizados neste estudo a convenção de sinal seguiu o modelo IEEE apresentada na Figura 17.

Figura 17 – Convenção de Sinal conforme modelo IEEE.



Fonte: Schneider Electric (2016)

O conhecimento do fator de potência é relevante em diversos contextos, tais como, na análise de consumo de energia, no dimensionamento de sistemas elétricos, na elaboração de estratégias de eficiência energética e na gestão do consumo de energia em empresas e residências. O controle do fator de potência é importante não apenas para otimizar o uso da energia elétrica, mas também para evitar multas e penalidades impostas pelas concessionárias de energia.

A correção do fator de potência contribui para a redução de perdas por aquecimento (efeito joule) em transformadores e circuitos; redução de despesas com energia elétrica, aumento da capacidade de condução dos cabos e transformadores para cargas adicionais; aumentos dos níveis de tensão corrigindo as distorções (Barros, 2020).

### 3.5 FATURAMENTO DE ENERGIA ELÉTRICA

Para o faturamento mensal da energia elétrica das UCs pertencentes ao Grupo A, são apresentados dois tipos distintos de tarifas (ANEEL, 2021):

TE - Tarifa de Energia: “Valor monetário unitário determinado pela ANEEL, expresso em R\$/MWh, utilizado para efetuar o faturamento mensal referente ao consumo de energia” (ANEEL, 2021).

TUSD - Tarifa do Uso do Sistema de Distribuição: “Valor monetário unitário determinado pela ANEEL, expresso em R\$/MWh ou em R\$/kW, utilizado para efetuar o faturamento mensal de usuários do sistema de distribuição de energia elétrica pelo uso do sistema” (ANEEL, 2021).

O valor das tarifas de energia elétrica e suas atualizações é determinado por meio de contratos de concessão estabelecidos entre as empresas distribuidoras e o órgão concedente, que no caso é a União. Esses contratos preveem ajustes periódicos anuais, a cada quatro anos, e extraordinários, quando necessário, visando garantir a saúde financeira das empresas do setor e, conseqüentemente, a qualidade do fornecimento de energia elétrica.

No caso do Grupo A de fornecimento de tensão, que engloba consumidores comerciais e industriais, o faturamento mensal da energia elétrica consumida leva em consideração diversas despesas. Isso inclui o custo da energia elétrica consumida, as despesas relacionadas ao uso do sistema de distribuição e os encargos e tributos. As faturas de energia elétrica contemplam uma série de tributos federais, estaduais e municipais e retenção de impostos, que são os seguintes:

**Tributos Federais:** Esses tributos são cobrados pela União e destinam-se a programas sociais do Governo Federal, como o Programa de Integração Social (PIS) e a Contribuição para o Financiamento da Seguridade Social (COFINS) (BRASIL, 2002; 2003 e 2004c). 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.

**Tributos Estaduais:** É cobrado o Imposto sobre a Circulação de Mercadorias e Serviços (ICMS) (BRASIL, 1988). Atualmente, no estado de Santa Catarina, a alíquota desse imposto para o Grupo A é de 17%

**Tributos Municipais:** A distribuidora também arrecada a Contribuição para Custeio do Serviço de Iluminação Pública (COSIP).

**Retenção de Impostos:** Além disso, em relação a retenção de impostos, o Ato Declaratório Interpretativo srf nº 10, de 20 de setembro de 2006, estabelece os percentuais de retenção na fonte do Imposto de Renda da Pessoa Jurídica (IRPJ), da Contribuição Social sobre o Lucro Líquido (CSLL), da Contribuição para o Financiamento da Seguridade Social (Cofins) e da Contribuição para o PIS/Pasep.

Para o fornecimento efetivo de energia elétrica o percentual é de 5,85% sobre os pagamentos (BRASIL, 2006).

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 6

$$\text{Valor Tarifa (com impostos)} = \frac{\text{Tarifa ANEEL}}{1 - (\text{PIS} + \text{COFINS} + \text{ICMS})} \quad (6)$$

onde:

PIS – Contribuição ao Programa de Integração Social;  
 COFINS – Contribuição para o Financiamento da Seguridade Social;  
 ICMS – Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Serviços.

O Quadro 4 apresenta em valores percentuais, as alíquotas referentes aos impostos PIS, COFINS e ICMS homologados pela Celesc, no período compreendido entre agosto/2022 e julho/2023.

Quadro 4 – Valores percentuais das alíquotas de impostos (agosto/2022 a julho/2023).

Mês	PIS	COFINS	ICMS
jul/23	0,30%	1,39%	17%
jun/23	0,50%	2,31%	
mai/23	0,62%	2,87%	
abr/23	0,86%	3,97%	
mar/23	0,85%	3,90%	
fev/23	0,79%	3,63%	
jan/23	0,61%	2,84%	
dez/22	0,51%	2,36%	
nov/22	0,45%	2,08%	
out/22	0,72%	3,34%	
set/22	0,82%	3,79%	
ago/22	0,97%	4,49%	

Fonte: Celesc (2023)

O faturamento de energia elétrica das unidades consumidores atende às prescrições da Resolução Normativa ANEEL nº 1.000, de 7 de dezembro de 2021. A distribuidora deve faturar a demanda (conforme o contrato de fornecimento estabelecido em mercado cativo/livre) e o consumo e a geração de energia elétrica ativa da unidade consumidora do grupo A, conforme mostra a Equação (7).



$$FEA(P) = EEAM(P) * TF(p) \quad (7)$$

Onde:

$FEA(P)$  = Faturamento da energia elétrica ativa, por posto tarifário “p”, expressa em Reais (R\$);

$EEAM(P)$  = Montante de energia elétrica ativa medida em cada posto tarifário “p” do ciclo de faturamento, expressa em MWh;

$TF(P)$  = 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”.

O faturamento da demanda é calculado a partir da multiplicação da tarifa de demanda (invariável para qualquer dia e hora) pelo maior valor entre a demanda contratada e a demanda medida desde que esta não ultrapasse 5% a demanda contratada, conforme mostra a Equação (8). (ANEEL, 2021).

$$P_{DEMANDA}(P) = DAC(P) * VR_{DEMANDA} \quad (8)$$

Onde:

$P_{DEMANDA}(P)$  = Tarifa de demanda contratada, expressa em R\$;

$VR_{DULT}(P)$  = valor de referência da demanda contratada pela UC;

$DAC(P)$  = demanda de potência ativa contratada, por posto tarifário “p” no período de faturamento, caso aplicável, expressa em kW;

Da mesma forma a distribuidora realiza a cobrança pela ultrapassagem da demanda contratada, caso ocorra, conforme Equação (9):

$$C_{ultrapassagem}(P) = [DAM(P) - DAC(P)] * 2 * VR_{DULT}(P) \quad (9)$$

Onde:

$C_{ultrapassagem}(P)$  = valor correspondente à cobrança pela demanda excedente, por posto tarifário “p”, caso aplicável, expressa em R\$;

$DAM(P)$  = demanda de potência ativa medida, em cada posto tarifário “p” no período de faturamento, caso aplicável, expressa kW;

$DAC(P)$  = demanda de potência ativa contratada, por posto tarifário “p” no período de faturamento, caso aplicável, 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.

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 pertencentes ao grupo A, cujo fator de potência (FP) seja medido permanentemente e esteja fora do limite de 0,92 indutivo e capacitivo, é aplicada uma cobrança devido ao consumo e à demanda de reativos, seguindo os critérios dos artigos 96 e 97 da resolução mencionada.

A medição da energia reativa capacitiva é realizada em um período de 6 horas consecutivas compreendidas entre 23h30min e as 06h30min. Já a medição da energia reativa indutiva é realizada nas 18 horas complementares.

O faturamento do excedente de energia reativa, é calculado através da Equação (10)

$$E_{RE} = \sum_T^{n=1} \left[ EEAMT \times \left( \frac{0,92}{FPT} - 1 \right) \right] \times VRERE \quad (10)$$

$E_{RE}(p)$  = Energia elétrica reativa excedente à quantidade permitida de (FP= 0,92), expressa em R\$;

$EEAMT$  = Montante de energia elétrica ativa medida em cada intervalo “T” de 1h, expressa KWh ou MWh;

$FPT$  = Fator de potência da unidade consumidora, calculado em cada intervalo “T” de 1h;

$VRERE$  = Valor de referência equivalente à tarifa de energia da bandeira verde, expressa em R\$/MWh;

T = indica intervalo de 1 (uma) hora, no período de faturamento;

n = número de intervalos de integração “T”, por posto tarifário “p”.

O faturamento da demanda de potência reativa excedente é calculado através da Equação (11)

$$D_{RE}(p) = \left[ \max_{T=1}^n \left( DAM_T \times \frac{f_R}{f_T} \right) - DAF(p) \right] \times VR_{DRE} \quad (11)$$

Onde:

$D_{RE}(p)$  = Valor, por posto tarifário “p”, correspondente à demanda de potência reativa excedente à quantidade permitida pelo fator de potência de referência “ $f_r$ ” no período de faturamento, expressa em R\$;

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

$DAM_T$  = Demanda de potência ativa medida no intervalo de integralização de uma hora “T”, durante o período de faturamento, expressa em quilowatt kW;

$DAF(p)$  = Demanda de potência ativa faturável, em cada posto tarifário “p” no período de faturamento, expressa em kW;

$f_r$  = Fator de potência de referência igual a 0,92;

$f_T$  = Fator de potência da unidade consumidora, calculado em cada intervalo “T” de uma hora, durante o período de faturamento;

$VR_{DRE}$  = Valor de referência, expresso R\$/kW, equivalente às tarifas 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;

Para a apuração do  $E_{RE}(p)$  e  $D_{RE}(p)$ , é necessário considerar os seguintes critérios:

- I. No período de 6 horas consecutivas, definido pela distribuidora entre as 23:30h e 6:30h, apenas os fatores de potência "FP" menores que 0,92 capacitivos, verificados em cada intervalo de uma hora "T".
- II. No período diário complementar ao definido no inciso anterior, apenas os fatores de potência "FP" menores que 0,92 indutivo, verificados em cada intervalo de uma hora "T".

Para evitar penalidades sobre excedentes reativos, devem ser avaliadas alternativas para garantir a compensação do consumo reativo, quando necessário. Uma delas é a utilização de uma das funcionalidades do SAEB, ou seja, utilizar o SAEB para corrigir o FP da UC.

A compensação de energia da UC FV UFSC no que diz respeito à inserção da geração FV atende as prescrições das Resoluções Normativas nº 482/2012 da ANEEL, especificamente o Art. 7º e seus incisos I, IV, IX, XI e XII (ANEEL, 2012).

