

**UNIVERSIDADE DO VALE DO RIO DOS SINOS - UNISINOS  
UNIDADE ACADÊMICA DE PESQUISA E PÓS-GRADUAÇÃO  
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA  
NÍVEL MESTRADO PROFISSIONAL**

**DEIVIS MARQUES DE SOUZA**

**METODOLOGIA PARA DETERMINAÇÃO DA CAPACIDADE DE HOSPEDAGEM  
DE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS PARA CONSUMIDORES LIVRES**

**São Leopoldo  
2025**

DEIVIS MARQUES DE SOUZA

**METODOLOGIA PARA DETERMINAÇÃO DA CAPACIDADE DE HOSPEDAGEM  
DE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS PARA CONSUMIDOR LIVRE**

Dissertação apresentada como requisito parcial para obtenção do título de Mestre em Engenharia Elétrica, pelo Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica da Universidade do Vale do Rio dos Sinos (UNISINOS).

Orientador: Prof. Dr. Paulo Ricardo da Silva Pereira

São Leopoldo  
2025

S729m	<p>Souza, Deivis Marques de.</p> <p>Metodologia para determinação da capacidade de hospedagem de sistemas fotovoltaicos para consumidores livres / por Deivis Marques de Souza. – 2025.</p> <p>103 f. : il. ; 30 cm.</p>
	<p>Dissertação (mestrado) — Universidade do Vale do Rio dos Sinos, Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, São Leopoldo, RS, 2025.</p> <p>“Orientador: Dr. Paulo Ricardo da Silva Pereira”.</p> <p>1. Capacidade de hospedagem. 2. Sistemas fotovoltaicos. 3. Consumidor livre. 4. Metodologia. 5. Visual basic for application (VBA). 6. OpenDSS. 7. Energia elétrica. Título.</p> <p>CDU: 621.383.51</p>

Catalogação na Publicação (CIP):  
Bibliotecário Alessandro Dietrich - CRB 10/2338

**DEIVIS MARQUES DE SOUZA**

**METODOLOGIA PARA DETERMINAÇÃO DA CAPACIDADE DE HOSPEDAGEM  
DE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS PARA CONSUMIDOR LIVRE**

Dissertação apresentada como requisito parcial para obtenção do título de Mestre em Engenharia Elétrica, pelo Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica da Universidade do Vale do Rio dos Sinos (UNISINOS).

**BANCA EXAMINADORA**

---

Prof. Dr. Enoque Dutra Garcia - UNIPAMPA

---

Prof. Dr. Lucio Rene Prade – UNISINOS

---

Prof. Dr. Ederson Paulo Vogel – UNISINOS

A Deus.

As minhas amadas filha e esposa.

Aos meus pais (*in memoriam*).

Aos meus irmãos.

## **AGRADECIMENTOS**

Primeiramente, a Deus que sempre me deu forças, fé e esperança para superar as dificuldades e vencer as barreiras da vida para atingir meus objetivos.

A minha esposa Rute pela compreensão, paciência e apoio durante todo o período em que estive comprometido com este trabalho. A minha filha Júlia Laís, a quem procuro dar o melhor de mim e que em muitos momentos me deu forças para seguir em frente com o trabalho.

Ao professor Dr. Paulo Ricardo da Silva Pereira por toda ajuda, apoio e orientação prestados ao longo da elaboração desta dissertação.

*“Procure ser uma pessoa de valor, em vez de procurar ser uma pessoa de sucesso.  
O sucesso é consequência.”  
(Albert Einstein).*

## RESUMO

A adição de Sistemas Fotovoltaicos (SFV) às redes internas de consumidores inseridos no Ambiente de Contratação Livre (ACV), denominados de consumidores livres, traz consigo um conjunto de desafios relacionados ao planejamento e a integração de tais sistemas. Entre esses desafios, o presente trabalho traz como objetivo propor uma metodologia capaz de determinar a Capacidade de Hospedagem (CH) de SFV para consumidores livres do tipo autoprodutor, sem injetar o excedente de energia produzida à rede da distribuidora, sem exceder limites de parâmetros técnicos pré-definidos do tipo sobretensão (V), sobrecorrente (I) e fluxo de potência reverso (FPR); e obtendo resultados com baixos tempos de processamento de dados, mediante o uso das ferramentas *Visual Basic for Application* (VBA) e OpenDSS. Atualmente, são existentes inúmeros trabalhos contendo métodos de análise de CH de SFV voltados para redes de distribuição, e não para redes particulares de consumidores livres; e existe uma forte tendência de aumento do número de consumidores migrando do mercado cativo para o livre, em função do custo da energia elétrica ser menor e das recentes mudanças ocorridas na legislação do setor. O método apresentado propõe quatro etapas, contemplando planejamento das atividades, levantamento de campo, modelagem da rede existente e determinação da CH; sendo que para essas últimas duas foi desenvolvida uma ferramenta em VBA, denominada de Interface CHSFV, que utiliza o OpenDSS como ferramenta para cálculo de fluxo de potência. Tal ferramenta otimiza o tempo de modelagem da rede, automatiza a CH e dispensa a necessidade de conhecimento aprofundado por parte do usuário da sintaxe de programação do OpenDSS. A metodologia foi aplicada através de um estudo de caso, com base em um modelo de circuito teórico e contemplando quatro cenários, que simularam a inserção de SFV em diferentes barras do circuito, incluindo a possibilidade do uso de um sistema de armazenamento de energia. Os resultados indicaram que a metodologia se mostrou eficaz, apresentando valores de CH adequados ao tipo de parâmetro técnico responsável pela limitação de cada cenário; sendo possível constatar também que o parâmetro V não tem aplicabilidade para o método proposto, visto não ter atuado em nenhum dos cenários.

**Palavras-chave:** Capacidade de Hospedagem. Sistemas Fotovoltaicos. Consumidor Livre. Metodologia. *Visual Basic for Application* (VBA). OpenDSS.

## ABSTRACT

The addition of Photovoltaic Systems (PS) to the internal networks of consumers inserted in the Free Contracting Environment (FCE), called free consumers, brings with it a set of challenges related to the planning and integration of such systems. Among these challenges, the present work aims to propose a methodology capable of determining the Hosting Capacity (HC) of PS for free consumers of the self-producer type, without injecting surplus energy produced into the distributor's network, without exceeding limits of predefined technical parameters such as overvoltage (V), overcurrent (I) and reverse power flow (RPF), and obtaining results with low data processing times, through the use of Visual Basic for Application (VBA) and OpenDSS tools. Currently, there are numerous works containing PS of HC analysis methods aimed at distribution networks, and not for private networks of free consumers; and there is a strong trend of increasing the number of consumers migrating from the captive to the free market, due to the lower cost of electricity and the recent changes in the legislation of the sector. The presented method proposes four steps, including activity planning, field survey, modeling of the existing network and determination of the HC; for the latter two, a tool was developed in VBA, called CHSFV Interface, which uses OpenDSS as a tool for calculating power flow. This tool optimizes network modeling time, automates the HC and eliminates the need for in-depth knowledge of the OpenDSS programming syntax by the user. The methodology was applied through a case study, based on a theoretical circuit model and contemplating four scenarios, which simulated the insertion of PS in different buses of the circuit, including the possibility of using an energy storage system. The results indicated that the methodology proved to be effective, presenting HC values appropriate to the type of technical parameter responsible for the limitation of each scenario; it was also possible to verify that the parameter V is not applicable to the proposed method, since it did not act in any of the scenarios.

**Key-words:** Hosting Capacity. Photovoltaic Systems. Free Consumer. Methodology. Visual Basic for Application (VBA). OpenDSS.

## LISTA DE FIGURAS

Figura 1 – Recursos Energéticos Distribuídos .....	22
Figura 2 – Célula, módulo e arranjo FV.....	26
Figura 3 – Escopo de serviços para aplicação de um SA .....	27
Figura 4 – Sistema híbrido com fonte de energia reserva.....	29
Figura 5 – SFV conectado à rede.....	30
Figura 6 – Cronograma de redução dos requisitos para participação no ACL .....	40
Figura 7 – Fluxograma de metodologia proposta .....	49
Figura 8 – Subprocesso de cálculo da CH .....	52
Figura 9 - Aba de Cadastro .....	56
Figura 10 – Subaba Sistema Fotovoltaico (SFV) – SFV Pré-cadastrado .....	57
Figura 11 – Rede teórica de um consumidor livre .....	60
Figura 12 – Subaba Equivalente Thévenin .....	60
Figura 13 – Aba Capacidade de Hospedagem (CH) - Cálculo do fluxo de potência .	62
Figura 14 – Aba Resultados – Circuito Modelo .....	62
Figura 15 – Rede com SFV na barra 4.....	64
Figura 16 – Cadastro do SFV novo na barra 4.....	65
Figura 17 – Resultado da CH para SFV novo na barra 4 .....	65
Figura 18 – Rede com SFV na barra 7.....	67
Figura 19 – Cadastro do SFV novo na barra 7 .....	68
Figura 20 – Resultado da CH para SFV novo na barra 7 .....	68
Figura 21 – Carregamento dos condutores do Trecho-6_7 .....	69
Figura 22 – Rede com SFV na barra 4 e SFV existente na barra 5 .....	71
Figura 23 – Cadastro do SFV existente de 200 kW na barra 5 .....	71
Figura 24 – Resultado da CH para SFV novo na barra 4 e SFV existente na barra 5 .....	72
Figura 25 – Rede com SFV na barra 4 e SA na barra 6.....	74
Figura 26 – Cadastro do SA de 200 kW na barra 6.....	75
Figura 27 – Resultado da CH para SFV novo na barra 4 e SA na barra 6 .....	75

## LISTA DE GRÁFICOS

Gráfico 1 – Adições líquidas da capacidade de geração de fontes renováveis .....	25
Gráfico 2 – Capacidade cumulativa de energia por tecnologia, 2010-2027 .....	31
Gráfico 3 – Potência ativa total medida no ponto de conexão de um SFV à rede de distribuição .....	34
Gráfico 4 – Número de agentes da CCEE agrupados por classe .....	39
Gráfico 5 – Novas unidades consumidoras no mercado livre.....	41
Gráfico 6 – Curvas de carga típicas industrial e comercial.....	61
Gráfico 7 – Curva de carga no ponto de conexão sem SFV .....	63
Gráfico 8 – Perfil de tensão da rede da UC sem SFV .....	63
Gráfico 9 – Curva de carga no ponto de conexão com SFV de 3400 kW na Barra 4	66
Gráfico 10 – Potência na saída dos módulos (a) e do inversor (b) do SFV de 3400 kW na barra 4 .....	67
Gráfico 11 – Curva de carga no ponto de conexão com SFV de 3000 kW na Barra 7 .....	69
Gráfico 12 – Potência na saída dos módulos (a) e do inversor (b) do SFV de 3000 kW na barra 7 .....	70
Gráfico 13 – Curva de geração em pu (a) e de potência por fase em kW (b) do SFV existente de 200 kW na barra 5.....	72
Gráfico 14 – Curva de carga no ponto de conexão com SFV de 3100 kW na barra 4 e SFV existente de 200 kW na barra 5.....	73
Gráfico 15 – Potência na saída dos módulos (a) e do inversor (b) do SFV de 3100 kW na barra 4 e com SFV existente de 200 kW na barra 5 .....	73
Gráfico 16 – Curva de carga/descarga por fase (P1, P2 e P3) do SA de 200 kW na barra 6 .....	76
Gráfico 17 – Curva de carga no ponto de conexão com SFV de 3400 kW na barra 4 e SA de 200 kW na barra 6 .....	76
Gráfico 18 – Potência na saída dos módulos (a) e do inversor (b) do SFV de 3600 kW na barra 4 e SA de 200 kW na barra 6 .....	77
Gráfico 19 – Perfis de tensão dos cenários .....	81
Gráfico 20 - Curvas de carga sem SFV e dos cenários .....	83

## **LISTA DE QUADROS**

Quadro 1 – Principais objetivos e resultados de um estudo de fluxo de potência.....	32
Quadro 2 – Proteções mínimas em função da potência instalada .....	43
Quadro 3 – Trabalhos relacionados .....	44

## **LISTA DE TABELAS**

Tabela 1 – Capacidade instalada de fontes renováveis no Brasil (GW).....	17
Tabela 2 – Estados com maior número de migrações de UCs para o ACL .....	41
Tabela 3 – Características dos condutores .....	54
Tabela 4 – Dados do sistema elétrico no ponto de conexão .....	59
Tabela 5 – Tempos de simulação dos cenários .....	79
Tabela 6 – CH e parâmetro técnico limitador dos cenários .....	80
Tabela 7 – Eficiência do inversor de cada cenário .....	80
Tabela 8 – Carregamento de condutores dos cenários.....	82

## LISTA DE SIGLAS

ABNT	Associação Brasileira de Normas Técnicas
ACL	Ambiente de Contratação Livre
ACR	Ambiente de Contratação Regulada
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
BEN	Balanço Energético Nacional
BT	Baixa Tensão
CA	Corrente Alternada
CAPES	Coordenação de Aperfeiçoamento de Pessoal de Nível Superior
CC	Corrente Contínua
CCEE	Câmera de Comercialização de Energia Elétrica
CGCR	Central Geradora com Capacidade Reduzida
CH	Capacidade de Hospedagem
COM	<i>Component Object Model</i>
EE	Eficiência Energética
EPE	Empresa de Pesquisa Energética
EPRI	<i>Electric Power Research Institute</i>
FV	Fotovoltaico
FPR	Fluxo de Potência Reverso
FP	Fluxo de Potência
GD	Geração Distribuída
I	Carregamento de condutores
IEA	<i>International Energy Agency</i>
IEEE	<i>Institute of Electrical and Electronics Engineers</i>
MME	Ministério de Minas e Energia
MMGD	Micro e Minigeração Distribuída
MPPT	<i>Maximum Power Point Tracking</i>
MT	Média Tensão
MUG	Medidor/registrador Universal de Grandezas
OpenDSS	<i>Open Distribution System Simulator</i>
Pe	Potência de pico do sistema fotovoltaico existente
Pi	Potência a ser incrementada

PRODIST	Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional
RDBU	Repositório Digital da Biblioteca Unisinos
RED	Recursos Energéticos Distribuídos
REN	Resolução Normativa
REN21	<i>Renewable Energy Policy Network for the 21<sup>st</sup> Century</i>
SA	Sistema de Armazenamento
SCEE	Sistema de Compensação de Energia Elétrica
SEP	Sistema Elétrico de Potência
SFV	Sistemas Fotovoltaicos
UC	Unidade Consumidora
V	Sobretensão
VBA	<i>Visual Basic for Application</i>

## SUMÁRIO

<b>1 INTRODUÇÃO .....</b>	<b>16</b>
<b>1.2 Objetivos .....</b>	<b>18</b>
1.2.1 Objetivo geral .....	18
1.2.2 Objetivos específicos.....	18
<b>1.3 Justificativa e Delimitação do Tema .....</b>	<b>19</b>
<b>1.4 Estrutura da Dissertação .....</b>	<b>19</b>
<b>2 FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA .....</b>	<b>21</b>
<b>2.1 Recursos Energéticos Distribuídos.....</b>	<b>21</b>
<b>2.2 Geração Distribuída .....</b>	<b>23</b>
2.2.1 Micro e minigeração distribuída.....	24
2.2.2 Sistemas fotovoltaicos.....	25
<b>2.3 Fluxo de Potência.....</b>	<b>32</b>
<b>2.4 Capacidade de Hospedagem.....</b>	<b>35</b>
2.4.1 VBA e OpenDSS .....	37
<b>2.5 Ambiente de Contratação Livre .....</b>	<b>38</b>
2.5.1 Consumidor livre .....	39
2.5.2 Autoprodutor.....	42
<b>2.6 Trabalhos Relacionados .....</b>	<b>44</b>
<b>3 METODOLOGIA .....</b>	<b>49</b>
<b>3.1 Parâmetros Técnicos .....</b>	<b>53</b>
<b>3.2 Medidas para evitar Fluxo de Potência Reverso .....</b>	<b>54</b>
<b>3.3 Interface CHSFV .....</b>	<b>55</b>
<b>4 ESTUDO DE CASO .....</b>	<b>59</b>
<b>4.1 Circuito Modelo Adotado.....</b>	<b>59</b>
<b>4.2 Cenário 1 – SFV Novo na Barra 4 .....</b>	<b>64</b>
<b>4.3 Cenário 2 – SFV Novo na Barra 7 .....</b>	<b>67</b>
<b>4.4 Cenário 3 – SFV Novo na Barra 4 e SFV Existente na Barra 5 .....</b>	<b>70</b>
<b>4.5 Cenário 4 – SFV Novo na Barra 4 e SA na Barra 6 .....</b>	<b>74</b>
<b>5 RESULTADOS.....</b>	<b>78</b>
<b>5.1 Metodologia Proposta.....</b>	<b>78</b>
<b>5.2 Utilização da Interface CHSFV .....</b>	<b>78</b>
<b>5.3 Análise dos Cenários .....</b>	<b>79</b>

<b>6 CONCLUSÃO .....</b>	<b>84</b>
<b>6.1 Trabalhos Futuros .....</b>	<b>85</b>
<b>REFERÊNCIAS.....</b>	<b>86</b>
<b>APÊNDICE A – SUBABA CADASTRO DE SFV .....</b>	<b>94</b>
<b>APÊNDICE B – SUBABA MODELOS DE SFV CADASTRADOS .....</b>	<b>95</b>
<b>APÊNDICE C – SUBABA CURVAS DE CARGA E VISUALIZAÇÃO DAS CURVAS TÍPICAS DE CARGA .....</b>	<b>96</b>
<b>APÊNDICE D – SUBABA LINHAS .....</b>	<b>97</b>
<b>APÊNDICE E – SUBABA TRANSFORMADORES.....</b>	<b>98</b>
<b>APÊNDICE F – SUBABA CARGAS .....</b>	<b>99</b>
<b>APÊNDICE G – SUBABA MONITORES.....</b>	<b>100</b>
<b>APÊNDICE H – CURVA DE POTÊNCIA DOS MÓDULOS FV EM FUNÇÃO DA TEMPERATURA DO SFV PRÉ-CADASTRADO.....</b>	<b>101</b>
<b>APÊNDICE I – CURVA DE EFICIÊNCIA DO INVERSOR DO SFV PRÉ-CADASTRADO.....</b>	<b>102</b>
<b>APÊNDICE J – CURVA DE IRRADIAÇÃO DO SFV PRÉ-CADASTRADO.....</b>	<b>103</b>

## 1 INTRODUÇÃO

O seguimento de energia elétrica mundial está passando por uma transição energética que envolve como principais pontos chaves a descarbonização, a descentralização e a digitalização. O primeiro ponto visa limitar os efeitos das emissões de carbono, objetivando reduzir o aumento da temperatura global; o segundo está associado a difusão da geração energética distribuída e o último ao avanço digital que vem ocorrendo no setor elétrico (COSTA JUNIOR, 2020). Nesse avanço está incluso o conceito de redes elétricas inteligentes (*Smart Grid*), que na área de distribuição de energia elétrica, aborda tecnologias relacionadas à medição inteligente (*Smart Metering*), geração distribuída (*Distributed Generation*), sistemas de armazenamento de energia por baterias (*Battery Energy Storage System*), veículos elétricos (*Electric Vehicles*) e microrredes (*Microgrid*) (AOKI; OTTO, 2020). Tais tecnologias são denominadas de Recursos Energéticos Distribuídos (RED) e permitem ao consumidor uma maior participação tanto na geração, quanto na gestão do consumo de sua própria energia (EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA (EPE), 2019a).

No contexto das energias renováveis, diversos países estão integrando com sucesso parcelas cada vez maiores de energia renovável variável em seus sistemas elétricos. Conforme *Renewable Energy Policy Network for the 21<sup>st</sup> Century* (REN21) (2018), as energias renováveis representaram cerca de 70 % das adições líquidas da capacidade global de energia, no ano de 2017; sendo que nesse mesmo período a capacidade adicionada de energia solar fotovoltaica foi maior do que as adições líquidas de carvão, gás e energia nuclear combinadas. Em relação ao cenário no Brasil, o Balanço Energético Nacional (BEN) apresenta um aumento de 8,3 % da capacidade instalada do parque gerador relacionado às fontes renováveis, entre 2021 e 2022, com destaque para o incremento proporcionado pelas fontes eólica (14,3 %) e solar (82,4 %), conforme Tabela 1 (EPE, 2023).

De forma associada a esse aumento do uso de fontes renováveis, a regulamentação da comercialização de energia elétrica tem passado por atualizações nos últimos anos. De acordo com o Decreto nº 5.163/2004, o comércio de energia elétrica pode ocorrer dentro de duas esferas: no Ambiente de Contratação Regulada (ACR) ou no Ambiente de Contratação Livre (ACL). Para a primeira esfera, a

modalidade que se destaca é a Micro e Minigeração Distribuída (MMGD), na qual, segundo a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) (2023), permite que consumidores possam gerar sua própria energia elétrica a partir de fontes renováveis ou cogeração qualificada, podendo fornecer o excedente para a rede de distribuição local e participar do Sistema de Compensação de Energia Elétrica (SCEE). E, para a segunda esfera, a autoprodução de energia é a modalidade que habilita os consumidores inseridos no ACL a ter geração própria para o autoconsumo e a comercializar o excedente de energia elétrica injetado na rede, mediante autorização da ANEEL; porém, sendo vetada a sua participação no SCEE (ANEEL, 2021a).

Tabela 1 – Capacidade instalada de fontes renováveis no Brasil (GW)

Fonte	2021	2022	$\Delta$ 2022/2021
Hidrelétrica	109.413	109.350	0,4 %
Térmica	43.982	44.866	3,2 %
Eólica	20.786	23.761	14,3 %
Solar	13.404	24.253	82,4%
Nuclear	1.990	1.990	0,0 %
Capacidade disponível	190.574	206.451	8,3%

Fonte: Adaptado de EPE (2023).

Com a adição de RED às redes de distribuição, as distribuidoras têm enfrentado um novo conjunto de desafios para planejar e integrar tais recursos. Entre esses desafios, destaca-se a necessidade de estudos de planejamento de capacidade de hospedagem (CH) para acomodar novos RED. A CH de um sistema de distribuição representa a quantidade de RED que o sistema pode comportar sem afetar negativamente a qualidade ou a confiabilidade da energia (ELECTRIC POWER RESEARCH INSTITUTE (EPRI), 2016).

Diante do exposto, para que a inserção de RED ocorra de forma satisfatória e sem gerar custos elevados de adequação na rede existente, seja ela de propriedade da distribuidora (em via pública) ou particular (rede interna do cliente), constata-se a necessidade de conhecer a CH de RED que a rede pode comportar. E, considerando que a demanda por RED tem crescido nos últimos anos e que esse cenário tende a permanecer, as ferramentas para análise dessa CH devem ser capazes de fornecer resultados rápidos e ao mesmo tempo confiáveis, de modo que possam dar conta do

elevado número de pedidos de novas conexões de RED à rede de distribuição, no caso das distribuidoras; ou de se conhecer qual o montante de Geração Distribuída (GD) que um consumidor inserido no ACL poder possuir, sem que haja penetração do excedente produzido na rede da distribuidora.

O trabalho terá como escopo avaliar a CH de Sistemas Fotovoltaicos (SFV) em redes elétricas de propriedades de consumidores que estão inseridos no ACL, denominados de consumidores livres, e que têm a intenção de gerar energia própria via tais sistemas, mas sem injetar o excedente de energia à rede da distribuidora. Diferentemente do que ocorre com os consumidores que possuem GD e que fazem parte do ACR, os consumidores do ACL não podem fornecer o excedente de energia produzida à rede distribuição visando participar do SCEE, e sim, apenas comercializar esse excedente, tornando-se então um autoprodutor; o que depende de estudo de viabilidade da implantação desse sistema e de autorização por parte da ANEEL, não sendo, portanto, um processo trivial.

## **1.2 Objetivos**

### **1.2.1 Objetivo geral**

Em face do exposto, o presente estudo visa propor metodologia capaz de determinar a CH de SFV em Unidades Consumidoras (UC) inseridas no ACL e classificadas como autoprodutor.

### **1.2.2 Objetivos específicos**

Dentro do propósito do objetivo geral, fazem parte os seguintes objetivos específicos:

- a) definir tipo e forma de levantamento dos dados necessários para aplicação da metodologia;
- b) determinar parâmetros técnicos e seus respectivos limites para serem usados como referência para limitar montante de energia a ser produzida;
- c) identificar opções de ações a serem tomadas para hipótese de haver inversão do fluxo de potência junto ao ponto de conexão;
- d) desenvolver interface para aplicação da metodologia;

- e) validar metodologia através de um estudo de caso.

### **1.3 Justificativa e Delimitação do Tema**

A metodologia desenvolvida traz uma abordagem diferente quando comparada aos demais trabalhos que têm por objetivo avaliar a CH de SFV, em função de ser voltada para o lado do consumidor (atrás do medidor), ao invés da distribuidora; embora faça uso de conceitos similares aos aplicados em redes de distribuição. E, devido à abrangência do assunto, delimitou-se o tema ao atual cenário brasileiro de UCs inseridas no ACL que desejam produzir energia elétrica para autoconsumo, enquadradas como autoprodutor, via SFV do tipo Central Geradora com Capacidade Reduzida (CGCR), sem que haja injeção do excedente de energia produzida à rede da distribuidora local e nem transgressão de limites de parâmetros técnicos pré-definidos.

### **1.4 Estrutura da Dissertação**

O trabalho foi segmentado em seis capítulos, incluindo esta introdução, que teve por finalidade contextualizar o tema objeto de estudo em relação à conjuntura atual da inserção de RED em redes elétricas de consumidores que adquirem energia junto ao ACL. O segundo capítulo visa apresentar a revisão bibliográfica realizada sobre os principais assuntos e conceitos relacionados aos objetivos descritos, abordando os seguintes tópicos: RED, GD, fluxo de potência, CH, ACL e outros trabalhos que possuem relação com a temática desta dissertação.

No terceiro capítulo é descrita a metodologia proposta, onde um fluxograma é apresentado como forma de ilustrar o passo a passo da implementação do método, seguido da explicação dos procedimentos a serem adotados para cada um desses passos. O emprego da metodologia é realizado no quarto capítulo, através de um estudo de caso teórico, no qual é aplicada uma ferramenta desenvolvida para modelar a rede e determinar a sua CH de SFV. E, no quinto capítulo, são apresentadas as análises dos resultados obtidos com a implementação da metodologia no estudo de caso mencionado, visando validar a proposta.

Por fim, o último capítulo traz as conclusões sobre o trabalho desenvolvido, expondo os principais pontos e conclusões abordados em cada capítulo e sugerindo

trabalhos futuros a serem concebidos, com base nos estudos realizados e apresentados nesta dissertação.

## 2 FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA

O presente capítulo apresenta os conceitos e as legislações que serviram de base para a realização deste trabalho, sendo eles apresentados de forma objetiva com o devido embasamento. As informações aqui abordadas foram usadas como referência para a concepção da metodologia, que será tratada no próximo capítulo.

### 2.1 Recursos Energéticos Distribuídos

Os RED podem ser conceituados como sendo um conjunto de tecnologias de geração e/ou armazenamento de energia elétrica, situados dentro da faixa de atendimento de uma determinada distribuidora de energia elétrica, normalmente próximo à UC, após a medição. Adicionalmente, essa definição tem sido ampliada com o propósito de contemplar ainda as áreas de eficiência energética (EE), resposta da demanda e gerenciamento pelo lado da demanda. O crescente incremento de RED aponta que a disseminação dessas tecnologias representa um elevado potencial disruptivo, capaz de modificar profundamente os Sistemas Elétricos de Potência (SEP), que atualmente são dominantemente operados com recursos de porte elevado e gerenciados de forma centralizada. Nesta conjuntura, a mudança de um modelo centralizado para um mais distribuído deve alterar os fluxos de potência, aumentando consideravelmente a complexidade dos sistemas elétricos (EPE, 2020).

Entre as tecnologias que podem ser incluídas no conceito de RED, destacam-se a GD, o armazenamento de energia, os veículos elétricos, a eficiência energética e a resposta da demanda; conforme ilustrada na Figura 1. Os Sistemas de Armazenamento (SA) de energia possuem múltiplas funções, podendo ser usados para aumentar o autoconsumo da GD, para a prestação de serviços anciares, para o fornecimento de potência sob demanda (elevando a capacidade do SEP e operando como reserva operativa do sistema), como serviço de *backup* em caso de blecaute e fornecimento de energia para veículos leves e pesados (motores elétricos) (EPE, 2020). Já os veículos elétricos têm-se mostrado como uma solução para a diminuição das emissões de carbono, bem como uma opção para quem busca meios de transportes mais adequados do ponto de vista ambiental (ANEEL, 2022a) e, no que diz respeito aos pontos de recargas desses automóveis, segundo a ANEEL (2021a), a instalação de estações de recarga deve ser comunicada previamente à distribuidora

quando houver a necessidade de conexão nova, aumento ou redução de carga ou alteração do nível de tensão.

Figura 1 – Recursos Energéticos Distribuídos



Autor: EPE (2020).

Quanto a EE, trata-se de um recurso efetivo para o atendimento à demanda de energia, cujas oportunidades de aproveitamento dos seus potenciais estão distribuídas por vários setores da economia (indústria, transportes, edificações), podendo chegar de 15 a 20 % do total de redução do consumo total de energia em 2050. Como principais desafios, tem-se a baixa disponibilidade de informação sobre o potencial e custos das oportunidades de EE, coordenação institucional e integração das diferentes iniciativas relacionadas à EE e a criação da cultura de EE na sociedade (EPE, 2020). E, com relação a resposta da demanda, essa diz respeito às ferramentas para gerenciar o consumo dos clientes em resposta às condições de oferta, como por exemplo, realizar a diminuição ou deslocamento do consumo de energia em momentos críticos por meio de pagamentos ou em resposta a preços de mercado (GELLINGS, 2009). Assim, comprehende-se que a resposta da demanda é um mecanismo que possibilita aos consumidores maior gerenciamento do uso da energia elétrica, respondendo às variações no preço e aos comandos do operador do sistema mediante pagamentos (EPE, 2019b).

No tocante aos aspectos regulatórios, segundo ANEEL (2022b), após análise das contribuições recebidas na Tomada de Subsídio nº 11/2021 sobre propostas de modelos regulatórios para inserção de RED, a agência constatou que o incremento desses recursos já é uma realidade no país, através da GD e da Lei nº 14.300/2022, que estabeleceu o marco legal da MMGD e do SCEE. Porém, salienta que na sequência virão os demais RED e que em função disso o SEP deve estar preparado para operar com segurança, confiabilidade e menor custo para os consumidores, sendo necessário que a regulação antevêa os impactos técnicos e econômicos para oferecer aos envolvidos os instrumentos necessários para viabilizar a evolução do sistema de distribuição de forma sustentável. Por fim, a ANEEL recomenda a edição de um plano estratégico visando adaptar a regulamentação vigente para recepcionar os RED, considerando os estudos e as contribuições recebidas na referida Tomada de Subsídios.

## **2.2 Geração Distribuída**

O desenvolvimento de estruturas de fornecimento de energia elétrica que hoje se dão através de estações centralizadas, se transformará em um sistema composto por fornecedores de energia centralizados e distribuídos. Nesse universo, a GD representa a aplicação de pequenos recursos modulares de geração de eletricidade por meio de distribuidoras, consumidores e/ou terceiros, de forma individual ou integrada e de modo a beneficiar os clientes, usuário final específico, sistema elétrico ou ambos (ADAJAH *et al.*, 2021). O conceito de GD também pode ser expresso como sendo a geração de energia elétrica a partir de sistemas dispersos, normalmente em pequena escala, próximos ao ponto de consumo (REN21, 2018).

