

**UNIVERSIDADE FEDERAL DE ITAJUBÁ  
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM  
ENGENHARIA ELÉTRICA**

**ESTUDO DOS EFEITOS ELÉTRICOS DA MINIUSINA FOTOVOLTAICA DA UNIFEI  
NA REDE DE DISTRIBUIÇÃO**

**DANIEL CARNEIRO DE ALMEIDA**

**Itajubá / MG  
Fevereiro de 2023**

**UNIVERSIDADE FEDERAL DE ITAJUBÁ**  
**PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM**  
**ENGENHARIA ELÉTRICA**

**DANIEL CARNEIRO DE ALMEIDA**

**ESTUDO DOS EFEITOS ELÉTRICOS DA MINIUSINA FOTOVOLTAICA DA UNIFEI**  
**NA REDE DE DISTRIBUIÇÃO**

Dissertação submetida ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica como parte dos requisitos para obtenção do Título de Mestre em Ciências em Engenharia Elétrica.

Área de Concentração: Sistemas Elétricos de Potência

Orientador: Prof. Dr. Eduardo Crestana Guardia

**Itajubá / MG**  
**Fevereiro de 2022**

**DANIEL CARNEIRO DE ALMEIDA**

**ESTUDO DOS EFEITOS ELÉTRICOS DA MINIUSINA FOTOVOLTAICA DA UNIFEI  
NA REDE DE DISTRIBUIÇÃO**

Dissertação aprovada por banca examinadora em 17 de fevereiro de 2023, conferindo ao autor o título de Mestre em Ciências em Engenharia Elétrica.

Banca Examinadora:

Prof. Dr. Eduardo Crestana Guardia (Orientador)

Prof. Dr. Roberto Akira Yamachita

Prof. Dr. Anderson Rodrigo de Queiroz

Carneiro, Daniel Almeida

Estudo dos efeitos elétricos da miniusina fotovoltaica da UNIFEI na rede de distribuição / Daniel Carneiro de Almeida – Itajubá: UNIFEI, 2023.

Orientador: Prof. Dr. Eduardo Crestana Guardia.

## **DEDICATÓRIA**

Dedico à minha família, que esteve ao meu lado durante este período; aos meus pais Joaquim Carlos de Almeida e Maria Aparecida Carneiro Ribeiro de Almeida; à minha irmã, Caroline Carneiro de Almeida e à minha namorada, que conheci durante este período de mestrado, Carla Bittencourt Cardoso.

## **AGRADECIMENTOS**

Gostaria de agradecer primeiramente a Deus. Em seguida, à UNIFEI por, mais uma vez, ter me dado a chance de me dedicar e aprofundar nos estudos; ao professor Dr. Eduardo Crestana Guardia, pela oportunidade de realizar este trabalho e à contribuição do Eng. Marcio Roselli.

*“Ter sucesso é falhar repetidamente, mas sem perder o entusiasmo;”  
Winston Leonard Spencer Churchill*

## RESUMO

A Geração Distribuída (GD), em especial a energia solar fotovoltaica, vem crescendo muito nos últimos anos por apresentar custo nivelado de implantação inferior às fontes fósseis. A Resolução Normativa Aneel N° 482/2012, que estabeleceu o sistema de compensação de energia elétrica e definiu as características de conexão para os sistemas para micro e minigeração distribuída, impulsionou a expansão deste segmento. A oferta de energia obtida pelos sistemas fotovoltaicos pode trazer importante contribuição para a matriz energética brasileira, no entanto, é importante que os efeitos elétricos sobre as redes vizinhas sejam analisados, como a regulação de tensão e o limite térmico dos condutores, que definem a capacidade de hospedagem da rede. Este trabalho tem como objetivo avaliar características elétricas do comportamento do circuito alimentador de uma subestação onde foi conectada a usina fotovoltaica da UNIFEI, com capacidade inicial de 609,84 [kWp] e sua ampliação para 976 [kWp] conectada na rede de fornecimento em tensão primária de 13,8 kV na região sul de Minas Gerais na rede da CEMIG-D. A modalidade tarifária contratada pela unidade consumidora é a tarifa horária verde do subgrupo A4. A metodologia proposta para o estudo consiste na análise do fluxo de potência usando o *software OpenDSS* no circuito alimentador IJAU11 conectado na subestação local. As características físicas e elétricas da rede e as curvas de carga são extraídas de medições históricas da BDGD. As características físicas da usina estão configuradas no *software PVSystem no OpenDSS*, onde está configurado o arranjo construtivo da usina no campus da universidade considerando as condições de irradiação solar nas suas coordenadas geográficas. Os efeitos elétricos de tensão e corrente ocasionados pela injeção de potência desta usina na rede foram avaliados conforme os limites definidos no PRODIST, alcançando valores entre o limite superior de 1,05 pu e inferior de 0,93 pu, variação do fluxo de potência ao longo do alimentador e o comportamento do parâmetro de perdas elétricas em diferentes cenários.

**Palavras-chave:** Capacidade de Hospedagem; Energia Solar; Geração Distribuída



## ABSTRACT

Distributed Generation (DG), especially photovoltaic solar energy, has been growing a lot in recent years because it has a leveled cost of implementation lower than fossil sources. Aneel Normative Resolution No. 482/2012, which established the compensation system and defined the connection characteristics for distributed micro and mini-generation systems, boosted the expansion of this segment. The supply of energy obtained by photovoltaic systems can make an important contribution to the Brazilian energy matrix, however, it is important that the electrical effects on neighboring networks are analyzed, such as voltage regulation and the thermal limit of conductors, which define the capacity network hosting. The objective of this work is to evaluate the electrical characteristics of the behavior of the feeder circuit of a substation where the photovoltaic plant of UNIFEI will be connected, with an initial capacity of 609,84 [kWp] and its expansion to 976 [kWp] connected to the supply network in primary voltage of 13.8 kV in the southern region of Minas Gerais on the CEMIG network. The tariff modality contracted by the consumer unit is the green hourly tariff of subgroup A4. The methodology proposed for the study consists of analyzing the power flow using the OpenDSS software in the IJAU11 feeder circuit connected to the local substation. The network's physical and electrical characteristics and load curves are drawn from historical BDGD measurements. The physical characteristics of the plant are configured in the PVSystem software in OpenDSS, where the constructive arrangement of the plant on the university campus is configured, considering the conditions of solar irradiation in its geographic coordinates. The electrical effects of voltage and current caused by this plant's power injection into the network were evaluated according to the limits defined in PRODIST, reaching values below the limit, 1.05 pu higher and 0.93 pu lower.