Para a UC e para o período de faturamento (mensal), a energia elétrica compensada (kWh) no posto tarifário  $i$ , e os novos créditos no posto tarifário  $i$  podem ser calculados através da Equação. (12). A energia excedente injetada na rede elétrica é compensada primeiramente no posto tarifário na qual foi gerada. Caso a energia excedente injetada acrescentada dos créditos remanescentes do período de faturamento anterior seja maior do que a energia consumida, obtém-se um valor diferente de zero de créditos novos criados no respectivo período de faturamento, conforme mostra a Equação (13).

$$C_{(i)} = \begin{cases} Cons_{(i)} & se: Inj_{(i)} + Créd_{(i)}^{i-1} \geq Cons_{(i)} \\ Inj_{(i)} + Créd_{(i)}^{i-1} & se: Inj_{(i)} + Créd_{(i)}^{i-1} < Cons_{(i)} \end{cases} \quad (12)$$

$$Créd_{(i)}^i = \begin{cases} Inj_{(i)} + Créd_{(i)}^{i-1} - Cons_{(i)} & se: Inj_{(i)} + Créd_{(i)}^{i-1} > Cons_{(i)} \\ 0 & se: Inj_{(i)} + Créd_{(i)}^{i-1} \leq Cons_{(i)} \end{cases} \quad (13)$$

onde:

$C_{(i)}$  = Energia elétrica compensada em posto tarifário  $i$ , no período faturado, expressa em kWh;

$Cons_{(i)}$  = Energia elétrica consumida em posto tarifário  $i$ , no período faturado, expressa em kWh;

$Inj_{(i)}$  = Energia elétrica injetada na rede em posto tarifário  $i$ , no período faturado, expressa em kWh;

$Créd_{(i)}^{i-1}$  = Créditos remanescentes do período faturado anterior em posto tarifário i, expressa em kWh;  
 $Créd_{(i)}^i$  = Créditos novos em posto tarifário i, no período faturado, expressa em kWh;  
 i = Posto tarifário FP ou P.

A tarifa de compensação a ser aplicada aos créditos de energia é calculada levando em consideração a TE, a TUSD e alíquotas de impostos homologadas pela distribuidora local da unidade consumidora, conforme mostra a Equação (14).

$$TC_i = \frac{TE_i}{[100 - (alíquota PIS + alíquota CONFINS + alíquota ICMS)]/100} + \frac{TUSD_i}{[100 - (alíquota PIS + alíquota CONFINS)]/100} \quad (14)$$

onde:

$TC_{(i)}$  = Tarifa de compensação, no período faturado, expressa em R\$/kWh;  
 $TE_{(i)}$  = Tarifa de Energia homologada pela ANEEL, no período faturado, expressa em R\$/kWh;  
 $TUSD_{(i)}$  = Tarifa do Uso do Sistema de Distribuição homologada pela ANEEL, no período faturado, expressa em R\$/kWh;  
 i = Posto tarifário FP ou P.

A Equação (15) apresenta o custo referente à energia compensada no período de faturamento, resultando em um valor negativo.

$$Custo_{(i)} = C_{(i)} * TC_{(i)} \quad (15)$$

onde:

$Custo_{(i)}$  = Custo referente à energia compensada, no período faturado, expresso em -R\$;  
 $C_{(i)}$  = Energia elétrica compensada em posto tarifário i, no período faturado, expressa em kWh;  
 i = Posto tarifário FP ou P.

Os créditos novos podem ser utilizados para a compensação no outro posto tarifário (q), necessitando de uma conversão, conforme apresentado na Equação (16).

$$Créd_{(q)}^i = Créd_{(i)}^i * FA = Créd_{(i)}^i * \frac{TE_{(i)}}{TE_{(q)}} \quad (16)$$

onde:

$Créd_{(q)}^i$  = Créditos novos em posto tarifário q, expressa em kWh;

$Créd_{(i)}^i$  = Créditos novos em posto tarifário i, expressa em kWh;

FA = Fator de ajuste tarifário;

$TE_{(i)}$  = Tarifa de energia, homologada sem impostos, em posto tarifário i, expressa em R\$/kWh;

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

i = Posto tarifário FP ou P;

q = Posto tarifário contrário de i.

### 3.6 INDICADORES E INFORMAÇÕES TÉCNICAS E FINANCEIRAS PARA APOIO À TOMADA DE DECISÃO NA GESTÃO DA ENERGIA ELÉTRICA DE UNIDADES CONSUMIDORAS

Seguem abaixo relacionados, os indicadores e as informações técnicas e financeiras apresentadas (neste trabalho) para apoiar à tomada de decisão na gestão da energia elétrica da UC:

- I. **Demanda contratada:** Indicador importante para verificar a conformidade do comportamento da UC (demanda medida) em relação ao seu contrato de fornecimento de energia;
- II. **Limite de ultrapassagem da demanda contratada:** Conforme estabelecido na Resolução 1000 da ANEEL, há uma tolerância de 5% para a ultrapassagem da demanda contratada. Indicador utilizado para identificar eventuais ultrapassagens de demanda;
- III. **Perfil da demanda ativa injetada/solicitada da rede pela UC, em intervalos de 15 minutos:** A análise do perfil da demanda ativa injetada/solicitada da rede pela UC, em intervalos de 15 minutos, permite identificar o comportamento da UC no que diz respeito à energia excedente injetada na rede da concessionária e ao consumo da UC ao longo do tempo. É possível observar períodos de maior e de menor consumo, bem como períodos em que a UC injeta energia ativa excedente na rede da concessionária;
- IV. **Máxima demanda injetada/solicitada da rede pela UC:** Indicador utilizado para verificar a conformidade entre a máxima demanda injetada/solicitada da rede pela UC com o valor da demanda contratada pela mesma;

- V. **Evolução diária e mensal das demandas máximas injetadas/solicitadas da rede pela UC:** A análise da evolução diária e mensal das demandas máximas injetadas/solicitadas da rede pela UC fornece informações valiosas sobre o comportamento da demanda da UC ao longo do tempo, identificando suas variações sazonais e tendências;
- VI. **Perfis de energia ativa injetada/solicitada da rede pela UC:** A análise do perfil da energia ativa injetada/solicitada da rede pela UC permite identificar padrões de consumo e da energia excedente injetada na rede da concessionária pela UC, ao longo do tempo;
- VII. **Perfis do fator de potência:** A análise do perfil do FP da UC, em base horária, permite identificar períodos (horas) ao longo do tempo, em que a UC apresenta FP valores abaixo do limite (0,92) estabelecido pela ANEEL;
- VIII. **Energia reativa excedente e demanda reativa excedente injetada/solicitada da rede pela UC:** São identificados os períodos (horas) e a ocorrência de valores de energia reativa excedente e de demanda reativa excedente injetada/solicitada da rede pela UC;
- IX. **Monitoramento e alertas:** Foram implementadas automatizações na plataforma de *BI (Business Intelligence)* para alertar o usuário sobre a ocorrência de energia reativa excedente. Esses alertas são enviados, para um e-mail disponibilizado pelo usuário;
- X. **Indicadores financeiros mensais referentes à operação da UC:** Por meio de figuras, tabelas e gráficos, são apresentadas as despesas/receitas mensais da UC, tanto no horário P como no horário FP, tais como, despesas com demanda e com consumo de energia, despesas com energia reativa excedente, impostos/encargos e abatimento de créditos referentes à energia FV excedente injetada na rede da concessionária, Tais informações permitem ao usuário visualizar os impactos financeiros decorrente do uso de energia elétrica e incentivam a adoção de medidas corretivas na UC.

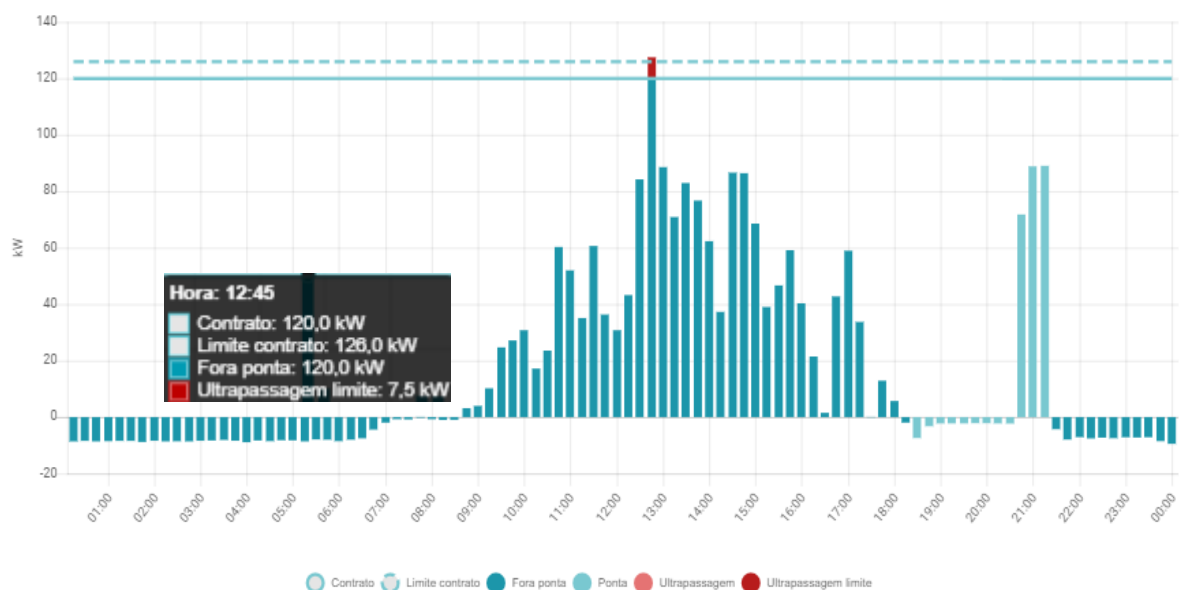
Os indicadores e informações anteriormente apresentados possibilitam a tomada de decisão na gestão da energia elétrica da UC, através de ações que visem otimizar o consumo, a geração FV e o armazenamento de energia no SAEB.

## 4 RESULTADOS E DISCUSSÃO

### 4.1 DEMANDA, ENERGIA E FATOR DE POTÊNCIA

A Figura 18 apresenta, para o dia 13 de março de 2023 (segunda-feira), a demanda contratada (120 kW), o limite de ultrapassagem da demanda e o perfil da demanda ativa da UC, em intervalos de 15 minutos. Os resultados mostram que durante a madrugada o consumo da UC é muito baixo (aproximadamente 8,6kW). Às 6:35h o SAEB entra em processo de carga com a potência ativa FV excedente que seria injetada na rede elétrica. Entre 9:00h e 17:15h observa-se que a UC injeta energia ativa FV na rede da concessionária. Das 18:30h às 20:30h ocorre o processo de descarga do SAEB, com potência ativa equivalente à demanda da UC. Das 20:31h até às 21:30h o SAEB descarrega o restante de sua energia com potência nominal (100 kW). Das 21:31h até as 06:30h da manhã seguinte, o SAEB é utilizado apenas para corrigir o FP de potência da UC.