De acordo com *United States Environmental Protection Agency* (EPA) (2023), a GD aborda uma diversidade de tecnologias que geram eletricidade no local ou próximo a ele; podendo ela atender a uma única estrutura, como uma residência ou uma empresa, por exemplo, ou pode fazer parte de uma microrede (uma rede de menor dimensão que também está ligada ao sistema maior de fornecimento de energia), como em uma grande instalação industrial, uma base militar ou então um grande campus universitário. Quando conectada às redes de distribuição de BT da distribuidora, a GD pode auxiliar no fornecimento de energia limpa e confiável para os demais consumidores e reduzir as perdas de eletricidade ao longo das linhas de

transmissão e distribuição. E, segundo EHSAN *et al* (2018 *apud* ADAJAH *et al.*, 2021), grande parte das tecnologias de GD são fontes renováveis, como geradores de biomassa, microgeradores hidrelétricos, energia solar fotovoltaica e turbinas eólicas. E, entre as não renováveis, tem-se as fontes de energia de combustíveis fósseis, como por exemplo, as pequenas turbinas a gás.

No Brasil, a GD ganhou força a partir da REN 482/2012, que instituiu a MMGD, cujo conceito e regulamentação atual são apresentados na sequência.

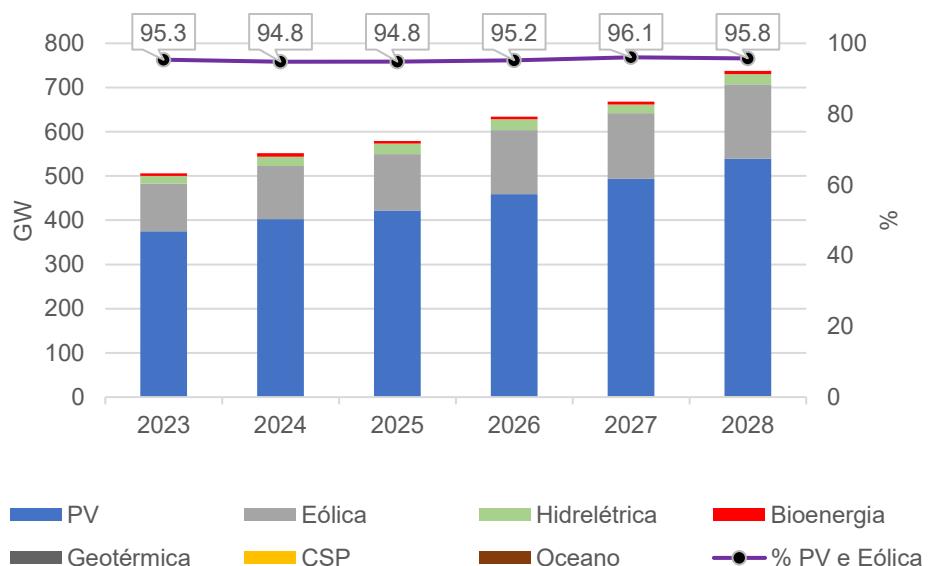
### 2.2.1 Micro e minigeração distribuída

A MMGD é uma modalidade de GD contendo centrais geradoras de energia elétrica que utilizam fontes renováveis ou cogeração qualificada, interligadas à rede da distribuidora por meio de UCs; sendo classificada como microgeração distribuída, quando a potência instalada em corrente alternada for menor ou igual a 75 kW, ou minigeração distribuída, quando tal potência for maior que 75 kW (ANEEL, 2021a). A nível mundial, segundo a *International Energy Agency* (IEA) (2023a), o aumento da utilização de energias renováveis tem sido impulsionado pela crise global de energia e pelo momento político, sendo que para este ano espera-se que as adições globais de capacidade de energia renovável aumentem em um terço, devido ao crescente impulso político, aos preços elevados dos combustíveis fósseis e as preocupações com segurança energética. Entre essas energias, destaca-se a capacidade solar fotovoltaica, incluindo sistemas distribuídos de pequena e grande escala, que responde a dois terços do aumento projetado na capacidade renovável global. O Gráfico 1 mostra as adições líquidas da capacidade de geração de eletricidade mediante o uso de fontes renováveis em 2023 e uma previsão para um horizonte de 5 anos, sendo possível constatar que as energias Fotovoltaica (FV) e eólica correspondem a quase 96 % dessas adições.

A regulamentação para a utilização de MMGD entrou em vigor no Brasil em 2012, através da Resolução Normativa (REN) nº 482/2012, que permitiu ao consumidor gerar sua própria energia elétrica, assim como fornecer o excedente à rede de distribuição local e participar do SCEE. As regras aplicáveis a MMGD foram atualizadas nos últimos anos, contemplando alterações nos limites de potência instalada e nas modalidades de participação no SCEE, entre outras, por meio das REN nº 687/2015 e nº 786/2017. E, visando atender a Lei nº 14.300/2022 (marco legal

da MMGD e do SCEE), a ANEEL publicou a REN nº 1.059/2023, que atualiza a regulamentação e consolida as disposições referentes à MMGD e ao SCEE junto à REN nº 1.000/2021, que trata das condições gerais de fornecimento de energia elétrica (ANEEL, 2023).

Gráfico 1 – Adições líquidas da capacidade de geração de fontes renováveis



Fonte: IEA (2023b)

Entre às centrais geradoras, destacam-se as que fazem uso de SFV, cuja utilização tem crescido consideravelmente nos últimos anos, conforme abordado no próximo subitem.

## 2.2.2 Sistemas fotovoltaicos

De acordo com a Associação Brasileira de Normas Técnicas (ABNT) (2023), um conjunto de equipamentos que fornecem energia elétrica através da conversão fotovoltaica da energia solar é denominado de SFV. Os componentes desse sistema podem variar conforme sua aplicação, podendo contemplar inversores, controladores de carga, dispositivos para controle, supervisão e proteção, armazenamento de energia elétrica, fios/cabos, fundação e estrutura de suporte. Podendo tais conjuntos serem classificados como:

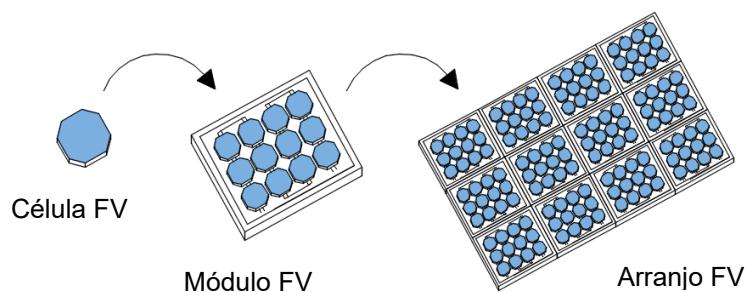
- a) SFV conectado à rede (on-grid): quando projetado para operar em paralelo com a rede elétrica da distribuidora, transferindo a energia gerada pelo

arranjo FV à rede através de uma unidade de condicionamento de potência, que é composta por um sistema do tipo *Maximum Power Point Tracking* (MPPT), que rastreia constantemente o ponto de maior potência do arranjo FV, um conversor CC/CA, uma interface com a rede elétrica e um sistema de controle para o desempenho eficiente do sistema (análogo ou digital) (HENZ, 2021);

- b) SFV isolado (off-grid): quando não possui nenhuma conexão à rede de energia elétrica da distribuidora. A principal vantagem é a sua flexibilidade de implementação em locais remotos, onde a conexão à rede da distribuidora é inviável ou apresenta custo elevado de execução. É formado por sistema MPPT, conversor CC/CC, sistema de controle para o desempenho eficiente do sistema (análogo ou digital) e banco de baterias;
- c) sistema híbrido: quando conjunto é formado pela associação de um SFV com outros tipos de geradores de energia elétrica (HENZ, 2021);
- d) SFV flutuante: quando montado em flutuadores sobre um lago, um reservatório artificial, uma área próxima à costa, entre outras;
- e) sistema agrovoltaico: quando compartilha uma mesma área para produção de energia elétrica, via SFV, e para produção agrícola e/ou criação de animais.

O termo “fotovoltaico”, segundo Hodge (2011), diz respeito a geração direta de eletricidade via radiação solar, tendo como elemento básico a célula FV, cujo princípio de funcionamento tem como pilares a teoria atômica e a teoria dos semicondutores. As células FV são montadas em módulos, que por sua vez são montados em arranjos, os quais são integrados aos demais componentes do SFV. A Figura 2 ilustra o esquema de montagem descrito.

Figura 2 – Célula, módulo e arranjo FV



Fonte: Adaptado de Hodge (2011)

São diversas as formas de emprego dos SFV, a seguir são apresentadas algumas delas, considerando uma hierarquia de complexidade crescente (HODGE, 2011):

- a) diretamente acoplado;
- b) SA em baterias;
- c) sistemas com fonte de energia reserva;
- d) sistemas de energia híbrida;
- e) sistemas conectados à rede elétrica.

Os quatro primeiros sistemas são normalmente sistemas do tipo *off-grid*. O modelo diretamente acoplado fornece potência em Corrente Contínua (CC) diretamente à carga, sendo aplicado usualmente em aplicações de baixa potência e onde não há disponibilidade de energia via distribuidora.

O modelo com SA de energia em baterias permite que a operação do sistema ocorra durante períodos noturnos e quando a irradiação solar for insuficiente para atender a demanda da UC. Ou ainda, de acordo com WEG (2023a), um SA de energia elétrica pode ser configurado para realizar inúmeras outras funções, que vão desde a redução da intermitência de fontes renováveis de geração até serviços relacionados a gestão de energia, nivelamento de carga, microredes, corte/deslocamento de pico e *backup* de energia; como ilustrado na Figura 3.

Figura 3 – Escopo de serviços para aplicação de um SA



Fonte: Adaptado de WEG, 2023a.

Segundo Henz (2021), modelos com SA necessitam de um controlador de carga para as baterias, visando evitar processos de sobrecarga e descarga elevada

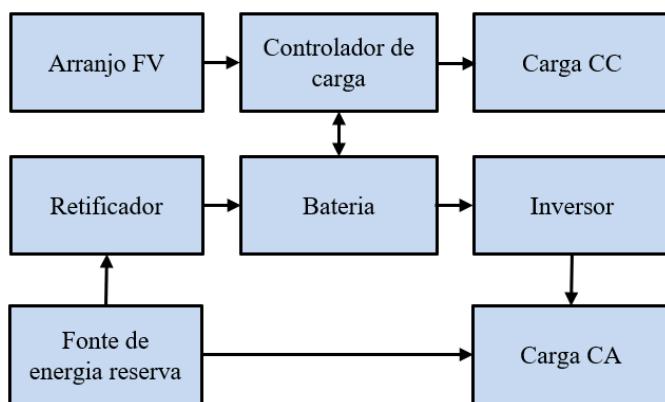
(*overdischarging*) das mesmas e, consequentemente, aumentar o tempo de vida útil do banco de baterias. Em relação aos tipos de baterias disponíveis atualmente no mercado, podem ser classificadas considerando os seguintes aspectos construtivos (WEG, 2025):

- a) bateria de chumbo-ácido: é um dos modelos mais utilizados e econômicos, porém, possui baixa vida útil quando comparada com as demais baterias. Os dois tipos mais comuns são as que fazem uso das tecnologias AGM e em gel. A AGM é do tipo selada e totalmente livre de manutenção e a em gel exige maiores cuidados relacionados a manutenção e operação, podendo vir a degradar rapidamente com o mau uso. Em sistemas solares é mais utilizada em sistemas *off-grid* de pequeno porte;
- b) bateria de íon de lítio: tem como princípio de funcionamento a utilização de íons de lítio para converter a energia em eletricidade, apresentando boa durabilidade e um custo que vem reduzindo nos últimos anos. Tecnicamente possui boa avaliação no que diz respeito à densidade de carga, segurança e performance; entretanto, apresenta baixa capacidade para suportar sobrecargas. Tem sido muita aplicada para sistemas solares de médio e grande porte;
- c) bateria de níquel: modelo que, embora apresente considerável segurança do ponto de vista químico, perdeu espaço para as baterias de lítio pela desvantagem relacionada a sua memória de massa, ou seja, pelo fato de se degradar rapidamente quando carregada e descarregada de maneira não adequada. Outro aspecto negativo é que essas baterias possuem componentes altamente tóxicos;
- d) bateria de fluxo: é uma tecnologia em desenvolvimento, cujo princípio de funcionamento é mais inovador, visto cargas elétricas ficarem dissolvidas em soluções líquidas, com uma membrana fazendo a separação. Não apresenta emissão de poluentes e apresenta boa tolerância a sobrecargas, apresentando-se como uma boa opção para sistemas solares de grande porte. No entanto, esse modelo demanda sensores, bombas e controle mais intensos quando comparadas aos modelos anteriores;
- e) bateria OPzS: é um modelo do tipo estacionária de chumbo-ácido com eletrólito líquido, com vida útil superior a 10 anos, alta confiabilidade e

capacidade de suportar ciclos de carga/descarga profundos. Requer um local de instalação adequado, pelo fato de liberar gás durante sua operação.

Os sistemas híbridos e com energia de reserva estão representados de forma esquemática na Figura 4, que contempla um sistema independente com SA de energia e dotado de uma fonte de energia reserva não conectada à rede da distribuidora (tipicamente um gerador acionado por um motor primário); sendo capaz de atender tanto potências em CC, quanto em Corrente Alternada (CA).

Figura 4 – Sistema híbrido com fonte de energia reserva



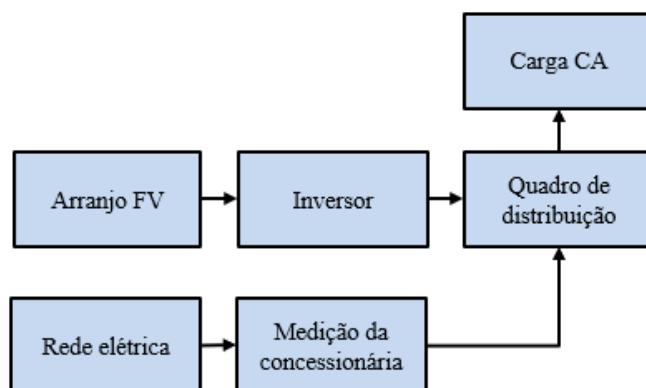
Fonte: Adaptado de HODGE, 2011.

Já os sistemas conectados à rede elétrica (*on-grid*) têm como premissa a condição de que a energia proveniente desses sistemas seja compatível com a tensão, frequência e fase da rede (HODGE, 2011). Como medida de segurança devido ao fato de operarem em paralelo com a rede da distribuidora, tais SFV são configurados para que sejam desligados quando ocorre uma interrupção de energia na rede, visando evitar a energização de uma rede que esteja em manutenção (LOPEZ, 2012), ou operando fora das especificações normais de tensão e/ou frequência (ABNT, 2013). Um esquema de SFV conectado à rede é ilustrado na Figura 5.

Cabe destacar a importância do componente inversor, presente nas Figuras 4 e 5, que além conter a função de converter a CC proveniente do arranjo FV em CA, também implementa funções de proteção que visam garantir as medidas de segurança citadas no parágrafo anterior. Para que esses equipamentos possam ser instalados em sistemas *on-grid* no Brasil, devem estar em conformidade com a Portaria nº 140/2022, quando sua potência for de até 75 kW; ou possuírem certificados

atestando que foram ensaiados e aprovados conforme as normas nacionais ABNT NBR 16149, ABNT NBR 16150, ABNT IEC 62116, ou as normas europeias IEC 61727-12 e IEC 62116 ou a norma americana IEEE 1547, quando sua potência for superior a 75 kW (CEEE Equatorial, 2024).

Figura 5 – SFV conectado à rede



Fonte: Adaptado de CEEE Equatorial, 2023.

Outro tipo de geração conectada à rede da distribuidora são os do tipo *Zero Grid*, que segundo CEEE Equatorial (2023, p. 14), trata-se de um “*Sistema de geração de energia que se conecta à rede da distribuidora por meio de inversores operando em paralelismo permanente sem a injeção de energia na rede de distribuição*”. Tais sistemas são uma opção para UCs que tenham sua solicitação de conexão negada pela distribuidora devido a inversão de fluxo de potência (CPFL, 2025), podendo também ser empregado para UCs do tipo autoprodutor que desejam gerar energia apenas para autoconsumo, sem injetar excedente na rede da distribuidora.

Pode-se destacar o inversor FV como sendo o principal elemento de um SFV. Tal equipamento é responsável por converter a CC do gerador FV em CA, podendo operar tanto de forma *on-grid*, quanto *off-grid*; e ainda, no caso de alguns modelos de inversores, podem ser usados para converter a CA da rede para CC visando o carregamento de SA de energia (ABNT, 2023).

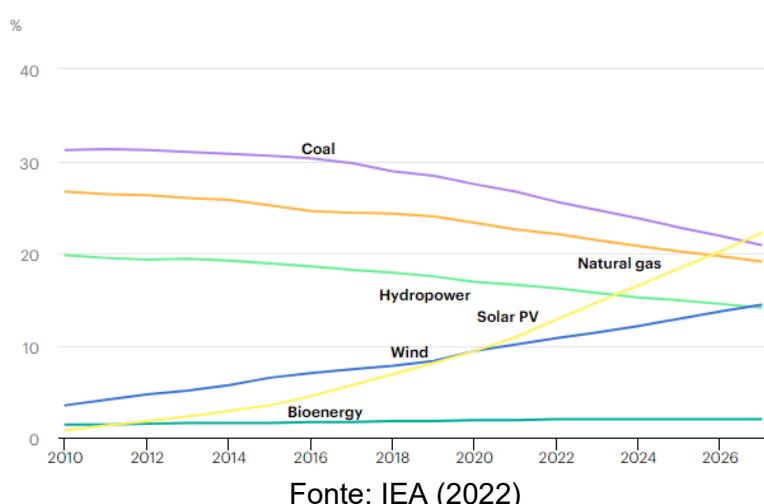
No que diz respeito ao dimensionamento dos inversores, devem ser especificados para uma potência igual ou superior à potência de pico do conjunto de módulos FV, ter tensão nominal de saída compatível com a de fornecimento da distribuidora e de modo que a tensão de circuito aberto dos *strings* (combinação de módulos FV ligados em série) não ultrapasse a tensão máxima permitida na entrada

do inversor, visando evitar uma sobretensão na entrada do equipamento e, consequentemente, causar dano irreparável ao mesmo (VILLALVA; GAZOLI; 2012).

Em aplicações de SFV de baixa potência, tem se tornado cada vez mais comum o uso de microinversores, que têm como diferença principal em relação aos inversores tradicionais a condição de poderem atender a um conjunto de até 4 módulos FV, enquanto os outros permitem conexões de um número maior de módulos (MICROINVERSOR, 2023). Segundo WEG (2023b), o microinversor é um inversor FV em nível de módulo, o que indica a capacidade de monitorar de forma independente cada módulo FV conectado a ele, ou seja, podem monitorar dados de corrente, tensão e potência de forma pontual para cada módulo; ainda, fazem uso da função MPPT para cada módulo, de modo que havendo algum problema técnico ou de sombreamento com um dos módulos, o funcionamento dos demais permaneçam inalterados, melhorando assim o desempenho de geração de energia FV de forma econômica. A MPPT é uma “estratégia de controle utilizada para maximizar a potência fornecida pelo gerador fotovoltaico em função das condições de temperatura e irradiação” (ABNT, 2023).

No cenário mundial, a energia solar fotovoltaica tem dominado as adições de capacidade renovável, tendo previsão de quase triplicar a sua capacidade instalada até meados de 2027, com crescimento aproximado de 1,5 GW durante esse período. Com base no Gráfico 2, que expressa a participação da capacidade de energia cumulativa por tipo de energia, é possível visualizar que desde 2020 a energia solar fotovoltaica supera a capacidade da energia eólica e que tem prognóstico de ultrapassar o gás natural em 2026 e o carvão em 2027 (IEA, 2022).

Gráfico 2 – Capacidade cumulativa de energia por tecnologia, 2010-2027



O aumento da inserção de GD traz consigo mudanças relevantes nos conceitos tradicionais dos serviços de distribuição de energia elétrica, acentuando discussões relacionadas aos aspectos técnicos e econômicos sobre o tema. No que diz respeito as questões técnicas, identifica-se a necessidade de se avaliar se a injeção/penetrarão de energia produzida pelos SFVs na rede poderá ou não causar fenômenos associados à qualidade de energia, tais como: flutuação de tensão, desequilíbrio de tensão, harmônicos, fator de potência e tensão em regime permanente (VIANNA, 2018). Essa avaliação pode ser realizada por meio de um estudo de fluxo de potência, o qual é descrito na sequência.

### **2.3 Fluxo de Potência**

O estudo do fluxo de potência permite a resolução do circuito que representa a rede de um sistema elétrico, fazendo uso da topologia, dos parâmetros elétricos dos elementos instalados nele, das demandas das cargas e das tensões dos geradores que excitam o sistema. (KAGAN; OLIVEIRA; ROBBA, 2010). Em outras palavras, o estudo possibilita a simulação da operação da rede, cujos resultados viabilizam tomadas de decisões em benefício do sistema. Conforme ANEEL (2021b), o conceito é definido como: “estudo do sistema elétrico tendo como base parâmetros da rede, de centrais geradoras, de cargas e tensões, com o objetivo de se avaliar o fluxo de potência nas redes, as perdas e o carregamento do sistema elétrico”. Alguns dos principais objetivos do estudo e seus resultados constam no Quadro 1.

Quadro 1 – Principais objetivos e resultados de um estudo de fluxo de potência

<b>Objetivo</b>	<b>Resultado</b>
Calcular tensões nas barras de rede	Permite a verificação do atendimento aos níveis de tensão tecnicamente corretos.
Calcular correntes e potências que fluem pelos trechos da rede	Permite a verificação da obediência aos limites de carregamento da rede.
Calcular as perdas, em termos de potência e de energia	Permite, da comparação com a demanda e da energia das cargas, definir a necessidade de realização de novos estudos, visando alcançar-se uma condição operativa de melhor desempenho técnico e econômico.

Determinar os desequilíbrios de corrente e tensão, para redes assimétricas ou com cargas desequilibradas	Permite avaliar a necessidade de estudos ulteriores para a condução dos desequilíbrios a valores tecnicamente aceitáveis.
--	---

Fonte: Adaptado de Kagan, Oliveira e Robba, (2010).

Na análise do fluxo de potência (ou fluxo de carga), segundo Monticelli (1983), a modelagem do sistema é estática, sendo então a rede representada por um conjunto de equações e inequações algébricas. Tal forma de representar é utilizada em situações em que as variações com o tempo são suficientemente lentas, de modo que se possam ignorar os efeitos transitórios. O princípio para a obtenção das equações básicas do fluxo de carga está na realização do balanço de conservação das potências ativa e reativa em cada nó da rede, e na forma de expressar os fluxos de potência em determinados componentes do circuito como funções das tensões de seus terminais; via aplicação das Leis de Kirchhoff. Para o desenvolvimento do cálculo de fluxo de potência faz-se necessário definir inicialmente a forma de como a rede, os equipamentos e as cargas são modelados no sistema; considerando as diferentes configurações da rede, bem como as características de utilização das cargas nos diferentes patamares.

As formas mais usuais de realizar a modelagem das cargas, em função de variações no nível da tensão de fornecimento, são através de cargas de potência constante com a tensão (quando a potência absorvida pela carga é um invariante com a tensão), cargas de corrente constante com a tensão (quando a intensidade de corrente absorvida pela carga é um invariante com a tensão) e cargas de impedância constante com a tensão (quando a carga é definida por sua impedância). (KAGAN; ROBBA; SCHMIDT, 2013).

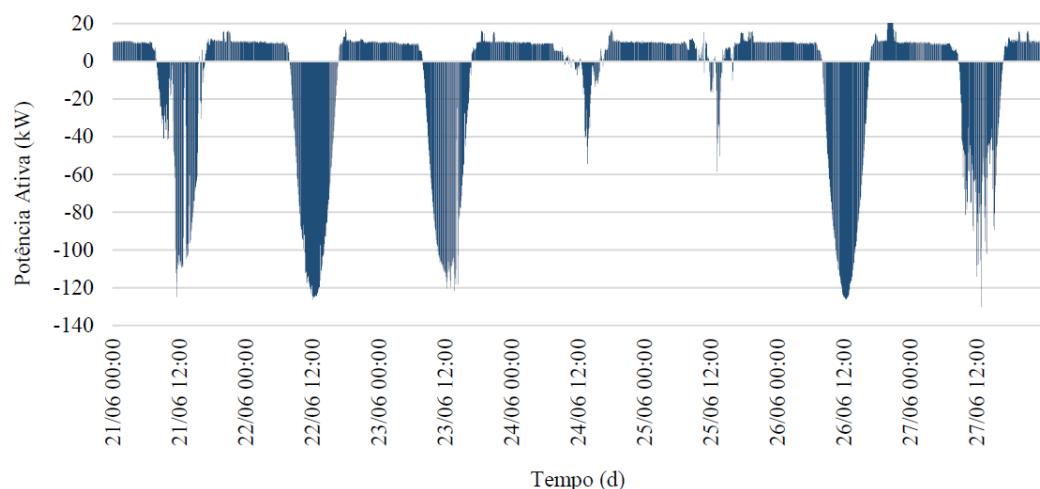
No sistema, o comportamento das cargas também depende da disponibilidade de informações que se tem sobre elas e da finalidade a que se destinam. Podendo serem representadas através dos seguintes modelos: carga concentrada em determinados pontos de uma rede (muito usada para representação de cargas em redes de MT), carga uniformemente distribuída (prática bastante corrente para representação em redes de BT), carga representada pela demanda máxima (determinada a partir da energia consumida num determinado intervalo de tempo de um consumidor e de uma estimativa do fator de carga) e carga representada através de curvas típicas (informações normalmente disponíveis pela distribuidora, que

permitem representar os hábitos de consumo de determinadas classes de consumidores classificados por faixas de consumo ou por ramos de atividade). (KAGAN; OLIVEIRA; ROBBA, 2010).

Além dos aspectos técnicos da conexão de GDs associadas à qualidade do produto, outra característica devida à GD é a mudança no sentido do fluxo de potência, ocasionada pela exportação da energia produzida para o sistema de distribuição, o que altera o modo e a complexidade operacional para os quais esse sistema foi concebido (VIANNA, 2018). O Gráfico 3 ilustra um exemplo real da medição da potência ativa de um consumidor com SFV de 200 kWp, ao longo do período de uma semana e durante o inverno (período de menor consumo do cliente); é possível constatar a reversão do fluxo de potência nos horários próximos às 12 h de cada dia.

Segundo a ANEEL (2021a), se necessário, a distribuidora deve realizar estudos para avaliar o impacto da conexão de GD em sua rede e, caso potência injetada pela GD implique em inversão do fluxo de potência junto ao posto de transformação da distribuidora ou no disjuntor do alimentador, deverá ela realizar estudos para identificar as opções viáveis que eliminem tal inversão. Entre as informações presentes no resultado desse estudo, devem estar presentes a máxima capacidade de conexão e escoamento sem inversão do fluxo.

Gráfico 3 – Potência ativa total medida no ponto de conexão de um SFV à rede de distribuição



Fonte: Adaptado de Vianna (2018).

O conceito da máxima capacidade de conexão, também denominado de capacidade de hospedagem (CH), é abordado no próximo item.

## 2.4 Capacidade de Hospedagem

De acordo com Lima e Freitas (2021), o termo CH tem se tornado comum nos estudos associados ao incremento de GD nas redes de distribuição, visto ser uma abordagem ampla que permite compreender os impactos da GD nessas redes. Já segundo Silva (2017), o estudo da CH visa determinar a máxima quantidade de GD que pode ser interligada a um ponto específico do sistema elétrico, antes que um indicador de qualidade de energia ou um parâmetro limitador de rede tenha seu limite violado. E, conforme Júnior (2022), o conceito de CH pode ser definido como o índice de desempenho da rede ao acomodar GD sem desrespeitar os limites dos indicadores de qualidade de energia elétrica, tais como: tensão em regime permanente, fator de potência, desequilíbrio de tensão e flutuação de tensão. Ainda, ampliando o conceito para RED, a EPRI (2016) define a CH como sendo a quantidade de RED que um sistema de distribuição pode acomodar sem afetar negativamente a qualidade ou a confiança da energia, podendo essa capacidade variar ao longo de um alimentador, de vários alimentadores ou então alterar ao longo do tempo, conforme a infraestrutura da rede mudar e/ou incorporar novos REDs.

Segundo ANEEL (2024), a análise da CH das redes pode ajudar fortemente na transparência da relação entre distribuidora, UCs, empresas integradoras e agentes reguladores, no que diz respeito ao fornecimento de informações valiosas acerca das características das redes, dos montantes de geração já conectados e da capacidade remanescente em determinadas regiões e alimentadores, reduzindo a assimetria de informação quanto as características de infraestruturas de rede. Além disso, a agência salienta que a CH é importante para o planejamento energético sustentável, integração de energias renováveis, redução de custos e aumento da eficiência da rede, resiliência do sistema elétrico e formulação de políticas públicas e regulação.

Em relação aos métodos empregados para se determinar a CH, são inúmeros os estudos abordando diferentes metodologias para obtenção do montante de GD que uma rede pode comportar, podendo-se destacar (LIMA; FREITAS, 2021):

- a) métodos determinísticos: utilizam parâmetros de entrada conhecidos e fixos a um modelo de rede para analisar os impactos da penetração de GD, sendo a rede modelada através da potência ativa, potência reativa, impedâncias em série de linha e modelos de cargas com impedância, corrente ou potência constante;
- b) métodos estocásticos: consideram os dados de entrada como sendo parâmetros incertos e, em função disso, esses métodos resultam em um fluxo de potência probabilístico, sendo necessário para os dados de entrada definirem quais incertezas serão consideradas, bem como quais funções estatísticas de densidade de probabilidade melhor as representa, sendo usual a aplicação da distribuição uniforme, de Poisson, de Gauss, Binomial, dentre outras;
- c) métodos de séries temporais: fazem uso de medições reais da rede como dados de entrada para os cálculos de CH, empregando curvas de cargas, de produção de energia FV, de perfil de tensão do alimentador, entre outras, para a simulação da rede em cada momento desejado.

Juntamente com a metodologia a ser empregada, faz-se necessário determinar quais parâmetros devem ser utilizados como referência para identificação da CH. O tipo e a quantidade de parâmetros a serem adotados variam conforme cada estudo, podendo-se adotar um ou mais dos fenômenos associados à qualidade do produto, que são definidos pelo módulo 8 dos Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional (PRODIST), por exemplo, os limites de tensão em regime permanente (LIMA; FREITAS, 2021). Também, parâmetros associados ao carregamento excessivo de condutores, aumento da quantidade de harmônicos injetados na rede e presença de fluxo de potência reverso podem ser usados como limites operacionais no processo de obtenção da CH, que determinado sistema elétrico pode integrar (ALVEZ, 2022).

Outros tipos de parâmetros que não estão relacionados a questões técnicas são encontrados em estudos mais recentes. Conforme Fang, Wang, Ding, Gao (2023), o crescente aumento de inserção de SFV é uma excelente oportunidade para mitigar a desigualdade energética nas redes de distribuição, em que os autores apresentam um método de avaliar a CH de SFV considerando o acesso equitativo desses sistemas

entre sub-regiões de um alimentador, utilizando indicadores socioeconômicos, como nível de renda.

Os mesmos tipos de parâmetros citados podem ser usados em métodos que visam identificar a CH não apenas de SFV, mas também para qualquer RED. Segundo EPRI (2016), que apresenta um método simplificado de CH, esses parâmetros fazem parte de quatro principais categorias: térmica, qualidade de energia, proteção e confiabilidade/segurança; sendo que dentro de cada uma delas há uma variedade de indicadores, que podem ser usados pelo planejador/avaliador durante a realização do estudo da CH.

Portanto, constata-se que o conceito de CH é similar em todas as referências citadas, porém, sua implementação depende dos objetivos da metodologia e dos parâmetros que serão usados como indicadores de limitação da CH. A seguir, são apresentados os dois *softwares* que foram usados para modelagem e cálculo da CH da rede.