**Keywords:** Hosting Capacity, Distributed Energy Resources, Photovoltaic Solar Energy.

## LISTA DE FIGURAS

Figura 2.1- Princípio de funcionamento de uma placa solar .....	17
Figura 2.2 - Diagrama simplificada de um sistema <i>on-grid</i> conectado à rede de distribuição. 18	18
Figura 2.3 - Circuito Equivalente de uma placa solar. ....	18
Figura 2.4 - Símbolo do Módulo Fotovoltaico para representação em circuitos elétricos. ....	19
Figura 2.5 - Célula Solar CdTe flexível em vidro ultrafino. ....	20
Figura 2.6 - Imagem Microscopia de um módulo CPV .....	20
Figura 2.7 - Equipamento utilizado para revestimento de filmes OPV.....	21
Figura 2.8 - Influência da Irradiância na corrente e tensão de saída do Módulo FV .....	22
Figura 2.9 - Influência da Temperatura sobre tensão e corrente do módulo FV.....	23
Figura 2.10 - Análise temporal do projeto de lei. ....	29
Figura 2.11 - Estruturação de dados do modelo SIG-R.....	33
Figura 2.12 - Queda de tensão de típica da distribuição.....	35
Figura 2.13 - Mudança devido à fluxo Reverso. ....	36
Figura 2.14 - Inserção de CH em sistema com alto desempenho.....	37
Figura 2.15 - Inserção de CH em sistema com baixo desempenho.....	37
Figura 2.16 - Inserção de CH em sistema com ganho de desempenho inicial .....	38
Figura 2.17 - Modelo simplificado elemento PD com N conectores e M na saída.....	45
Figura 2.18 - Modelo simplificado do elemento PC .....	45
Figura 2.19 - Modelo <i>Circuit</i> simplificado.....	45
Figura 2.20 - Modelo <i>PV System</i> simplificado.....	47
Figura 3.1 - Processo de análise da inserção de GD na rede de distribuição .....	48
Figura 3.2 - Programa ProGeoPerdas .....	50
Figura 4.1 - Gráfico de temperatura média diária de abril. ....	54
Figura 4.2 - Gráfico de temperatura média diária de agosto. ....	54
Figura 4.3 - Gráfico de irradiância média diária de abril. ....	54
Figura 4.4 - Gráfico de irradiância média diária de agosto. ....	55
Figura 4.5 - Alimentador IJAU11 .....	56
Figura 5.1 - Geração FV diária de 600 [kWp] para o mês de abril .....	60
Figura 5.2 - Geração FV diária de 600 [kWp] para o mês de agosto .....	60
Figura 5.3 - Geração FV diária de 1000 [kWp] para o mês de abril .....	61
Figura 5.4 - Geração FV de 1000 [kWp] para o mês agosto.....	61

Figura 5.5 - Fluxo de potência na entrada do alimentador em diferentes cenários para o dia útil de abril.....	63
Figura 5.6 - Variação do fluxo de potência na entrada do alimentador em diferentes cenários para o dia útil de abril.....	63
Figura 5.7 - Fluxo de potência na entrada do alimentador em diferentes cenários para o dia útil de agosto.....	64
Figura 5.8 - Variação do fluxo de potência na entrada do alimentador em diferentes cenários para o dia útil de agosto.....	64
Figura 5.9 - Fluxo de potência na entrada do alimentador em diferentes cenários para o sábado de abril.....	65
Figura 5.10 - Variação do fluxo de potência na entrada do alimentador em diferentes cenários para o sábado de abril.....	65
Figura 5.11 - Fluxo de potência na entrada do alimentador em diferentes cenários para o sábado de agosto.....	66
Figura 5.12 - Variação do fluxo de potência na entrada do alimentador em diferentes cenários para o sábado de agosto.....	66
Figura 5.13 - Fluxo de potência na entrada do alimentador em diferentes cenários para o domingo de abril.....	67
Figura 5.14 - Variação do fluxo de potência na entrada do alimentador em diferentes cenários para o domingo de abril.....	67
Figura 5.15 - Fluxo de potência na entrada do alimentador em diferentes cenários para o domingo de agosto.....	68
Figura 5.16 - Variação do fluxo de potência na entrada do alimentador em diferentes cenários para o domingo de agosto.....	68
Figura 1 - Apêndice - Imagem do <i>Microsoft SQL Management Studio</i> com o rotina criada e as tabela do banco de dados da BDGD.....	97
Figura 2 - Apêndice - Características elétricas e mecânicas das placas utilizada na instalação.....	98
Figura 3 - Apêndice - Diagrama Unifilar das Instalações do 609,84 [kWp].....	99
Figura 4 - Apêndice - Diagrama Unifilar das Instalações 976 [kWp].....	100

## LISTA DE TABELAS

Tabela 2.1 - Diferenças entre mono e policristalino.....	19
Tabela 2.2 - Universidade no Brasil e no mundo com plantas FV.....	24
Tabela 2.3 - Classificação da MMDG REN 482/12.....	25
Tabela 2.4 - Classificação da MMDG REN 687/15.....	26
Tabela 2.5 - Tabela com novos modelos de empreendimento. ....	26
Tabela 2.6 - Classificação da MMDG.....	28
Tabela 2.7 - Classificação das faixas de tensão superior 2,3 kV e inferior a 69 kV .....	32
Tabela 2.8 - Classificação das faixas de tensão igual ou inferior a 2,3 kV.....	32
Tabela 2.9 - Divisão de Entidades de acordo com DDA.....	34
Tabela 2.10 - Especificando cada tipo de barra.....	41
Tabela 2.11 - Parâmetros do elemento <i>line</i> .....	44
Tabela 2.12 - Parâmetros do elemento <i>transformer</i> .....	44
Tabela 2.13 - Parâmetros do elemento <i>Circuit</i> .....	46
Tabela 2.14 - Parâmetros do elemento <i>load</i> .....	46
Tabela 2.15 - Parâmetros do <i>PVSystem</i> . ....	47
Tabela 3.1 - Dados a serem inseridos no programa.....	50
Tabela 4.1 - Dados da Instalação no Campus.....	51
Tabela 4.2 - Cenários de Implementação da planta FV da UNIFEI.....	51
Tabela 4.3 - Descrição do 1º cenário de instalação.....	52
Tabela 4.4 - Descrição do 1º cenário de instalação.....	52
Tabela 4.5 - Descrição dos transformadores do 1º cenário de instalação .....	52
Tabela 4.6 - Descrição dos transformadores do 2º cenário .....	53
Tabela 4.7 - Tabela de demanda de energia ativa e reativa.....	53
Tabela 4.8 - Posição da UNIFEI dentro do alimentador. ....	55
Tabela 5.1 - Geração FV em cada cenário e mês .....	59
Tabela 5.2 - Representação de percentual da geração FV.....	62
Tabela 5.3 - Perfil de tensão para dia útil de abril em todos os cenários. ....	69
Tabela 5.4 - Perfil de tensão para dia útil de agosto em todos os cenários. ....	70
Tabela 5.5 - Perfil de tensão para sábado de abril em todos os cenários.....	70
Tabela 5.6 - Perfil de tensão para sábado de agosto em todos os cenários .....	71
Tabela 5.7 - Perfil de tensão para domingo de abril em todos os cenários .....	71

Tabela 5.8 - Perfil de tensão para domingo de abril em todos os cenários .....	72
Tabela 5.9 - Perdas elétricas diária em cada condição analisada .....	73
Tabela 5.10 - Cálculo descritivo e monetário de perdas elétricas .....	73
Tabela 5.11 - Cálculo de perdas elétricas para dia útil em abril e em agosto.....	74
Tabela 5.12 - Cálculo de perdas elétricas para sábado em abril e em agosto.....	75
Tabela 5.13 - Cálculo de perdas elétricas para domingo em abril e em agosto.....	76