Figura 18 – Evolução da demanda da UC, em intervalos de 15 minutos - 13/03/2023



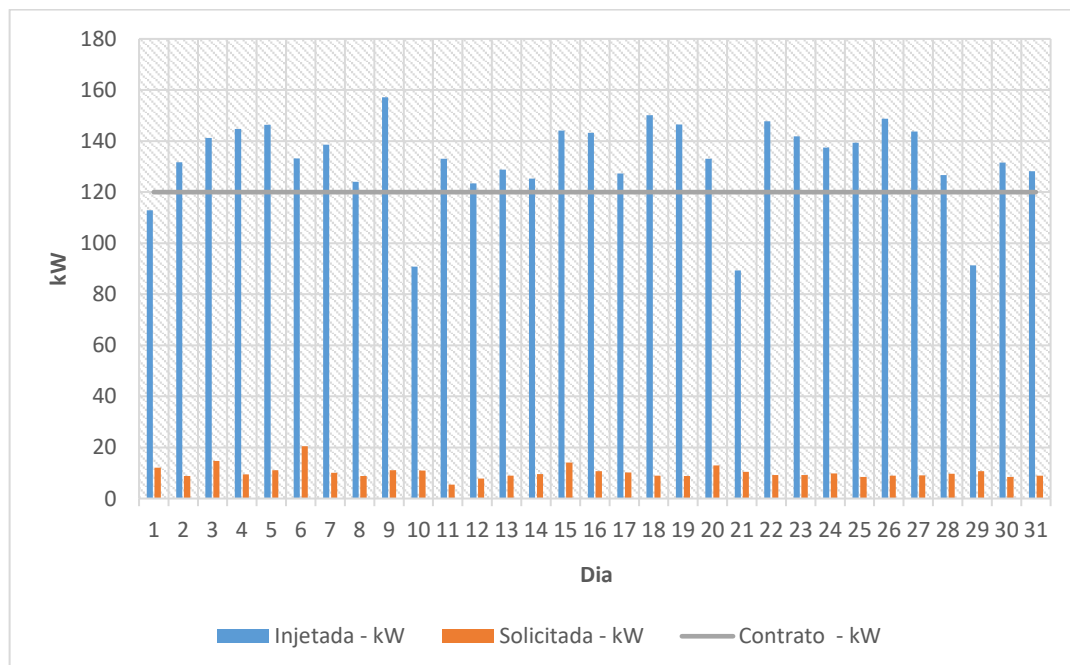
Fonte: elaborado pelo autor



Conforme estabelecido na Resolução 1000 (ANEEL, 2021), há uma tolerância de 5% para a ultrapassagem da demanda contratada. Essa tela também exibe um indicador visual para sinalizar eventuais ultrapassagens de demanda, destacado em vermelho. É importante ressaltar que, neste dia, a UC registrou ocorrência de pequena ultrapassagem de demanda, porém, como a telemedição em sua natureza pode possuir um erro de até 3% em relação a dados adquiridos pela saída de usuário, essa ultrapassagem de demanda é passível de não ser captada pela concessionária de energia em seu faturamento. Além disso, a tela de BI destaca o Horário de Ponta (P), no qual o valor da energia faturada é significativamente maior em comparação aos demais horários. Essa distinção é fundamental para a compreensão dos padrões de consumo e auxilia na identificação de estratégias para otimização do consumo, durante os períodos de maior tarifação.

A Figura 19 apresenta para o mês de março de 2023, a evolução diária das demandas máximas consumidas/injetadas na rede da concessionária pela UC.

Figura 19 – Evolução diária das demandas máximas consumidas/injetadas na rede da concessionária pela UC - março de 2023



Fonte: elaborado pelo autor

Neste caso, deve ser observado se a máxima demanda mensal (consumo/injeção) registrada na UC está próxima ao valor da demanda contratada (120 kW) pela mesma, indicando a conformidade com o contrato de fornecimento de

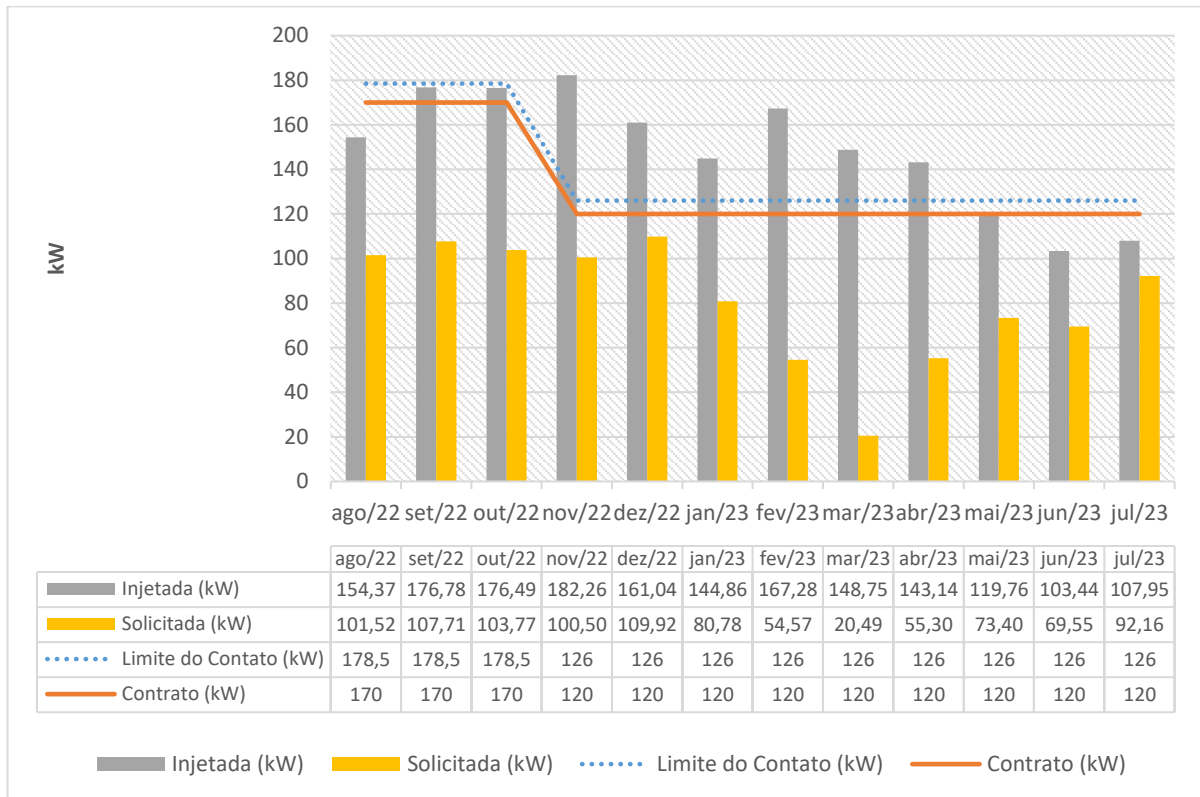
energia. Ao observar a ocorrência de demandas medidas injetadas na rede da concessionária, verificamos que estas são superiores à demanda contratada, como ocorreu em março de 2023 com uma demanda medida de aproximadamente 160 kW no dia 09/03/23, gerando uma cobrança de multa por demanda ultrapassada por parte da concessionária. Portanto, a melhor alternativa para evitar essas multas e garantir a conformidade com o contrato de fornecimento de energia é ajustar (limitar) a potência de injeção, ou contratar uma demanda que reflita a potência instalada, estimada em aproximadamente 210 kW.

A evolução diária das demandas máximas ao longo de cada mês fornece informações valiosas para o acompanhamento do comportamento da demanda ao longo do tempo, identificando suas variações sazonais. Essas informações permitem que os gestores do comportamento energético da UC tomem decisões rápidas no que diz respeito à demanda medida e à contratação da demanda, a fim de evitar penalidades por ultrapassagem de demanda (Resolução 1000 da ANEEL).

Maximizando as análises, pode-se descrever a operação da UC FV UFSC ao longo do ano. Foram analisados os dados de faturamento e da telemetria de energia elétrica instalada, coletados entre agosto de 2022 a julho de 2023.

A Figura 20 apresenta, para o período analisado, a evolução mensal da demanda contratada, ou seja 170 kW (agosto/22 a outubro/22) e 120 kW (nov/22 a julho/23), a tolerância de 5% (178,5 kW e 126kW, respectivamente) e a evolução mensal das demandas máximas injetadas/solicitadas da rede da concessionária.

Figura 20 – Evolução mensal da demanda contratada e das demandas máximas injetadas/solicitadas da rede da concessionária pela UC



Fonte: elaborado pelo autor

Os resultados mostram que a demanda máxima injetada na rede da concessionária foi de 182,26 kW (nov/22) e a demanda mínima injetada foi de 103,44 kW (jun/23). Enquanto a demanda máxima requerida da rede da concessionária foi de 109,92 (dez/22) e a mínima de 20,49 kW(mar/23).

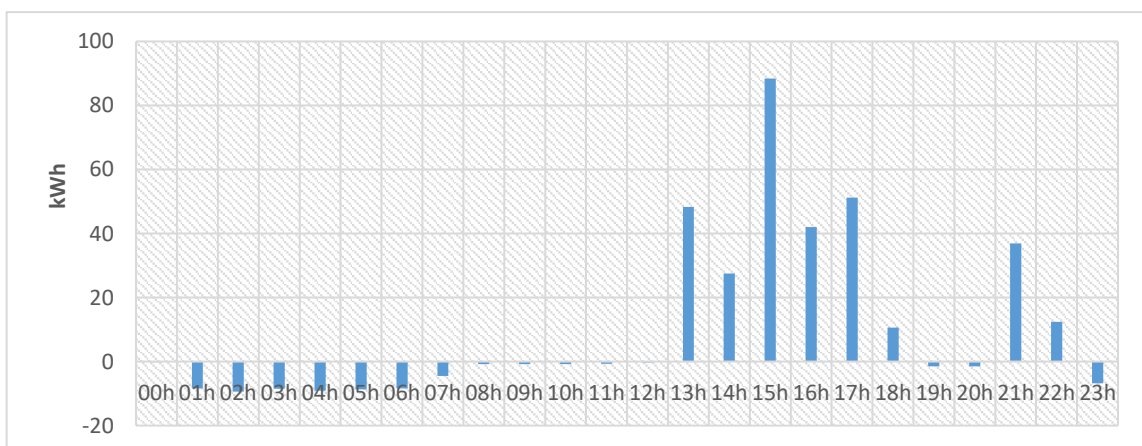
Comparando os valores telemedidos e os contratos de demanda, identifica-se que em 8 dos meses do período analisado houve ultrapassagem da demanda ativa injetada na rede da concessionária. Em set/22 (6,78 kW), dentro do limite de 5% do contrato, em out/22 (6,49 kW) também no limite de 5% do contrato. Observa-se ainda, ultrapassagem de demanda nos meses de nov/22 (62,26 kW), dez/22 (41,04 kW), jan/23 (24,86 kW), fev/23 (47,28 kW), mar/23 (28,75 kW) e abril/23 (23,14 kW). É importante ressaltar que embora, nas faturas de energia elétrica a concessionária não tenha cobrado multa por ultrapassagem de demanda, tais valores foram auditados tanto pela memória de massa da UC como pela telemetria instalada.

A legislação atual estipula que a parcela relacionada à demanda contratada deve ser paga, mesmo que o medidor da concessionária registre um valor menor. No entanto, é importante tomar cuidado ao utilizar um valor superior à demanda contratada, pois qualquer excesso além dos limites permitidos resultará em uma cobrança baseada no dobro do valor do kW da demanda. É possível revisar o valor da demanda contratada, mas há um período de seis meses de carência para redução dos valores. Por outro lado, se houver um aumento no valor contratado e a concessionária tiver a capacidade elétrica necessária em seu sistema de distribuição, esse aumento será imediato.

A condição ideal é que a demanda máxima registrada no ciclo de medição seja menor que a demanda contratada, acrescida do percentual de tolerância de 5% conforme estabelecido pela Res. 1000 da ANEEL. A demanda máxima registrada varia mensalmente, portanto, a análise da demanda contratada deve levar em consideração a sazonalidade da demanda e minimizar (otimizar) as despesas com demanda da UC. Também é importante considerar se há planos de expansão ou de redução que possam alterar o perfil de consumo da UC. Se houver previsões nesse sentido, todas essas premissas devem ser levadas em conta na análise.

A Figura 21 apresenta para o dia 13/03/2023, a evolução horária da energia ativa consumida/injetada na rede da concessionária pela UC. Os resultados mostram que, neste dia, o consumo da UC foi de 75 kWh e a energia ativa total injetada na rede da concessionária de aproximadamente 480 kWh.