#### 2.4.1 VBA e OpenDSS

O *Visual Basic for Application* (VBA) é uma linguagem de programação orientada para eventos que permite estender o pacote de aplicativos da *Microsoft Office* (MICROSOFT, 2023). O VBA pode ser usado para controlar inúmeros aspectos de aplicação *Office*, criação de GUI (*Graphic User Interface*) e desenvolvimento de programas integrados; podendo-se destacar as seguintes razões para se considerar a programação em VBA via Excel (SILVA, 2021):

- a) Linguagem eficiente na execução de tarefas repetitivas que demandam precisão na inserção de dados, sendo amplamente utilizada por engenheiros eletricistas;
- b) Interação com duas ou mais aplicações do *Office*, podendo modificar o conteúdo de uma aplicação com base em outra;
- c) Disponibilidade de planilhas para entrada de dados, sem a necessidade de outro *software*, o que o torna adequado para a construção de uma interface para uso com *softwares* de sistemas de distribuição de energia elétrica.

Outra vantagem no uso do VBA é a possibilidade de uso da COM (*Component Object Model*), disponibilizado pela *Microsoft*, que é um sistema independente de

plataforma, distribuído e orientado a objetos; o qual permite criar componentes de software binários que podem interagir entre si (MICROSOFT, 2024).

Em referência ao *Open-Source Distribution System Simulator* (OpenDSS), trata-se de um programa de código aberto e de propriedade da EPRI que é amplamente utilizado para análise e planejamento de sistemas de distribuição de energia elétrica, podendo-se destacar os seguintes modos de solução integrados: fluxo de potência instantâneo (*snapshot*), fluxo de potência diário, fluxo de potência anual, hormônicos, estudo de curto-circuito, entre outros (EPRI, 2024). Além disso, o software permite a aplicação de outras soluções via uso da COM, como VBA, MATLAB e sistemas desenvolvidos em linguagens do tipo C++, C#, Python, dentre outras (CAMPOS; FERREIRA; SOUZA, 2020).

A escolha pelo VBA deveu-se as razões descritas nas alíneas acima e ao fato de ser gratuito (pois já está incluso no pacote *Office*) e largamente utilizado pelas empresas do setor elétrico; e pelo OpenDSS por também ser gratuito, de código-fonte aberto e amplamente usado para cálculos de fluxo de potência e análises de GD.

A próxima seção visa apresentar o contexto no qual a metodologia desenvolvida neste trabalho se aplica.

## 2.5 Ambiente de Contratação Livre

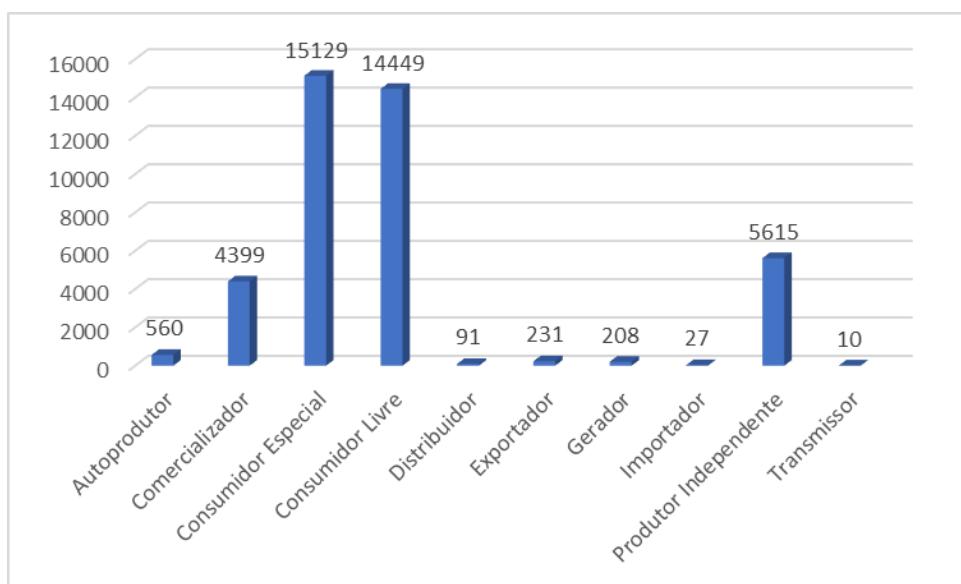
De acordo com a Lei nº 10.484/2004, a Câmera de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE) é a entidade responsável por viabilizar a comercialização de energia elétrica entre concessionários, permissionários e autorizados de serviços e instalações de energia elétrica, assim como destes com seus consumidores; dentro do Sistema Interligado Nacional (SIN). A CCEE é regulada pela ANEEL e mantida por um conjunto de empresas geradoras, distribuidoras, comercializadoras, importadoras e exportadoras de energia, além dos consumidores livres e especiais (CCEE, 2023a).

Como já mencionado, o comércio da energia ocorre dentro do ACR e do ACL. Conforme Decreto nº 5.163/2004, o ACR atua no seguimento de mercado em que se realizam as operações de compra e venda de energia elétrica entre os agentes vendedores e os agentes de distribuição, precedidas de licitação; sendo os primeiros responsáveis por gerar, importar ou comercializar a energia e os demais responsáveis por fornecer energia ao consumidor final exclusivamente de forma regulada; e o ACL opera no ramo do mercado no qual as operações de compra e venda de energia

elétrica ocorrem através de contratos livremente negociados. Para ambos os ambientes existem regras e procedimentos específicos.

O Gráfico 4 mostra os quantitativos de agentes, agrupados por classe, que faziam parte da CCEE em novembro de 2023, cujo montante total era de 40.719 agentes; com destaque para as classes consumidor especial e consumidor livre, que abrangiam a maior parte dos associados (72,6 %).

Gráfico 4 – Número de agentes da CCEE agrupados por classe



Fonte: Adaptado de CCEE (2023b).

Os agentes consumidores livre e autoprodutor serão abordados na sequência, visto estarem relacionados com os objetivos deste trabalho.

## 2.5.1 Consumidor livre

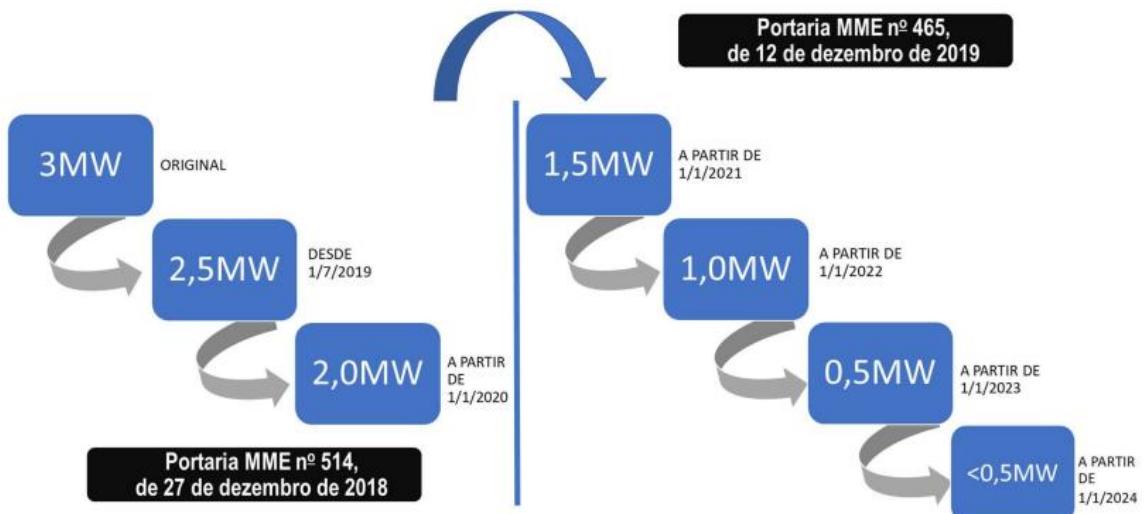
Até meados de 1995 era existente apenas a figura do consumidor cativo, que tinha como obrigação realizar a compra da energia elétrica apenas da distribuidora local; porém, em 1995, foi criada a figura do consumidor livre, que atua no ACL e pode comprar energia de qualquer agente gerador ou comercializador, barganhando preços e condições contratuais (TOLMASQUIM, 2015).

De acordo com o Decreto nº 5.163/2004, o consumidor livre “é aquele que, atendido em qualquer tensão, tenha exercido a opção de compra de energia elétrica, conforme as condições estabelecidas no art. 15 e no art.16 da Lei nº 9.074, de 7 de julho de 1995”. Tais artigos estabelecem limites de carga (em MW) como critério para

se tornar um consumidor livre, sendo eles reduzidos ao longo do tempo. Em janeiro de 2019, consumidores com carga igual ou superior a 3 MW já poderiam optar pela compra de energia de qualquer distribuidora, permissionário ou autorizado de energia elétrica do sistema.

Conforme Portarias nº 514/2018 e 465/2019, emitidas pelo Ministério de Minas e Energia (MME), os limites de carga para contratação de energia por parte dos consumidores livres foram reduzidos de forma escalonada. A Figura 6 apresenta o cronograma de redução desses limites.

Figura 6 – Cronograma de redução dos requisitos para participação no ACL



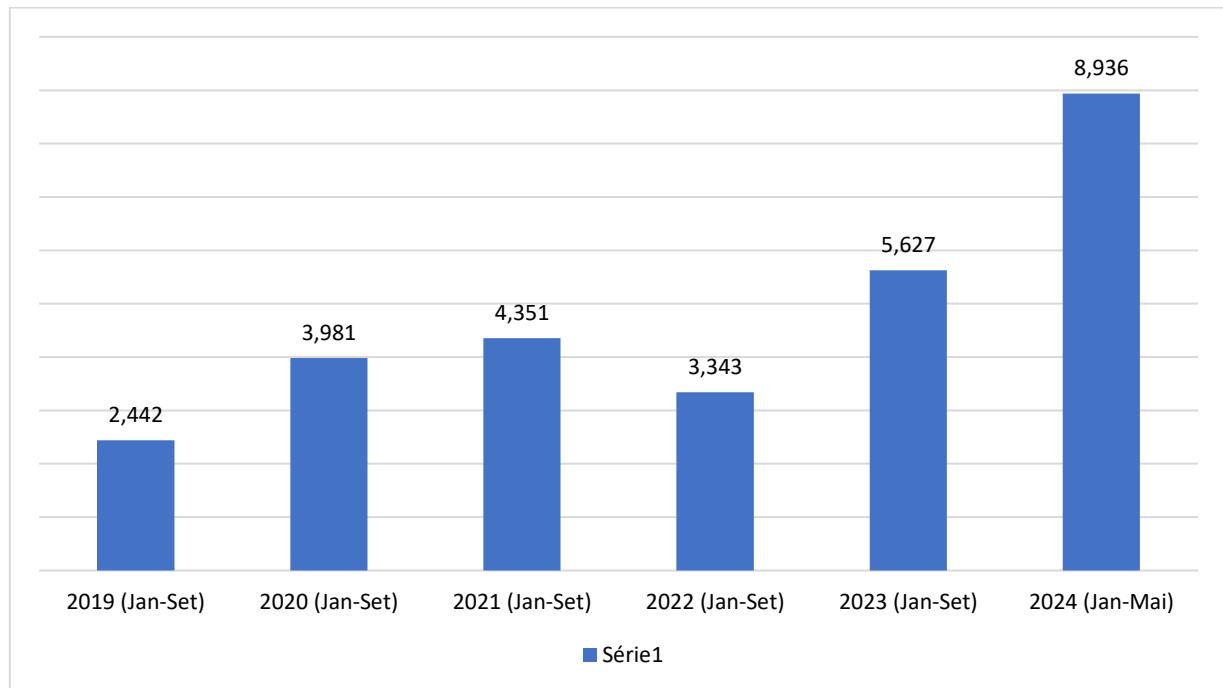
Fonte: ANEEL (2022b).

No entanto, em conformidade com a Portaria nº 50/2022, também de autoria do MME, a opção para consumidores com carga inferior a 0,5 MW só é válida para consumidores classificados como Grupo A e desde que sejam representados por agente varejista perante a CCEE.

Com a previsão de abertura do mercado para consumidores do Grupo A atendidos por qualquer nível de tensão, os volumes mensais de consumidores migrando para o ACL vem aumentado (CCEE, 2023c). No período entre janeiro e setembro de 2023 o número de consumidores que optaram por aderir ao ACL foi de 5.627 UCs, que na época foi o maior ritmo de adesões já registrado e representou um crescimento de 68 % quando comparado ao mesmo período de 2022 (CCEE, 2023d). No entanto, apenas nos 5 primeiros meses de 2024 esse ritmo foi superado em

aproximadamente 60 %. O Gráfico 3 mostra os números de novas UCs no ACL entre 2019-2024 e considerando o intervalo de meses citado.

Gráfico 5 – Novas unidades consumidoras no mercado livre



Fonte: Adaptado de CCEE (2023d e 2024).

A Tabela 2 mostra os 10 estados com maior número de migrações de consumidores para o mercado livre em 2023, de janeiro a setembro; em que é possível notar que o estado do Rio Grande do Sul (RS) é o segundo em maior volume de migrações (CCEE, 2023d).

Tabela 2 – Estados com maior número de migrações de UCs para o ACL

Entre janeiro e setembro de 2023

Top 10	UF	Novos pontos (jan-set)	Variação Anual
1º	SP	1.630	75%
2º	RS	597	78%
3º	RJ	397	16%
4º	PR	386	75%
5º	MG	271	44%
6º	SC	265	16%
7º	PE	257	75%
8º	BA	244	88%
9º	GO	204	172%
10º	CE	178	98%

Fonte: CCEE (2023d).

Diante desse crescimento do número de UCs migrando para o mercado livre, aumentam as dúvidas quanto as possibilidades que o consumidor inserido neste meio tem para gerar sua própria energia elétrica. Segundo Tolmasquim (2015), os regimes jurídicos aplicáveis à geração de energia dentro do ACL são: regime de autoprodução e regime de produção independente. Neste trabalho será dado ênfase ao regime de autoprodução, que será abordado no próximo item.

## 2.5.2 Autoprodutor

O autoprodutor é o agente de geração que atua dentro do regime de autoprodução, sendo definido como “pessoa física ou jurídica ou empresas reunidas em consórcio que recebam concessão ou autorização para produzir energia elétrica destinada ao seu uso exclusivo”, conforme com o Decreto nº 2.003/1996. Também, mediante prévia autorização do poder concedente, é facultado ao autoprodutor (TOLMASQUIM, 2015):

- a) Cessão e permuta de energia e potência entre autoprodutores consorciados em um mesmo empreendimento, na barra da usina;
- b) Compra, por concessionária ou permissionário distribuidor, do excedente produzido;
- c) Permuta de energia, em montantes equivalentes, com concessionário ou permissionário de distribuição, de modo a possibilitar o consumo em instalações industriais do autoprodutor em local diverso ao da geração.

Para instalar ou alterar a capacidade instalada de centrais geradoras eólicas, fotovoltaicas, termelétricas, híbridas ou outro tipo de fonte alternativa, com potência superior a 5 MW, há necessidade de obtenção de outorga de autorização por parte da ANEEL. E, quando se tratar de implantação de CGCR, que são as instalações de produção de energia elétrica a partir das fontes citadas com potência instalada igual ou inferior a 5 MW, deve-se comunicar a ANEEL, realizando cadastro das informações do empreendimento no sítio do órgão na internet (ANEEL, 2023d).

O direito a outorga de autorização para as centrais geradoras com potência superior a 5 MW está condicionada ao atendimento de uma série de deveres e condições gerais e específicas que o interessado deve atender. Esse direito será formalizado pela ANEEL mediante publicação de Resolução Autorizativa, na qual

serão descritas as características técnicas das instalações para a geração de energia elétrica, assim como prazo de vigência da outorga, cronograma de implantação a ser cumprido (quando devido), entre outras condições e exigências que julgar necessárias (ANEEL, 2021c). Percebe-se que a tramitação e as exigências para viabilizar a instalação de centrais geradoras acima de 5 MW são mais complexas do que os procedimentos adotados para CGCR, em função disso, no decorrer desse trabalho o termo autoprodutor estará sempre implicitamente associado a CGCR que fazem uso de SFV e são conectadas ao sistema de distribuição.

Com relação aos encargos da autoprodução, de forma específica para centrais geradoras com SFV, são aplicáveis a Taxa de Fiscalização de Serviços de Energia Elétrica, nos termos da legislação em vigor; e os encargos de uso dos sistemas de distribuição e transmissão, quando houver injeção do excedente de energia produzida nesses sistemas, nos termos da regulamentação específica (ANEEL, 2021c).

Além da exigência de comunicação junto a ANEEL, o consumidor que deseja torna-se autoprodutor com CGCR precisa estar inserido no ACL (consumidor livre) e aprovar/homologar a conexão da central geradora junto a distribuidora. O Módulo 3 do PRODIST contém os requisitos para conexão da central geradora, estabelecendo uma série de requisitos a serem atendidos, com destaque para as exigências no que se refere ao paralelismo da central geradora com o sistema de distribuição (ANEEL, 2021e). O Quadro 2 descreve as proteções mínimas que devem ser implementadas no ponto de conexão da central geradora, podendo a distribuidora propor proteções adicionais, conforme características específicas do sistema de distribuição acessado.

**Quadro 2 – Proteções mínimas em função da potência instalada**

Equipamento	Potência Instalada		
	< 10 kW	10 kW a 500 kW	> 500 kW
Elemento de desconexão	Sim	Sim	Sim
Elemento de interrupção	Sim	Sim	Sim
Transformador de acoplamento	Não	Sim	Sim
Proteção de sub e sobretensão	Sim	Sim	Sim
Proteção de sub e sobrefreqüência	Sim	Sim	Sim
Proteção contra desequilíbrio de corrente	Não	Não	Sim
Proteção contra desbalanço de tensão	Não	Não	Sim
Sobrecorrente direcional	Não	Não	Sim

Sobrecorrente com restrição de tensão	Não	Não	Sim
---------------------------------------	-----	-----	-----

Fonte: Adaptado de ANEEL (2021e).

Cabe salientar que havendo excedente de energia elétrica, mesmo que de forma eventual ou temporária, a comercialização desse montante através do autoprodutor no ACL depende de autorização da ANEEL, conforme Decreto nº 5.163/2004.

Diante do exposto, a concepção da metodologia proposta neste estudo é identificar a CH de SFV para consumidores livres que visam tornar-se autoprodutor com CGCR e sem injeção de energia na rede da distribuidora local.

## 2.6 Trabalhos Relacionados

Visando encontrar na literatura técnica trabalhos relacionados ao tema em estudo, com o intuito de utilizá-los como fonte de dados para elaboração da metodologia a ser apresentada no próximo capítulo, foi realizada pesquisa bibliográfica em diversos repositórios digitais, com destaque para CAPES, IEEE Xplore, Coleção ABNT e RDBU. As seguintes palavras-chave foram usadas como base para realização da pesquisa: capacidade de hospedagem, sistemas fotovoltaicos, consumidor livre, *Visual Basic for Application* (VBA) e OpenDSS.

Ademais, livros pertinentes aos assuntos abordados neste capítulo e *sites* de entidades das áreas de distribuição e comercialização de energia elétrica (ANEEL, CCEE) foram utilizados para consultas às resoluções e normativas vigentes do setor.

A Quadro 3 contém os principais trabalhos obtidos na pesquisa bibliográfica e que foram utilizados como referência.

Quadro 3 – Trabalhos relacionados

Título e Autores	Resumo do artigo
Proposta de Metodologia Híbrida para Determinação de Capacidade de Hospedagem de Fontes de Geração Fotovoltaica em Redes de Distribuição (LIMA; FREITAS, 2021).	Propõe uma metodologia híbrida que combina métodos determinísticos e de séries temporais no cálculo da CH de um alimentador real, situado em Poços de Caldas, MG, da distribuidora DME Distribuição.
Ferramenta Computacional para Modelagem de Alimentadores Reais de Distribuição no OpenDSS (LANES; ROSSONI, 2018)	Apresenta uma ferramenta computacional para modelar alimentadores de distribuição no OpenDSS, baseada nos softwares Excel e MATLAB.

Desenvolvimento de Interfaces para o Software OpenDSS (SILVA,2021).	Apresenta propostas de interfaces gráficas para o OpenDSS utilizando o VBA do Excel e o MATLAB, visando melhorar a etapa de modelagem dos sistemas de distribuição.
Integration of Hosting Capacity Analysis into Distribution Planning Tools (EPRI, 2016).	Descreve o método simplificado de CH desenvolvido pela EPRI, bem como a sua implementação em ferramentas de planejamento de distribuição e informa os dados necessários para usar da metodologia com sucesso para determinar a CH em todo sistema de distribuição.
Estudo da CH de Geradores Distribuídos FV em Redes de Distribuição de BT: uma abordagem probabilística utilizando simulações de Monte Carlo (JÚNIOR, 2022).	Estuda e quantifica a CH de uma rede de distribuição de BT a partir da inserção massiva de geração distribuída FV, através da implementação do método probabilístico de Monte Carlo com o uso de linguagem de programação <i>Python</i> .
Distributed PV Hosting Capacity Evaluation Considering Equitable PV Accommodation (FANG; WANG; DING; GAO, 2023).	Propõe um método de avaliação da CH de SFV distribuídos que considera o acesso equitativo a esses sistemas entre sub-regiões de um alimentador de distribuição, considerando indicadores socioeconômicos, como nível de renda.
Impacto de Funções Inteligentes de Inversores de SFV na Operação de Redes de Distribuição de Energia Elétrica (FREITAS, 2020).	Investiga a influência da combinação de funções inteligentes de inversores de SFV em diferentes condições de operação de uma rede real de distribuição de energia elétrica. As funções consideradas no trabalho foram volt-var, volt-watt e fator de potência unitário.
Estudos de Longo Prazo – Recursos Energéticos Distribuídos (RED) – Documento de Apoio ao Plano Nacional de Energia 2050 (EPE, 2019).	Apresenta relatório dos resultados do Grupo de Trabalho sobre RED, com o objetivo de fomentar a discussão acerca dos impactos e adaptações necessárias nos estudos de planejamento derivados da inserção de RED.
Medidas regulatórias necessárias para permitir a abertura do mercado livre para consumidores com carga inferior a 500 kW	Apresenta estudo sobre as medidas regulatórias necessárias para permitir a abertura do mercado livre para consumidores com carga inferior a 500 kW, incluindo o comercializador regulado de energia e proposta de cronograma de abertura iniciando em 1º de janeiro de 2024, em atendimento à Portaria MME nº 465, de 12/12/2019.

Fonte: Elaborado pelo autor.

Entre esses trabalhos, destaca-se a metodologia proposta por Lima e Freitas, que apresenta um algoritmo otimizado e de fácil compreensão para se determinar a CH de SFV em redes de distribuição, através de um estudo de caso real e fazendo uso de métodos determinísticos e de séries temporais. Tal trabalho foi utilizado como principal referência para o desenvolvimento do método de CH desta dissertação.

No que diz respeito a ferramenta desenvolvida por Lanes e Rossoni, ela permite modelar alimentadores de distribuição no OpenDSS a partir de bancos de dados de concessionárias e permissionárias de energia elétrica, fazendo a extração desses dados em arquivos em extensão ‘csv’ e, na sequência, os importando para o *software Excel*, onde são higienizados, tratados e disponibilizados em uma planilha contendo abas pré-determinadas por tipo de elemento de circuito (condutor, transformador, carga, entre outros). Com o uso do *software Matlab*, os autores desenvolveram um código que permite ler as abas da planilha do *Excel* e gerar um arquivo em formato ‘txt’, que apresenta a sintaxe apropriada para uso no OpenDSS. O trabalho traz como principal resultado a otimização de tempo durante a etapa de modelagem da rede de distribuição no OpenDSS, visto não ser necessário criar o *script* da rede diretamente nesse programa.

Já a ferramenta proposta por Silva se trata de uma interface gráfica desenvolvida através do VBA, via *Excel*, em que a modelagem da rede é implementada diretamente nessa interface, sem que haja necessidade de um conhecimento técnico prévio, por parte do usuário, da linguagem e da sintaxe exigida pelo OpenDSS. Os dados da rede devem ser preenchidos em planilhas automatizadas por macros, que possuem a função de transformar essas informações em *scripts* com a estrutura requerida pelo *software*. A execução da simulação do fluxo de potência e obtenção dos resultados também são realizadas por meio da interface, cuja comunicação entre ela e o OpenDSS ocorre mediante uso da *Component Object Model* (COM), que corresponde a um sistema orientado a objetos, desenvolvido pelo Microsoft. Como resultados, o trabalho entregou uma interface de fácil manipulação e a redução do tempo de modelagem, podendo também ser usada como uma ferramenta de ensino.

No que diz respeito ao trabalho concebido pelo EPRI, trata-se de um instrumento de análise de CH voltado para o planejamento de redes de distribuição, tendo como cliente final engenheiros de distribuidoras de energia, que são responsáveis pela realização de estudos de impactos causados pela inserção de RED em redes de distribuição. A ferramenta realiza uma série de estudos de fluxo de carga e de falta, considerando diferentes cenários de RED e fornecendo perfis de tensão, carregamento de elementos, alocação de carga e dados de impedância. Entre os resultados descritos no estudo, destaca-se a competência para determinar impactos

e CH de DER de cada alimentador, avaliar consequências durante reconfigurações de rede (flexibilidade operacional) e analisar impactos e soluções realizadas por meio de novas tecnologias, como inversores inteligentes.

Em relação ao estudo de CH de SFV para redes de BT produzido por Junior, a metodologia faz uso do modelo probabilístico de Monte Carlo, implementado via linguagem de programação *Python*, que criar inúmeros cenários de simulação com a inserção de SFV em redes secundárias de distribuição, sendo escolhidos de forma aleatória o ponto de conexão, a potência e a quantidade de sistemas a serem introduzidos. O cálculo do fluxo de potência é realizado através do OpenDSS, cuja comunicação com o Python ocorre por intermédio de uma *Dynamic Link Library* (DLL). Ao final, o estudo conclui que a CH é dinâmica, não podendo se obter resultados generalizados, e sim, de forma separada para cada barra do sistema; e que é possível aceitar um nível de penetração de GD em torno de 60 % a 70 %, tendo como premissa a possibilidade das distribuidoras utilizarem bancos de baterias ou realocarem cargas (balanceamento de fases) para fins de mitigação dos impactos causados à rede.

O trabalho desenvolvido por Fang, Wang e Ding faz uso de parâmetros socioeconômicos para determinar a CH de SFV, em conjunto com os tradicionais parâmetros técnicos utilizados nesse tipo de estudo. De acordo com os autores, existe uma excelente oportunidade de se mitigar problemas de desigualdade energética em redes de distribuição, caso o aumento de penetração de GD seja gerenciado de forma adequada. O método propõe o particionamento de um alimentador em sub-regiões, utilizando como critérios indicadores socioeconômicos, e a criação de um índice de equidade de hospedagem, que deve ser calculado para cada uma dessas sub-regiões. Quando a diferença entre os índices é pequena significa que a acomodação de SFV é igualitária entre as diferentes sub-regiões, e quando é grande conclui-se que existe desigualdade, com base em aspectos socioeconômicos, como nível de renda. Os resultados indicaram que considerar a equidade nos estudos de CH para SFV podem fornecer dados relevantes para uma transição enérgica equitativa, identificando quais regiões do alimentador necessitam de reforço para melhorar a equidade de acomodação desses sistemas.

Os três últimos trabalhos do Quadro 3 contêm informações que dizem respeito ao efeito do uso de funções inteligentes de inversores de SFV em redes de distribuição, discussão sobre consequências e modificações necessárias durante o

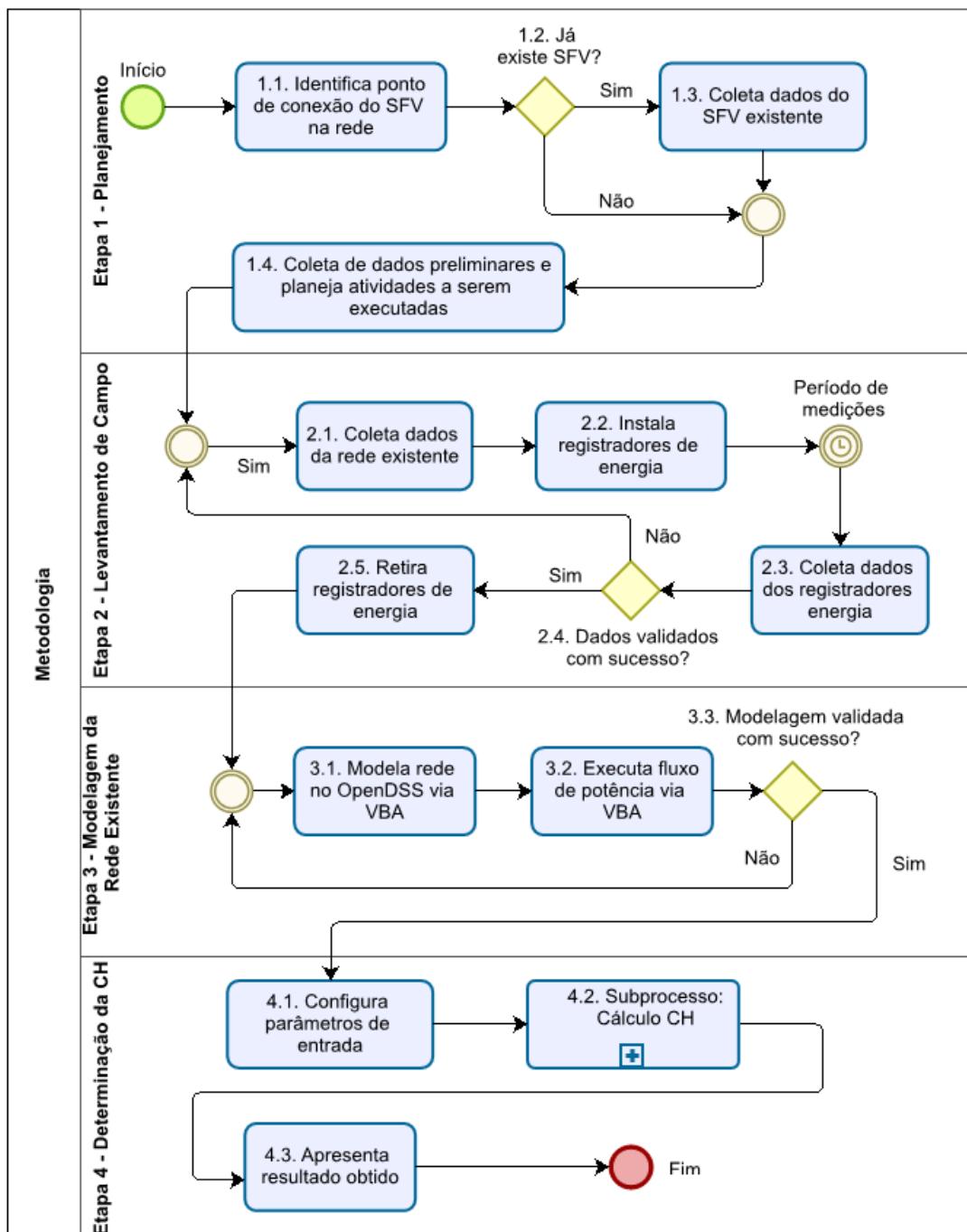
planejamento de redes em função da penetração de RED; e estudo contendo providências no âmbito regulatório indispensáveis para viabilizar a abertura do mercado livre para consumidores com demanda contratada inferior a 500 kW.

O próximo capítulo apresenta a metodologia proposta, que se diferencia dos trabalhos relacionados acima pelo fato de avaliar a CH de SFV da rede da UC, e não da distribuidora.

### 3 METODOLOGIA

A metodologia desenvolvida será apresentada com base no fluxograma da Figura 7, que contém o passo a passo dos procedimentos a serem adotados desde o planejamento das atividades até a obtenção da CH de SFV nas instalações de consumidores livres.