**ABREVIATURA E SIGLAS**

ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
BEN	Balanco Energético Nacional
CEMIG	Companhia Energética de Minas Gerais
CNPJ	Cadastro Nacional de Pessoa Jurídica
CPF	Cadastro de Pessoa Física
DOBI	Diretoria de Obras e Infraestrutura
FV	Fotovoltaico
GD	Geração Distribuída
GEE	Gases do Efeito Estufa
HC	Hosting Capacity
HFP	Horário Fora de Ponta
HP	Horário de Ponta
IEA	Agência Internacional de Energia ( <i>International Energy Agency</i> )
IRENA	Agência Internacional de Energia Renovável ( <i>International Renewable Energy Agency</i> )
MME	Ministério de Minas e Energia
MMGD	Mini e Micro Geração Distribuída
NREL	Laboratório Nacional de Energia Renováveis ( <i>National Renewable Energy Laboratory</i> )
PRODIST	Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional
QMAP	Centro de Estudos em Qualidade da Energia e Proteção Elétrica
REN	Resolução Normativa
SEP	Sistema Elétrico de Potência
SIN	Sistema Interligado Nacional
STC	Condições Padrão de Teste ( <i>Standard Test Conditions</i> )
UFV	Unidade Geradora Solar Fotovoltaica
UNIFEI	Universidade Federal de Itajubá

## SUMÁRIO

<b>DEDICATÓRIA .....</b>	<b>I</b>
<b>AGRADECIMENTOS .....</b>	<b>II</b>
<b>RESUMO.....</b>	<b>IV</b>
<b>ABSTRACT .....</b>	<b>V</b>
<b>LISTA DE FIGURAS.....</b>	<b>VI</b>
<b>LISTA DE TABELAS.....</b>	<b>VIII</b>
<b>ABREVIATURA E SIGLAS .....</b>	<b>X</b>
<b>SUMÁRIO.....</b>	<b>XI</b>
<b>1 INTRODUÇÃO .....</b>	<b>13</b>
1.1 OBJETIVOS.....	14
1.2 ESTRUTURA DO TRABALHO .....	15
<b>2 FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA.....</b>	<b>16</b>
2.1 ENERGIA SOLAR FOTOVOLTAICA.....	16
2.2 TIPOS DE MÓDULOS FV .....	19
2.3 FATORES DE DESEMPENHO EM PLACAS FV .....	21
2.3.1 Irradiação solar .....	21
2.3.2 Temperatura ambiente .....	22
2.4 GERAÇÃO PRÓPRIA DE ENERGIA ELÉTRICA EM UNIVERSIDADES.....	24
2.5 CENÁRIO ATUAL DA ENERGIA SOLAR FOTOVOLTAICA .....	24
2.6 ASPECTOS LEGAIS E REGULATÓRIOS DA GD .....	25
2.6.1 Resolução Normativa nº 482 da ANELL .....	25
2.6.2 Resolução normativa nº 687 da ANEEL .....	26
2.6.3 Lei nº 14.300/22 .....	28
2.7 PROCEDIMENTOS DO SERVIÇO DE DISTRIBUIÇÃO .....	30
2.7.1 Cálculo de perdas.....	30
2.7.2 Qualidade do serviço .....	32
2.7.3 Informação da base de dados.....	33
2.8 CAPACIDADE DE HOSPEDAGEM.....	35
2.9 ESTUDOS DE FLUXO DE POTÊNCIA .....	39

2.10 FLUXO DE POTÊNCIA TRIFÁSICO NO OPENDSS.....	43
2.10.1 Elementos de Transporte de Energia.....	43
2.10.2 Elementos de Conversão de Energia.....	45
2.10.3 Software PVSYSYSTEM.....	46
<b>3 METODOLOGIA.....</b>	<b>48</b>
3.1 BANCO DE DADOS GEPGRÁFICOS DA DISTRIBUIÇÃO.....	49
3.2 FILTROS DA BDGD.....	49
3.3 LEITURA DO BANCO DE DADOS SQL.....	49
<b>4 APLICAÇÃO DO MÉTODO PROPOSTO.....</b>	<b>51</b>
4.1 DESCRIÇÃO DA UNIDADE CONSUMIDORA.....	51
4.2 APLICAÇÃO DA METODOLOGIA.....	55
<b>5 RESULTADOS E DISCUSSÕES .....</b>	<b>59</b>
5.1 GERAÇÃO FV.....	59
5.2 FLUXO DE POTÊNCIA.....	62
5.3 EFEITOS SOBRE A TENSÃO.....	69
5.4 EFEITOS SOBRE AS PERDAS.....	73
<b>6 CONCLUSÃO.....</b>	<b>77</b>
<b>ANEXOS .....</b>	<b>81</b>
<b>APÊNDICES .....</b>	<b>97</b>



## 1 INTRODUÇÃO

A demanda por energia elétrica é um indicador da melhoria da qualidade de vida da sociedade em geral. Diante de um cenário de pandemia nos últimos dois anos, houve mudança no estilo de vida da população mundial, com a maior implementação do *homeoffice*. Analisando pelo lado energético, houve uma diminuição da demanda em 2020, algo em torno de 1%, devido à redução da produção fabril ao redor do mundo voltando, no próximo ano, com crescimento de 6% , devido à retomada da produção industrial, crescimento este visto somente em meados de 2010, ano em que a economia global se recuperava da crise de 2008 (IEA, 2021, 2022).

Esforços de pesquisa e desenvolvimento estão sendo realizados por instituições de Ensino e Empresas ao redor do mundo, a fim de reduzir tanto o custo de produção energética. Juntamente, há uma onda de descarbonização do processo produtivo, maior conscientização global em relação às emissões de carbono na atmosfera e aos investimentos na área de energias renováveis, como eólica, solar e hidrogênio verde.

Paralelamente à pandemia, está ocorrendo ao redor uma onda de transição energética devido a tensões militares no leste Europeu. Grande dos países Europeus, principalmente a Alemanha, é dependente do gás natural proveniente desta região.

De acordo com a EPE (2022), no ano de 2021, o consumo de energia elétrica no Brasil teve um crescimento de 4,2%, seguindo a tendência global, representando 23,1 [TWh] de um total de 570,8 [TWh]. A participação de renováveis na matriz de geração elétrica no país foi de 78,1%, queda em relação ao ano anterior, que foi de 83,8%. Essa queda justifica-se devido ao acionamento de geração das usinas térmicas, devido à baixa oferta hidráulica. Mesmo com essa queda relativa da geração renovável, o Brasil ainda se encontra bem-posicionado em relação à média global, que é de 26% em 2021(EPE, 2022).

A Micro e Minigeração Distribuída (MMGD) apresentou um aumento de 84% em 2021 em relação ao ano anterior, tendo como principal vetor deste crescimento a energia solar fotovoltaica que produziu 9,8 [GWh], o que corresponde à participação de 88,3% do micro e minigeração distribuída (EPE, 2021).

Levando em conta que a regulação do setor elétrico permite hoje que a unidade consumidora produza sua própria energia, a crescente demanda por energia elétrica gera

um movimento no mercado regulado para obter com a autoprodução ganhos econômicos em relação à aquisição de energia convencional por meio das distribuidoras. Paralelamente, têm-se uma conscientização ambiental maior se considerada a redução da oferta de energia de fontes térmicas fósseis em cenários de escassez hídrica.

A definição do novo marco regulatório para a GD estabelece mudanças nas regras a partir de janeiro de 2023, as quais devem trazer maior segurança jurídica para este mercado. Essa mudança acelerou a procura pelos sistemas fotovoltaicos, provocando, nos últimos dois anos, a elevação dos custos de instalação, apesar da tendência de redução dos preços dos componentes do sistema, placas e inversores.