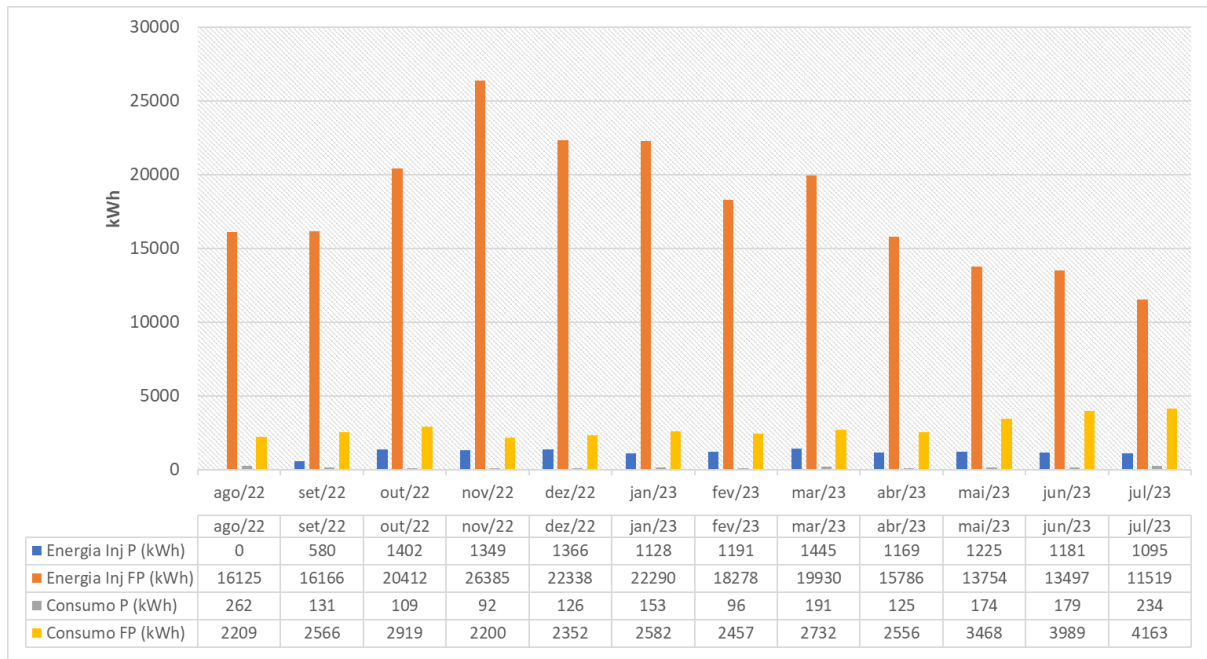
Figura 21 – Evolução horária da energia ativa requerida/injetada na rede da concessionária pela UC - 13/03/2023



Fonte: elaborado pelos autores

A Figura 22 apresenta para o período analisado, a evolução mensal da energia consumida/injetada na rede da concessionária pela UC, nos horários P e FP.

Figura 22 – Evolução mensal da energia consumida/injetada na rede da concessionária pela UC, nos horários P e FP



Fonte: elaborado pelo autor

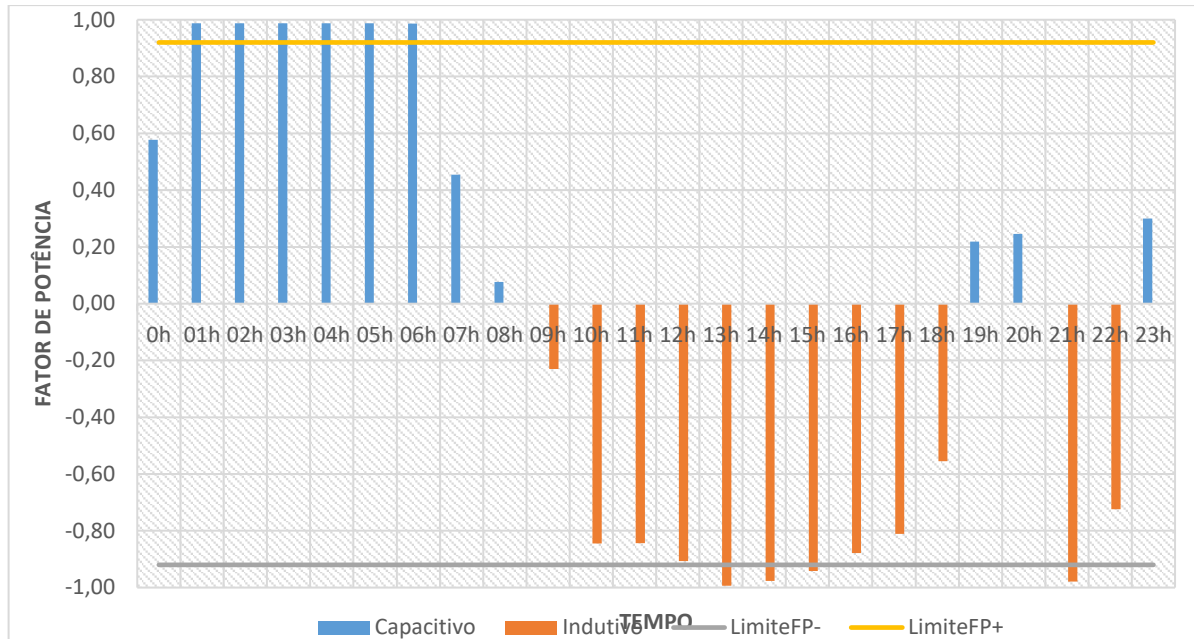
Observa-se que a maior injeção de energia elétrica na rede da concessionária, no horário P, foi de 1.445 kWh (mar/23), e a menor injeção de 580 kWh (set/22). Em ago/22, a UC FV UFSC não registrou nenhuma injeção de energia elétrica na rede da concessionária, devido à falta de funcionamento do SAEB, que estava em manutenção. No horário FP, a máxima energia injetada na rede da concessionária foi de 26.385 kWh (nov/22) e a mínima foi de 11.519 kWh (jul/23).

Observa-se que o maior consumo de energia elétrica, no horário P, foi de 262 kWh (ago/22) e o mínimo de 92 kWh (nov/22), já no horário FP, o máximo consumo foi de 4.163 kWh (jul/23) e o mínimo de 2.200 kWh (nov/22).

No horário P, a injeção de energia excedente na rede da concessionária é oriunda da descarga do SAEB (operação definida na Tabela 2).

A Figura 23 apresenta, para o dia 13/03/2023, a evolução horária do FP da UC e do limite para o FP (0,92).

Figura 23 – Evolução horária do FP da UC - 13/03/2023



Fonte: elaborado pelo autor

Esta Figura 23 mostra claramente os horários em que o FP da UC atinge valores menores do que 0,92. Nestes casos, tanto para o consumo quanto para a injeção da energia excedente na rede da concessionária, haverá a ocorrência de energia reativa excedente. Os resultados mostram ainda, que a UC apresenta FP capacitivo nos períodos em que consome energia elétrica (kWh) da concessionária e FP indutivo nos períodos em que fornece energia elétrica (kWh) para a concessionária.

Em determinados períodos do dia, tanto o excesso de energia reativa indutiva quanto o excesso de energia reativa capacitiva (FP menor do que 0,92) pode ocasionar à UC multas a serem faturadas pela concessionária. Portanto, adotar iniciativas para reduzir o uso de energia reativa na UC nestes períodos é importante, não apenas para evitar penalizações financeiras decorrentes do uso inadequado de energia elétrica, mas também para evitar sobrecargas nos sistemas de transmissão e de distribuição de energia, especialmente durante períodos de maior demanda. O controle do fator de potência da UC é essencial para manter-se dentro dos limites estabelecidos de 0,92 (indutivo/capacitivo).

Os resultados mostram que, durante a madrugada o FP da UC é capacitivo e abaixo de 0,92 nos intervalos de 23h à 00h e 00h à 01h. Nos demais períodos da madrugada no intervalo 01h à 06h o FP se mantém capacitivo e acima de 0,92.

Conforme o nascer do sol, no período das 06h à 18h, exceto das 13:00 às 15:00 horas, o FP indutivo é variável e abaixo de 0,92.

No intervalo das 18:30h às 21:29h é realizado o despacho da energia armazenada no SAEB para atender à demanda da UC. No período compreendido entre 19:00 h e 20:00 h o FP da UC é capacitivo e menor do que 0.92. Às 21:00 horas o FP é indutivo e acima de 0,92. Entretanto, às 22:00 horas o FP volta a ser indutivo e abaixo de 0.92. A partir das 23h a UC volta a registrar o FP abaixo de 0,92 capacitivo. Através das informações apresentadas na Fig. 24 e do conhecimento da modalidade da contratação de energia da UC junto à concessionária, é possível verificar e quantificar as penalidades devido à energia reativa excedente às quais a UC estará exposta.

O conhecimento da evolução horária do FP da UC permite o entendimento do comportamento energético da mesma, para que possam ser tomadas decisões rápidas no que diz respeito à correção do FP, a fim de evitar penalidades por ultrapassagem de energia reativa excedente e de demanda reativa excedente, conforme prescrições da Res. 1000 da ANEEL.

## 4.2 ENERGIA REATIVA EXCEDENTE E DEMANDA REATIVA EXCEDENTE

Para alertar o usuário sobre a ocorrência de energia reativa excedente e de demanda reativa excedente, foram implementadas automatizações na plataforma de *Business Intelligence (BI)* através de uma interface (pré-estabelecida por uma API) com o servidor de armazenamento de dados. Tais automatizações alertam o usuário sobre a necessidade de tomar medidas corretivas no que diz respeito à correção do FP da UC. Neste caso, a automatização é um sistema de alarme configurado para enviar notificações (por e-mail) para o usuário, quando o valor da energia reativa excede determinados limites pré-estabelecidos, conforme as diretrizes de penalidades regulamentadas pela ANEEL.

A Figura 24 ilustra um exemplo de alerta de energia reativa excedente, enviado ao usuário, por e-mail.

Figura 24 – Exemplo de alerta de energia reativa excedente, enviado por e-mail.



Fonte: elaborado pelo autor

A Tabela 3 apresenta, para o mês de março de 2023, os valores da energia reativa excedente (UFER) e da demanda reativa excedente fora ponta (DMF) e as respectivas penalidades para a contratação da energia da UC na modalidade Horário Verde.

Tabela 3 – Energia reativa excedente, demanda reativa excedente e respectivas penalidades - março de 2023.

Tarifação	Energia reativa excedente	Penalidade UFER (Horária Verde)	Demanda reativa excedente	Penalidade DMF (Horária Verde)
Intervalo de ocorrência (dia, mês, hora)	UFER (kVArh)	$E_{RE}$ (R\$) $VRERE = R\$ 0,3321$ (R\$/kVArh)	DMF (kVAr)	$D_{RE}$ (R\$) $VRERE = R\$ 18,56$ (R\$/kVArh)
03/03/2023 00:30	5,84	1,94	10,8	0,00
03/03/2023 01:30	5,81	1,93	10,704	0,00
03/03/2023 02:30	5,85	1,94	10,704	0,00
03/03/2023 03:30	5,89	1,96	10,8	0,00
03/03/2023 04:30	5,82	1,93	10,704	0,00
03/03/2023 05:30	5,96	1,98	10,752	0,00
11/03/2023 00:30	3,81	1,27	8,784	0,00
11/03/2023 01:30	3,71	1,23	8,736	0,00
11/03/2023 02:30	3,81	1,27	8,688	0,00
11/03/2023 03:30	3,81	1,27	8,688	0,00
11/03/2023 04:30	3,87	1,29	8,688	0,00
11/03/2023 05:30	3,86	1,28	8,784	0,00
18/03/2023 02:30	0,46	0,15	8,832	0,00
18/03/2023 03:30	4,20	1,40	8,832	0,00
18/03/2023 04:30	4,16	1,38	8,88	0,00
18/03/2023 05:30	4,23	1,41	8,832	0,00
<b>Valor Total</b>	<b>71,09</b>	<b>24,02</b>	-	<b>0,00</b>

Fonte: elaborado pelo autor



A visualização dos impactos financeiros proporcionados pela aplicação das penalidades (através das informações apresentadas na Tabela 3) incentiva a adoção de medidas para corrigir e controlar o FP da UC abaixo de 0,92, estimulando a melhoria contínua do seu desempenho energético e a busca por práticas mais sustentáveis.