Figura 7 – Fluxograma de metodologia proposta



Fonte: Elaborado pelo autor.

O método é composto por quatro etapas, denominadas de planejamento, levantamento de campo, modelagem da rede existente e determinação da CH. A primeira parte consiste em planejar as atividades que serão executadas, tendo como dados iniciais a identificação do ponto de conexão do SFV (1.1), levando em conta posição solar e espaço físico disponível para instalação de todo sistema (módulos FV, cabeamento, inversores e dispositivos de proteção/seccionamento); e a verificação da existência ou não de SFV no local (1.2). Se existente, é preciso colher informações do SFV (1.3), como: potência de pico (Pe), curva de geração, tensão nominal de saída do sistema e local que se encontra instalado. A curva de geração a ser usada deve representar o dia de maior geração de potência do SFV (dentro de um período que considere os meses de maior irradiação solar do ano) e pode ser obtida através de aplicativos ou *sites* disponibilizados pelo fabricante e/ou instalador do SFV, ou mediante instalação de um Medidor/registrador Universal de Grandezas (MUG). A última parte dessa etapa (1.4) consiste em coletar informações que possibilitem uma pré-análise da rede, como obtenção da fatura de energia para análise do histórico de consumo (kWh) e de demanda contratada (kW); bem como planejar as atividades a serem executadas nas próximas etapas.

O segundo passo abrange todas as tarefas a serem realizadas *in loco* e que foram previamente planejadas na etapa anterior. Precisam ser coletadas informações que possibilitem a modelagem da rede, através do projeto da rede elétrica do interessado, de um *as built* dessas instalações (2.1) e da instalação de MUG (2.2) em pontos estratégicos para aquisição de dados (2.3) relacionados à curva de potência de carga/geração, níveis de tensão em barramentos e carregamento de condutores. Com respeito à curva de potência no ponto de conexão, essa pode ser obtida por meio de dados de memória de massa da medição da UC, via solicitação formal à distribuidora, devendo ser escolhida àquela que representa o dia de menor consumo de demanda da UC, considerando a sazonalidade da demanda do consumidor associada, por exemplo, a períodos de menor produção, férias coletivas e paradas para manutenção. Ao final do levantamento, os dados e medições adquiridas devem ser suficientes para fornecerem as seguintes informações:

- a) Impedância equivalente e valores de base do sistema elétrico no ponto de conexão da entrada de energia do consumidor, que devem ser solicitadas à distribuidora local;

- b) Transformadores: potência aparente, número de fases, número de enrolamentos, níveis de tensão e formas de ligação dos enrolamentos, impedância, perdas com e sem carga e reatância do enrolamento primário para secundário. A maioria dessas informações encontram-se disponíveis na placa de dados dos transformadores e as demais podem ser extraídas juntas aos catálogos dos fabricantes;
- c) Cabos: características dos condutores, geometria e comprimento de cada linha elétrica. As características dizem respeito ao diâmetro, resistência por unidade de comprimento e ampacidade dos condutores; a geometria está relacionada ao número de condutores e quantidade de fases, e o comprimento da linha corresponde a distância entre as barras ao qual ela está associada, considerando como barras o ponto de conexão da entrada de energia, primários e secundários dos transformadores, postes (caso haja rede aérea) e bornes de saída de disjuntores gerais de quadros elétricos da rede objeto de modelagem;
- d) Carga: informações sobre potência ativa e reativa, tensão, número de fases, tipo de conexão, fator de potência, barras as quais estão conectadas, modelo de carga e curva de carga diária (mediante instalação de MUG junto às barras de interesse, cujo período de medição deve ser definido na etapa de planejamento; ou através de modelos de curvas de carga típicas);
- e) SFV existente: informações descritas na etapa 1 (1.3).

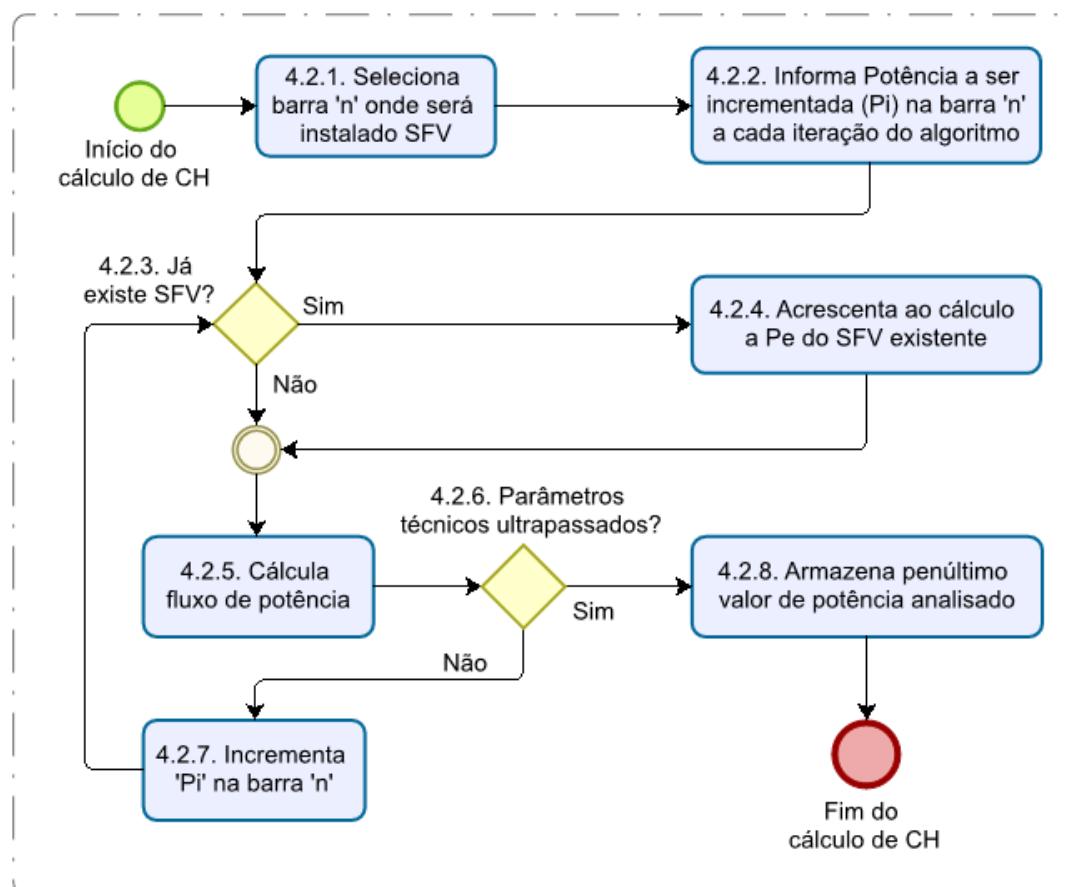
Ainda, antes de passar para a próxima etapa, deve-se haver uma validação dos dados levantados e coletados (2.4), visto tais informações serem usadas como parâmetros de entrada para modelagem da rede. Essa validação engloba uma análise crítica dos valores medidos, verificando se são condizentes com os dados de placa das cargas conectadas ao barramento medido (potência, tensão e corrente nominais), se número de amostras atende ao previsto no planejamento e se há necessidade de expurgo de dados com valores discrepantes da realidade física da rede (resultantes de erros de medição associados aos MUG, por exemplo). Estando os dados adequados, retira-se os MUG (2.5) e passa-se para a próxima etapa.

A terceira etapa tem como foco modelar (3.1.) e executar o fluxo de potência (3.2.) da rede objeto de estudo no OpenDSS, por intermédio de uma interface desenvolvida em VBA no Excel, denominada de Interface para determinação da CH

de SFV (Interface CHSFV). A validação da modelagem (3.3) visa comparar se os resultados encontrados após execução do fluxo de potência e das medições realizadas *in loco* (durante a etapa 2) são compatíveis/adequados.

O quarto e último estágio da metodologia visa alcançar o objetivo principal, que é a determinação da CH de SFV na rede, fazendo uso da Interface CHSFV. Devem ser fornecidos dados de entrada que dizem respeito as tensões de base da rede (em kV) e de tensão máxima (em pu) a ser usada como um parâmetro técnico de limitação da CH. O subprocesso (3.2) que contém o algoritmo responsável pelos cálculos e ações lógicas que determinam a CH da rede é apresentado na sequência, que no final retorna ao fluxograma principal o valor encontrado (3.3), finalizando assim a metodologia. A Figura 8 apresenta o referido subprocesso.

Figura 8 – Subprocesso de cálculo da CH



Fonte: Elaborado pelo autor.

A primeira etapa do subprocesso consiste na escolha da barra prevista para instalação do SFV (4.2.1). Na sequência, deve ser informado qual o montante de potência de geração que deve ser incrementada ( $P_i$ ) a cada iteração do algoritmo

(4.2.2), cujo valor tem de ser escolhido de forma que não seja muito pequeno (exemplo: 10 kW), o que acarretaria maiores tempos de processamento; e nem muito alto (como: 1000 kW), visando não correr o risco de subdimensionar a CH. Caso exista SFV nas instalações da UC (4.2.3), a potência de pico desse sistema existente ( $P_e$ ) deve ser considerada no cálculo da CH a cada iteração do algoritmo (4.2.4). O passo seguinte contempla o cálculo de fluxo de potência (4.2.5), que deve ser executado até que seja ultrapassado pelo menos um dos parâmetros técnicos previamente definidos (4.2.6), os quais serão abordados na próxima seção. Enquanto nenhum dos parâmetros técnicos for transgredido, a cada iteração o valor de  $P_i$  informado no início do subprocesso (4.2.2) deve ser somado ao valor atual de potência analisado (4.2.7) e um novo cálculo de fluxo de potência deve ser executado. E, a partir do momento que um dos limites for ultrapassado, a rotina de cálculo de fluxo de potência é encerrada e o valor de potência considerado no penúltimo cálculo é definida como sendo a CH da rede na barra selecionada (4.2.8).

### **3.1 Parâmetros Técnicos**

Os parâmetros técnicos adotados como referência para fins de limitação da CH foram sobretensão ( $V$ ), carregamento de condutores ( $I$ ) e fluxo de potência reverso (FPR). O parâmetro  $V$  foi escolhido visando manter os níveis de tensão da rede da UC adequados, considerando como limites valores variando de 1,0 pu até 1,05 pu, sendo esse último o mesmo valor especificado pelo Módulo 8 do PRODIST como nível de tensão nominal máximo adequado para tensões superiores a 2,3 kV e inferiores 69 kV. Entretanto, após resultados obtidos, foi constatado que referido parâmetro não apresentou eficácia no presente estudo, podendo em trabalhos futuros vir a ser substituído por outro tipo de parâmetro limitador.

A respeito do parâmetro  $I$ , foi atribuído como limite a capacidade de condução de corrente nominal dos condutores, obtida a partir de catálogo técnico de fabricante de cabos e da ABNT NBR 14039:2021; tal capacidade expressa a corrente máxima que determinado condutor pode conduzir em regime permanente; levando em conta condições específicas (seção, isolamento e local de instalação), de modo que suas características físicas não sejam prejudicadas devido aos efeitos térmicos causados por correntes elevadas. A Tabela 3 apresenta as principais características dos cabos que foram cadastrados na Interface CHSFV.

**Tabela 3 – Características dos condutores**

Cabo	Material	Isolação	Instalação	Capacidade nominal (A)
4 AWG	Alumínio	Nu	Aérea	130
2 AWG	Alumínio	Nu	Aérea	175
1/0 AWG	Alumínio	Nu	Aérea	235
2/0 AWG	Alumínio	Nu	Aérea	270
3/0 AWG	Alumínio	Nu	Aérea	315
4/0 AWG	Alumínio	Nu	Aérea	365
16 mm <sup>2</sup>	Cobre	XLPE / EPR / HEPR	Subterrânea	75
25 mm <sup>2</sup>	Cobre	XLPE / EPR / HEPR	Subterrânea	97
35 mm <sup>2</sup>	Cobre	XLPE / EPR / HEPR	Subterrânea	116
50 mm <sup>2</sup>	Cobre	XLPE / EPR / HEPR	Subterrânea	137
70 mm <sup>2</sup>	Cobre	XLPE / EPR / HEPR	Subterrânea	167
95 mm <sup>2</sup>	Cobre	XLPE / EPR / HEPR	Subterrânea	200

Fonte: Adaptado de ABNT (2021) e PRYSMIAN (2020).

No que se refere ao FPR, este indicador foi adotado com intenção de evitar inversão de fluxo de potência no ponto de conexão entre rede da UC e da distribuidora, ou seja, manter uma condição de zero penetração na rede externa; mantendo assim a ideia da metodologia proposta, livrando-se do pagamento de encargos de uso dos sistemas de distribuição e transmissão e evitando ter de solicitar autorização da ANEEL para comercializar o excedente de energia elétrica injetado na rede de distribuição, conforme descrito na seção 2.5.2.

### **3.2 Medidas para evitar Fluxo de Potência Reverso**

Apesar do parâmetro técnico FPR ter como objetivo evitar a injeção de potência na rede da distribuidora, utilizando como base a curva de geração do SFV proposto (obtida via modelo matemático) e a curva de demanda da UC (selecionada como sendo a de menor potência consumida dentro de um conjunto de amostras de curvas obtidas via medição); é preciso ainda considerar a hipótese de haver inversão de fluxo de potência no ponto de conexão. Em razão disso, são apresentadas as seguintes medidas como opções viáveis para eliminar tal inversão:

- a) Uso de sistemas *zero grid*, que fazem uso de inversores inteligentes que operam em paralelismo permanente com a rede de distribuição, mas sem injetar energia nessa rede;
- b) Uso de SA de baterias configurado para carregar durante horários de maior geração do SFV e descarregar (na rede da UC) em horários de baixa ou

nenhuma geração do SFV. Essa medida traz também como benefícios a possibilidade de aumentar a CH do SFV (visto que excedente de energia produzida será armazenada nesse sistema) e reduzir o valor da conta de energia, principalmente, quando SA for usado para fornecer energia no horário da ponta (período em que as tarifas são mais caras).

### **3.3 Interface CHSFV**

A interface desenvolvida teve como finalidade permitir que o responsável técnico pelo estudo/projeto pudesse modelar a rede da UC e determinar a sua CH de SFV sem fazer uso de forma direta do OpenDSS, e nem precisar conhecer de forma aprofundada a sintaxe de programação desse *software*. Para atingir esse propósito, através do VBA foram criados formulários onde o usuário pode cadastrar dados da rede, visualizar o que foi cadastrado, calcular fluxo de potência, determinar a CH e visualizar resultados.

Cabe salientar que embora o OpenDSS seja muito utilizado para simulações e análises de diversos tipos de aplicações em redes de distribuição, o programa não possui uma interface de fácil manipulação e, principalmente, não possui comandos e propriedades que permitam calcular de forma automática a CH de SFV de uma rede; motivo pelo qual foi usado o VBA, que além de permitir a criação da interface contendo os formulários citados, viabilizou a criação do *script* de código que automatizou o cálculo da CH de SFV.

A Interface CHSFV é composta por 5 abas, cujos nomes e principais funcionalidades são descritas abaixo:

- a) Cadastro: aba reservada para o preenchimento dos principais dados do estudo, como nome do projeto, dados de potência instalada e contratada, cronograma de execução, informações da UC e da empresa contratada para realização do estudo; assim como espaço destinado para inclusão ou exclusão de usuários da interface;
- b) Modelagem da Rede: aba composta por 8 subabas, que são responsáveis pelo cadastro dos elementos de rede da UC, denominadas de Equivalente Thévenin, Curvas de Carga, Linhas, Transformadores, Cargas, Monitores, Sistema Fotovoltaico (SFV) e Sistema de Armazenamento;

- c) Capacidade de Hospedagem (CH): aba destinada ao cadastro das tensões de base da rede, configuração e visualização dos parâmetros de limitação da CH, execução do cálculo de fluxo de potência e realização do cálculo de CH (com visualização do resultado);
- d) Resultados: aba que permite realizar análise dos resultados obtidos, através da extração de gráficos e tabelas geradas via OpenDSS;
- e) Sobre o CHSFV: contém informações sobre a Interface CHSFV.

A Figura 9 mostra o *layout* da aba Cadastro. Demais abas serão apresentadas e referenciadas no próximo capítulo.

Figura 9 - Aba de Cadastro

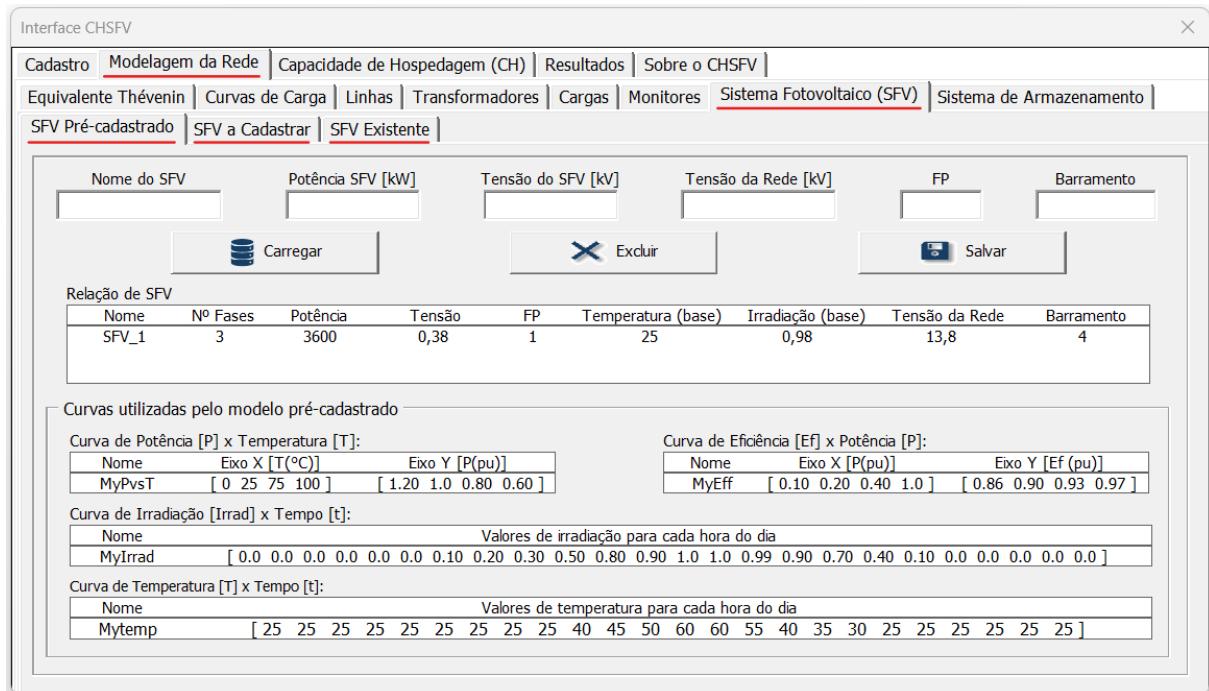
Fonte: Elaborado pelo autor.

Em relação às subabas, a Figura 10 exibe a subaba Sistema Fotovoltaico (SFV), que contém os dados cadastrados de um SFV utilizado em um dos cenários que serão apresentados na sequência do trabalho. Todas as subabas são compostas por caixas de texto e listas de seleção (para cadastro dos dados), botões (*Carregar*, *Excluir* e *Salvar*) e quadro contendo informações do(s) elemento(s) de rede cadastrado(s).

A função do botão *Carregar* é armazenar os dados cadastrados nas caixas de texto e listas de seleção nas planilhas da Interface CHSFV; e mostrar as principais

informações no(s) quadro(s) disposto(s) no *layout* da subaba. O botão *Excluir* permite eliminar os dados cadastrados de determinado elemento de rede, sendo necessário primeiro selecionar no quadro o elemento a ser excluído. E o botão *Salvar* é responsável por criar um arquivo com extensão “dss”, escrever nele as informações do elemento cadastro (já com a sintaxe do OpenDSS), salvar e fechá-lo.

Figura 10 – Subaba Sistema Fotovoltaico (SFV) – SFV Pré-cadastrado



Fonte: Elaborado pelo autor.

Na figura anterior é possível constatar que dentro da subaba Sistema Fotovoltaico (SFV), são existentes 3 novas subabas:

- a) SFV Pré-cadastrado: utiliza modelos de curvas disponíveis no OpenDSS, sendo necessário cadastrar número reduzido de informações. Esse tipo de SFV foi usado no estudo de caso que será apresentado no próximo capítulo;
- b) SFV a Cadastrar: permite cadastrar novas curvas, com base em informações a serem obtidas junto a catálogos técnicos de módulos FV (curva de potência em função da temperatura e de temperatura ao longo do dia) e de inversores (curva de eficiência), e de dados de irradiação do local de estudo por meio do Atlas Brasileiro de Energia Solar ou da base de dados do Centro de Referência para as Energias Solar e Eólica Sérgio de S. Brito

(CRESESB). Para o cadastro desse SFV foram criadas duas subabas, que estão contidas nos Apêndices A e B;

- c) SFV Existente: destinada ao cadastro de dados de um SFV já existente na UC. Esse tipo de SFV será abordado no capítulo seguinte.

O acesso a Interface CHSFV e aos códigos elaborados em VBA estão disponíveis através do *link* [https://github.com/deivis-marques/Projeto\\_CH\\_SFV.git](https://github.com/deivis-marques/Projeto_CH_SFV.git), que dá acesso a plataforma de hospedagem de repositórios *GitHub*. A abertura da interface está condicionada a realização de *login*. Para acesso como administrador, o usuário e senha são “adm” e “123”, respectivamente; esse usuário permite o acesso as planilhas e aos códigos criados em VBA, bem como dá permissão para incluir e excluir usuários (na aba Cadastro). E, para acesso como responsável técnico, o usuário e senha são “rt” e “12345”, respectivamente; tal login permite acesso apenas aos formulários.

O próximo capítulo visa demonstrar a aplicação da metodologia ora apresentada, mediante estudo de caso de um circuito teórico e considerando quatro cenários de implantação de SFV.

## 4 ESTUDO DE CASO

A metodologia descrita no capítulo anterior será aplicada através de um estudo de caso baseado em um circuito teórico, que será apresentado na próxima subseção. Em cima desse circuito foram simulados 4 cenários de aplicação do método proposto, que são:

- Cenário 1: considera a instalação de um SFV na barra 4 do circuito;
- Cenário 2: considera a instalação de um SFV na barra 7 do circuito;
- Cenário 3: considera a instalação de um SFV na barra 4 e a existência de um SFV na barra 5 do circuito;
- Cenário 4: considera a instalação de um SFV na barra 4 e a instalação de um SA na barra 6 do circuito.

O desenvolvimento de cada cenário parte do princípio de que as etapas 1 e 2 da metodologia tenham sido concluídas, visto circuito modelo já conter todas as informações que seriam previamente planejadas e levantadas em campo. Logo, o foco principal do estudo de caso foi demonstrar por meio dos cenários a eficácia da Interface CHSFV para a aplicação das etapas 3 e 4 da metodologia.

### 4.1 Circuito Modelo Adotado

O circuito adotado para o estudo de caso está representado na Figura 11. A rede é composta por 7 transformadores (TRs) numerados de 1 a 7, sendo que para cada TR foi atribuída uma carga com potência equivalente à nominal do próprio TR; a tensão primária é de 13,8 kV e dos secundários dos TRs de 380/220 V. Os trechos primários são trifásicos com condutores de alumínio nu e de cobre com isolamento em EPR, tendo seção e comprimento conforme indicados na Figura 11.

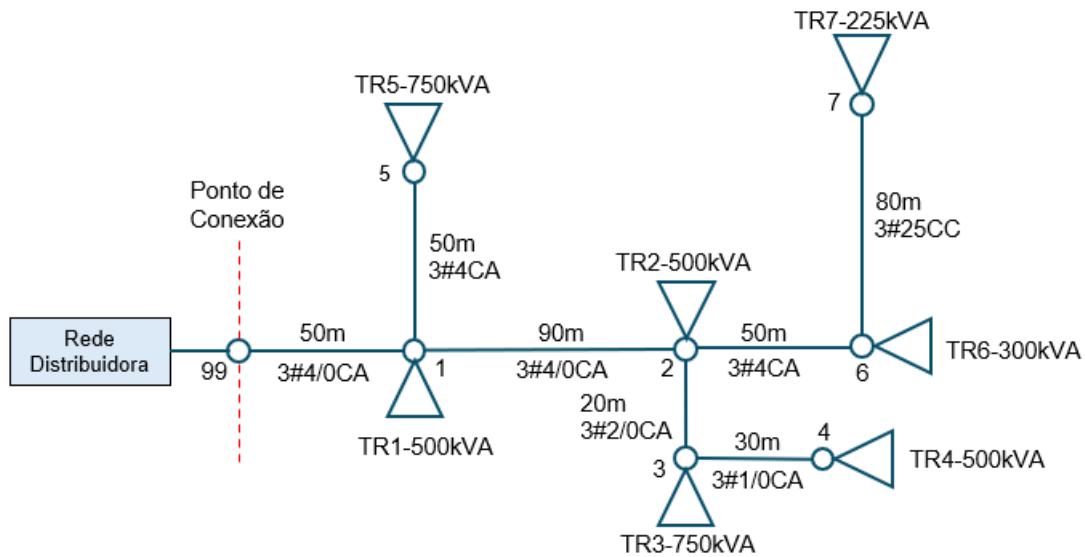
Os dados de tensão de base ( $V_b$ ), potência de base ( $S_b$ ), tensão em pu na qual a fonte (rede) está operando e impedâncias equivalentes positiva ( $Z_1$ ), negativa ( $Z_2$ ) e zero ( $Z_0$ ) do sistema elétrico no ponto de conexão, constam na Tabela 4.

Tabela 4 – Dados do sistema elétrico no ponto de conexão

Barramento	$V_b$ (kV)	$S_b$ (kVA)	pu	$Z_1$ [Re, Im] (pu)	$Z_2$ [Re, Im] (pu)	$Z_0$ [Re, Im] (pu)
99	13,8	100	1,0	[0,3 0,8]	[0,3 0,8]	[0,8 1,2]

Fonte: Adaptado de Kindermann (1995 apud PEREIRA; LUCIO, 2021, p. 31).

Figura 11 – Rede teórica de um consumidor livre



Fonte: Adaptado de Kindermann (1995 apud PEREIRA; LUCIO, 2021, p. 31).

As informações da Tabela 4 foram usadas para cadastrar o Equivalente Thévenin na Interface CHSFV. A Figura 12 mostra tal tela contendo os dados cadastrados.

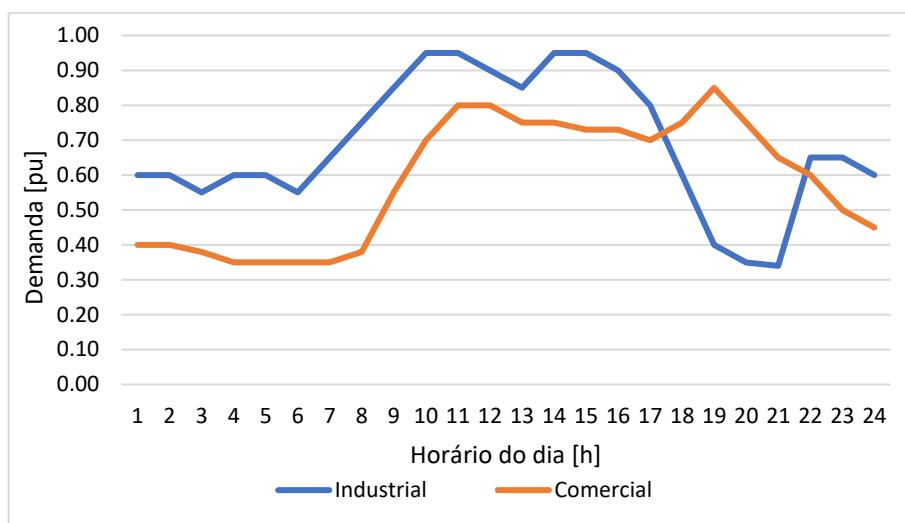
Figura 12 – Subaba Equivalente Thévenin

Nome Circuito	Barramento	Base_kV	Base_MVA	pu	Z1pu [Re, Im]	Z2pu [Re, Im]	Z0pu [Re, Im]
SE	99	13,8	100	1	[0.3 0.8]	[0.3 0.8]	[0.8 1.2]

Fonte: Elaborado pelo autor.

A curva de carga diária escolhida para o ponto de conexão teve como premissas caracterizar um consumidor livre do tipo industrial e representar o dia de menor consumo de potência da UC; sendo que em um caso real essa curva seria adquirida via instalação de MUG ou dados de memória de massa da medição da UC. Na Interface CHSFV foram cadastrados dois modelos de curvas típicas, uma industrial e outra comercial, sendo a primeira foi utilizada nas simulações e a segunda deixada como opção para aplicação em UCs que apresentem consumo de natureza comercial. O Gráfico 6 ilustra as curvas citadas.

Gráfico 6 – Curvas de carga típicas industrial e comercial

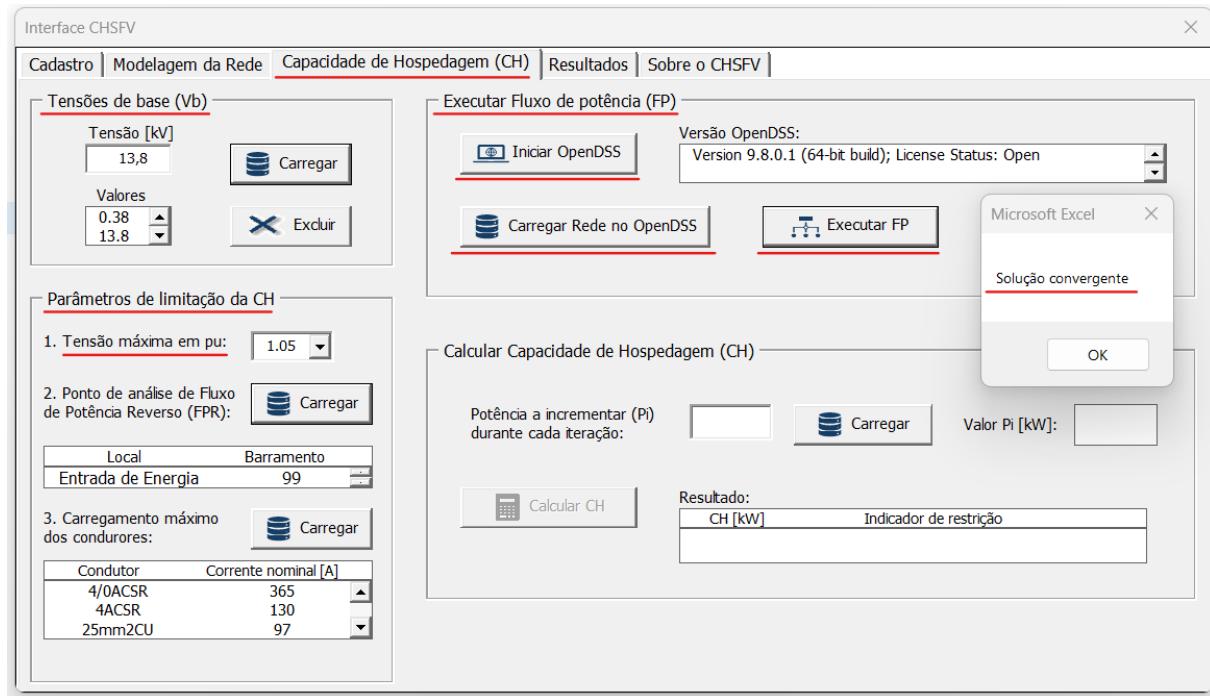


Fonte: Adaptado de Pessanha *et al* (2015).

Cabe frisar que na Interface CHSFV é possível cadastrar novas curvas de carga, como curvas levantadas via MUGs instalados próximos aos bornes dos transformadores e/ou das cargas, por exemplo. A subaba de Curvas de Carga pode ser visualizada no Apêndice C.