Dentro deste contexto, fazem-se necessários estudos elétricos sobre os efeitos da inserção das MMD, em particular usinas fotovoltaicas, a fim de que o sistema permaneça com suas variáveis de operação dentro da faixa aceitável pelo sistema elétrico.

As redes elétricas serão impactadas com o crescimento da GD, por isso é importante que se conheçam os limites técnicos da penetração dessas fontes nas redes de distribuição. Esse campo de estudo é definido como capacidade de hospedagem da rede elétrica.

## 1.1 OBJETIVOS

A instalação de uma usina solar fotovoltaica dentro do campus da Universidade Federal de Itajubá (UNIFEI) tem como objetivo ser um importante vetor da sociedade na transição energética rumo a uma economia mais sustentável, por ser tratar de uma fonte renovável, contribuindo como pilar em ensino, pesquisa e extensão que vão além de redução dos gastos públicos.

O presente trabalho tem como objetivo estabelecer uma metodologia de análise técnica dos efeitos elétricos provocados pela miniusina fotovoltaica junto ao sistema elétrico de distribuição, avaliando o impacto nos indicadores de qualidade do serviço e do produto, verificando os limites de tensão e corrente, conforme determinados pelo Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Nacional (PRODIST),

avaliando a necessidade de executar investimentos para aumentar a capacidade da rede como a substituição de condutores.

Para isso ,são realizados estudos envolvendo:

- Simulação da geração FV em cenários de máximo e mínimo consumo;
- Análise do perfil de tensão junto a barra de instalação da usina FV;
- Análise do fluxo de potência durante o ano;
- Análise das perdas elétricas no alimentador.

## 1.2 ESTRUTURA DO TRABALHO

Para desenvolver este trabalho e apresentar os fundamentos necessários para a elaboração da dissertação, o texto foi estruturado em seis capítulos: Introdução, Fundamentação Teórica, Metodologia, Aplicação em caso Real, Resultados e Discussões e Conclusões.

No Capítulo 1, Introdução, apresenta-se o tema estudado e a importância deste tipo de estudo dentro do cenário energético.

Ao longo do Capítulo 2, Fundamentação Teórica, são apresentados os conceitos sobre energia solar fotovoltaica, cenário nacional, aspectos legais e regulatórios e a definição do termo de Capacidade de Hospedagem (CH),

No Capítulo 3, Metodologia, descrevem-se todas as etapas, bem como os softwares utilizados para obtenção do alimentador real junto ao banco de dados, para simulação da injeção de potência e análise dos parâmetros elétricos da rede.

O Capítulo 4, Aplicação do Método proposto, mostra toda a implementação do projeto da miniusina FV instalada junto à universidade.

No Capítulo 5, apresentam-se os resultados obtidos para diferentes cenários de simulação, faz-se um fechamento do estudo apontando o que foi aprendido em relação aos objetivos propostos para este estudo.

O Capítulo 6 conclui o trabalho e apresenta propostas de novos estudos.

## 2 FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA

Este capítulo aborda a história da energia solar fotovoltaica, o princípio de funcionamento das células e as diferentes tecnologias disponíveis no mercado. Apresenta ainda aspectos regulatórios da geração distribuída, bem como o panorama nacional e evolução desta tecnologia nos últimos anos.

### 2.1 ENERGIA SOLAR FOTOVOLTAICA

A energia solar fotovoltaica é a energia na qual a origem se dá pela conversão de energia solar em eletricidade, chamado de Efeito Fotovoltaico.

O efeito fotovoltaico foi descoberto primeiramente pelo cientista francês Alexander Edmond Becquerel (1820 – 1891), que, em 1839, observou o surgimento de uma diferença de potencial em eletrodos imersos em uma solução quando iluminados. (PINHO; GALDINO, 2014)

Em meados de 1883, o dispositivo que pode ser considerando o primórdio das células fotovoltaicas desenvolvidas por C.E. Fritz e fabricadas em selênio (NREL, 2022).

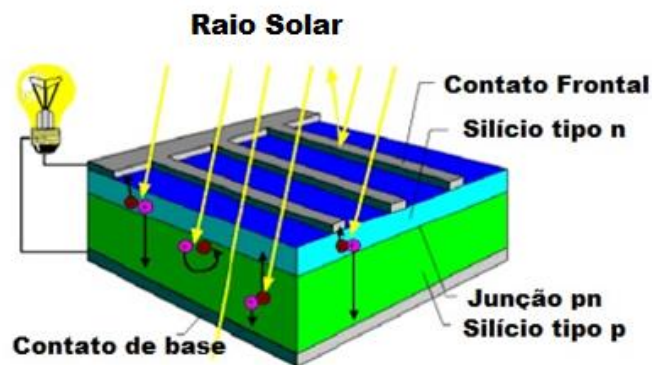
Nos anos de 1950, em New Jersey, EUA, as primeiras células fotovoltaicas com tecnologia de semicondutores foram desenvolvidas nos Laboratórios BELL. Essas células foram fabricadas a partir de lâmina de silício cristalino atingindo uma eficiência de conversão elétrica de 6%, relativamente alta para época, com potência de 5 [mW] e área de 2 [cm<sup>2</sup>]. As células foram primeiramente utilizadas para sondas espaciais e itens menores, como calculadoras e relógios. Hoje em dia, com o desenvolvimento tecnológico, as células vêm sendo utilizadas para demanda energética em diversas regiões (NREL, 2022).

Os Semicondutores são sólidos cristalinos que podem migrar suas condutividades elétricas entre condutores e isolantes dependendo da aplicação. No estado sólido, são caracterizados pela transição de elétrons entre bandas (banda de valência e banda de condução) quando exposto à energia. As propriedades elétricas são determinadas pela energia necessária para um elétron migrar da banda de valência para

a banda de condução, conhecidas como *gap* de energia, para semicondutores essa energia está abaixo de 4 [eV] (PINHO; GALDINO, 2014).

Os semicondutores podem ser divididos em intrínsecos e extrínsecos; intrínsecos são semicondutores puros, ou seja, aqueles que sua estrutura molecular é formada por um único tipo de átomo; extrínsecos são impuros, ou seja, sua estrutura molecular apresenta mais de um tipo de átomo, processo conhecido como dopagem.

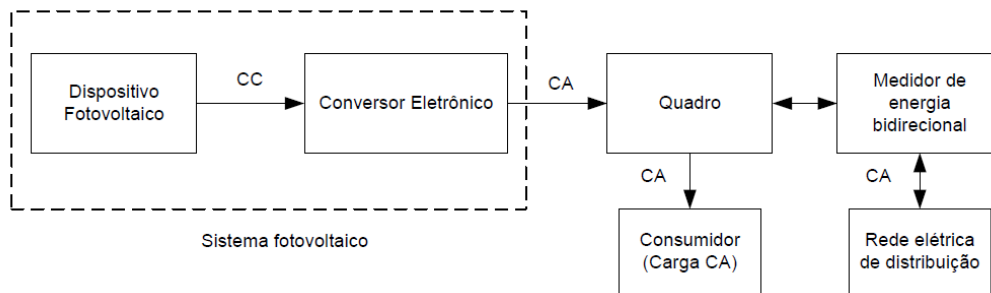
A célula FV é composta por duas camadas uma P e outra N, há células de múltiplas camadas, mas o princípio de funcionamento é o mesmo, apenas ocorrendo de forma escalonada. A camada por característica P apresenta falta de elétrons, carga positiva, e a camada N possui excedente de elétrons, carga negativa. Se uma junção entre as duas camadas chamada *pn* ou semicondutora, quando esta junção é exposta a fótons de energia, proveniente da luz solar por exemplo, ocorre a formação dos pares elétrons-lacuna no semicondutor, logo as cargas serão aceleradas onde o campo elétrico se encontra com valor diferente de zero gerando uma corrente de deslocamento ao longo da junção *pn*, esta corrente de deslocamento faz com que surja uma diferença de potencial. Figura 2.1 exemplifica o funcionamento de uma placa solar (PINHO; GALDINO, 2014).