Para a modalidade horária verde (forma do contrato de energia da UC), no período analisado, a penalidade por energia reativa excedente foi de R\$ 24,02 e por demanda reativa excedente foi de R\$ 0,00 para o mês de março de 2023. Em resumo, a visualização do impacto financeiro das penalidades pode levar ao maior controle, agilidade e eficiência na gestão da energia elétrica da UC, trazendo benefícios financeiros para a organização.

A Tabela 4 apresenta, para a modalidade de contratação Horária Verde e para o período analisado, a evolução mensal da UFER (energia reativa excedente) e DMP (demanda reativa excedente P) e DMF (demanda reativa excedente FP) e das penalidades por energia reativa excedente ( $E_{RE}$ ) e demanda reativa excedente ( $D_{RE}$ ).

Tabela 4 – Evolução mensal da energia reativa excedente, demanda reativa excedente e respectivas penalidades

UC FV UFSC (ago/22 – jul/23)						
Mês	UFER (kvarh)	$E_{RE}$ (R\$) VRERE = R\$ 0,3321 (R\$/KVArh)	DMF (kVAh)	$D_{RE}$ (R\$) VRERE = R\$ 18,56 (R\$/KVArh)	DMP (kVAh)	$D_{RE}$ (R\$) VRERE = R\$ 36,16 (R\$/KVArh)
ago/22	434	154,46	46,77	0,00	38,54	0,00
set/22	223	73,92	58,40	0,00	4,87	0,00
out/22	76	25,04	95,97	0,00	8,46	0,00
nov/22	161	52,23	92,37	0,00	3,32	0,00
dez/22	222	72,29	84,69	0,00	12,57	0,00
jan/23	192	62,89	58,41	0,00	9,65	0,00
fev/23	86	28,45	41,79	0,00	4,3	0,00
mar/23	71	23,56	152,20	0,00	13,89	0,00
abr/23	72	23,92	49,22	0,00	7,4	0,00
mai/23	154	50,45	63,88	0,00	9,7	0,00
jun/23	1	0,32	63,82	0,00	10,15	0,00
jul/23	43	13,81	76,22	0,00	11,05	0,00
<b>TOTAL</b>	<b>1735</b>	<b>581,34</b>	-	<b>0,00</b>	-	<b>0,00</b>

Fonte: elaborada pelo autor

Os resultados mostram que, no período analisado, o valor máximo registrado de energia reativa excedente foi de 434 kvarh (ago/22), e que ao longo dos meses os valores de UFER diminuíram significativamente, com valor mínimo 1 kvarh (junho/23). O valor total anual de energia reativa excedente foi de aproximadamente 1.735 kvarh, e a UC FV UFSC pagou multa por energia reativa excedente no valor de R\$ 581,34. Os resultados mostraram ainda que no período analisado não houve multa por demanda reativa excedente.

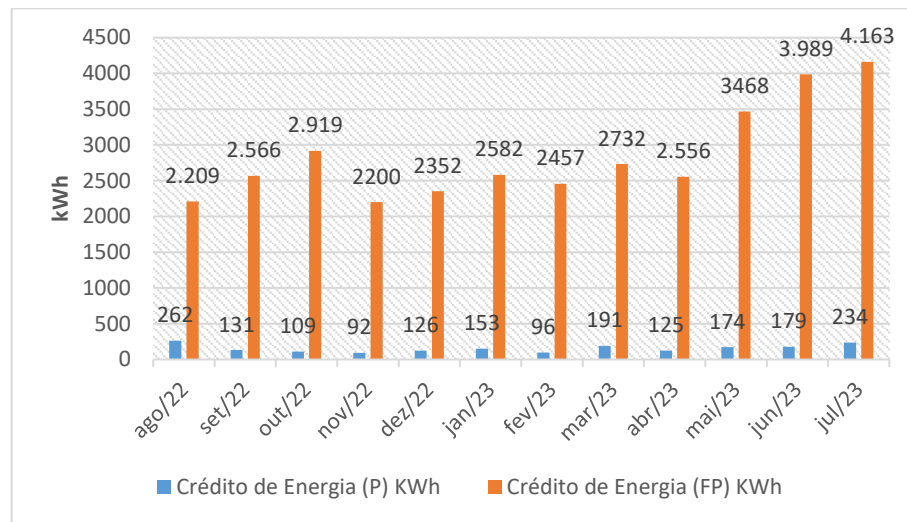
#### 4.3 CRÉDITOS DA ENERGIA FOTOVOLTAICA EXCEDENTE INJETADA NA REDE DA CONCESSIONÁRIA

De acordo com as prescrições da Lei nº 14.300/22, o excedente da energia ativa injetada na rede da concessionária abate (em primeiro lugar) o consumo da unidade geradora no mesmo posto tarifário em que foi gerado e, posteriormente, em diferentes postos tarifários da mesma UC. Caso o valor não seja totalmente utilizado, o excedente restante se tornará crédito para a utilização em outros ciclos de faturamento. Para UC FV UFSC os créditos de energia são encaminhados para a UC Cidade Universitária. Neste processo, o consumo total da UC em que a energia é gerada é abatido e é a partir da diferença que surge o excedente ou crédito. Ambos os conceitos se referem à energia remanescente na UC geradora, resultante da diferença entre a energia injetada e a energia consumida pela própria UC.

No caso de clientes com horossazonalidade, a compensação da energia excedente é realizada no mesmo posto horário em que ocorre a geração da energia. Isso significa que, se a geração de energia aconteceu em determinado posto tarifário, o desconto será aplicado no mesmo posto tarifário. No caso da UC FV UFSC ainda exista saldo remanescente após a compensação, no qual os valores viram créditos de energia através de um fator de conversão entre as tarifas e é encaminhado os valores para a UC cidade universitária, e o saldo de energia injetada pode ser utilizado para compensar o consumo em outro posto horário, que pode ser de ponta ou fora de ponta.

A Figura 25 apresenta, para o período analisado, a evolução mensal da energia ativa excedente compensada na UC FV UFSC, nos períodos FP e P.

Figura 25 – Evolução mensal da energia ativa excedente compensada na UC FV UFSC, nos períodos FP e P.



Fonte: elaborado pelo autor

Observa - se que, no período FP, a menor compensação de energia foi de 2.200kWh (nov/22), e a maior foi de 4.163kWh (jul/23). No horário P, a maior compensação foi de 262kWh (ago/22), e a menor foi de 96kWh (nov/22).

Além de compensar o consumo mensal da UC FV UFSC, se houver ainda excedente da energia ativa injetada na rede da concessionária, este, pode ser creditado (autoconsumo remoto) em outra UC de mesma titularidade (MMGD). A compensação de energia entre UCs ocorre através de um desconto monetário correspondente à energia elétrica excedente injetada na rede da concessionária.

A Tabela 5 apresenta, a evolução mensal compensações financeiras inseridas nas próprias faturas da UC FV UFSC.

Tabela 5 – Evolução mensal das compensações financeiras inseridas nas faturas da UC FV UFSC.

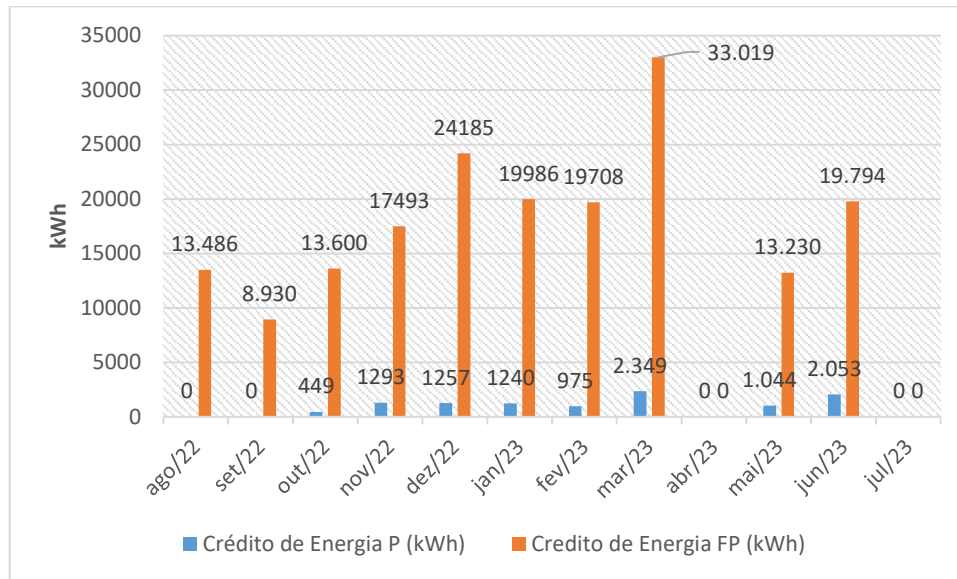
Mês	Energia Inj. P (TUSD)	Energia Inj. P (TE)	Energia Inj. FP (TUSD)	Energia Inj FP (TE)
ago/22	0	346,97	0	850,91
set/22	0	180,13	0	1012,03
out/22	103,60	54,73	384,12	916,56
nov/22	86,06	45,45	284,96	679,94
dez/22	118,28	62,46	305,71	729,47
jan/23	144,49	76,33	337,62	805,62
fev/23	91,57	48,38	324,53	774,39
mar/23	182,84	96,58	362,11	864,05
abr/23	119,76	63,26	339,07	809,08
mai/23	164,40	86,85	453,66	1082,51
jun/23	167,93	88,72	518,17	1236,43
jul/23	217,04	114,66	534,60	1275,67
<b>TOTAL</b>	<b>R\$ 1.395,97</b>	<b>R\$ 1.264,51</b>	<b>R\$ 3.844,55</b>	<b>R\$ 11.036,65</b>
<b>CRÉDITO ANUAL</b>	<b>R\$ 17.541,68</b>			

Fonte: elaborado pelo autor

Assim, conforme a Tabela 5, para a UC FV UFSC, a compensação anual proporcionada pela compensação da energia injetada na rede da concessionária é de R\$ 2.660,48 (P) e de R\$ 14.881,20 (FP), totalizando R\$ 17.541,68.

A Figura 26 apresenta a evolução mensal da energia ativa excedente injetada pela UC FV UFSC na rede da concessionária, creditados no faturamento da UC denominada "Cidade Universitária", localizada no bairro Trindade de Florianópolis/SC. A UC de propriedade da UFSC, é a UC da instituição que mais consome energia elétrica.

Figura 26 – Evolução mensal da energia ativa excedente injetada pela UC FV UFSC na rede elétrica e creditada na UC Cidade Universitária.



Fonte: elaborado pelo autor

Os resultados mostram que, o máximo valor de energia excedente compensada na UC Cidade Universitária, no horário P, foi de 2.349 kWh (mar/23). Observa-se ainda que, nos meses de ago/22, set/22, abr/23 e jul/23 não houve compensação de energia ativa excedente na UC Cidade Universitária.