A continuidade da modelagem da rede ocorreu pelo preenchimento das subabas Linhas, Transformadores, Cargas e Monitores; tais telas são apresentadas nos Apêndices D, E, F e G, respectivamente. Após modelagem, a execução do fluxo de potência da rede foi realizada via aba Capacidade de Hospedagem (CH). Para isso, primeiramente foi necessário informar os valores de tensão de base da rede da UC e selecionar o limite do parâmetro técnico V; para então executar o fluxo de potência (FP) através do acionamento dos botões *Iniciar OpenDSS*, *Carregar Rede no OpenDSS* e *Executar FP*. Após execução do FP, a seguinte mensagem foi gerada em tela “Solução convergente”. A Figura 13 apresenta a aba em questão.

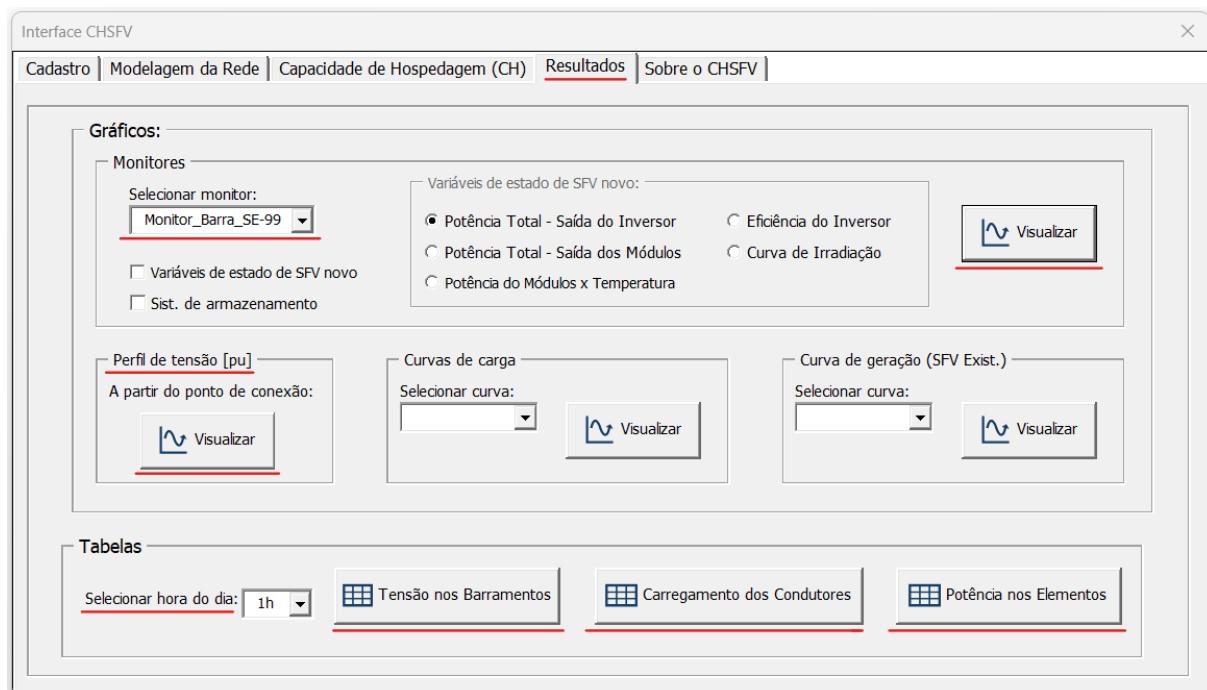
Figura 13 – Aba Capacidade de Hospedagem (CH) - Cálculo do fluxo de potência



Fonte: Elaborado pelo autor.

Depois de executado o FP, o passo seguinte foi visualizar os resultados, para fins de validação da modelagem realizada, como previsto na etapa 3 da metodologia. Esse procedimento foi realizado via aba Resultados, mostrada na Figura 14.

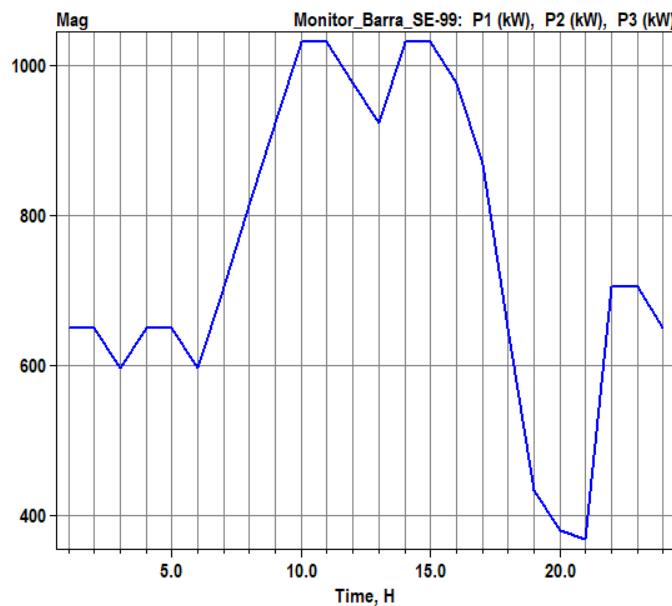
Figura 14 – Aba Resultados – Circuito Modelo



Fonte: Elaborado pelo autor.

O Gráfico 7 mostra o resultado das curvas de carga das fases (P1, P2 e P3) no ponto de conexão, que foram obtidas a partir da curva do tipo industrial exibida no Gráfico 6. Importante ressaltar que as curvas das fases estão sobrepostas em função das cargas terem sido modeladas como sendo trifásicas equilibradas.

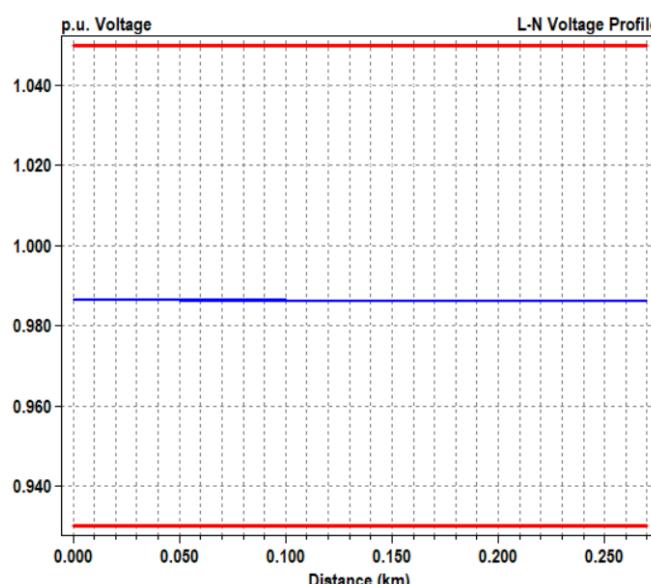
Gráfico 7 – Curva de carga no ponto de conexão sem SFV



Fonte: Elaborado pelo autor.

E o Gráfico 8 mostra o perfil de tensão desde o ponto de conexão (0 km) até o ponto mais distante da rede (0,27 km), mostrando-se abaixo do limite de 1,05 pu.

Gráfico 8 – Perfil de tensão da rede da UC sem SFV



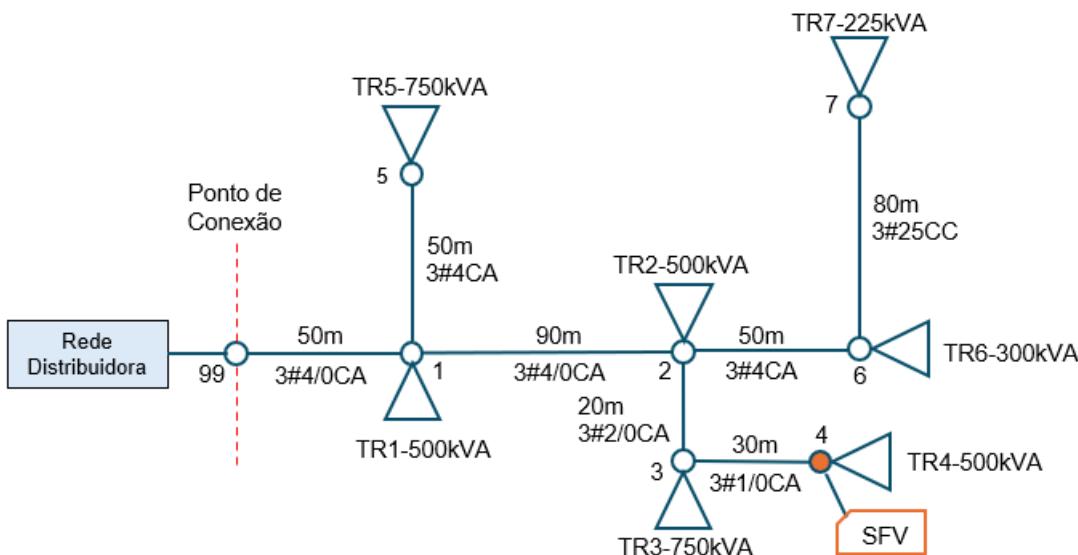
Fonte: Elaborado pelo autor.

De posse da rede modelada e validada na Interface CHSFV, foram realizadas as simulações dos quatro cenários mencionados anteriormente, os quais serão apresentados nas próximas seções.

#### 4.2 Cenário 1 – SFV Novo na Barra 4

O primeiro cenário simulado teve como finalidade determinar a CH de SFV na barra 4 da rede modelada. A Figura 15 contém a indicação do local proposto para a inserção do sistema.

Figura 15 – Rede com SFV na barra 4



Fonte: Adaptado de Kindermann (1995 apud PEREIRA; LUCIO, 2021, p. 31).

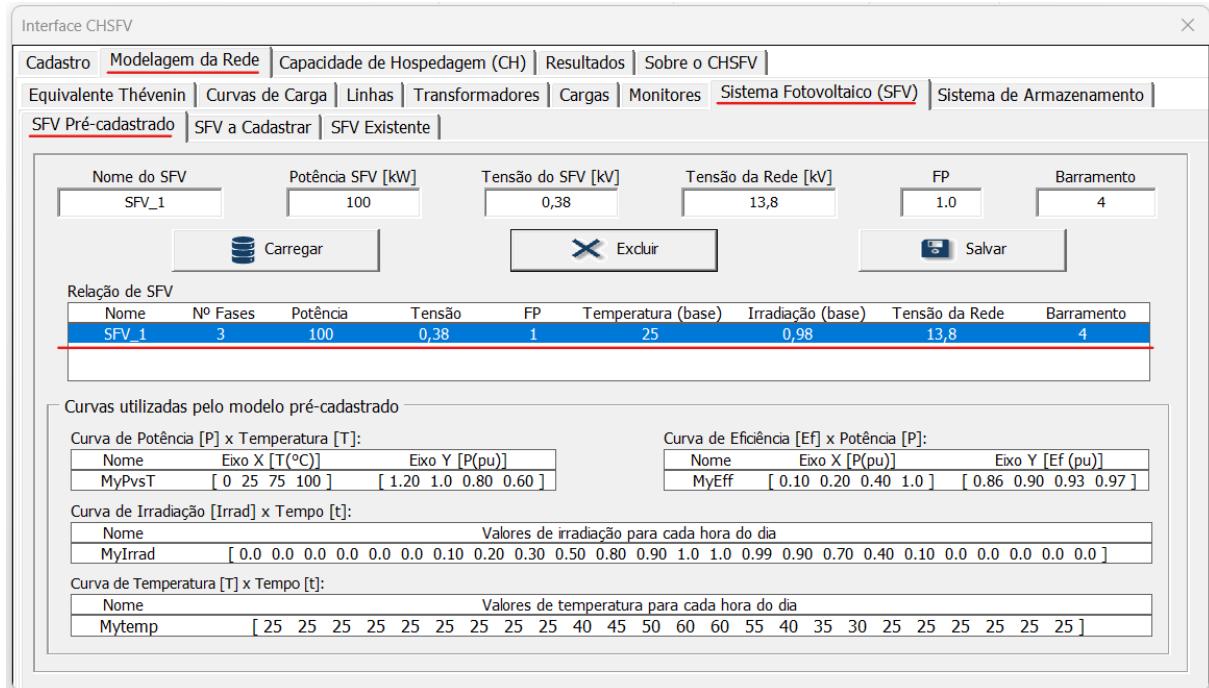
O tipo de SFV escolhido foi o que é disponibilizado pelo OpenDSS, em uma das pastas contendo exemplos de aplicação, que são fornecidas junto com o arquivo executável, no momento do *download* do software no *sítio* da EPRI.

O modelo matemático do SFV faz uso das seguintes curvas:

- Curva de potência dos módulos FV em função da temperatura (Apêndice H);
- Curva de temperatura dos módulos FV em função das horas do dia;
- Curva de eficiência dos inversores (Apêndice I);
- Curva de irradiação do local (Apêndice J).

O cadastro do SFV na Interface CHSFV consta na Figura 16.

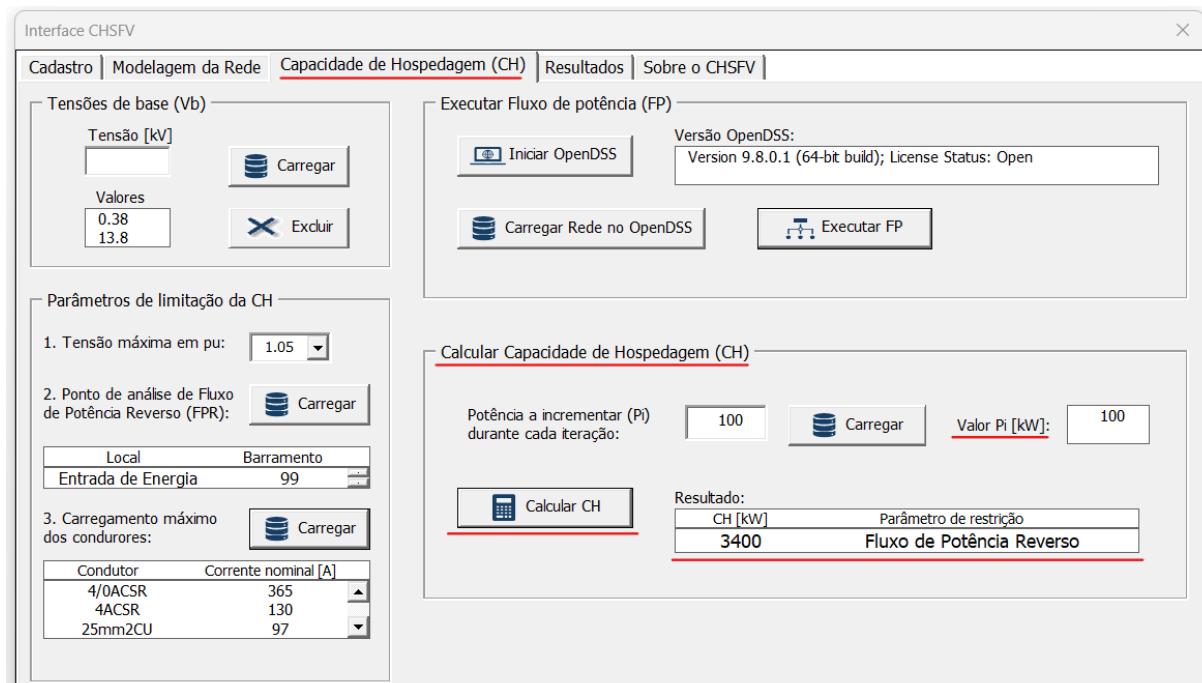
Figura 16 – Cadastro do SFV novo na barra 4



Fonte: Elaborado pelo autor.

Depois de inserido o SFV na rede modelada, a passo seguinte foi executar novamente o cálculo de fluxo de potência (ver Figura 13), informar o valor de Pi (100 kW) e calcular a CH. O resultado do cálculo está indicado na Figura 17.

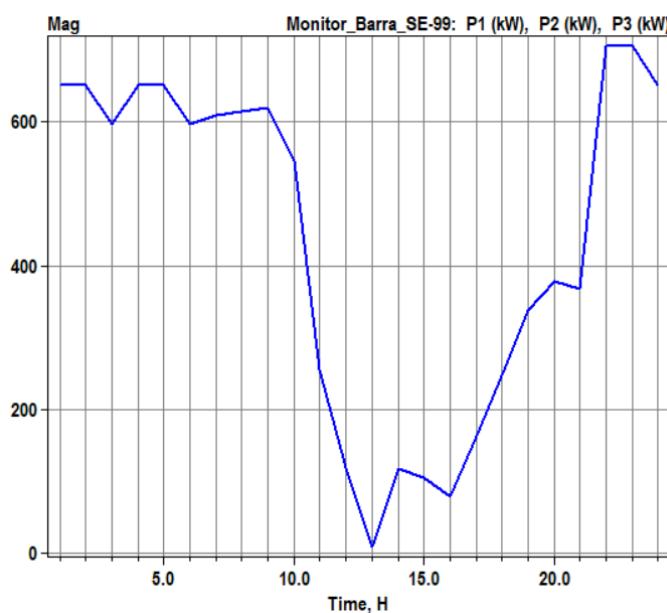
Figura 17 – Resultado da CH para SFV novo na barra 4



Fonte: Elaborado pelo autor.

O desfecho do cálculo informou que a CH para instalação de um SFV na barra 4 foi de 3400 kW, tendo como parâmetro limitador o FPR no ponto de conexão. O Gráfico 9 apresenta a nova curva de carga da UC, onde é possível constatar que não houve inversão de fluxo de potência em nenhum momento ao longo do dia; sendo possível observar também que o horário das 13 h foi que esteve mais próximo de apresentar inversão, registrando o menor valor de potência fornecida pela distribuidora (aproximadamente 9,5 kW).

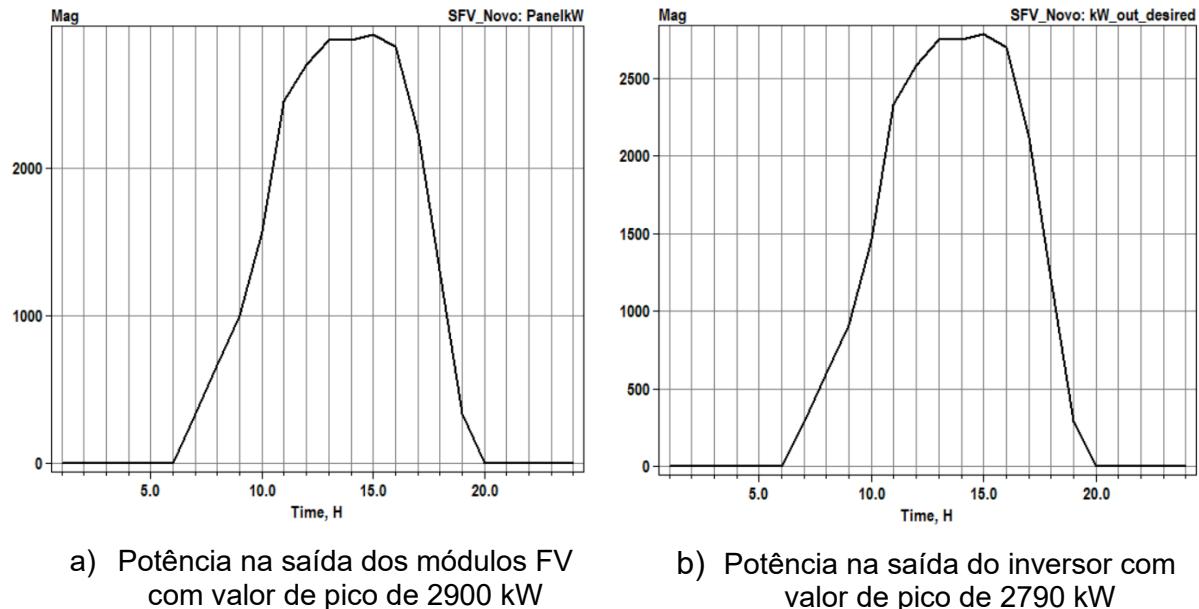
Gráfico 9 – Curva de carga no ponto de conexão com SFV de 3400 kW na Barra 4



Fonte: Elaborado pelo autor.

Importante citar que o valor da CH de 3400 kW encontrado no cálculo diz respeito a capacidade instalada do SFV, porém não representa os montantes líquidos de potência fornecido nas saídas dos módulos FV e do inversor, que dependem de fatores como temperatura, eficiência e irradiação do local. As curvas que mostram o comportamento desses equipamentos devido a esses fatores constam nos Apêndices H, I e J; e as curvas de potência de saída dos mesmos constam representados no Gráfico 10, tendo como potência de pico para os módulos FV o valor de 2900 kW e para o inversor 2790 kW.

Gráfico 10 – Potência na saída dos módulos (a) e do inversor (b) do SFV de 3400 kW na barra 4

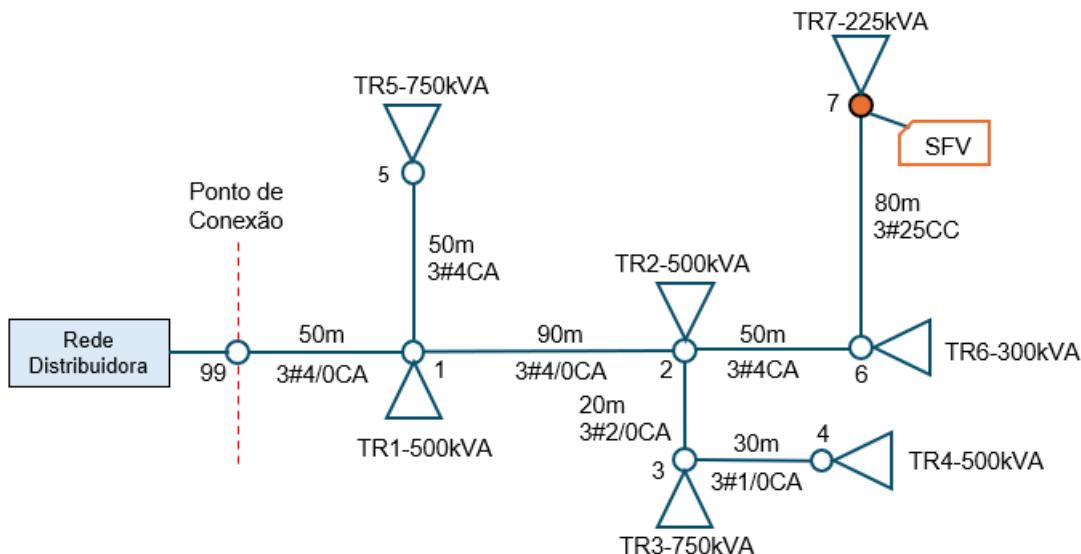


Fonte: Elaborado pelo autor.

#### 4.3 Cenário 2 – SFV Novo na Barra 7

O segundo cenário visou determinar a CH de SFV na barra 7 da rede. O local sugerido para instalação do sistema está indicado na Figura 18.

Figura 18 – Rede com SFV na barra 7



Fonte: Adaptado de Kindermann (1995 apud PEREIRA; LUCIO, 2021, p. 31).

O cadastro do SFV na Interface é mostrado na Figura 19. Novamente foi usado o modelo de SFV do OpenDSS, descrito no cenário anterior.

Figura 19 – Cadastro do SFV novo na barra 7

The screenshot shows the 'Cadastro' tab selected in the top navigation bar. The main form contains fields for the PV system: Nome do SFV (SFV\_1), Potência SFV [kW] (100), Tensão do SFV [kV] (0,38), Tensão da Rede [kV] (13,8), FP (1.0), and Barramento (7). Below these are buttons for 'Carregar' (Load), 'Excluir' (Delete), and 'Salvar' (Save). A table labeled 'Relação de SFV' lists the PV system with details: Nº Fases (3), Potência (100), Tensão (0,38), FP (1), Temperatura (base) (25), Irradiação (base) (0,98), Tensão da Rede (13,8), and Barramento (7). At the bottom, there are sections for 'Curvas utilizadas pelo modelo pré-cadastrado' (curves used by the pre-cataloged model) showing tables for Power vs Temperature, Efficiency vs Power, Irradiation vs Time, and Temperature vs Time.

Fonte: Elaborado pelo autor.

O resultado do cálculo está indicado na Figura 20, com valor de Pi de 100 kW.

Figura 20 – Resultado da CH para SFV novo na barra 7

The screenshot shows the 'Capacidade de Hospedagem (CH)' tab selected. On the left, under 'Tensões de base (Vb)', there are fields for Tensão [kV] (0,38, 13,8) with 'Carregar' and 'Excluir' buttons. Under 'Parâmetros de limitação da CH', there are dropdowns for 1. Tensão máxima em pu (1.05), 2. Ponto de análise de Fluxo de Potência Reverso (FPR) (Carregar, Local: Entrada de Energia, Barramento: 99), and 3. Carregamento máximo dos condutores (Carregar, Condutor: 4/0ACSR, Corrente nominal [A]: 365; Condutor: 4ACSR, Corrente nominal [A]: 130; Condutor: 25mm<sup>2</sup>CU, Corrente nominal [A]: 97). On the right, under 'Executar Fluxo de potência (FP)', there are buttons for 'Iniciar OpenDSS' (Version 9.8.0.1 (64-bit build); License Status: Open) and 'Carregar Rede no OpenDSS' and 'Executar FP'. Under 'Calcular Capacidade de Hospedagem (CH)', there are fields for 'Potência a incrementar (Pi) durante cada iteração:' (100) and 'Valor Pi [kW:]' (100). The 'Resultado:' section shows CH [kW] (3000) and Parâmetro de restrição (Sobrecarga).

Fonte: Elaborado pelo autor.

A CH determinada pelo cálculo para a barra 7 indicou um SFV de 3000 kW, tendo como parâmetro limitador a sobrecarga de condutores. A Figura 21 mostra o carregamento dos condutores no trecho entre as barras 6 e 7, que foi o trecho que apresentou o maior carregamento; esses dados foram colhidos na aba Resultados, para o horário das 13 h e clicando no botão *Carregamento dos Condutores*, ver Figura 14. Considerando que a capacidade nominal do condutor desse trecho (3#25CC) é de 97 A, conforme Tabela 3, consta-se que o carregamento do condutor ficou adequado (95,2 A), porém próximo do seu limite nominal.

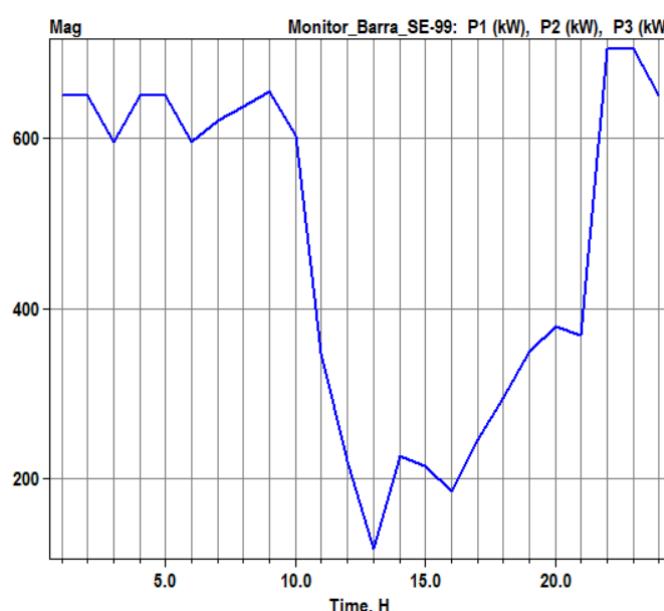
Figura 21 – Carregamento dos condutores do Trecho-6\_7

CIRCUIT ELEMENT CURRENTS						
(Currents into element from indicated bus)						
Power Delivery Elements						
Bus	Phase	Magnitude, A	Angle	(Real)	+j	(Imag)
<b>ELEMENT = "Line.TRECHO_6-7"</b>						
6	1	95.22 / -174.8	=	-94.828 +j	-8.6277	
6	2	95.22 / 65.2	=	39.942 +j	86.438	
6	3	95.22 / -54.8	=	54.886 +j	-77.81	
-----						
7	1	95.22 / 5.2	=	94.828 +j	8.6277	
7	2	95.22 / -114.8	=	-39.942 +j	-86.438	
7	3	95.22 / 125.2	=	-54.886 +j	77.81	

Fonte: Elaborado pelo autor.

A curva de carga no ponto de conexão levando em conta o SFV de 3000 kW está ilustrada no Gráfico 11.

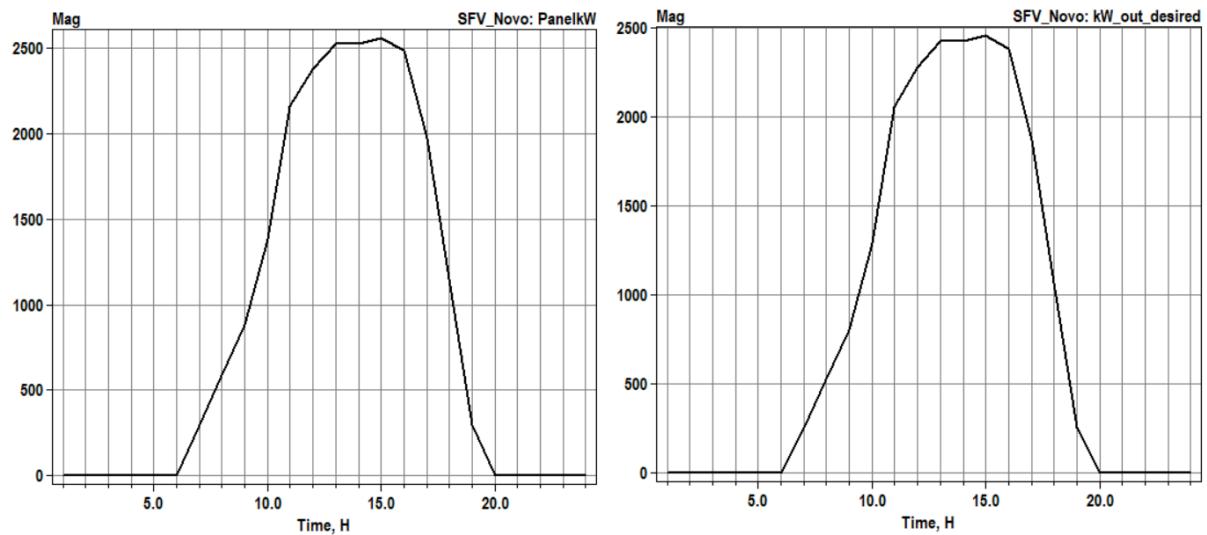
Gráfico 11 – Curva de carga no ponto de conexão com SFV de 3000 kW na Barra 7



Fonte: Elaborado pelo autor.

O valor de potência mínima registrada no gráfico anterior foi de 118 kW, para o horário das 13 h, que é cerca de 11 vezes maior do que o valor mínimo encontrado no primeiro cenário. As curvas de potência de saída dos módulos FV e do inversor são apresentados no Gráfico 12, com potências de pico de 2550 kW e de 2450 kW, respectivamente.