**Figura 2.1- Princípio de funcionamento de uma placa solar**

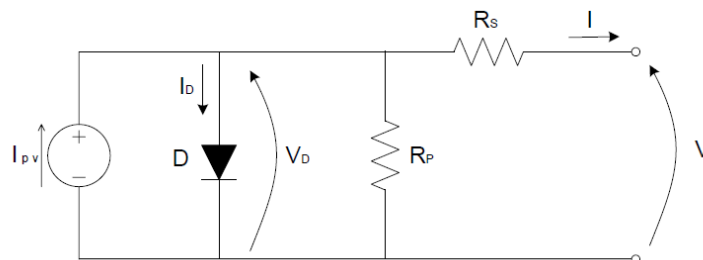
**Fonte:** (PINHO; GALDINO, 2014)

Um sistema fotovoltaico convencional exemplificado pode ser encontrado na Figura 2.2 .



**Figura 2.2 - Diagrama simplificado de um sistema *on-grid* conectado à rede de distribuição.**

**Fonte:** (PALUDO, 2014)



**Figura 2.3 - Circuito Equivalente de uma placa solar.**

**Fonte:** (PALUDO, 2014)

$I_{PV}$ , corrente originada pelo efeito fotovoltaico;  $D$ , diodo do circuito devido à junção  $pn$ , sendo  $V_D$  e  $I_D$  os parâmetros de tensão e corrente que circulam sobre o mesmo.  $V$  e  $I$  são as tensão e corrente na saída do dispositivo. Em caso de uma representação ideal se têm a apenas  $I_{PV}$  e  $D$ . No caso real, temos  $R_s$  e  $R_p$ .

$R_s$ , representa a queda de tensão interna dispositivo têm um valor pequeno em décimos de ohms [ $\Omega$ ], este valor varia da qualidade do material utilizado na fabricação da célula já que estas perdas estão relacionadas ao efeito joule e a resistência interna próprio material. A resistência

$R_p$  corresponde às perdas devido a corrente fuga e costuma variar entre 200 [ $\Omega$ ] e 300 [ $\Omega$ ].

Figura 2.8 o modelo de células fotovoltaicas para representação em digramas unifilares.



**Figura 2.4 - Símbolo do Módulo Fotovoltaico para representação em circuitos elétricos.**

**Fonte:** (PINHO; GALDINO, 2014)

## 2.2 TIPOS DE MÓDULOS FV

A grande maioria dos módulos FV implementados hoje em dia são fabricados com a matéria prima de silício, o mais utilizado o silício grau eletrônico (Si-gE) com 99,9999999% de pureza denominado 9N (9 Noves), têm se o silício grau solar (Si-gS) menos utilizado e de menor custo, denominada 6N com 99,9999%.

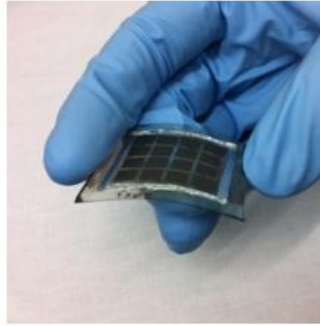
O silício utilizado na fabricação pode ser monocristalino (m-Si) ou policristalino (p-Si). O monocristalino são fabricados a partir de um único pedaço de cristal de silício então as peças são devidamente tratadas, a fim de construir o módulo FV. Já os modelos policristalinos, o silício é fundido em um bloco único através do processo de fusão, se organizando em pequenos cristais.

**Tabela 2.1 - Diferenças entre mono e policristalino.**

<i>Módulo</i>	
<i>Monocristalino (m-Si)</i>	<i>Vantagem: Ocupam menor espaço físico, maior eficiência.</i>
	<i>Desvantagem: Custo mais elevado e maior geração de resíduos.</i>
<i>Poliscristalino (p-Si)</i>	<i>Vantagem: Custo mais barato e melhor aproveitamento de silício.</i>
	<i>Desvantagem: Menor eficiência e maior espaço físico para obter uma mesma potência.</i>

**Fonte:** Autor (2022)

Tecnologia conhecida como filmes finos, na qual são utilizados materiais com maior absorção óptica são fabricadas de camadas na ordem de micrômetros [ $\mu\text{m}$ ] sobrepostas umas sobre as outras, composta por diferentes semicondutores como telureto de cádmio (CdTe) ou disseleneto de cobre, índio e gálio (CIGS).

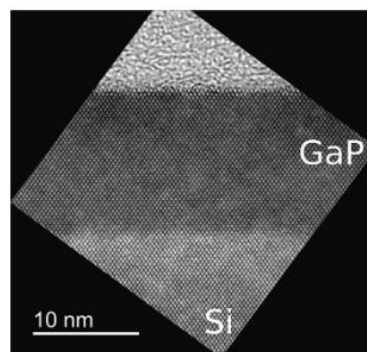


**Figura 2.5 - Célula Solar CdTe flexível em vidro ultrafino.**

**Fonte:** (NREL, 2022)

Pode se produzir tanto superfícies rígidas como flexíveis que faz com que se abra seu leque de aplicações portátil e em projetos arquitetônicos, denominam-se como módulos de segunda geração (NREL, 2022).

Módulos com tecnologia *Concentrated Photovoltaics (CPV)*, no qual são utilizados sistemas ópticos de rastreamento para concentração de radiação solar sendo possível fabricar módulos menores, mais eficientes e elevado custo de produção. Utilizando na produção destes equipamentos semicondutores como GaAs (arsenieto de gálio) (NREL, 2022).

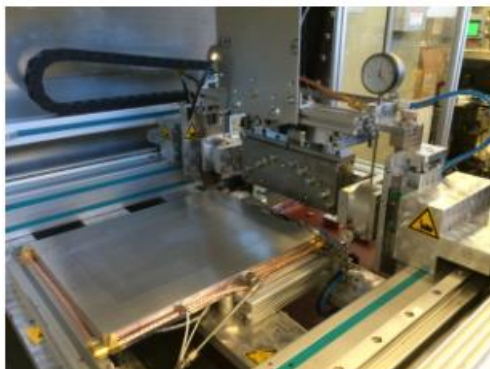


**Figura 2.6 - Imagem Microscópica de um módulo CPV**

**Fonte:** (NREL, 2022)



Pesquisadores ao redor do mundo estão buscando novas tecnologias como módulos feitos de materiais orgânicos começou ser desenvolvida na década de 80 tecnologia ficou conhecida como *Organic Photovoltaic (OPV)*. O processo de fabricação destas células envolve baixo custo de produção e absorvem de maneira melhor a radiação difusa. Atualmente, devido à sua baixa e durabilidade eficiência, ainda não são comercializados (NREL, 2022).