No horário FP, o valor máximo da energia excedente compensado na fatura da UC Cidade Universitária foi de 33.019 kWh (mar/23) e o mínimo foi de 8.930 kWh (set/22).

A Tabela 6 apresenta, a evolução mensal dos créditos financeiros (inseridos nas faturas da UC Cidade Universitária) proporcionados pelos créditos de energia excedente injetada na rede da concessionária pela UC FV UFSC.

Tabela 6– Evolução mensal dos créditos financeiros inseridos nas faturas da UC Cidade Universitária, proporcionados pela compensação da energia excedente injetada na rede da concessionária pela UC FV UFSC.

Mês	Energia Inj. P (TUSD)	Energia Inj. P (TE)	Energia Inj. FP (TUSD)	Energia Inj FP (TE)
ago/22	0	0	0	5.194,81
set/22	0	0	0	3.521,99
out/22	449,95	225,45	1.789,66	4.270,37
nov/22	1.293,94	638,77	2.265,82	5.406,46
dez/22	1.257,94	623,11	3.143,54	7.500,95
jan/23	1.240,94	618,62	2.613,35	6.235,91
fev/23	975,95	491,36	2.603,11	6.211,51
mar/23	2.349,96	1.187,78	4.376,47	1.0442,92
abr/23	0,96	0	0	0,00
mai/23	1.044,94	521,10	1.730,66	4.129,64
jun/23	2.053,94	1.017,55	2.571,24	6.135,35
jul/23	0,93	0	0	0
<b>TOTAL</b>	<b>R\$ 10.669,45</b>	<b>R\$ 5.323,74</b>	<b>R\$ 21.093,85</b>	<b>R\$ 59.049,90</b>
<b>CRÉDITO ANUAL</b>	<b>R\$ 96.136,94</b>			

Fonte: elaborado pelo autor

Os resultados mostram, para a UC Cidade Universitária, créditos anuais proporcionados pela compensação da energia excedente injetada na rede da concessionária pela UC FV UFSC de R\$ 15.993,19 (P) e de R\$ 80.143,75 (FP), totalizando R\$ 96.136,94.

Os créditos financeiros oriundos da compensação da energia elétrica excedente da UC FV UFSC na UC Cidade Universitária apresentam valores percentuais relativamente baixos (variam entre 1 e 3% do valor da fatura da UC Cidade Universitária) devido ao fato de que a UC Cidade Universitária apresenta elevada demanda contratada e alto consumo de energia elétrica, com despesa média mensal com energia elétrica R\$ 492.547,15.

Os créditos financeiros totais gerados pela injeção de energia ativa excedente da UC FV UFSC na rede da concessionária totalizaram R\$ 113.678,62 contribuindo para sua sustentabilidade econômica e incentivando a geração de energia limpa e renovável.

Além disso, é importante ressaltar a contribuição do SAEB com os créditos financeiros no posto tarifário FP, que no período analisado resultaram para o faturamento de energia elétrica da UFSC, um montante de economia total anual de

R\$ 18.653,67 através da soma dos créditos para as tarifas TUSD e TE da UC FV UFSC e UC Cidade Universitária.

#### 4.4 INDICADORES FINANCEIROS MENSIS ORIUNDOS DAS FATURAS DE ENERGIA ELÉTRICA

É essencial monitorar regularmente e analisar de forma detalhada as faturas de energia elétrica da UC, verificando os valores cobrados, as tarifas aplicadas, os encargos e possíveis multas ou penalidades. Esse acompanhamento permite identificar discrepâncias ou erros nas faturas e providenciar medidas corretivas. As despesas com energia elétrica podem variar ao longo do tempo devido a diferentes fatores, como mudanças regulatórias ou sazonalidade.

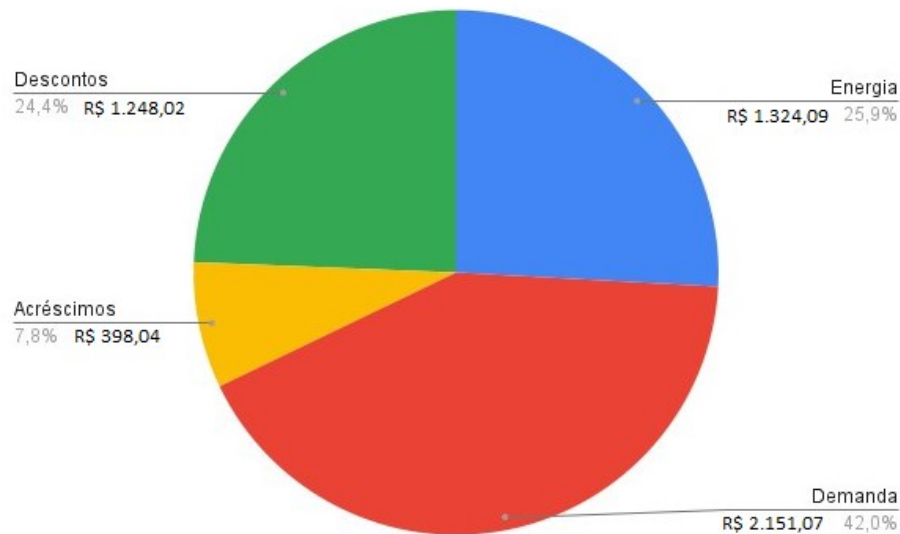
Existem diferentes opções de tarifas disponíveis para o faturamento da energia elétrica de UCs alimentadas em média/alta tensão. Neste caso, a modalidade de contratação adotada é a Horária Verde. Através de análise criteriosa, é possível identificar se a modalidade de contratação da energia para a UC é a mais vantajosa. Além disso, é possível avaliar o impacto financeiro que a mudança de modalidade da contratação de energia poderá trazer.

Para o melhor gerenciamento da energia elétrica a UC, além da escolha da sua melhor opção de contratação da energia elétrica, é extremamente importante analisar o impacto de todas as informações presentes na fatura de energia elétrica.

Com a ferramenta *Microsoft Power BI* existe a possibilidade de embarcar, mensalmente, dados das faturas de energia elétrica da UC. Isso permite realizar análises mais abrangentes, levando em consideração fatores sazonais, tais como as estações do ano e a variação da irradiação solar. A análise das informações disponibilizadas pela implementação em *BI*, em intervalo de tempo mais amplo, contribui para a gestão estratégica da energia elétrica da UC, tendo como embasamento dados históricos confiáveis.

A Figura 27 apresenta, em valores absolutos e em valores percentuais, as despesas/receitas integrantes da fatura de energia elétrica da UC, referentes ao mês de março de 2023.

Figura 27 – Despesas/receitas integrantes da fatura de energia elétrica da UC - março/2023.



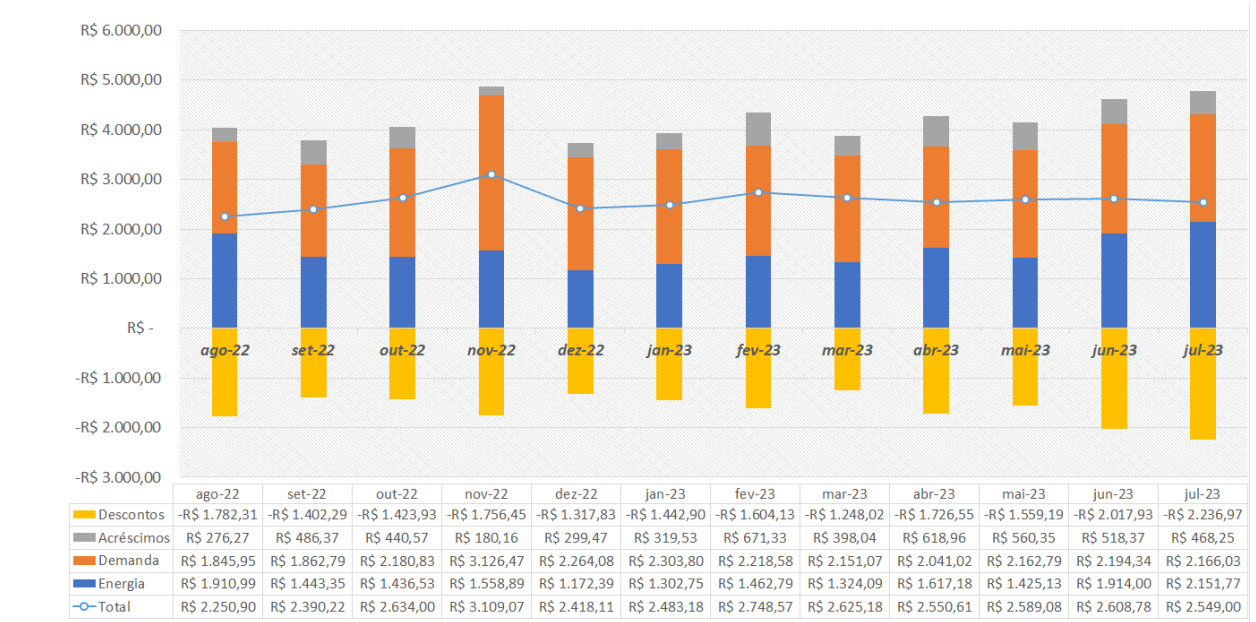
Fonte: Elaborado pelo autor

Os resultados mostram despesas com demanda de R\$ 2.151,07 (42,0%) e despesas com energia de R\$ 1.324,09 (25,9%). Os descontos de R\$1.248,02 (24,4%) observados na fatura da UC FV UFSC, são compostos pelos créditos na fatura de energia elétrica da UC UF UFSC referentes ao excedente da geração fotovoltaica injetada pela UC na rede da concessionária, tanto no horário FP como no horário P, e pela retenção dos impostos PIS, COFINS e CSLL. Observa-se ainda, que no faturamento da UC existem acréscimos no valor de R\$ 398,04 (7,8%) que representam custos referentes ao Custeio do Serviço de Iluminação Pública (COSIP), adicional de bandeiras tarifárias, energia reativa excedente, multas e juros por atraso de pagamento.

A Figura 28 apresenta, para o período compreendido entre agosto de 2022 e julho de 2023, a evolução mensal das despesas/receitas da UC FV UFSC.



Figura 28 – Evolução mensal das despesas/receitas da UC FV UFSC.



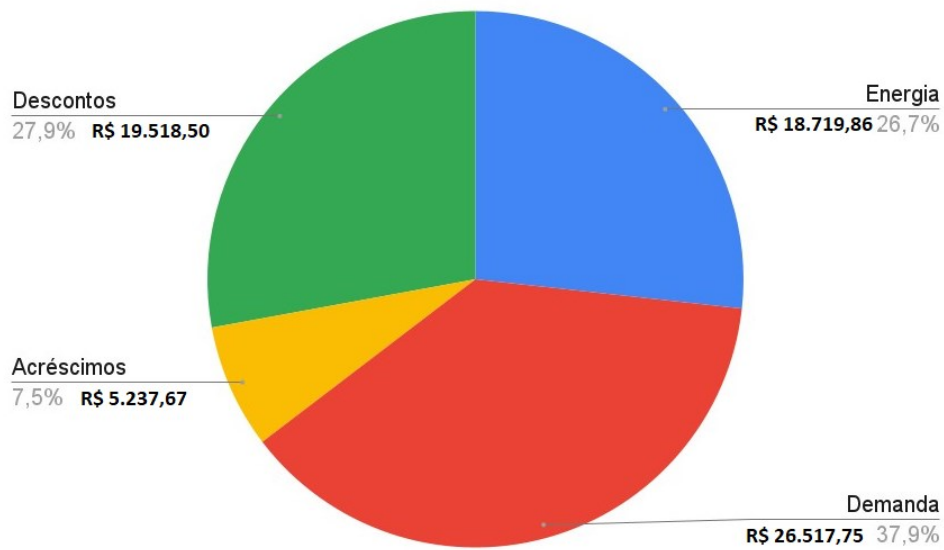
Fonte: Elaborado pelo autor

Observa-se que no mês de nov/22 a fatura de energia da UC FV UFSC alcançou seu maior valor (R\$ 3.109,07) e em ago/22 seu menor valor (R\$ 2.250,22).