Gráfico 12 – Potência na saída dos módulos (a) e do inversor (b) do SFV de 3000 kW na barra 7



a) Potência na saída dos módulos FV com valor de pico de 2550 kW

b) Potência na saída do inversor com valor de pico de 2450 kW

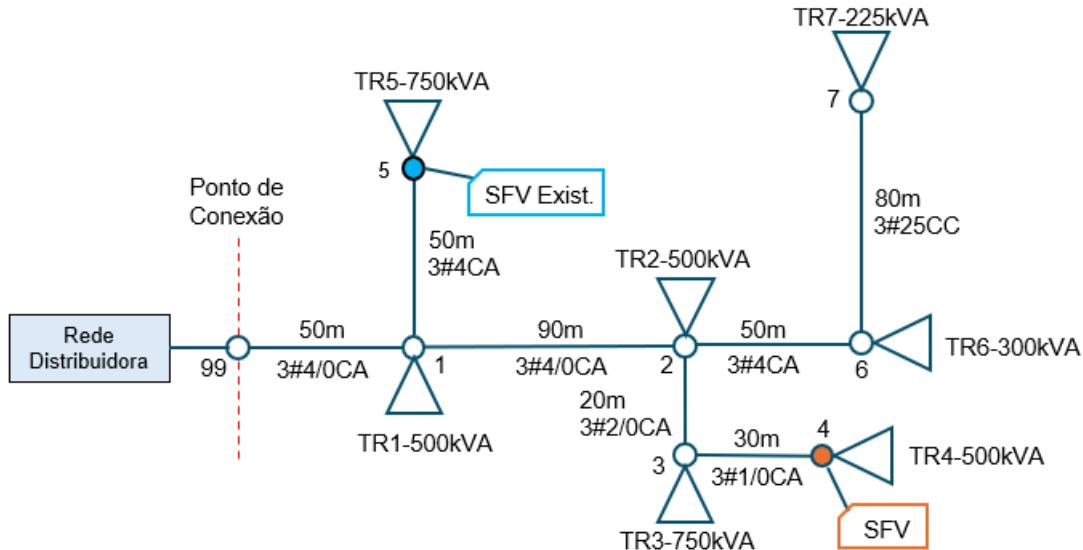
Fonte: Elaborado pelo autor.

#### 4.4 Cenário 3 – SFV Novo na Barra 4 e SFV Existente na Barra 5

O cenário 3 considerou a hipótese de a UC já possuir em suas instalações um SFV de 200 kW, localizado na barra 5, e avaliou a CH de implantação de um novo SFV na barra 4. Para o SFV existente, foi cadastrada uma curva de geração que (teoricamente) representa o dia de maior geração do sistema, adquirida junto a um banco de dados concedidos pelo fabricante/installador do SFV ou levantada por intermédio da instalação de um MUG, devendo-se considerar os meses do ano de maior irradiação solar, como explicado no capítulo 3. E, para o SFV novo, o modelo cadastrado ilustrado na Figura 16 foi mais uma vez utilizado.

A Figura 22 exibi a rede contendo ambos os SFV (existente e novo).

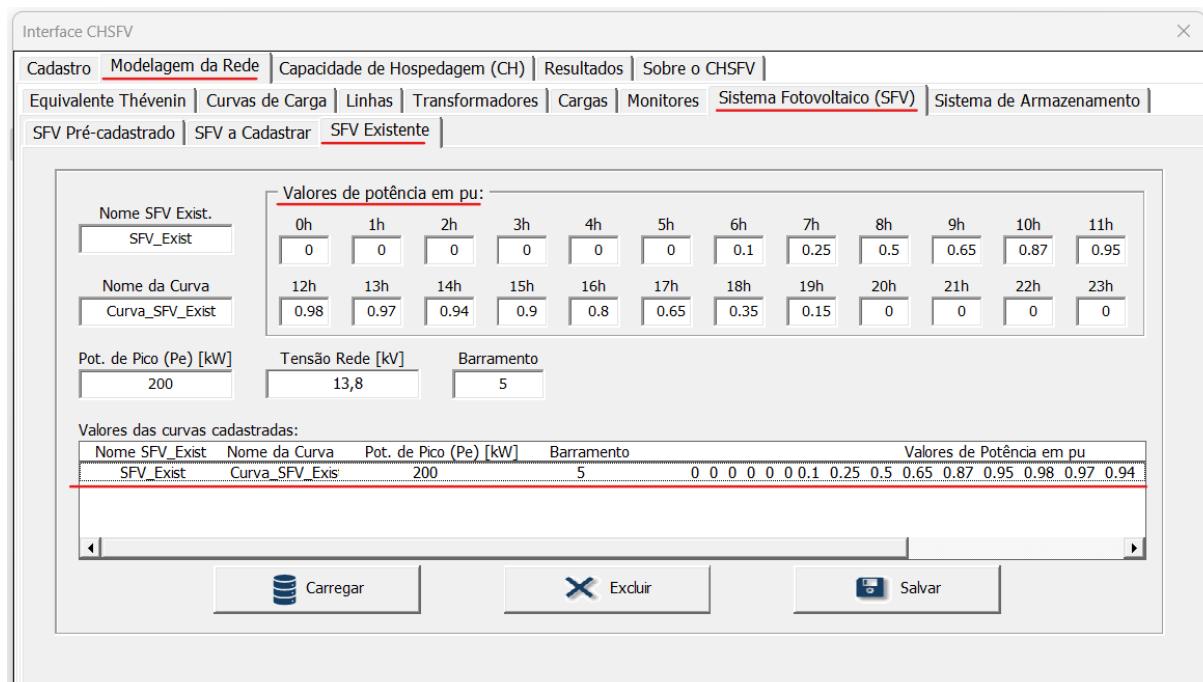
Figura 22 – Rede com SFV na barra 4 e SFV existente na barra 5



Fonte: Adaptado de Kindermann (1995 apud PEREIRA; LUCIO, 2021, p. 31).

A subaba mostrada na Figura 23 apresenta os dados cadastrados do SFV existente utilizado na simulação.

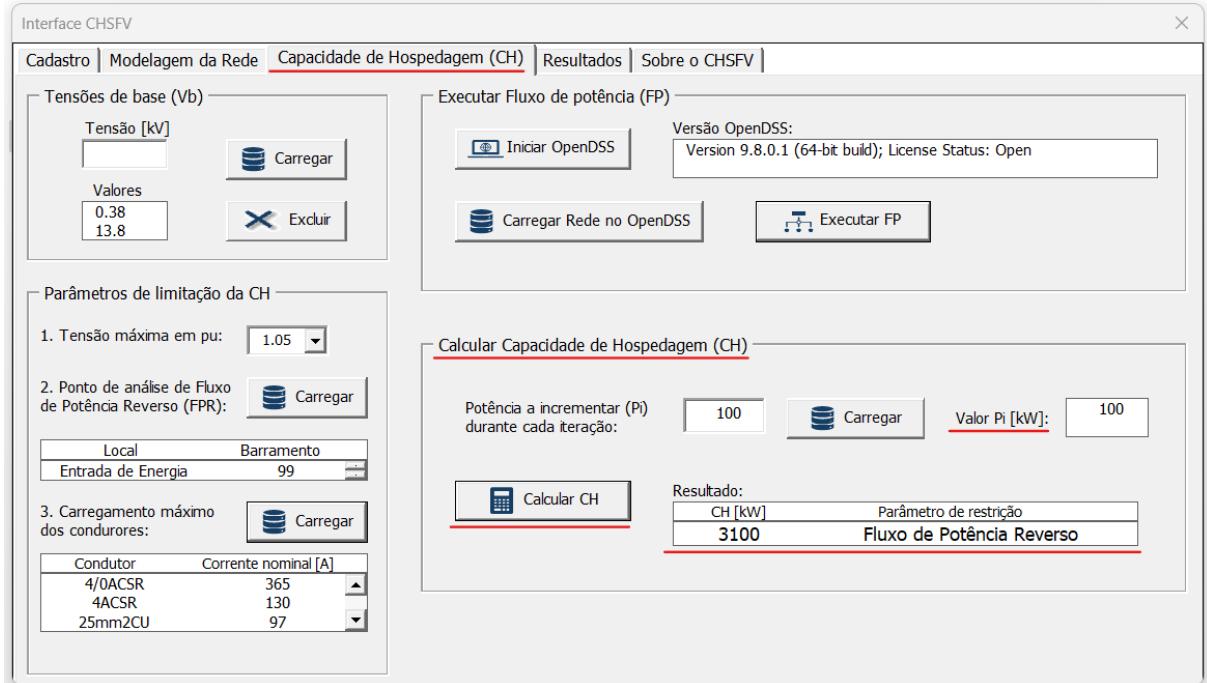
Figura 23 – Cadastro do SFV existente de 200 kW na barra 5



Fonte: Elaborado pelo autor.

O CH da rede para o cenário em questão consta na Figura 24, que resultou no valor de um SFV de 3100 kW, com parâmetro limitador do tipo FPR.

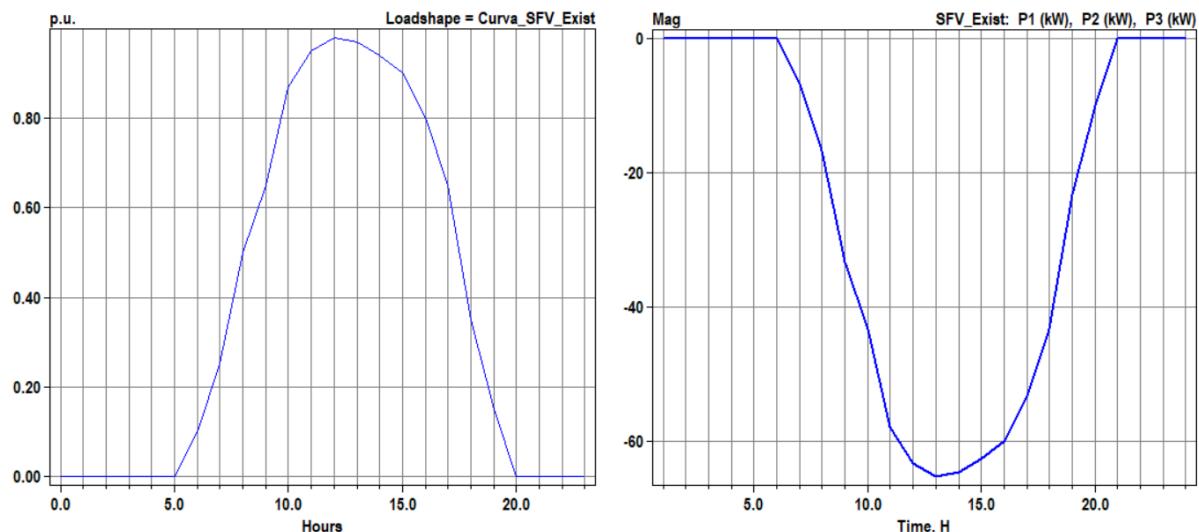
Figura 24 – Resultado da CH para SFV novo na barra 4 e SFV existente na barra 5



Fonte: Elaborado pelo autor.

A curva de geração do SFV existente em pu cadastrada na Figura 23 está representada no Gráfico 13(a) e a curva de geração por fase desse sistema, em kW, é mostrada no Gráfico 13(b); com cada fase gerando -65,3 kW.

Gráfico 13 – Curva de geração em pu (a) e de potência por fase em kW (b) do SFV existente de 200 kW na barra 5



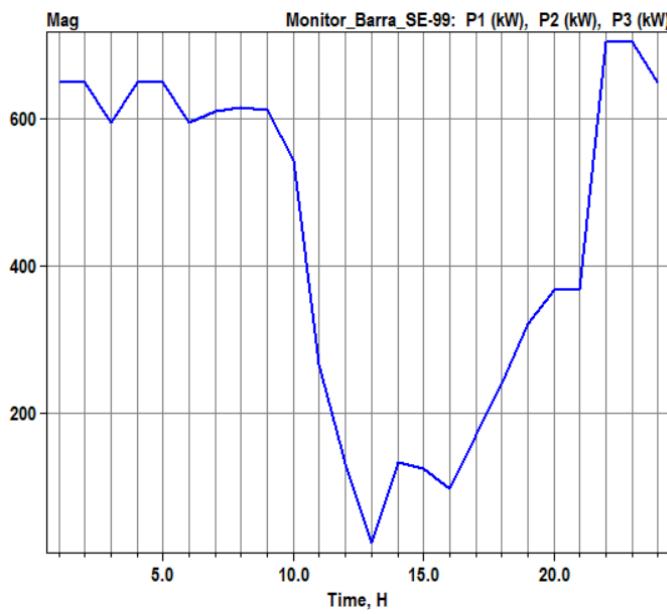
a) Curva de geração em pu do SFV existente de 200 kW

b) Curva de potência por fase em kW do SFV existente de 200 kW

Fonte: Elaborado pelo autor.

A curva de carga é exibida no Gráfico 14 apresenta para todas as fases uma potência mínima de 25 kW, registrada para o horário das 13 h, evidenciando a não inversão de fluxo de potência no ponto de conexão.

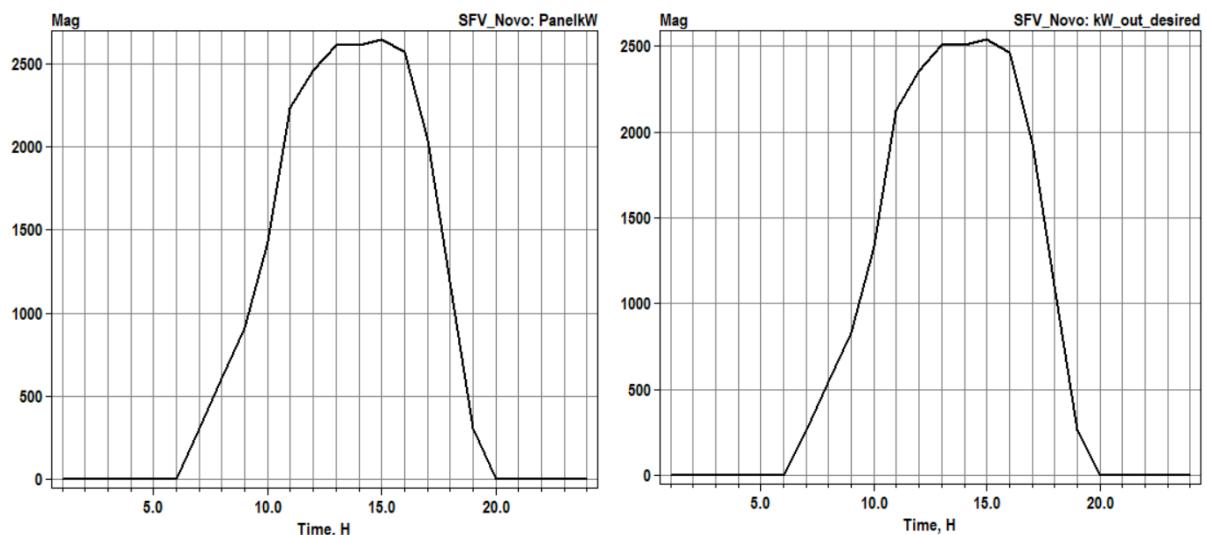
Gráfico 14 – Curva de carga no ponto de conexão com SFV de 3100 kW na barra 4 e SFV existente de 200 kW na barra 5



Fonte: Elaborado pelo autor.

O Gráfico 15 mostra as curvas de saída dos módulos FV e do inversor do SFV.

Gráfico 15 – Potência na saída dos módulos (a) e do inversor (b) do SFV de 3100 kW na barra 4 e com SFV existente de 200 kW na barra 5



a) Potência na saída dos módulos FV com valor de pico de 2645 kW

b) Potência na saída do inversor com valor de pico de 2540 kW

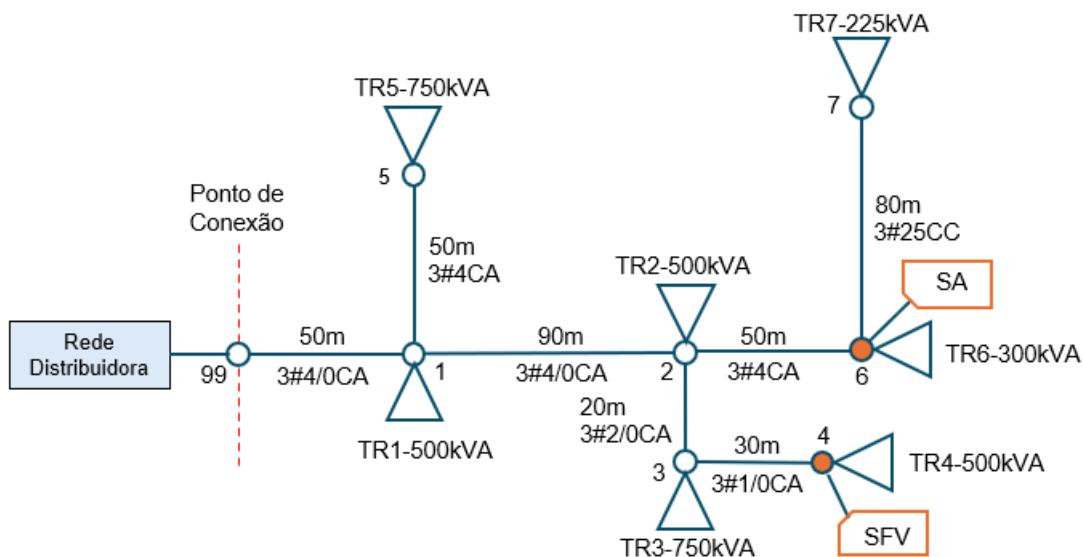
Fonte: Elaborado pelo autor.

Sobre o gráfico anterior, os valores de potência de pico registrados para os módulos FV foi de 2645 kW e para o inversor de 2540 kW.

#### 4.5 Cenário 4 – SFV Novo na Barra 4 e SA na Barra 6

O último cenário simulado teve como interesse obter a CH de SFV a barra 4 em conjunto com a instalação de um SA com capacidade de 200 kW na barra 6. A configuração da rede proposta para esse caso é exposta na Figura 25.

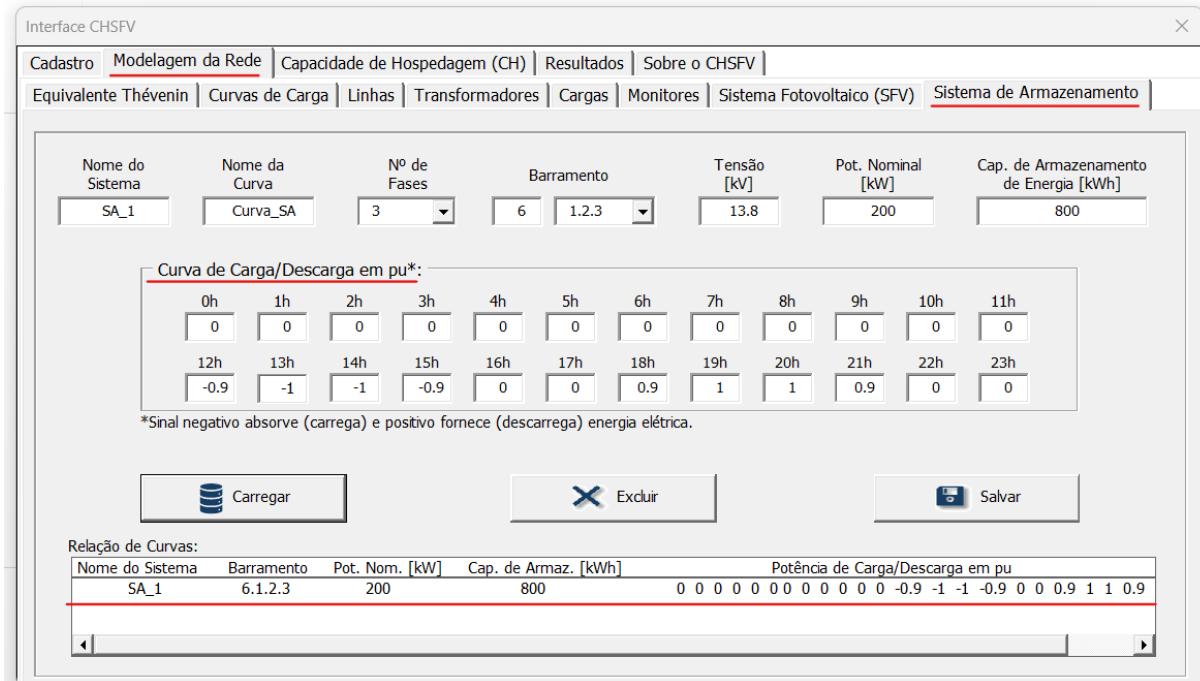
Figura 25 – Rede com SFV na barra 4 e SA na barra 6



Fonte: Adaptado de Kindermann (1995 apud PEREIRA; LUCIO, 2021, p. 31).

Para o cadastro do SA foi necessário estabelecer uma curva de carga e descarga, que visa representar o modo de operação desse sistema. Tal curva foi definida considerando como horários de carga o intervalo compreendido entre as 12 h e 15 h, período do dia no qual se tem os valores de máxima irradiação solar (com base no modelo de curva adotada, disponibilizada no Apêndice J); e como horários de descarga o intervalo das 18 h até às 21 h, que normalmente correspondem ao horário de ponta das distribuidoras, cujos valores de tarifa de energia e de demanda contratada são superiores aos praticados para os demais horários do dia. A Figura 26 mostra a subaba de cadastro do SA, nos campos destinados à curva de carga e descarga os valores negativos indicam que o sistema está carregando e os positivos que está fornecendo energia.

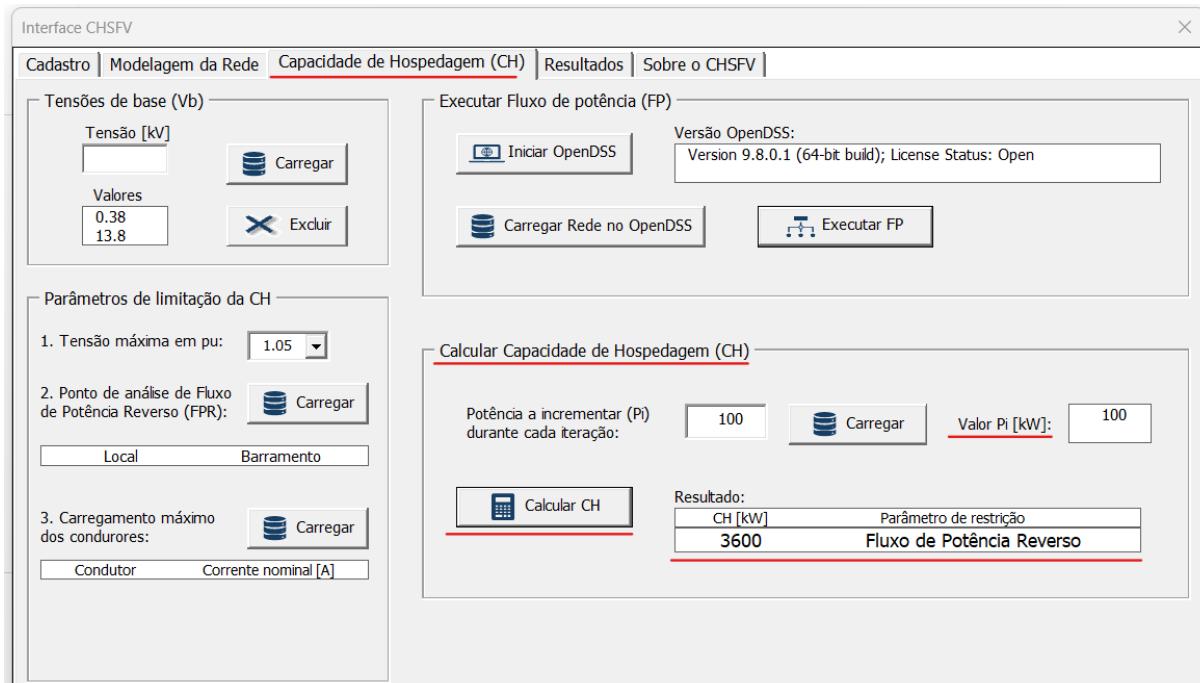
Figura 26 – Cadastro do SA de 200 kW na barra 6



Fonte: Elaborado pelo autor.

O resultado da CH é mostrado na Figura 27, com valor de 3600 kW e tendo como parâmetro limitador outra vez o FPR. Constatata-se que esse valor foi o maior alcançado entre os cenários analisados.

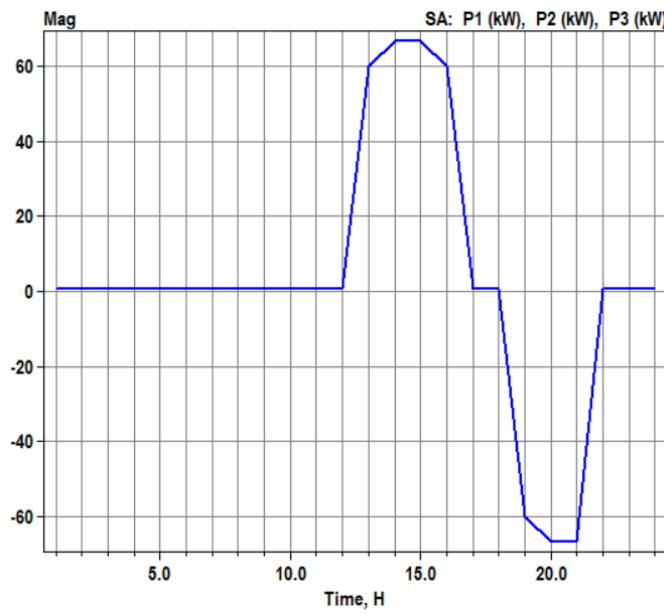
Figura 27 – Resultado da CH para SFV novo na barra 4 e SA na barra 6



Fonte: Elaborado pelo autor.

A representação da curva de carga e descarga das fases do SA está condida no Gráfico 16. Como sistema é trifásico balanceado, fases no gráfico estão sobrepostas.

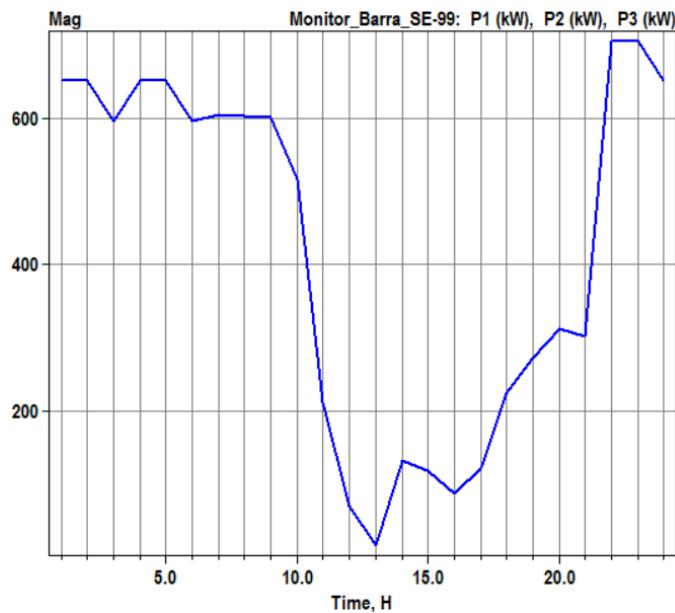
Gráfico 16 – Curva de carga/descarga por fase (P1, P2 e P3) do SA de 200 kW na barra 6



Fonte: Elaborado pelo autor.

A curva de carga está ilustrada no Gráfico 17, contendo valor mínimo de 16 kW.

Gráfico 17 – Curva de carga no ponto de conexão com SFV de 3400 kW na barra 4 e SA de 200 kW na barra 6

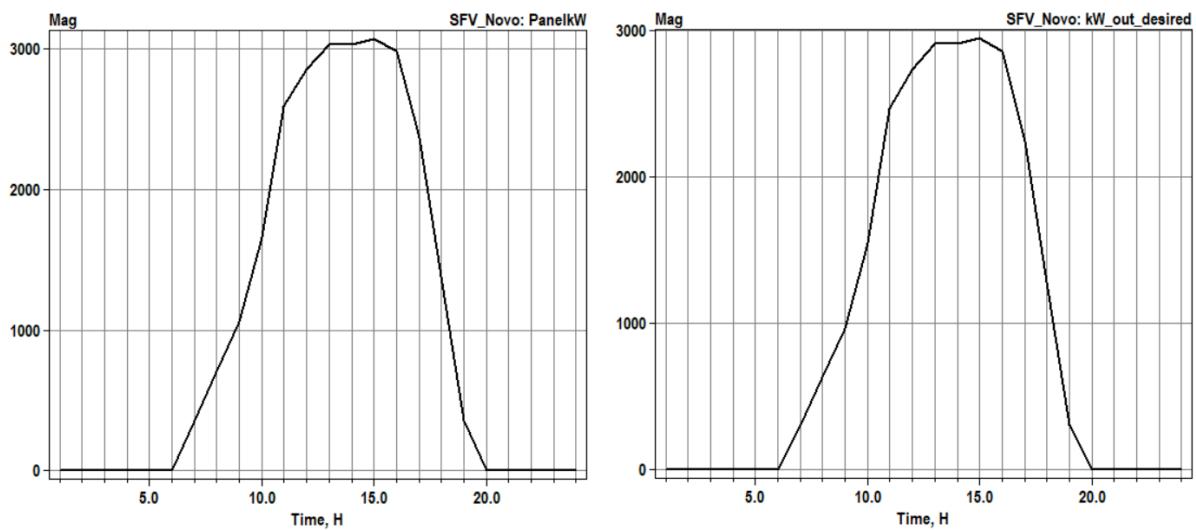


Fonte: Elaborado pelo autor.

Comprando o último gráfico com demais gráficos de curva de carga gerados nos cenários anteriores, identifica-se uma redução no fornecimento de potência por parte da distribuidora durante os horários de ponta (entre 18 h e 21 h), devido ao fato do SA estar fornecendo potência à rede da UC nesse intervalo.

Por fim, as curvas de potência dos módulos FV e do inversor são apresentadas no Gráfico 18, com valores máximos de 3075 kW e 2950 Kw, respectivamente.

Gráfico 18 – Potência na saída dos módulos (a) e do inversor (b) do SFV de 3600 kW na barra 4 e SA de 200 kW na barra 6



a) Potência na saída dos módulos FV  
com valor de pico de 3075 kW

b) Potência na saída do inversor com  
valor de pico de 2950 kW

Fonte: Elaborado pelo autor.

Os códigos gerados dos quatro cenários com a sintaxe de programação do OpenDSS também estão disponíveis na plataforma *GitHub* e podem ser acessados com o mesmo link informado no final do capítulo 3. O próximo capítulo apresenta uma análise dos resultados obtidos no estudo de caso.

## 5 RESULTADOS

Este capítulo tem por objetivo analisar os resultados encontrados com a implementação metodologia descrita no capítulo 3, através dos cenários desenvolvidos no estudo de caso teórico, que foi apresentado no capítulo anterior. O presente capítulo foi dividido em três subseções, que visam analisar a metodologia, avaliar a eficácia da interface desenvolvida e investigar os resultados dos cenários simulados no estudo de caso.

### 5.1 Metodologia Proposta

A metodologia desenvolvida buscou identificar as etapas necessárias para atingir o objetivo principal do trabalho, que é obter a CH de SFV em UCs participantes do ACL, que desejam enquadrar-se como autoprodutor, mas sem injetar excedente de energia produzida na rede da distribuidora.

As duas primeiras etapas buscaram descrever quais tipos de dados são necessários e de que forma os obter para viabilizar a modelagem da rede e o cálculo da CH para SFV, contemplando as principais ações a serem realizadas em uma etapa inicial de planejamento e de que forma colher os dados *in loco*. As duas últimas etapas foram descritas considerando a elaboração de uma ferramenta que otimizasse o tempo necessário para modelar e calcular a CH, o que foi obtido com a implementação da Interface CHSFV.

Ainda, dentro do capítulo da metodologia foram atendidos os objetivos específicos relacionados a especificação dos parâmetros técnicos limitadores da CH, identificação de ações a serem realizadas para evitar inversão de fluxo de potência no ponto de conexão e desenvolvimento da interface citada no parágrafo anterior.