**Figura 2.7 - Equipamento utilizado para revestimento de filmes OPV**

Fonte: (NREL, 2022)

## 2.3 FATORES DE DESEMPENHO EM PLACAS FV

### 2.3.1 Irradiação solar

A irradiância solar é um dos dois principais fatores que influenciam o funcionamento das células fotovoltaicas, pois está diretamente associada à radiação solar incidente sobre a película. Quanto maior for o nível de irradiância solar incidente sobre os painéis FV, maior será a corrente elétrica gerada pela placa, comportando-se de forma linear com o aumento da irradiância, enquanto a tensão de circuito aberto ( $V_{oc}$ ) aumenta de forma logarítmica, se mantida a temperatura de 25 [°C], conforme a Figura 2.8 têm-se o comportamento (PINHO; GALDINO, 2014). De acordo com Eq. (1) o comportamento de  $V_{oc}$  em função da mudança da irradiância.

$$V_{oc} = \frac{k \cdot T}{q} \cdot \ln \left( \frac{I_L}{I_o} + 1 \right) \quad (1)$$

$I_o$  - Corrente de saturação reversa do módulo [A].

$I_L$  - Corrente gerada pelo módulo [A].

$T$  - Temperatura do módulo [ $^{\circ}\text{C}$ ].

$q$  - Carga no Elétron  $1,6 \cdot 10^{-19}$  [C].

$k$  - Constante de Boltzmann [ $1,38 \cdot 10^{-23}$  J/K].

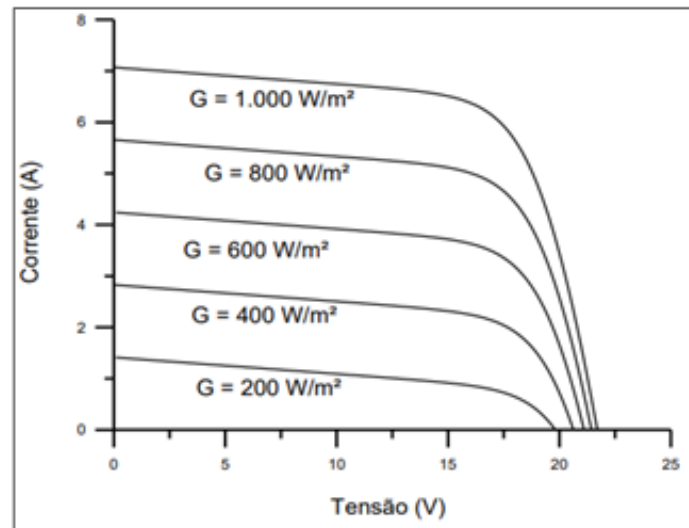
A  $I_{sc}$  de uma célula se relaciona com irradiância de 1000 [ $\text{W}/\text{m}^2$ ] de acordo com Eq. (2).

$$I_{sc} = I_{sc_{STC}} \times \frac{G}{1000} \quad (2)$$

$I_{sc_{STC}}$  - Corrente curto-circuito nas condições de ensaio [A].

$G$  - Irradiância incidente sobre o módulo [ $\text{W}/\text{m}^2$ ].

1000 - Irradiância nas condições do ensaio [ $\text{W}/\text{m}^2$ ].



**Figura 2.8 - Influência da Irradiância na corrente e tensão de saída do Módulo FV**

**Fonte:** (PINHO; GALDINO, 2014)

### 2.3.2 Temperatura ambiente

As variações da temperatura ambiente afetam a temperatura de operação das células FV, isso provoca a redução da tensão da célula fotovoltaica, reduzindo sua eficiência. No entanto, a corrente fornecida pelas células sofre uma elevação muito pequena, não compensando a perda causada pela diminuição da tensão. Módulos com filmes finos apresentam menor influência com o aumento da temperatura, conforme a Figura 2.9 (PINHO; GALDINO, 2014).

De acordo com a Eq. (3):

$$\beta = \frac{\Delta V_{oc}}{\Delta T} \quad (3)$$

$\beta$  é coeficiente de variação de tensão de circuito aberto ( $V_{oc}$ ) em função da Temperatura ( $T$ ), este valor costuma vir no *Datasheet* no equipamento.

$$V_{oc}(T) = V_{oc_{stc}} \cdot (1 + \beta \cdot (T - 25)) \quad (4)$$

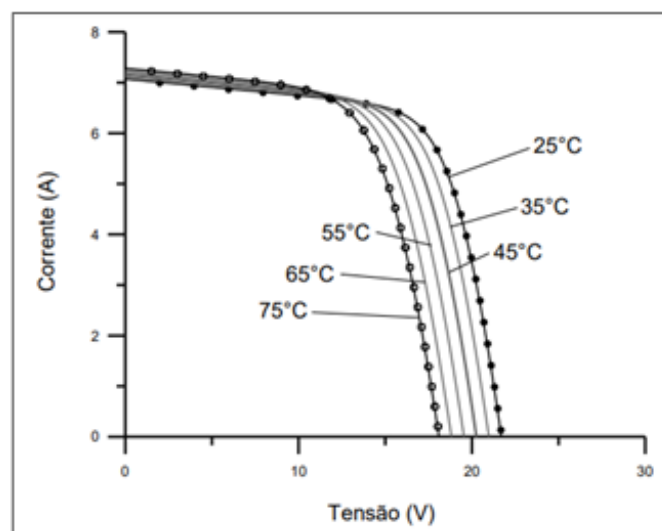
Eq. (4) onde  $V_{oc_{stc}}$  é a tensão circuito aberto nas condições de ensaio, T a temperatura na qual se deseja analisar a tensão.

$$\alpha = \frac{\Delta I_{sc}}{\Delta T} \quad (5)$$

Coeficiente  $\alpha$  variação da corrente de curto-circuito em função da temperatura Eq.(5).

$$I_{sc}(T) = I_{sc_{stc}} \cdot (1 + \alpha \cdot (T - 25)) \quad (6)$$

Onde em (6)  $I_{sc}$  é a corrente de curto-circuito com as mesmas variáveis.



**Figura 2.9 - Influência da Temperatura sobre tensão e corrente do módulo FV**

**Fonte:**(PINHO; GALDINO, 2014)

## 2.4 GERAÇÃO PRÓPRIA DE ENERGIA ELÉTRICA EM UNIVERSIDADES

As soluções apresentadas pelas universidades para as questões energéticas atuais são refletidas na sociedade como referência para motivar a transformação ambiental para uma economia de baixo carbono, vêm desenvolvendo tecnologias renováveis servindo assim um como um importante vetor na transição energética.

**Tabela 2.2 - Universidade no Brasil e no mundo com plantas FV.**

<i>Instituição</i>	<i>País</i>	<i>Potência [kWp]</i>	<i>País</i>
<i>Arizona State University</i>	<i>EUA</i>	<i>28095</i>	<i>Instalado</i>
<i>Colorado State University</i>	<i>EUA</i>	<i>6754</i>	<i>Instalado</i>
<i>Universidad di Murcia</i>	<i>ESP</i>	<i>2750</i>	<i>Instalado</i>
<i>Universidade Federal de Goiás (UFG)</i>	<i>BRA</i>	<i>100</i>	<i>Instalado</i>

**Fonte:** Adaptado (HASAPIS et al., 2017)

## 2.5 CENÁRIO ATUAL DA ENERGIA SOLAR FOTOVOLTAICA

No cenário atual da energia Solar, temos os seguintes dados, de acordo com a Associação Brasileira de Energia Solar. (ABSOLAR, 2023).