Observa-se ainda que, no período analisado, a despesa com demanda apresenta o maior valor na composição do faturamento anual da UC, com valores variando entre R\$ 1.845,95 e R\$ 3.126,47, seguida da despesa de energia consumida, com valores variando no intervalo entre R\$ 1.172,39 e R\$ 2.151,77.

A Figura 29 resume para o período analisado, em valores absolutos e em valores percentuais, as despesas/receitas integrantes do faturamento de energia elétrica da UC.

Figura 29 - Resumo das despesas e receitas anuais com energia elétrica da UC FV UFSC.



Fonte: Elaborado pelo autor

Os resultados mostram para a UC, despesa total anual com energia de R\$ 18.719,86 (27,9%), despesa total anual com demanda de R\$ 26.517,75 (37,9%), acréscimos na fatura de R\$ 5.237,67 (7,5%) e descontos de R\$ 19.518,50 (27,9%). Os descontos foram proporcionados principalmente pela compensação da energia FV excedente injetada, pela UC, na rede da concessionária.

Para o período analisado, a despesa total anual com energia elétrica da UC FV UFSC foi de R\$ 30.956,70.

## 5 CONCLUSÃO

Este trabalho propôs a utilização de telemedição e da ferramenta *Microsoft Power BI* para obter indicadores e informações técnicas e financeiras para apoio à tomada de decisão na gestão da energia elétrica de unidades consumidoras com geração fotovoltaica e com sistemas de armazenamento de energia em baterias.

Apesar da metodologia e da ferramenta *Microsoft Power BI* adaptada apresentar caráter geral, a mesma pode ser utilizada para apoio à tomada de decisões na gestão da energia elétrica de UCs que apenas consomem energia elétrica da rede da concessionária, sem a agregação da geração FV e do SAEB. Nesse trabalho, sua aplicação focou na obtenção de indicadores e informações técnicas e financeiras para apoio à tomada de decisão na gestão da energia elétrica da UC FV UFSC (carga, geração FV e SAEB).

A disponibilização, ao longo do tempo, da demanda injetada/solicitada da rede pela UC, de perfis energéticos e do comportamento do FP proporciona uma visão clara dos padrões de demanda e da utilização da energia elétrica pela UC. Obter essas informações em tempo real é crucial, visto que, fornecem informações valiosas para a tomada de decisões na gestão de energia elétrica da UC, visando otimizar o uso da energia, manter a conformidade com contratos de fornecimento de energia, reduzir despesas de energia elétrica e promover a sustentabilidade. Além disso, permite avaliar a eficiência do sistema, determinar a proporção de energia fornecida pela rede elétrica externa (consumo) e avaliar a energia excedente injetada na rede da concessionária pela geração fotovoltaica e pelo SAEB.

Análises comparativas antes e depois da implementação do BI fornecerão insights sobre os benefícios e impactos diretos dessa abordagem na gestão da energia elétrica das UCs (eficiência energética, redução de despesas e sustentabilidade). A plataforma de *Business Intelligence* (BI) modificada também possui papel fundamental na verificação das receitas/despesas da UC em relação às projeções calculadas, fornecendo uma ferramenta eficiente para realizar a auditoria do faturamento mensal.

No período analisado, a geração FV e o SAEB instalados na UC FV UFSC proporcionaram à UFSC, redução de despesas com energia elétrica na UC FV UFSC de R\$ 17.541,68 e na UC Cidade Universitária de R\$ 96.136,94, totalizando

R\$ 113.678,62 contribuindo para sua sustentabilidade econômica e incentivando a geração de energia limpa e renovável.

É importante ressaltar a contribuição do SAEB com os créditos financeiros no posto tarifário FP, que no período analisado resultaram para o faturamento de energia elétrica da UFSC, um montante de economia total anual de R\$ 18.653,67 através da soma dos créditos para as tarifas TUSD e TE da UC FV UFSC e UC Cidade Universitária.

Ademais, a plataforma cria uma base de dados robusta para o registro e análise dos históricos de faturas pagas, permitindo a geração de indicadores importantes para o gerenciamento energético. A tela de auditoria de faturamento mensal na plataforma de BI oferece recursos que possibilitam a mensuração e análise dos valores registrados nas faturas ao longo de um determinado período. Isso permite comparar os custos reais com as projeções calculadas, identificando possíveis desvios e ajudando na verificação da acurácia das estimativas.

Como trabalhos futuros sugere-se:

1. Aplicar os indicadores e as informações disponibilizadas pela ferramenta de BI (adaptada para considerar a inserção da geração FV e de SAEB em UCs) na gestão da energia elétrica da UC FV UFSC, visando otimizar o uso da energia, manter a conformidade com o contrato de fornecimento de energia e reduzir as despesas com energia elétrica da mesma.
2. Implementar a telemetria em medidores de circuitos específicos da UC, a fim de transmitir dados individuais relacionados à carga, ao SAEB e ao sistema FV, que adicionados à telemetria de fronteira, podem ajudar a obter indicadores técnicos sobre a operação e eficiência destes sistemas, para melhor auxiliar na tomada de decisão no que diz respeito à gestão da energia elétrica da UC;
3. Aplicar os indicadores e informações disponibilizados pela ferramenta de BI (adaptada para considerar a inserção de geração FV e de SAEB em UCs) para realizar estudo(s) voltado(s) à contratação da energia elétrica e para analisar a atratividade financeira da migração da UC para o mercado livre de energia.

## REFERÊNCIAS

ABNT. Associação Brasileira de Normas e Técnicas. **NBR 14522:2004**. Rio de Janeiro. 2004.

ABSOLAR. **Panorama da energia solar fotovoltaica no Brasil e no mundo**. Disponível em: <<https://www.absolar.org.br/mercado/infografico/>>. Acesso em: 08 mai. 2023.

AL-ALI, A. R., I. ZUALKERNAN, M. RASHID, R. GUPTA, M. ALIKARAR. "**A Smart Home Energy Management System Using IoT and Big Data Analytics Approach**." IEEE Transactions on Consumer ElectronicS 63, no. 4 (2017): 426-436.

ANDREOLI, A. L. **Controlador de demanda e de fator de potência de baixo custo para unidades consumidoras de energia elétrica** 2005. 218 f. Dissertação (Mestrado) - Curso de Engenharia Industrial, Mestre em Engenharia Industrial, Universidade Estadual Paulista, Bauru, 2005. Disponível em: <[https://bdtd.ibict.br/vufind/Record/UNSP\\_9feeb7edd7e6599d834e58c6e9d7f2bc](https://bdtd.ibict.br/vufind/Record/UNSP_9feeb7edd7e6599d834e58c6e9d7f2bc)>. Acesso em: 15 jun. 2023.

ANEEL. **Resolução Normativa nº 1000 de 7 de dezembro de 2021**. [s.l: s.n.].

ANEEL. **Resolução Normativa nº 414 de 9 de setembro de 2010**. [s.l: s.n.].

ANEEL. **Resolução Normativa nº 482 de 17 de abril de 2012**. [s.l: s.n.].

ANEEL. **Resolução Normativa nº 687 de 24 de novembro de 2015**. [s.l: s.n.].

ANEEL. **Resolução Normativa nº 1059 de 7 de fevereiro de 2023**. [s.l: s.n.].

ANEEL. **Agência Nacional de Energia Elétrica**. Disponível em: <<https://www.gov.br/aneel/pt-br/aceso-a-informacao/institucional/a-aneel>>. Acesso em: 28 jun. 2022.

ANEEL. **Tarifas e Informações Econômico-Financeiras**. Disponível em: <<https://www.gov.br/aneel/pt-br/centrais-de-conteudos/relatorios-e-indicadores/tarifas-e-informacoes-economico-financeiras>>. Acesso em: 5 jul. 2022a.

ANEEL. **Modalidades Tarifárias**. Disponível em: <<https://www.gov.br/aneel/ptbr/assuntos/tarifas/entenda-a-tarifa/modalidades-tarifarias>>. Acesso em: 15 nov. 2022b

ANTONIOLLI, A. F.; NASPOLINI, H. F.; ABREU, J. F.; RÜTHER, Ricardo. **Development of technical and statistical algorithm using Business Intelligence tools for energy yield assessment of large rooftop photovoltaic system ensembles**. Sustainable Energy Technologies And Assessments, [S.L.], v. 49, p. 101686, fev. 2022. Elsevier BV. <http://dx.doi.org/10.1016/j.seta.2021.101686>.

BARROS, B. F.; BORELLI, R.; GEDRA, R. L. **Gerenciamento de Energia: Ações Administrativas e Técnicas de Uso Adequado da Energia Elétrica**. 4ªEd. São Paulo: Érica, 2020.

BRASIL, 1988. **Constituição da República Federativa do Brasil**. Brasília, DF: Senado Federal: Centro Gráfico, 1988. 292 p.

BRASIL. **Lei nº 14.300, de 6 de janeiro de 2022**. 2022. Disponível em: <[http://www.planalto.gov.br/ccivil\\_03/\\_ato2019-2022/2022/lei/L14300.htm](http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2019-2022/2022/lei/L14300.htm) >. Acesso em: 19 de julho de 2023.

BRASIL, 2002. **Lei nº 10.637, de 30 de dezembro de 2002**. Disponível em: [http://www.planalto.gov.br/ccivil\\_03/leis/2002/L10637.htm](http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/leis/2002/L10637.htm).

BRASIL, 2003. **Lei nº 10.883, de 29 de dezembro de 2003**. Disponível em: [http://www.planalto.gov.br/ccivil\\_03/leis/2003/L10.833.htm](http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/leis/2003/L10.833.htm).

BRASIL, 2004. **Lei nº 10.865, de 30 de abril de 2004**. Disponível em: [http://www.planalto.gov.br/ccivil\\_03/\\_ato20042006/2004/lei/l10.865.htm](http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato20042006/2004/lei/l10.865.htm).

BRASIL, 2006. Supremo Tribunal Federal, **ADI SRF nº10/2006**. Disponível em:<<http://normas.receita.fazenda.gov.br/sijut2consulta/link.action?visao=anotado&idAto=5632#:~:text=ADI%20SRF%20n%C2%BA%2010%2F2006&text=Disp%C3%B5e%20sobre%20o%20percentual%20a>>. Acesso em: 30 jan. 2024.

BRASIL, 2019. **PL 5829/2019**. Disponível em: <<https://www.camara.leg.br/proposicoesWeb/fichadetramitacao?idProposicao=2228151>>. Acesso em: 18 jun. de 2023

CAMPOS, R. A., L. R. NASCIMENTO, R. RÜTHER. 2020. “**The Complementary Nature between Wind and Photovoltaic Generation in Brazil and the Role of Energy Storage in Utility-Scale Hybrid Power Plants**.” *Energy Conversion and Management* 221 (October). Elsevier. doi:10.1016/j.enconman.2020.113160.