### 5.2 Utilização da Interface CHSFV

A Interface CHSFV projetada permitiu viabilizar a modelagem da rede e o cálculo da CH de SFV de todos os cenários considerados no estudo de caso, podendo-se destacar como resultados benéficos proporcionados pela ferramenta, as seguintes características:

- a) Utilização do OpenDSS sem necessidade por parte do usuário conhecer de forma aprofundada a sintaxe de programação do *software*;
- b) Automação do cálculo da CH contido na Figura 8, pois OpenDSS não possui este tipo de recurso, ou seja, comando para cálculo de fluxo de potência no *software* tem de ser executado pelo usuário para cada valor de potência do SFV a ser testado;
- c) Validação da rede modelada, através da comparação dos resultados gerados na interface com os dados coletados *in loco*, como curvas de carga, tensões de barramentos e carregamento de condutores;
- d) Possibilidade de simulação de inúmeros cenários, podendo-se avaliar a instalação de mais de um SFV em diferentes barramentos, considerar SFV existente e incluir no estudo o uso de SA;
- e) Viabilidade de monitorar variáveis de qualquer elemento de rede, via criação de monitores (medidores/registradores), conforme Apêndice G;
- f) Baixos tempos de simulação, quando comparados aos tempos que seriam necessários para atingir os mesmos objetivos fazendo uso apenas do OpenDSS. A Tabela 5 apresenta os tempos de simulação de cada cenário.

Tabela 5 – Tempos de simulação dos cenários

Cenário	Tempo de simulação	Máquina utilizada
1	5min	Nome: LAPTOP-UQ4N4TCK (Aspire A515-54G),
2	4min	Processador: Intel(R) Core(TM) i5-10210U CPU @1,60GHz 2,11 GHz, RAM: 8 GB, Sistema
3	3min45s	Operacional: 64 bits – Windows 11 Home Single Language – Versão 24H2
4	5min35s	

Fonte: Elaborado pelo autor.

Diante do exposto, é possível concluir que a interface se mostrou eficiente e cumpriu com o propósito para o qual foi desenvolvida.

### 5.3 Análise dos Cenários

O resultado da CH de cada cenário, assim como o respectivo parâmetro técnico limitador constam na Tabela 6. É possível perceber que todos os valores da CH são múltiplos de 100, o que está diretamente relacionado ao fato de ter sido adotado um mesmo valor de Pi para todos os cenários, que foi de 100 kW. Nota-se que o cenário 2 foi o que apresentou a menor CH, tal motivo é devido ao barramento proposto para

instalação do SFV estar interligado a uma linha que contém um condutor de seção reduzida, quando comparada com as seções dos demais condutores da rede, sendo o motivo pelo qual o parâmetro técnico limitador de sobrecarga (I) ter sido o responsável por determinar a CH desse cenário.

Tabela 6 – CH e parâmetro técnico limitador dos cenários

Cenário	CH (kW)	Parâmetro limitador
1	3400	FPR
2	3000	I
3	3100	FPR
4	3600	FPR

Fonte: Elaborado pelo autor.

A tabela acima expõe uma diferença de 300 kW entre a CH dos cenários 1 e 3. Observando que a diferença entre eles foi a consideração de um SFV existente de 200 kW para o cenário 3, inicialmente, poderia ser esperado que o resultado indicasse uma diferença igual a capacidade do SFV existente; uma hipótese de isso não ter ocorrido é novamente por causa do valor de  $P_i$  escolhido, que neste caso pode ter sido muito elevado a ponto de subdimensionar a CH do cenário 3. Entretanto, tal diferença não aconteceu entre os cenários 1 e 4, visto que a diferença da CH entre eles foi exatamente igual ao valor do SA adotado na simulação, que foi de 200 kW.

Em relação aos valores máximos de potência apresentados nos Gráficos 10, 12, 15 e 18; o Tabela 7 tem a finalidade de mostrar que a relação entre as potências de saída do inversor ( $P_{inv.}$ ) e dos módulos FV ( $P_{mód.}$ ) de cada cenário corresponde ao valor previsto na curva de eficiência do modelo de SFV utilizado nas simulações (Apêndice I).

Tabela 7 – Eficiência do inversor de cada cenário

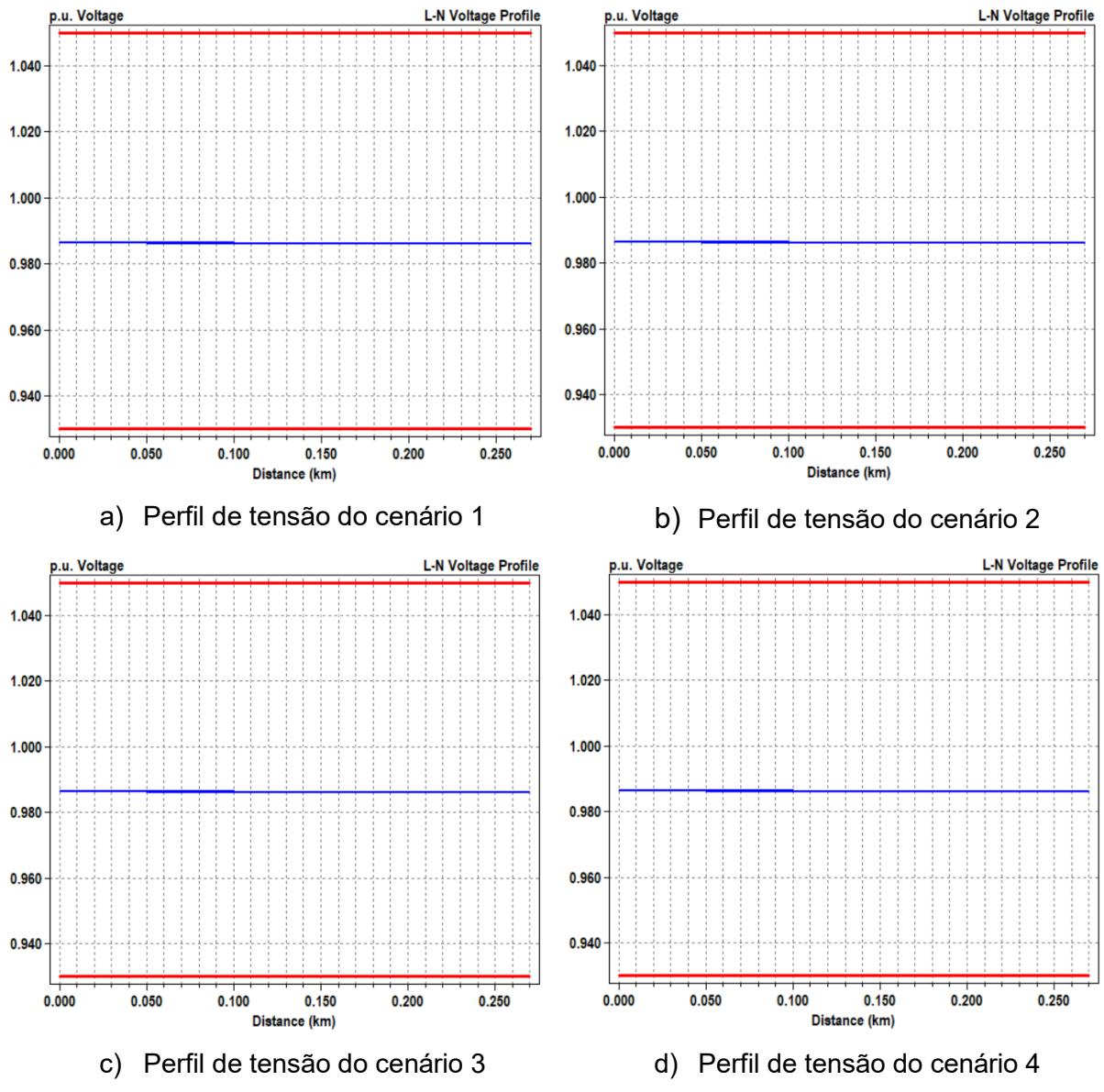
Cenário	Potência de saída (kW)		$P_{mód.} / P_{inv.}$	Eficiência do Inversor
	Módulos FV	Inversor		
1	2900	2790	0.962	0.96
2	2550	2450	0.961	0.96
3	2645	2540	0.960	0.96
4	3075	2950	0.959	0.96

Fonte: Elaborado pelo autor.

Com relação aos parâmetros técnicos limitadores V, I e FPR; a Tabela 6 mostrou que em nenhum dos cenários houve atuação do parâmetro V. E isso pode

ser visualizado por meio do Gráfico 19, que exibe os perfis de tensão da rede dos quatro cenários, evidenciando que os níveis de tensão se mantiveram praticamente iguais entre si (cenários) e em relação ao perfil da rede sem SFV (Gráfico 8), como também distantes do limite superior estabelecido de 1,05 pu.

Gráfico 19 – Perfis de tensão dos cenários



Fonte: Elaborado pelo autor.

Como justificativa para a não ocorrência de aumento significativo dos níveis de tensão, foi constatado que a elevação dos níveis só passaria a ocorrer para CH muito maiores do que as obtidas no estudo de caso, o que só ocorreu ao desabilitar a atuação do parâmetro FPR (que limita a CH à curva de carga da UC) durante testes realizados na Interface CHSFV, mediante alterações no código do VBA. Logo,

baseando-se nos resultados obtidos, é possível concluir que o parâmetro V não é relevante para a metodologia proposta.

A respeito do parâmetro I, que foi responsável pela CH do cenário 2, a Tabela 8 contém os trechos de rede de cada cenário que apresentaram os maiores níveis de carregamento, identificando o condutor e sua capacidade nominal. Pelos dados da tabela, percebe-se que o carregamento de 98 % da linha justifica o fato do parâmetro I ter sido o limitador da CH do cenário 2, pois caso fosse considerado um novo incremento de  $P_i$  na simulação, o valor da corrente nesse trecho ultrapassaria a capacidade nominal do condutor. No entanto, para os demais cenários, nenhuma das linhas apresentou carregamento superior a 50 %, o que permite presumir que a CH desses casos seria muito superior aos obtidos neste estudo, se o parâmetro FPR não fosse adotado como limitador da CH.

Tabela 8 – Carregamento de condutores dos cenários

Cenário	Linha	Condutor	Capacidade nominal (A)	Carregamento	
				(A)	(%)
1	Trecho_3-4	1/0 AWG - CA	235	100	43%
2	Trecho_6-7	25 mm <sup>2</sup> - CC	97	95	98%
3	Trecho_3-4	1/0 AWG - CA	235	90	38%
4	Trecho_3-4	1/0 AWG - CA	235	107	46%

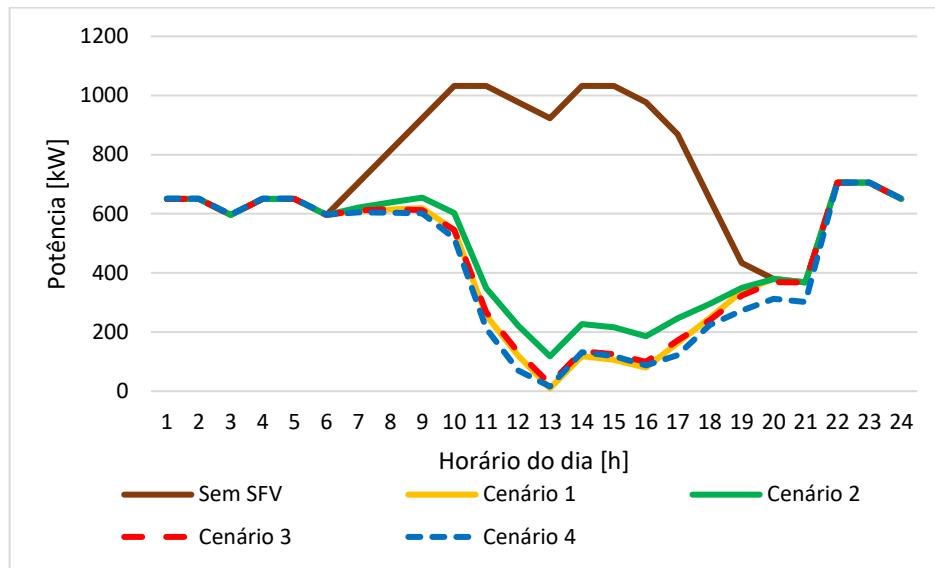
Fonte: Elaborado pelo autor.

No tocante ao parâmetro técnico FPR, que limitou a CH dos cenários 1, 3 e 4; a partir do Gráfico 20, pode-se constatar que as curvas de carga desses cenários em nenhum momento atingiram valores negativos, o que caracterizaria uma inversão de fluxo de potência. Os valores mínimos de potência dos referidos cenários foram de 9,5 kW, 25 kW e 16 kW, respectivamente, registrados no horário das 13 h. Considerando esses valores mínimos e a hipótese de haver uma simulação a mais no cálculo da CH (com incremento de  $P_i$ ), é admissível afirmar que as novas curvas de carga apresentariam valores negativos; logo, tal análise permite validar o modo de operação do parâmetro FPR, como limitador da CH.

Além das curvas mencionadas no parágrafo anterior, o Gráfico 20 também apresenta a curva de carga da rede original (sem SFV) e do cenário 2. A curva de carga original está representada com a intenção de mostrar o quanto ela é alterada com a inclusão do SFV proposto em cada cenário; sendo que a diferença entre ela e

a curva de cada cenário (área líquida entre elas) representa exatamente a curva de potência fornecida na saída do inversor do SFV.

Gráfico 20 - Curvas de carga sem SFV e dos cenários



Fonte: Elaborado pelo autor.

Constata-se no gráfico anterior que a curva de carga do cenário 2 embora possua traçado similar as curvas dos demais cenários, contém valores de potência superiores durante o período diurno, ou seja, o fornecimento de potência por parte da distribuidora seria maior neste caso. Isso está relacionado a CH obtida nesse cenário, que foi a menor de todas e teve o parâmetro I como limitador; uma alternativa para aumentar essa CH seria a substituição (recondutoramento) do condutor da linha indicada na Tabela 8, por outro de maior seção, e realizar novamente o cálculo da CH. E, quanto a curva de carga do cenário 4, observa-se uma redução da potência fornecida pela distribuidora no horário de ponta, entre 18 h e 21 h; que está associada a curva de descarga do SA.

Por fim, tendo em consideração os resultados apresentados neste capítulo, que foram segmentados em três subseções, visando analisar de forma separada a metodologia, a aplicabilidade da Interface CHFVS e os resultados dos cenários simulados no estudo de caso; pode-se dizer que os objetivos (geral e específicos) estabelecidos no primeiro capítulo foram atendidos. A seguir, são apresentadas as considerações finais do trabalho.

## 6 CONCLUSÃO

Esta dissertação trouxe como propósito desenvolver uma metodologia capaz de determinar a CH de SFV direcionada para UCs integrantes do ACL, que optam por gerar e consumir energia elétrica no próprio local de instalação da UC, sem injetar excedente de energia na rede da distribuidora. Ainda, a proposta limitou a CH para SFV com capacidade de até 5 MW, denominadas de CGCR, para fins de autorização por parte da ANEEL, visto que para esse tipo de central geradora a UC deve apenas comunicar e cadastrar as informações do SFV no órgão; e para potências superiores é necessária obtenção de outorga de autorização da agência, que está condicionada a uma série de exigências que a UC deve atender.

Durante a fase de revisão bibliográfica foram encontrados muitos trabalhos abordando o tema da CH de SFV, com destaque para os que foram apresentados na seção 2.6, entretanto, não foram localizados estudos que abordassem esse assunto voltado para a rede de UC, ou seja, que analisasse a CH nas instalações internas do consumidor. Por isso, tendo em consideração o aumento elevado de UCs migrando para o ACL, em função de alterações na legislação vigente e das vantagens econômicas proporcionadas por esse ambiente, e da relevância do uso de fontes renováveis; a proposta apresentada neste trabalho pode ser classificada como adequada ao contexto energético atual do país, no que diz respeito a inserção de SFV.

A metodologia apresentada buscou contemplar todas as atividades que foram identificadas como necessárias para obtenção da CH, sendo dividida em 4 etapas, como descritas no capítulo 3. Como ponto significativo, destacasse o desenvolvimento da Interface CHSFV, que facilita e otimiza os tempos de execução das últimas duas etapas da metodologia; sendo importante também mencionar que a ferramenta faz uso de softwares reconhecidos e muito utilizados por profissionais que atuam nas áreas abordadas no trabalho. Ainda, cabe salientar que o emprego da metodologia até a etapa 2 pode ser replicado para qualquer outro tipo de GD, sendo preciso verificar a necessidade ou não de realizar ajustes pontuais no que diz respeito aos tipos de dados a serem colhidos quando houver GD existente, em função da natureza do tipo de energia renovável; mas que não se aplica para as etapas 3 e 4 devido ao fato da Interface CHSFV fazer uso de modelos matemáticos específicos para SFV.

O estudo de caso utilizado para aplicação de metodologia fez uso de um circuito teórico como modelo, cujos dados fornecidos com o circuito representaram as informações que deveriam ser obtidas nas etapas 1 e 2, em um caso real, além da curva de carga escolhida na literatura, que visou modelar um perfil industrial de consumidor. De posse do circuito, os quatro cenários foram modelados e simulados mediante uso da Interface CHSFV, que simplificou a etapa 3 (modelagem da rede) e automatizou a etapa 4 (cálculo da CH), mostrando-se ser um recurso eficiente e um dos principais resultados obtidos no trabalho.

Por fim, as análises dos resultados indicaram que os valores da CH de cada cenário foram adequados para o tipo de parâmetro técnico que limitou a capacidade, dado que os montantes de CH encontrados representaram o máximo de geração possível e estiveram no limite de causar penetração de potência na rede da distribuidora (cenários 1, 3 e 4; devido ao parâmetro FPR) ou sobrecarga de condutor (cenário 2, em função do parâmetro I). Todavia, tendo em conta os resultados de perfis de tensão apresentados, a atuação do parâmetro técnico V como limitador da CH para o tipo de rede objeto de estudo se mostrou não ter aplicabilidade, podendo ser desconsiderado da metodologia.

## **6.1 Trabalhos Futuros**

No decorrer da dissertação foram identificados alguns pontos que podem ser discutidos em trabalhos futuros, os quais são descritos abaixo:

- a) Adaptação da Interface CHSFV de modo a viabilizar a utilização de informações extraídas de bancos de dados da rede da distribuidora, visando expandir aplicação da ferramenta para a rede externa;
- b) Acréscimo à Interface CHSFV de modelos de GD que façam uso outras fontes de energias renováveis;
- c) Inclusão e/ou alteração na metodologia de parâmetros técnicos adotados para limitação da CH, como fator de potência, harmônicos e algumas das funções disponíveis em inversores inteligentes (por exemplo: gerenciamento de carga/descarga para armazenamento, *Watt/Var*, *Watt/Power Factor*, limitação de pico de potência, entre outras).

## REFERÊNCIAS

ADAJAH, Yisag Y.; THOMAS, Sadiq; MOHAMMED, Haruna S.; SIKIRU, Anaza O. **Distributed Generation (DG): A Review.** IEEE Xplore, 2021.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (ANEEL). **Micro e Minigeração Distribuída.** Saiba mais sobre micro e minigeração distribuída. Brasília, DF: ANEEL, 2023. Disponível em: <https://www.gov.br/aneel/pt-br/assuntos/geracao-distribuida>. Acessado em: 27 jul. 2023.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (ANEEL). **Nota Técnica nº 0033/2022-SRD/ANEEL.** Análise das contribuições recebidas na Tomada de Subsídios no 11/2021 sobre propostas de modelos regulatórios para a inserção de recursos energéticos distribuídos, incluindo resposta da demanda, usinas virtuais e microrredes. Brasília, DF: ANEEL, 2022b. Disponível em: <https://www.gov.br/aneel/pt-br/assuntos/noticias/2022/analise-para-normatizacao-de-recursos-energeticos-distribuidos-e-divulgada-pela-aneel#:~:text=A%20Nota%20T%C3%A9cnica%20n%C2%BA%20033,a%2024%2F09%2F2021>. Acessado em: 25 ago. 2023.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (ANEEL). **Nota técnica nº 10/2022-SRM/ANEEL.** Assunto: Medidas regulatórias necessárias para permitir a abertura do mercado livre para consumidores com carga inferior a 500 kW. Brasília, DF: ANEEL, 2022b. Disponível em: <https://abraceel.com.br/wp-content/uploads/post/2022/02/NT-ANEEL-ABERTURA-DE-MERCADO-1.pdf>. Acesso em: 31 dez. 2022.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (ANEEL). **Resolução Normativa REN nº 1000, de 7 dezembro de 2021.** Estabelece as Regras de Prestação do Serviço Público de Distribuição de Energia Elétrica. Brasília, DF: ANEEL, 2021a. Disponível em: <https://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren20211000.pdf>. Acessado em: 27 jul. 2023.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (ANEEL). **Resolução Normativa REN nº 956, de 7 dez. 2021.** Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional – PRODIST. Módulo 1 - Glossário de Termos Técnicos do PRODIST. Brasília, DF: ANEEL, 2021b.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (ANEEL). **Resolução Normativa REN nº 1.071, de 29 ago. 2023.** Estabelece os requisitos e procedimentos necessários à obtenção de outorga de autorização e alteração da capacidade instalada de centrais geradoras Eólicas, Fotovoltaicas, Termelétricas, Híbridas e outras fontes alternativas, bem como à associação de centrais geradoras que contemplem essas tecnologias de geração, e à comunicação de implantação de centrais geradoras com capacidade instalada reduzida. Brasília, DF: ANEEL, 2023d.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (ANEEL). **Resolução Normativa REN nº 921, de 23 fev. 2021.** Estabelece os deveres, direitos e outras condições gerais aplicáveis às outorgas de autorizações a pessoas jurídicas, físicas ou empresas reunidas em consórcio interessadas em se estabelecerem como Produtores Independentes de Energia Elétrica ou Autoprodutores de Energia de

Elétrica, tendo por objeto a implantação ou a exploração de central geradora de energia elétrica e revoga a Resolução Normativa nº 389, de 15 de dezembro de 2009, o art. 59 da Resolução Normativa nº 875, de 10 de março de 2020 e os arts. 28, 29 e 30 da Resolução Normativa nº 876, de 10 de março de 2020. Brasília, DF: ANEEL, 2023c.

**AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (ANEEL). Resolução Normativa REN nº 956, de 7 dez. 2021.** Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional – PRODIST. Módulo 3 - Conexão ao Sistema de Distribuição de Energia Elétrica. Brasília, DF: ANEEL, 2021e.

**AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (ANEEL). Veículos Elétricos.** Brasília, DF: ANEEL, 2022a. Disponível em: <https://www.gov.br/aneel/pt-br/assuntos/veiculos-eletricos>. Acessado em: 12 ago. 2023.

**ALVEZ, Cristian A. et al. Determinação da capacidade de hospedagem de geração distribuída renovável em sistemas de distribuição de energia elétrica.** Sociedade Brasileira de Automática – SBA, Campinas, v. 2, n. 1, 2022. Disponível em: [https://www.sba.org.br/open\\_journal\\_systems/index.php/sbse/article/view/3047/2578](https://www.sba.org.br/open_journal_systems/index.php/sbse/article/view/3047/2578). Acessado em: 05 jan. 2025.

**AOKI, Alexandre R; OTTO, Rodrigo B. O Mercado de Microrredes.** Associação Brasileira de Microrredes, Foz do Iguaçu, PR, 1º set. 2020. Disponível em: <https://microrredes.org.br/publicacoes>. Acesso em: 8 jun. 2023.

**ASSOCIAÇÃO BRASILIERA DE NORMAS TÉCNICAS (ABNT). NBR 10899: Energia solar fotovoltaica – Terminologia.** Rio de Janeiro: ABNT, 2023.

**ASSOCIAÇÃO BRASILIERA DE NORMAS TÉCNICAS (ABNT). NBR 14039: Instalações elétricas de média tensão de 1,0 kV a 36,2 kV.** Rio de Janeiro: ABNT, 2021.

**ASSOCIAÇÃO BRASILIERA DE NORMAS TÉCNICAS (ABNT). NBR 16149: Sistema Fotovoltaicos – Características de interface de conexão com a rede elétrica de distribuição.** Rio de Janeiro: ABNT, 2013.

**BRASIL. Decreto nº 2.003, de 10 de setembro de 1996.** Regulamenta a produção de energia elétrica por Produtor Independente e por Autoprodutor e dá outras providências. Brasília, DF: Presidência da República, 1996. Disponível em: [https://www.planalto.gov.br/ccivil\\_03/decreto/d2003.htm#:~:text=DECRETO%20N%C2%BA%202.003%2C%20DE%2010,Autoprodutor%20e%20d%C3%A1%20outras%20provid%C3%A1ncias](https://www.planalto.gov.br/ccivil_03/decreto/d2003.htm#:~:text=DECRETO%20N%C2%BA%202.003%2C%20DE%2010,Autoprodutor%20e%20d%C3%A1%20outras%20provid%C3%A1ncias). Acesso em: 22 jan. 2024.

**BRASIL. Decreto nº 5.163, de 30 de julho de 2004.** Regulamenta a comercialização de energia elétrica, o processo de outorga de concessões e de autorizações de geração de energia elétrica, e dá outras providências. Brasília, DF: Presidente da República, 2004. Disponível em: [http://www.planalto.gov.br/ccivil\\_03/\\_Ato2004-2006/2004/Decreto/D5163compilado.htm](http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_Ato2004-2006/2004/Decreto/D5163compilado.htm). Acesso em: 27 jul. 2023.

**BRASIL. Decreto nº 5.163, de 30 de julho de 2004.** Regulamenta a comercialização de energia elétrica, o processo de outorga de concessões e de autorizações de geração de energia elétrica, e dá outras providências. Brasília, DF: Presidência da República, 2004. Disponível em: [https://www.planalto.gov.br/ccivil\\_03/\\_ato2004-2006/2004/decreto/d5163.htm](https://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2004-2006/2004/decreto/d5163.htm). Acesso em: 20 jan. 2024.

**BRASIL. Lei nº 10.484 de 15 de março de 2004.** Dispõe sobre a comercialização de energia elétrica, altera as Leis nºs 5.655, de 20 de maio de 1971, 8.631, de 4 de março de 1993, 9.074, de 7 de julho de 1995, 9.427, de 26 de dezembro de 1996, 9.478, de 6 de agosto de 1997, 9.648, de 27 de maio de 1998, 9.991, de 24 de julho de 2000, 10.438, de 26 de abril de 2002, e dá outras providências. Brasília, DF: Presidência da República, 2004. Disponível em: [https://www.planalto.gov.br/ccivil\\_03/\\_ato2004-2006/2004/lei/l10.848.htm](https://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2004-2006/2004/lei/l10.848.htm)). Acesso em: 16 jan. 2024.

**BRASIL. Ministério de Minas e Energia. Portaria nº 465, de 12 de dezembro de 2019.** Altera Portaria MME nº 514, de 27 de dezembro de 2018. Brasília, DF: Ministério de Minas e Energia, 2019. Disponível em <https://www.gov.br/mme/pt-br/acesso-a-informacao/legislacao/portarias/2019/portaria-n-465-2019.pdf/view>. Acesso em: 28 jan. 2024.

**BRASIL. Ministério de Minas e Energia. Portaria nº 50, de 27 de setembro de 2022.** Definir o limite de carga para contratação de energia elétrica por parte dos consumidores de que trata o § 3º do art. 15 da Lei nº 9.074, de 7 de julho de 1995. Brasília, DF: Ministério de Minas e Energia, 2022. Disponível em: <https://www.gov.br/mme/pt-br/acesso-a-informacao/legislacao/portarias/2022/portaria-normativa-n-50-gm-mme-2022.pdf>. Acesso em: 28 jan. 2024.

**BRASIL. Ministério de Minas e Energia. Portaria nº 514, de 27 de dezembro de 2018.** Regulamentar o disposto no art. 15, § 3º, da Lei nº 9.074, de 7 de julho de 1995, com o objetivo de diminuir os limites de carga para contratação de energia elétrica por parte dos consumidores. Brasília, DF: Ministério de Minas e Energia, 2018. Disponível em <https://www.gov.br/mme/pt-br/acesso-a-informacao/legislacao/portarias/2018/portaria-n-514-2018.pdf/view>. Acesso em: 28 jan. 2024.

**CÂMARA DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA (CCEE). Estrutura do Setor Elétrico Brasileiro.** São Paulo: CCEE, [2023a?]. Disponível em: <https://www.ccee.org.br/web/guest/governanca>. Acesso em 18 jan. 2024.

**CÂMARA DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA (CCEE). Info mercado mensal – nº 197 – Contabilização de novembro de 2023.** São Paulo, 2023c. Disponível em: [https://www.ccee.org.br/documents/80415/26792223/InfoMercado-mensal\\_nov\\_23\\_197.pdf/b7a1059b-0850-baa8-43e3-86e504](https://www.ccee.org.br/documents/80415/26792223/InfoMercado-mensal_nov_23_197.pdf/b7a1059b-0850-baa8-43e3-86e504). Acesso em: 20 jan. 2024.

**CÂMARA DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA (CCEE). Mercado livre de energia ganhou mais de 800 novos consumidores em setembro.** São

Paulo, 2023d. Disponível em: <https://www.ccee.org.br/web/guest/-/mercado-livre-de-energia-ganhou-mais-de-800-novos-consumidores-em-setembro-segundo-levantamento-da-ccee>. Acesso em: 19 jan. 2024.

CÂMARA DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA (CCEE). **Mercado Mensal – Dados gerais e individuais para download**. São Paulo: CCEE, 2023b. Disponível em: <https://www.ccee.org.br/web/guest/dados-e-analises/dados-mercado-mensal>. Acesso em: 21 jan. 2024.

CÂMARA DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA (CCEE). **Migrações ao mercado livre concluídas pela CCEE em 2024 já superam todo o ano passado**. São Paulo: CCEE, 2024. Disponível em: <https://www.ccee.org.br/pt/web/guest/-/migracoes-ao-mercado-livre-de-energia-concluidas-pela-ccee-em-2024-ja-superam-todo-o-ano-passado>  
<https://www.ccee.org.br/web/guest/dados-e-analises/dados-mercado-mensal>. Acesso em: 16 dez. 2024.

CAMPOS, Guilherme Esteves Mendes; FERREIRA, João Pedro Klock; SOUZA, João Paulo Assunção. **Uso do OpenDSS em Aplicações Reais para Distribuidoras de Energia**. SBA: Sociedade Brasileira de Automática, v. 2, n. 1, p. 2, dez. 2020. Disponível em: [https://www.sba.org.br/open\\_journal\\_systems/index.php/cba/article/view/1582](https://www.sba.org.br/open_journal_systems/index.php/cba/article/view/1582). Acessado em: 02 mar. 2025.

COSTA JUNIOR, Arlei. **A digitalização do setor elétrico brasileiro (The digitalization of the Brazilian electric sector)**. Revista Brasileira de Pesquisas Jurídicas (Brazilian Journal of Law Research), Avarré: Eduvale, v. 1, n. 3, p. 119-138, 2020.

CPFL ENERGIA PÚBLICO (CPFL). **Conexão de Micro e Minigeração Distribuída sob Sistema de Compensação de Energia Elétrica**. Norma Técnica. CPFL, 2025.

EHSAN, Ali; YANG, Qiang. **Optimal integration and planning of renewable distributed generation in the power distribution networks: A review of analytical techniques**. ELSEVIER: Applied Energy, China, v210, p. 44–59, 2018.

ELECTRIC POWER RESEARCH INSTITUTE (EPRI). **Integration of Hosting Capacity Analysis Into Distribution Planning Tools**. California: EPRI, Jan. 2016. Disponível em: <https://www.epri.com/research/products/000000003002005793>. Acessado em: 29 jul. 2023.

ELECTRIC POWER RESEARCH INSTITUTE (EPRI). **Introduction to OpenDSS**. California: EPRI, 2024. Disponível em: <https://opendss.epri.com/IntroductiontoOpenDSS.html>. Acessado em: 28 fev. 2025.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA (EPE). **Balanço Energético Nacional 2023 – Relatório Síntese – Ano base 2022**. Brasília, DF: EPE, 2023. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/balanco-energetico-nacional-2023>. Acesso em: 21 jun. 2023.

**EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA (EPE). Nota Técnica - Resposta da Demanda: Conceitos, Aspectos Regulatórios e Planejamento Energético.** Brasília, DF: EPE, 2019b. Disponível em: [https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-389/NT\\_EPE\\_DEE-NT-022\\_2019-r0.pdf](https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-389/NT_EPE_DEE-NT-022_2019-r0.pdf). Acessado em: 15 ago. 2023.

**EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA (EPE). Plano Nacional de Energia 2050 – PNE 2050.** Brasília, DF: EPE, 2020. Disponível em: <https://dashboard.epe.gov.br/apps/pne/shiny.html>. Acessado em: 05 ago. 2023.

**EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA (EPE). Recursos Energéticos Distribuídos – Documento de Apoio ao PNE 2050.** Brasília, DF: EPE, 2019a. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/sitespt/publicacoessdadosabertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao227/topico457/GT%20PNE%20%20RED%20%20Relat%C3%B3ri%20Final.pdf>. Acesso em: 26 jul. 2023.

FANG, Xin; WANG, Wenbo; DING, Fei; GAO, Ningchao. **Distributed PV Hosting Capacity Evaluation Considering Equitable PV Accommodation**, IEEE: Kansas Power and Energy Conference (KPEC), Kansas, 27-28 abr. 2023. Disponível em: <https://ieeexplore.ieee.org/document/10215100>. Acesso em: 15 jan. 2024.

FREITAS, Paulo Ricardo Radatz de. **Impacto de Funções Inteligentes de Inversores de Sistemas Fotovoltaicos na Operação de Redes de Distribuição de Energia Elétrica.** Dissertação (Mestrado em Ciências) – Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, Universidade de São Paulo, São Paulo, 2020.

GELLINGS, Clark W. **The Smart Grid: enabling energy efficiency and demand response.** London, UK: Taylor & Francis distribution, 2009.

GRUPO EQUATORIAL ENERGIA (CEEE Equatorial). **Norma Técnica – NT.020.EQTL:** conexão de micro e minigeração distribuída ao sistema de distribuição. Rev. 04 - 2023. Disponível em: <https://ceee.equatorialenergia.com.br/ceee/normas-tecnicas/normas-de-fornecimento/minutas-comunicado-revisao-normas-eqtl-1/nt-020-conexao-de-micro-e-minigeracao-distribuida-ao-sistema-de-distribuicao>. Acesso em: 10 out. 2023.

GRUPO EQUATORIAL ENERGIA (CEEE Equatorial). **Norma Técnica – NT.020.EQTL:** conexão de micro e minigeração distribuída ao sistema de distribuição. Rev. 05 - 2024. Disponível em: <https://ma.equatorialenergia.com.br/wp-content/uploads/2024/11/NT.00020.EQTL-05-Conexao-de-Micro-e-Minigeracao-Distribuida-ao-Sistema-de-Distribuicao.pdf>. Acesso em: 23 jun. 2024.

HENZ, C. L. **Investigação de estratégias de controle de um inversor CC/CA monofásico on-grid alimentado por módulos solares utilizando o software PSCAD/EMTDC.** Trabalho de Conclusão de Curso (Mestrado em Engenharia de Minas, Metalúrgica e de Materiais) – Universidade de Rio Grande do Sul - UFRGS, Porto Alegre, 2021.

HODGE, B. K. **Sistemas e Aplicações de Energia Alternativa.** Sistemas Fotovoltaicos. Rio de Janeiro: LTC – Livros Técnicos e Científicos Editora Ltda, 2011. p. 171-188.

INTERNATIONAL ENERGY AGENCY (IEA). **Renewables.** Paris: IEA, 2023a. Disponível em: <https://www.iea.org/energy-system/renewables>. Acesso em: 17 ago. 2023.

INTERNATIONAL ENERGY AGENCY (IEA). **Solar PV.** Paris: IEA, 2022. Disponível em: <https://www.iea.org/data-and-statistics/charts/share-of-cumulative-power-capacity-by-technology-2010-2027>. Acesso em: 28 dez. 2023.

INTERNATIONAL ENERGY AGENCY (IEA). **Solar PV.** Paris: IEA, 2023b. Disponível em: <https://www.iea.org/energy-system/renewables/solar-pv>. Acesso em: 15 ago. 2023.

JÚNIOR, Getúlio Santiago dos Santos. **Estudo da Capacidade de Hospedagem de Geradores Distribuídos Fotovoltaicos em Redes de Distribuição de Baixa Tensão:** Uma Abordagem Probabilística Utilizando Simulações de Monte Carlo. Trabalho de Conclusão de Curso (Bacharelado em Engenharia Elétrica) – Instituto Federal de Educação, Ciência e Tecnologia de Goiás, Itumbiara, 2022.

JÚNIOR, Getúlio Santiago dos Santos. **Estudo da Capacidade de Hospedagem de Geradores Distribuídos Fotovoltaicos em Redes de Distribuição de Baixa Tensão:** Uma Abordagem Probabilística Utilizando Simulações de Monte Carlo. Trabalho de Conclusão de Curso (Bacharelado em Engenharia Elétrica) – Instituto Federal de Educação, Ciência e Tecnologia de Goiás, Itumbiara, 2022

KAGAN, Nelson; OLIVEIRA, Carlos de César Barioni de; ROBBA, Ernesto João. **Introdução aos Sistemas de Distribuição de Energia Elétrica.** 2. Ed. São Paulo, SP: Edgard Blücher Ltda, 2010.

KAGAN, Nelson; ROBBA, Ernesto João; SCHMIDT, Hernán Prieto. **Estimação de Indicadores de Qualidade da Energia Elétrica.** 1. Ed. São Paulo, SP: Edgard Blücher Ltda, 2013.

LANES, Ana Lígia Falabretti; ROSSONI, Aquiles. **Ferramenta Computacional para Modelagem de Alimentadores Reais de Distribuição no OpenDSS,** Manancial – Repositório Digital da UFSM: *Proceding of the 11th Seminar on Power Electronics and Control (SEPOC 2018)*, Santa Maria, 21-24 out. 2018. Disponível em: <https://repositorio.ufsm.br/handle/1/30662>. Acesso em: 17 dez. 2023.

LIMA, Ezequiel Junio; FREITAS, Luiz Carlos Gomes de. **Proposta de metodologia híbrida para determinação de capacidade de hospedagem de fontes de geração fotovoltaica em redes de distribuição.** SOBRAEP: Associação Brasileira de Eletrônica de Potência, Fortaleza, v. 26, n. 1, p. 64-73, jan./mar. 2021. Disponível em: <http://dx.doi.org/10.18618/REP.2021.1.0057>. Acesso em: 5 jan. 2024.

LOPEZ, Ricardo Aldabó. **Energia Solar para Produção de Eletricidade.** Ed. Artliber. São Paulo, 2012.

MICROINVERSOR solar: **O que é microinversor.** In: NEOSOLAR. São Paulo, [2023?]. Disponível em: <https://www.neosolar.com.br/aprenda/saiba-mais/microinversor>. Acesso em: 20 dez. 2023.

MICROSOFT. **Referência do VBA do Office.** EUA: MICROSOFT, 2023. Disponível em: <https://learn.microsoft.com/pt-br/office/vba/api/overview/>. Acesso em: 20.11.2024.

MICROSOFT. **Component Object Model (COM).** EUA: MICROSOFT, 2024. Disponível em: <https://learn.microsoft.com/pt-br/windows/win32/com/component-object-model--com--portal>. Acesso em: 20.11.2024.

MONTICELLI, Alcir José. **Fluxo de Carga em Redes de Energia Elétrica.** 1. Ed. São Paulo: Edgar Blücher Ltda. 1983.

PEREIRA, Paulo Ricardo da Silva; PRADE, Lucio Rene. **Análise de redes de distribuição com OpenDSS e Python – Exemplos e Exercícios.** São Leopoldo: UNISINOS, 2021. Nota de aula do mestrado profissional em engenharia elétrica, Universidade do Vale dos Sinos, 2021.

PRYSMIAN GROUP (PRYSMIAN). **Catálogo Cabo de Alumínio (CA).** Itália: PRYSMIAN, 2020. Disponível em: [https://br.prysmian.com/sites/br.prysmian.com/files/media/documents/C.CA\\_%20NB\\_R7271\\_BRK0.pdf](https://br.prysmian.com/sites/br.prysmian.com/files/media/documents/C.CA_%20NB_R7271_BRK0.pdf). Acesso em: 16 dez. 2024.

PESSANHA, J.F.M.; XAVIER, V. L.; AMARAL, M. R. S.; LAURENCEL, L. C. **Construindo tipologias de curvas de carga com o programa R.** Revista Eletrônica Pesquisa Operacional para o Desenvolvimento, Rio de Janeiro, v.7, n.1, p. 29-54, jan. a abr. 2015.

UNIVERSIDADE DE SÃO PAULO (USP). **Catálogo de teses da Universidade de São Paulo, 1992.** São Paulo: USP, 1993.

RENEWABLE ENERGY POLICY NETWORK FOR THE 21st CENTURY (REN21). **Renewables 2018 Global Status Report.** Paris: REN21, 2018. Disponível em: <https://www.ren21.net/gsr-2018/>. Acesso em: 1 dez. 2022.

RYLANDER, Matthew; SMITH, Jeff; SUNDERMAN, Wes. **Streamlined Method for Determining Distribution System Hosting Capacity.** IEEE TRANSACTIONS ON INDUSTRY APPLICATIONS, VOL. 52, NO. 1, JANUARY/FEBRUARY 2016.

SILVA, Allan David Costa. **Desenvolvimento de Interfaces para o Software OpenDSS.** Trabalho de Conclusão de Curso (Bacharelado em Engenharia Elétrica) – Universidade Federal de Campina Grande (UFCG), Campina Grande, 2021.

SILVA, Fabrício Montes. **Contribuições à Análise de Capacidade de Hospedagem em Sistemas Elétricos de Potência.** Dissertação (Mestrado em Ciências) – Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, Universidade Federal de Uberlândia, Uberlândia, 2017.

TOLMASQUIM, Maurício Tiomno. **Novo Modelo do Setor Elétrico Brasileiro**. 2. Ed. Rio de Janeiro: Synergia, 2015.

UNITED STATES ENVIRONMENTAL PROTECTION AGENCY (EPA). **Distributed Generation of Electricity and its Environmental Impacts**. USA: EPA (2023). Disponível em: <https://www.epa.gov/energy/distributed-generation-electricity-and-its-environmental-impacts>. Acesso em: 18 ago. 2023.

VIANNA, Marcelo Pinto. **Aspectos Técnicos da Interação da Micro e Minigeração com o Sistema de Distribuição de Energia Elétrica**. Trabalho de Conclusão de Curso (Especialização em Energias Renováveis) – Escola de Ciências, Pontifícia Universidade Católica do Rio Grande do Sul, Porto Alegre, 2018.

VILLALVA, Marcelo Gradella; GAZOLI, Jonas Rafael. **Energia Solar Fotovoltaica – Conceitos e Aplicações**. 1. ed. São Paulo: Érica, 2012.

WEG. **Manual do Usuário – Linha SIW100G**. Jaguará do Sul: WEG, 2023b. Disponível em: <https://static.weg.net/medias/downloadcenter/h7d/hf0/WEG-SIW100G-user-manual-pt.pdf>. Acesso em: 19 dez. 2023.

WEG. **BESS Sistema de Armazenamento de Energia em Baterias**. Jaguará do Sul: WEG, 2023a. Disponível em: [WEG-ESSW-sistema-de-armazenamento-de-energia-50100243-pt.pdf](https://www.weg.com.br/pt-br/industria-e-comercio/producao-e-armazenamento-de-energia/essw-sistema-de-armazenamento-de-energia-50100243-pt.pdf). Acesso em: 19 dez. 2024.

WEG. **Tipos de bateria solar: Como escolher a melhor para o meu projeto?** Jaguará do Sul: WEG, 2025. Disponível em: <https://www.weg.net/solar/blog/tipos-de-bateria-solar-como-escolher-a-melhor-para-o-meu-projeto/>. Acesso em: 20 jun. 2025.

## APÊNDICE A – SUBABA CADASTRO DE SFV

Interface CHSFV

Cadastro Modelagem da Rede Capacidade de Hospedagem (CH) Resultados Sobre o CHSFV |

Equivalente Thévenin | Curvas de Carga | Linhas | Transformadores | Cargas | Monitores Sistema Fotovoltaico (SFV) | Sistema de Armazenamento |

SFV Pré-cadastrado SFV a Cadastrar SFV Existente |

Cadastro de SFV Modelos de SFV Cadastrados |

Nome do SFV	Fabricante	Modelo	Tensão do SFV [kV]	Irrad. base	Temp. base (°C)	FP
<input type="text"/>						

Curva de Potência [P] x Temperatura [T]

Eixo X - Temperatura (°C)	Eixo Y - Potência (pu)
x1 <input type="text"/> x2 <input type="text"/> x3 <input type="text"/> x4 <input type="text"/>	y1 <input type="text"/> y2 <input type="text"/> y3 <input type="text"/> y4 <input type="text"/>

Eixo X - Eficiência (%)	Eixo Y - Pot. entrada inversor (pu)
x1 <input type="text"/> x2 <input type="text"/> x3 <input type="text"/> x4 <input type="text"/>	y1 <input type="text"/> y2 <input type="text"/> y3 <input type="text"/> y4 <input type="text"/>

Curva de Irradiação [Irrad] x Tempo [t]

0h <input type="text"/> 1h <input type="text"/> 2h <input type="text"/> 3h <input type="text"/> 4h <input type="text"/> 5h <input type="text"/> 6h <input type="text"/> 7h <input type="text"/> 8h <input type="text"/> 9h <input type="text"/> 10h <input type="text"/> 11h <input type="text"/> 12h <input type="text"/> 13h <input type="text"/> 14h <input type="text"/> 15h <input type="text"/> 16h <input type="text"/> 17h <input type="text"/> 18h <input type="text"/> 19h <input type="text"/> 20h <input type="text"/> 21h <input type="text"/> 22h <input type="text"/> 23h <input type="text"/>
---

Curva de Temperatura [T] x Tempo [t]

0h <input type="text"/> 1h <input type="text"/> 2h <input type="text"/> 3h <input type="text"/> 4h <input type="text"/> 5h <input type="text"/> 6h <input type="text"/> 7h <input type="text"/> 8h <input type="text"/> 9h <input type="text"/> 10h <input type="text"/> 11h <input type="text"/> 12h <input type="text"/> 13h <input type="text"/> 14h <input type="text"/> 15h <input type="text"/> 16h <input type="text"/> 17h <input type="text"/> 18h <input type="text"/> 19h <input type="text"/> 20h <input type="text"/> 21h <input type="text"/> 22h <input type="text"/> 23h <input type="text"/>
---

## APÊNDICE B – SUBABA MODELOS DE SFV CADASTRADOS

Interface CHSFV

Cadastro	<u>Modelagem da Rede</u>	Capacidade de Hospedagem (CH)	Resultados	Sobre o CHSFV																				
	Equivalente Thévenin	Curvas de Carga	Linhas	Transformadores																				
	Cargas	Monitores	Sistema Fotovoltaico (SFV)	Sistema de Armazenamento																				
	SFV Pré-cadastrado	SFV a Cadastrar	SFV Existente																					
Cadastro de SFV	Modelos de SFV Cadastrados																							
Nome do Modelo    Tensão da Rede [kV]    Barramento <input type="button" value="Carregar"/> <input type="button" value="Excluir do Projeto"/> <input type="button" value="Excluir do Cadastro"/> <input type="button" value="Salvar"/>																								
<b>Relação de SFV cadastrados a serem utilizados no projeto:</b> <table border="1"> <thead> <tr> <th>Nome</th> <th>Fabricante</th> <th>Modelo</th> <th>Tensão do SFV</th> <th>Irradiação (base)</th> <th>Temperatura (base)</th> <th>FP</th> <th>Barramento</th> <th>Tensão da Rede</th> <th>Nº Fases</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td> </td> </tr> </tbody> </table>					Nome	Fabricante	Modelo	Tensão do SFV	Irradiação (base)	Temperatura (base)	FP	Barramento	Tensão da Rede	Nº Fases										
Nome	Fabricante	Modelo	Tensão do SFV	Irradiação (base)	Temperatura (base)	FP	Barramento	Tensão da Rede	Nº Fases															
<b>Curvas do(s) modelo(s) cadastrado(s)</b> <table border="1"> <thead> <tr> <th colspan="3">Curva de Potência [P] x Temperatura [T]:</th> <th colspan="3">Curva de Eficiência [Ef] x Potência [P]:</th> </tr> <tr> <th>Nome</th> <th>Eixo X [P(pu)]</th> <th>Eixo Y [Ef (pu)]</th> <th>Nome</th> <th>Eixo X [P(pu)]</th> <th>Eixo Y [Ef (pu)]</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td> </td> <td> </td> <td> </td> <td> </td> <td> </td> <td> </td> </tr> </tbody> </table>					Curva de Potência [P] x Temperatura [T]:			Curva de Eficiência [Ef] x Potência [P]:			Nome	Eixo X [P(pu)]	Eixo Y [Ef (pu)]	Nome	Eixo X [P(pu)]	Eixo Y [Ef (pu)]								
Curva de Potência [P] x Temperatura [T]:			Curva de Eficiência [Ef] x Potência [P]:																					
Nome	Eixo X [P(pu)]	Eixo Y [Ef (pu)]	Nome	Eixo X [P(pu)]	Eixo Y [Ef (pu)]																			
<b>Curva de Irradiação [Irrad] x Tempo [t]:</b> <table border="1"> <thead> <tr> <th>Nome</th> <th>Valores de irradiação para cada hora do dia</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td> </td> <td> </td> </tr> </tbody> </table>					Nome	Valores de irradiação para cada hora do dia																		
Nome	Valores de irradiação para cada hora do dia																							
<b>Curva de Temperatura [T] x Tempo [t]:</b> <table border="1"> <thead> <tr> <th>Nome</th> <th>Valores de temperatura para cada hora do dia</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td> </td> <td> </td> </tr> </tbody> </table>					Nome	Valores de temperatura para cada hora do dia																		
Nome	Valores de temperatura para cada hora do dia																							

## APÊNDICE C – SUBABA CURVAS DE CARGA E VISUALIZAÇÃO DAS CURVAS TÍPICAS DE CARGA

Interface CHSFV

Cadastro Modelagem da Rede Capacidade de Hospedagem (CH) Resultados Sobre o CHSFV |

Equivalente Thévenin Curvas de Carga Linhas Transformadores Cargas Monitores Sistema Fotovoltaico (SFV) Sistema de Armazenamento |

Curvas Típicas

Visualizar curvas pré-cadastradas de perfis do tipo industrial e comercial : [Curvas Típicas de Carga](#)

Cadastrar Curvas

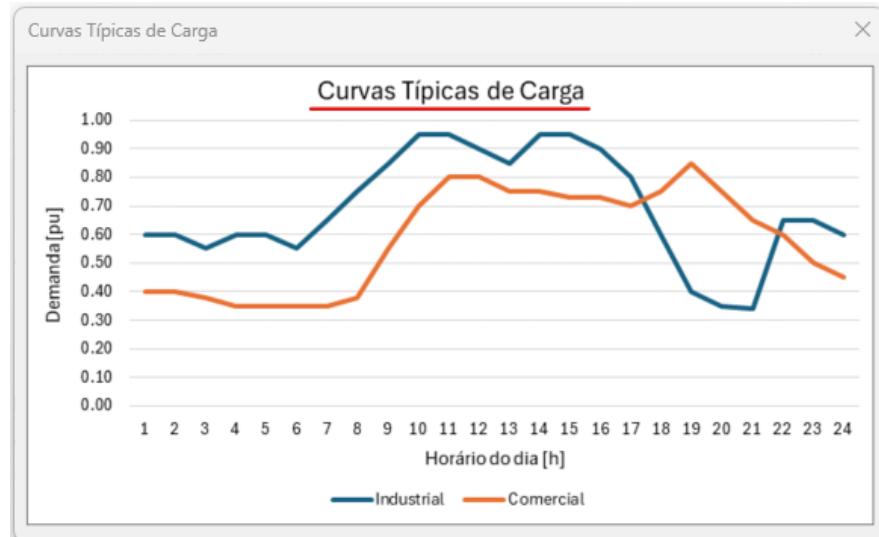
Valores de potência em pu:

Nome da Curva	0h	1h	2h	3h	4h	5h	6h	7h	8h	9h	10h	11h
	<input type="text"/>											
	12h	13h	14h	15h	16h	17h	18h	19h	20h	21h	22h	23h
	<input type="text"/>											

Valores das curvas cadastradas:

Nome da Curva	0h	1h	2h	3h	4h	5h	6h	7h	8h	9h	10h	11h											
SE ADM	0.25	0.30	0.33	0.37	0.40	0.43	0.49	0.55	0.65	0.68	0.72	0.78	0.85	0.87	0.92	0.88	0.79	0.73	0.68	0.60	0.55	0.52	0.48
SE FÁBRICA	0.30	0.35	0.40	0.40	0.40	0.45	0.40	0.53	0.65	0.70	0.75	0.78	0.82	0.90	0.92	0.95	0.90	0.93	0.90	0.86	0.70	0.65	0.55

[Carregar](#) [Excluir](#) [Salvar](#)



## APÊNDICE D – SUBABA LINHAS

Interface CHSFV

Cadastro | Modelagem da Rede | Capacidade de Hospedagem (CH) | Resultados | Sobre o CHSFV |

Equivalentes Thévenin | Curvas de Carga | Linhas | Transformadores | Cargas | Monitores | Sistema Fotovoltaico (SFV) | Sistema de Armazenamento |

Nome da Linha	Barramento 1	Barramento 2	Seccionador	Tipo de Condutor	Comprimento	Unidade
<input type="text"/>	<input type="button"/> Terminal	<input type="button"/> Terminal	<input type="button"/> Não	<input type="button"/> Selecionar	<input type="text"/>	<input type="button"/> Selecionar

Carregar |  Excluir |  Salvar

Relação de Linhas:

Nome	Barramento_1	Barramento_2	Seccionador	Cabo	Comprimento	Unidade
Trecho_99-1	99.1.2.3	1.1.2.3	Não	4/0ACSR	50	m
Trecho_1-2	1.1.2.3	2.1.2.3	Não	4/0ACSR	90	m
Trecho_2-6	2.1.2.3	6.1.2.3	Não	4ACSR	50	m
Trecho_6-7	6.1.2.3	7.1.2.3	Não	25mm <sup>2</sup> CU	80	m
Trecho_1-5	1.1.2.3	5.1.2.3	Não	4ACSR	50	m
Trecho_2-3	2.1.2.3	3.1.2.3	Não	2/0ACSR	20	m

## APÊNDICE E – SUBABA TRANSFORMADORES

Interface CHSFV

Cadastro | **Modelagem da Rede** | Capacidade de Hospedagem (CH) | Resultados | Sobre o CHSFV |  
 Equivalente Thévenin | Curvas de Carga | Linhas | **Transformadores** | Cargas | Monitores | Sistema Fotovoltaico (SFV) | Sistema de Armazenamento |

**Enrolamento 1º –**

Nome do TR	Tensão [kV]	Potência [kVA]	TAP	Barramento	Conexão Selezione
<input type="text"/>	<input type="button" value="Selezione"/>				

Reatância [%]  
(Enrolamento 1ª/2ª)

**Enrolamento 2º –**

Tensão [kV]	Potência [kVA]	TAP	Barramento	Conexão Selezione
<input type="text"/>	<input type="text"/>	<input type="text"/>	<input type="text"/>	<input type="button" value="Selezione"/>

**Relação de Transformadores:**

Nome	Reatância [%]	KV 1º / KV 2º	KVA 1º / KVA 2º	TAP 1º / TAP 2º	Bus 1º / Bus 2º	Conexão 1º / 2º
TR1	5	13,8 / 0,38	500 / 500	1 / 1	1 / BT-TR1	Delta / Wye ▲
TR2	5	13,8 / 0,38	500 / 500	1 / 1	2 / BT-TR2	Delta / Wye □
TR3	5	13,8 / 0,38	750 / 750	1 / 1	3 / BT-TR3	Delta / Wye □
TR4	5	13,8 / 0,38	500 / 500	1 / 1	4 / BT-TR4	Delta / Wye □

## APÊNDICE F – SUBABA CARGAS

Interface CHSFV

Cadastro | **Modelagem da Rede** | Capacidade de Hospedagem (CH) | Resultados | Sobre o CHSFV | Equivalente Thévenin | Curvas de Carga | Linhas | Transformadores | **Cargas** | Monitores | Sistema Fotovoltaico (SFV) | Sistema de Armazenamento |

Nome da Carga	Barramento	Conexão	Nº de Fases	Potência [kVA]	Tensão [kV]	FP
<input type="text"/>	<input type="button"/> Terminal <input type="button"/>	<input type="button"/> Seleccione <input type="button"/>	<input type="button"/> Seleccione <input type="button"/>	<input type="text"/>	<input type="text"/>	<input type="text"/>
Modelo		Curva				
<input type="button"/> 3 - P constante, Q quadrático <input type="button"/>		<input type="button"/> Excluir <input type="button"/>				
<input type="button"/> Carregar <input type="button"/>		<input type="button"/> Salvar <input type="button"/>				

Relação de Cargas:

Carga	Barramento	Conexão	Nº Fases	kVA	kV	FP	Modelo	Curva
Load_TR1	BT-TR1.1.2.3	Wye	3	500	0,38	0,92	1 - Carga constante padrão P+jQ	Industria <input type="button"/>
Load_TR2	BT-TR2.1.2.3	Wye	3	500	0,38	0,92	1 - Carga constante padrão P+jQ	Industria <input type="button"/>
Load_TR3	BT-TR3.1.2.3	Wye	3	750	0,38	0,92	1 - Carga constante padrão P+jQ	Industria <input type="button"/>
Load_TR4	BT-TR4.1.2.3	Wye	3	500	0,38	0,92	1 - Carga constante padrão P+jQ	Industria <input type="button"/>
Load_TR5	BT-TR5.1.2.3	Wye	3	750	0,38	0,92	1 - Carga constante padrão P+jQ	Industria <input type="button"/>
Load_TR6	BT-TR6.1.2.3	Wye	3	300	0,38	0,92	1 - Carga constante padrão P+jQ	Industria <input type="button"/>

## APÊNDICE G – SUBABA MONITORES

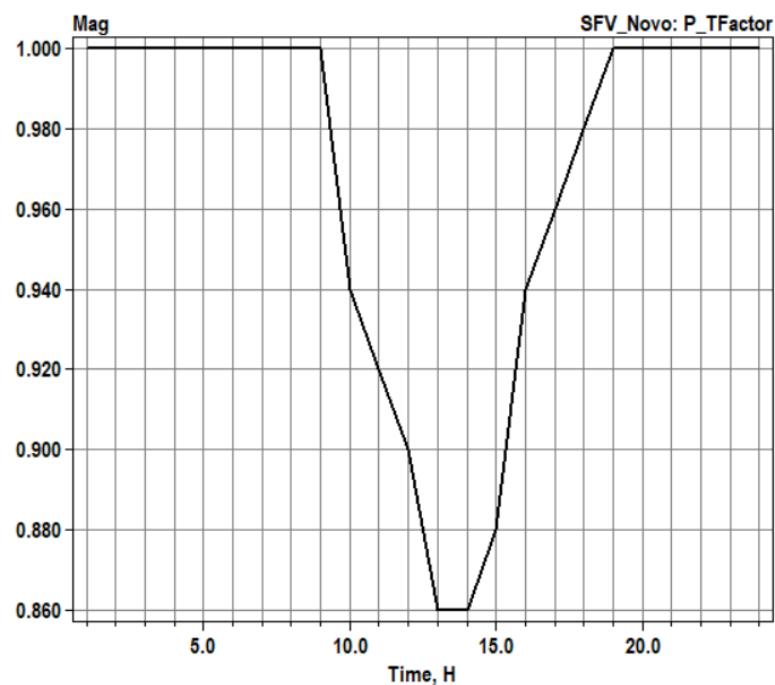
Interface CHSFV

Cadastro Modelagem da Rede Capacidade de Hospedagem (CH) Resultados Sobre o CHSFV |

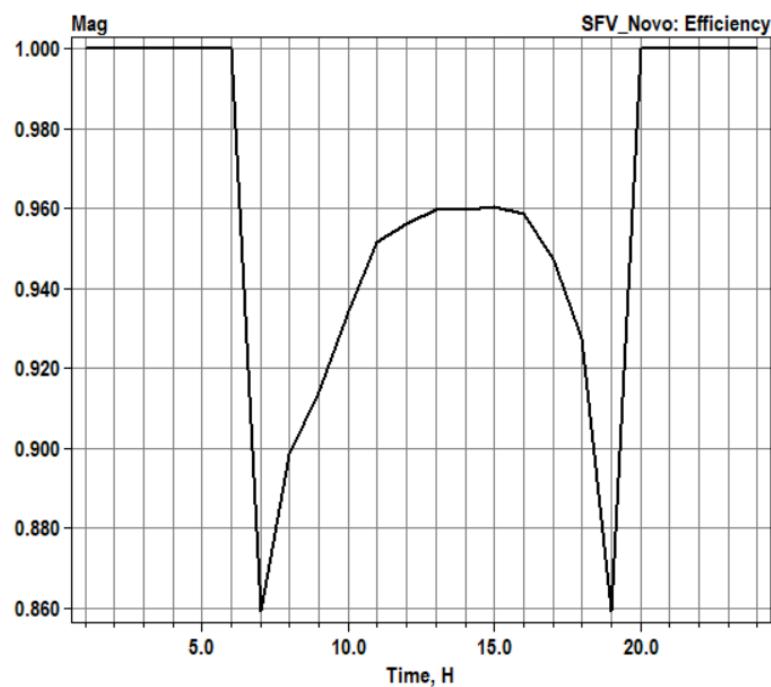
Equivalente Thévenin | Curvas de Carga | Linhas | Transformadores | Cargas | **Monitores** | Sistema Fotovoltaico (SFV) | Sistema de Armazenamento |

Nome do Monitor	Variáveis	Notação																				
<input type="text"/>	Tensão e Corrente	Retangular																				
Elemento a ser conectado <input type="radio"/> Linha <input type="radio"/> Transformador <input type="radio"/> Carga <input type="radio"/> SFV Novo <input type="radio"/> SFV Exist. <input type="radio"/> Sist. de Armazenamento																						
	Nome	Terminal																				
	<input type="text"/>	<input type="text"/> 1																				
 Carregar	 Excluir	 Salvar																				
<b>Relação de Monitores:</b> <table border="1"> <thead> <tr> <th>Monitor</th> <th>Elemento</th> <th>Terminal</th> <th>Variáveis</th> <th>Notação</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Monitor_Barra_SE-99</td> <td>line.Trecho_99-1</td> <td>1</td> <td>Potência</td> <td>Retangular</td> </tr> <tr> <td>SFV_Novo</td> <td>PVSystem.SFV_1</td> <td>1</td> <td>Variáveis do SFV</td> <td>Retangular</td> </tr> <tr> <td>SA</td> <td>Storage.SA_1</td> <td>1</td> <td>Potência</td> <td>Retangular</td> </tr> </tbody> </table>			Monitor	Elemento	Terminal	Variáveis	Notação	Monitor_Barra_SE-99	line.Trecho_99-1	1	Potência	Retangular	SFV_Novo	PVSystem.SFV_1	1	Variáveis do SFV	Retangular	SA	Storage.SA_1	1	Potência	Retangular
Monitor	Elemento	Terminal	Variáveis	Notação																		
Monitor_Barra_SE-99	line.Trecho_99-1	1	Potência	Retangular																		
SFV_Novo	PVSystem.SFV_1	1	Variáveis do SFV	Retangular																		
SA	Storage.SA_1	1	Potência	Retangular																		

**APÊNDICE H – CURVA DE POTÊNCIA DOS MÓDULOS FV EM FUNÇÃO DA  
TEMPERATURA DO SFV PRÉ-CADASTRADO**



## APÊNDICE I – CURVA DE EFICIÊNCIA DO INVERSOR DO SFV PRÉ-CADASTRADO



**APÊNDICE J – CURVA DE IRRADIAÇÃO DO SFV PRÉ-CADASTRADO**