Atualmente, temos 25.009 [MW] de Potência Instalada, correspondendo a 11,6 % de toda à matriz Energética Nacional, ficando atrás apenas da Hídrica corresponde 50,7% com 108.978 [MW].

Minas Gerais o estado com maior contribuição totalizando 2.390,8 [MW], totalizando 13,9% do montante total. O município com maior potência instalada é Florianópolis com 314,6 [MW].

Atualmente, têm-se o cadastro de empresas junto Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social (BNDS): 11 Kits Sistema Solar FV, 11 Inversores de frequência, 8 rastreadores solar, 7 módulos FV, 1 Baterias e 1 Strings Box.

Com dados acumulados desde 2012, temos uma geração R\$ 125,3 bilhões, mais de 750,2 mil empregos gerados e mais de 33,4 milhões de toneladas de CO<sub>2</sub> evitadas.

## 2.6 ASPECTOS LEGAIS E REGULATÓRIOS DA GD

### 2.6.1 Resolução Normativa nº 482 da ANEEL

No dia 17 abril de 2012, foi aprovada pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) a Resolução Normativa N° 482 (REN 482/12) na qual se definiram as condições gerais para inserção de MMGD.

Definiu-se que todo consumidor cadastrado no Ministério da Fazenda com CPF (Cadastro Pessoa Física) ou CNPJ (Cadastro Nacional Pessoa Jurídica) pode gerar energia oriunda de fontes renováveis (Hidráulica, Solar, Eólica, Biomassa e Cogeração Qualificada) para consumo próprio ou para outra unidade consumidora, desde que esteja com o mesmo cadastro e conectadas à mesma área de concessão.

O início do processo de aprovação do sistema de geração junto à distribuidora se dá através de documento chamado de parecer de acesso. Neste documento, consta todo o projeto elétrico do sistema e conexão com a rede. De acordo com a norma, a concessionária tinha um prazo de até 82 dias para responder este parecer.

Para denotar da Micro e Mini geração Distribuída adotou-se o padrão conforme a Tabela 2.3:

**Tabela 2.3 - Classificação da MMGD REN 482/12**

*Potência Instalada*

<i>Microgeração</i>	$P \leq 100 [kW]$
<i>Minigeração</i>	$100 [kW] < P \leq 1[MW]$

**Fonte:** Adaptado (ANEEL, 2012)

Para consumidores do Grupo A, conectados à tensão superior ou igual à 2,3 [kV], limitou-se a potência instalada à demanda contratada. Já os consumidores do Grupo B, conectados à tensão inferior a 2,3 [kV], limitou-se a potência da instalação através da carga instalada declarada.

O Sistema de Compensação de Energia Elétrica (SCEE) vigente na Resolução é o *net-metering*, no qual a energia gerada é contabilizada como crédito e posteriormente debitada do consumo mensal. Caso haja excedente, o crédito pode permanecer válido junto à concessionária por até 36 meses para futura compensação.

A REN 482/2012 define o faturamento mínimo a ser cobrado do consumidor para unidades do Grupo A, valor referente à demanda contratada, e para unidades do Grupo B, valor referente ao custo de disponibilidade da rede (ligação monofásica valor equivalente a 30 kWh, bifásica a 50 kWh e trifásica a 100 kWh), lembrando que estes valores não podem ser compensados pelo sistema de *net-metering* (ANEEL, 2012).

### 2.6.2 Resolução normativa nº 687 da ANEEL

Em 24 de Novembro de 2015, foi aprovada junto ANEEL a Resolução Normativa N° 687/2015, atualizando a Resolução Normativa N° 482/2012, a fim de criar novos ramos de negócios e fazer o enquadramento de novos tipos de consumidores.

Esta Resolução alterou os valores de potência instalada da MMDG e criou outras modalidades de consumidores, conforme Tabela 2.4:

**Tabela 2.4 - Classificação da MMDG REN 687/15**

*Potência Instalada*

<i>Microgeração</i>	$P \leq 75 [kW]$
<i>Minigeração</i>	$75 [kW] < P \leq 5 [MW]$

**Fonte:** Adaptado (ANEEL, 2015)

As modalidades anteriores eram de Microgeração e Minigeração, e as novas modalidades incluíram Empreendimentos com Múltiplas Unidades Geradoras, Geração Compartilhada e Autoconsumo Remoto, conforme descritos na Tabela 2.5:

**Tabela 2.5 - Tabela com novos modelos de empreendimento.**

*Pot. Instalada*

<i>Microgeração</i>	<i>central geradora de energia elétrica, com potência instalada menor ou igual a 75 kW e que utilize cogeração qualificada, conforme regulamentação da ANEEL, ou fontes renováveis de energia elétrica, conectada na rede de distribuição por meio de instalações de unidades consumidoras.</i>
---------------------	---

<i>Minigeração</i>	<i>central geradora de energia elétrica, com potência instalada superior a 75 kW e menor ou igual a 5 MW para cogeração qualificada, conforme regulamentação da ANEEL, ou para as demais fontes renováveis de energia elétrica, conectada na rede de distribuição por meio de instalações de unidades consumidoras.</i>
<i>Empreendimento com múltiplas unidades geradoras</i>	<i>caracterizado pela utilização da energia elétrica de forma independente, no qual cada fração com uso individualizado constitui uma unidade consumidora e as instalações para atendimento das áreas de uso comum constituem uma unidade consumidora distinta, de responsabilidade do condomínio, da administração ou do proprietário do empreendimento, com microgeração ou minigeração distribuída, e desde que as unidades consumidoras estejam localizadas em uma mesma propriedade ou em propriedades contíguas, sendo vedada a utilização de vias públicas, de passagem aérea ou subterrânea e de propriedades de terceiros não integrantes do empreendimento.</i>
<i>Geração Compartilhada</i>	<i>caracterizada pela reunião de consumidores, dentro da mesma área de concessão ou permissão, por meio de consórcio ou cooperativa, composta por pessoa física ou jurídica, que possua unidade consumidora com microgeração ou minigeração distribuída em local diferente das unidades consumidoras nas quais a energia excedente será compensada.</i>
<i>Autoconsumo remoto</i>	<i>caracterizado por unidades consumidoras de titularidade de uma mesma Pessoa Jurídica, incluídas matriz e filial, ou Pessoa Física que possua unidade consumidora com microgeração ou minigeração distribuída em local diferente das unidades consumidoras, dentro da mesma área de concessão ou permissão, nas quais a energia excedente será compensada.</i>

**Fonte:** (ANEEL, 2015)

De acordo com REN 687/15, a potência instalada máxima para os consumidores do Grupo B pode ser determinada pelo produto da corrente máxima do disjuntor pela tensão nominal. Caso os consumidores ainda necessitem de mais potência, eles podem solicitar junto à distribuidora. No caso de empreendimentos com múltiplas unidades consumidoras, a potência máxima será a potência contratada pelo condomínio.

Em relação ao parecer de acesso, o prazo de aprovação foi reduzido para 34 dias e o prazo de validação dos créditos passou de 36 para 60 meses (ANEEL, 2015).