CELESC. **Padrão de Entrada: N-321.0002 - Fornecimento de Energia Elétrica em Tensão Primária de Distribuição até 25 kV**. [S. I.], 2023. Disponível em: <https://www.celesc.com.br/padrao-de-entrada>. Acesso em: 16 ago. 2023.

CERQUEIRA, G. A.; PINTO, H.S.; FARIA, I.D.; BAPTISTA, J.C.R.; KASSMAYER, K.; SOUZA, L.B.G.; KOHLER, M.A.; ADDUBD, O.A.; PINTO, V.C. **A Crise Hídrica e suas Consequências**. Brasília: Núcleo de Estudos e Pesquisas/CONLEG/Senado, abril/2015 (Boletim do Legislativo nº 27, de 2015). Disponível em: [www.senado.leg.br/estudos](http://www.senado.leg.br/estudos). Acesso em: 18 de junho de 2023.

COMODI, G.; GIANTOMASSI, A.; SEVERINI, M.; SQUARTINI, S.; FERRACUTI, F.; FONTI, A. CESARINI, D. N.; MORODO, M.; POLONARA, F.. **Multi-apartment residential microgrid with electrical and thermal storage devices: experimental analysis and simulation of energy management strategies**. *Applied Energy*,

[S.L.], v. 137, p. 854-866, jan. 2015. Elsevier BV. <http://dx.doi.org/10.1016/j.apenergy.2014.07.068>.

DE LIMA, F.M., WAY2 (Org.). **Como aplicar a telemetria de energia em empresas e indústrias**. Disponível em: <<https://www.way2.com.br/blog/telemetria-de-energia/>>. Acesso em: 22 jun. 2023.

DPAE-UFSC. Departamento de Projetos de Arquitetura e Engenharia – Universidade Federal de Santa Catarina. **Monitoramento de Energia Elétrica**. Disponível em: <<https://dpae.ufsc.br/monitoramento-energia/>>. Acesso em: 7 fev. 2024.

DUFO-LÓPEZ, R., J. L. B. AGUSTÍN. 2015. “**Techno-Economic Analysis of Grid-Connected Battery Storage**.” *Energy Conversion and Management* 91: 394–404. doi:10.1016/j.enconman.2014.12.038.

EIA. **Energy storage technology mix, 2015-2020**. [s.l.: s.n.].

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. **Plano Decenal de Expansão de Energia 2027/Ministério de Minas e Energia**. Brasília: [s.n.]. EPE. Nota Técnica DEA 01/15. Estimativa da Capacidade Instalada de Geração Distribuída no SIN: Aplicações no Horário de Ponta. Rio de Janeiro: [s.n.].

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. NT **Sistemas de Armazenamento em Baterias - Aplicações e Questões Relevantes para o Planejamento**. Disponível em: <<https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/nt-sistemas-de-armazenamento-em-baterias-aplicacoes-e-questoes-relevantes-para-o-planejamento>>. Acesso em: 21 jan. 2024.

FOTOVOLTAICA UFSC. Disponível em: <<https://fotovoltaica.ufsc.br/sistemas/fotov/>>. Acesso em: 21 jan. 2024.

GENYX, BARBARA RUBIM. **Principais pontos do Marco Legal da GD**. Disponível em: <<https://genyx.com.br/principais-pontos-do-marco-legal-da-gd/>>. Acesso em: 1 fev. 2024.

GREENER. SUMMIT. **Análise do Marco Legal da Geração Distribuída**. 2023. Disponível: [www.greener.com.br/analisemarcolegaldageracaodistribuida](http://www.greener.com.br/analisemarcolegaldageracaodistribuida) Acesso em: 24/05/2023.

LANDYSGYR (Org.), **E750**, 2023. Disponível em: <<https://www.landisgyr.com.br/product/e750/>>. Acesso em: 08 julho. 2023.

LAWDER, M.T., SUTHAR, B., NORTHROP, P.W.C., DE, S., HOFF, C.M., LEITERMANN, O., CROW, M.L., SANTHANAGOPALAN, S., SUBRAMANIAN, V.R **Battery Energy Storage System (BESS) and Battery Management System (BMS) for Grid-Scale Applications**. *Proceedings of the IEEE*, v. 102, n. 6, p. 1014–1030, jun. 2014.

LEVENE, M.; LOIZOU, G. **Why is the snowflake schema a good data warehouse design?** *Information Systems*, v. 28, n. 3, p. 225–240, maio 2003.

LUTHANDER, R. J. WIDÉN, D. NILSSON, J. PALM,. **Photovoltaic self-consumption in buildings: A review**. Applied Energy, v. 142, p. 80–94, mar. 2015.

M2M Telemetria **RMT 5.0**. Disponível em: <<http://www.m2mtelemetria.com.br/pt-br/remota3g-en.html>>. Acesso em: 16 de julho de 2023.

MARTINS, F. R.; PEREIRA, E. B.; SILVA, S. A. B.; ABREU, S. L.; COLLE, S. **Solar energy scenarios in Brazil, Part one: Resource assessment**. Energy Policy. Issue 8, v.36, p.2853-2864, 2008

MICROSOFT. **Recursos de usuários finais e usuários de negócios e consumidores do Power BI no serviço do Power BI - Power BI**. Disponível em: <<https://learn.microsoft.com/pt-br/power-bi/consumer/end-user-reading-view>>. Acesso em: 21 out 2023.

MICROSOFT.. **Definir alertas de dados no serviço do Power BI - Power BI**. Disponível em:<<https://learn.microsoft.com/pt-br/power-bi/create-reports/service-set-data-alerts>>. Acesso em: 6 ago. 2023.

MME, Ministério de Minas e Energia; EPE, Empresa de Pesquisa Energética. **Plano Decenal de Expansão de Energia 2030**. Brasília: 2021. Disponível em: [https://www.epe.gov.br/sites/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao490/PDE%202030\\_RevisaoPosCP\\_rv2.pdf](https://www.epe.gov.br/sites/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao490/PDE%202030_RevisaoPosCP_rv2.pdf). Acesso em: 29 de jan. 2024.

MORELLO, R., C. De Capua, G. Fulco, and S. C. Mukhopadhyay., **A Smart Power Meter to Monitor Energy Flow in Smart Grids: The Role of Advanced Sensing and IoT in the Electric Grid of the Future**, IEEE Sensors Journal 2017 pp 7828–7837.

NASCIMENTO, A. D. J., R. RÜTHER. 2020. **“Evaluating Distributed Photovoltaic (PV) Generation to Foster the Adoption of Energy Storage Systems (ESS) in Time-of-Use Frameworks.”** Solar Energy 208 (January): 917–929. doi:10.1016/j.solener.2020.08.045.

PADOIN, L. **ANÁLISE TÉCNICA E ECONÔMICA DE UM SISTEMA DE TELEMETRIA POR UMA DISTRIBUIDORA DE ENERGIA PARA CONSUMIDORES DE MÉDIA TENSÃO**. Satc.edu.br, 2018.

PEREIRA, E. B.; MARTINS, F. R.; GONÇALVES, A. R.; COSTA, R. S.; LIMA, F. J. L. D.; RÜTHER, R.; ABREU, S. L. D.; TIEPOLO, G. M.; PEREIRA, S. V.; SOUZA, J. G.; **Atlas Brasileiro de Energia Solar – 2ª Edição**. INPE. São José dos Campos, São Paulo – Brasil. 2017.

PINTO, G. X. A.; BOING NETO, J.; CUSTODIO, I. P.; NASPOLINI, H. F.; RÜTHER, Ricardo. **Impactos da geração solar fotovoltaica nas despesas com energia elétrica em campus universitário**. In: VII Congresso Brasileiro de Energia Solar – CBENS 2018, 2018, Gramado-RS. Anais do VII Congresso Brasileiro de Energia Solar. Porto Alegre-RS: ABENS, 2018. v. 1. p. 1-10.



RADENKOVIĆ, M.; LUKIĆ, J.; DESPOTOVIĆ-ZRAKIĆ, M.; LABUS, A.; BOGDANOVIĆ, Z. **Harnessing business intelligence in smart grids: a case of the electricity market**. *Computers In Industry*, [S.L.], v. 96, p. 40-53, abr. 2018. Elsevier BV.

ROSA, Luiz Henrique Leite. **Sistema de apoio à gestão de utilidades e energia: aplicação de conceitos de sistemas de informação e de apoio à tomada de decisão**. 2007. Dissertação (Mestrado) – Universidade de São Paulo, São Paulo, 2007. Disponível em: <http://www.teses.usp.br/teses/disponiveis/3/3143/tde-03082007-165825/>. Acesso em: 2 jan. 2023.

SCOLARI, B. S.; DO NASCIMENTO, D. E.; DE SOUZA, M.; STRAUHS, F. Do R. **COVID-19 pandemic impact on micro and mini photovoltaic distributed generation in Brazil: selection and analysis of representative indicator**. *Brazilian Journal of Environmental Sciences (RBCIAMB)*, Rio de Janeiro, v. 57, n. 3, p. 397–408, 2022. DOI: 10.5327/Z2176-94781330.

SILVA, R. D. DE S. E. **Utilização de sistemas de armazenamento de energia em baterias no setor elétrico e as perspectivas para o Brasil**. <http://www.ipea.gov.br>, Acesso em: 14 dez. 2023.

SILVA, R. D. DE S. E. **Novas tecnologias e infraestrutura do setor elétrico brasileiro – armazenamento de energia em baterias**. <http://www.ipea.gov.br>, Acesso em: 14 dez. 2023

TAVEIRA, I. M.; LEO, R. P. S.; NETO, T. N. C. **A influência da geração fotovoltaica no fator de potência de unidades prosumidoras: uma avaliação técnica e financeira**. Congresso Brasileiro de Energia Solar - CBENS, 2020.

WATSON, H. J.; WIXOM, B. H. **The Current State of Business Intelligence**. *Computer*, v. 40, n. 9, p. 96–99, set. 2007.

WEG. (Org.) **Multimedidor de Grandezas Elétricas MMW02**. 2023. Disponível em: [https://www.weg.net/catalog/weg/BR/pt/Automa%C3%A7%C3%A3o-e-Controle-Industrial/Controls/Produtos-Descontinuados/Multimedidor-de-Grandezas-EI%C3%A9tricas-MMW02/Multimedidor-de-Grandezas-EI%C3%A9tricas-MMW02/p/MKT\\_WDC\\_BRAZIL\\_PRODUCT\\_METERS\\_MMW02](https://www.weg.net/catalog/weg/BR/pt/Automa%C3%A7%C3%A3o-e-Controle-Industrial/Controls/Produtos-Descontinuados/Multimedidor-de-Grandezas-EI%C3%A9tricas-MMW02/Multimedidor-de-Grandezas-EI%C3%A9tricas-MMW02/p/MKT_WDC_BRAZIL_PRODUCT_METERS_MMW02).

WEG. (Org.) **Manual para Correção do Fator de Potência**. 2009. Disponível em: [http://www4.feb.unesp.br/dee/docentes/cagnon/instala\\_2/manual\\_fator\\_potencia.pdf](http://www4.feb.unesp.br/dee/docentes/cagnon/instala_2/manual_fator_potencia.pdf) Acesso em: 08 abr. 2023

YUNUSOV, T., D. FRAME, W. HOLDERBAUM, B. POTTER. 2016. **“The Impact of Location and Type on the Performance of Low-Voltage Network Connected Battery Energy Storage Systems.”** *Applied Energy* 165 (March): 202–213. doi:10.1016/j.apenergy.2015.12.045.