### 2.6.3 Lei nº 14.300/22

No dia 6 de janeiro de 2022, o presidente sancionou o projeto de Lei N° 5.829/19 e instituiu o Marco Legal da Geração Distribuída, toda análise temporal se encontra na Figura 2.10. A criação do marco legal vem para consolidar um cenário de maior estabilidade jurídica e regulatória para o setor elétrico rumo à descarbonização do setor elétrico. Tivemos algumas alterações em relação à Minigeração, Tabela 2.6:

**Tabela 2.6 - Classificação da MMGD.**

<i>Nomenclatura</i>	<i>Potência Instalada</i>
<i>Fontes Despacháveis</i>	$75 [kW] < P \leq 5 [MW]$
<i>Fontes Não Despacháveis</i>	$75 [kW] < P \leq 3 [MW]$

**Fonte:** Adaptado (BRASIL, 2022).

Fontes despacháveis: as hidrelétricas, incluídas aquelas a fio d'água que possuam viabilidade de controle variável de sua geração de energia, cogeração qualificada, biomassa, biogás e fontes de geração fotovoltaica, limitadas a 3 [MW] de potência instalada, com baterias cujos montantes de energia despachada aos consumidoras finais apresentam capacidade de modulação de geração por meio do armazenamento de energia em baterias, em quantidade de, pelo menos, 20% da capacidade de geração mensal da central geradora, que podem ser despachadas por meio de um controlador local ou remoto.



Fontes não despacháveis: solar fotovoltaica sem armazenamento, e demais fontes não listadas anteriormente, com limite de potência instalada de 3 [MW].

Fontes solares mais comuns se enquadram nas instalações do modelo de fontes não despacháveis. Quando a usina solar for despachável as instalações incorporam um grupo de baterias capaz de armazenar 20% da capacidade de geração mensal, sendo despachável através de um controlador (BRASIL, 2022).

Na Lei 14.300, manteve-se o sistema de compensação *net-metering*, mas não se debita mais o valor integral da conta considerando todas as componentes da conta de energia. A componente da TUSD fio B não pode ser mais debitada por créditos junto à concessionária, ela será amortizada na fatura de energia elétrica até chegar o valor de 100% em 2029.

Os sistemas de MMDG que protocolarem o parecer de acesso antes do dia 6 de janeiro de 2023, ainda permanecem nas regras da REN ANEEL 687/15 até dezembro de 2045 (Brasília, 2022).



**Figura 2.10 - Análise temporal do projeto de lei.**

Fonte: GREENER (2022)

A Figura 2.10 apresenta o histórico legal da regulação da geração distribuída desde a criação do projeto de lei até a aprovação junto ao Congresso Nacional da Lei 14300/2021.

## 2.7 PROCEDIMENTOS DO SERVIÇO DE DISTRIBUIÇÃO

Os Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional (PRODIST) são documentos elaborados pela ANEEL, divididos atualmente em 11 módulos, que normatizam e padronizam a prestação dos serviços públicos de distribuição de energia elétrica relacionadas ao funcionamento e desempenho técnico de distribuição de energia elétrica. Os primeiros passos para criação do PRODIST se deram em meados de 2005 e os temas foram separados em módulos que foram debatidos entre os agentes do setor (LAMIN; ALBERTO; MATTAR, 2008)

### 2.7.1 Cálculo de perdas

No módulo 7 do PRODIST, Cálculo de Perdas na Distribuição, estabelece os procedimentos para cálculo de perdas na distribuição como informações necessárias e os parâmetros regulatórios a serem adotados, metodologia de cálculo, caracterização das cargas, diferença entre perdas técnicas e não técnicas, define o período para realização do cálculo de perdas e indicadores para avaliação de perdas.

Dados físicos como redes, transformadores, reguladores, chaves e medidores, assim como dados energéticos nas unidades consumidoras, geradoras, transformadores de potência e nos alimentadores de média tensão são obtidos junto a BDGD. Em caso impossibilidade de cálculo de perdas devido a alguma inconsistência de dados, a ANEEL pode solicitar esclarecimento e revisões junto à distribuidora, caso se mantenha, o percentual de perdas adotado sobre a energia injetada será menor valor entre os percentuais já calculados. Os estudos realizados pela distribuidora e o detalhamento das informações fornecidas por um período de 10 anos (ANEEL, 2022a).

O nível de tensão de operação a ser considerado na entrada do alimentador, ou seja, na saída da subestação, é fornecido pela distribuidora de média tensão deve corresponder na qual o sistema opera maior parte do período de apuração de perdas, assim como o fator de potência adotado pelo cálculo de perdas na rede distribuição é 0,92 e atribuir a mesma uma tipologia de curva de carga típica diária, dívida em 24 patamares, tanto na média quanto na baixa tensão, discriminados em dia útil (DU), sábado (SA) e domingo (DO).

Para avaliação do serviço das distribuidoras, a regulação considera as perdas elétricas classificadas de duas formas, perdas técnicas e não técnicas. As perdas técnicas ocorrem devido às características das instalações elétricas da rede, em todos os equipamentos instalados da Alta Tensão até a Baixa Tensão. As perdas não técnicas ocorrem devido a instalações clandestinas, acarretando furto de energia, ou ainda por falta de medição que levam a perdas comerciais. A metodologia para o cálculo de perdas de energia na distribuição emprega dois procedimentos (ANEEL, 2022a):

- **Top down:** Metodologia adotada para alta tensão, perdas são calculadas pela subtração da energia injetada no Sistema Distribuição Alta Tensão (SDAT) com energia pelos agentes supridores do Subestação de Distribuição. (SEB)
- **Bottom – up:** Método utilizado para Média e Alta Tensão, onde as perdas são calculadas a partir da energia medida no ponto de consumo com acréscimo das perdas nos medidores com a utilização de fluxo de potência.

Para o cálculo de perdas técnicas, o sistema é dividido da seguinte forma:

- Rede do Sistema de Distribuição de Alta Tensão – SDAT;
- Transformadores de Potência;
- Reguladores, Redes do Sistema de Distribuição de Média Tensão – SDMT;
- Redes do Sistema de Distribuição de Baixa Tensão – SBMT;
- Transformadores de Distribuição;
- Ramais de Ligação;
- Medidores de Energia das Unidades Consumidoras do SDBT.

O modelo de carga adotado para as cargas é modelo ZIP conectadas à SDMT e SDBT: Parcela Reativa, 100% de impedância constante; Parcela Ativa, 50% potência constante e 50% impedância constante. O cálculo de perdas de energia é realizado através do método do fluxo de potência para cada alimentador de média tensão e baixa tensão, considerando transformadores de distribuição, ramais de ligação e medidores.

Para obter a perda não técnica, verifica-se a energia medida na saída do alimentador e energia medida nas unidades consumidoras pertencentes a SDMT e SDBT juntamente com perdas à jusante do alimentador (ANEEL, 2022a).

### 2.7.2 Qualidade do serviço

A ANEEL estabelece, no Módulo 8, Qualidade do Fornecimento de Energia Elétrica, métricas para o dimensionamento da qualidade do fornecimento de energia elétrica, relacionados a qualidade do produto, serviço, comercial e segurança do trabalho. A qualidade do produto é uma medida relativa à conformidade da forma de onda de tensão em regime permanente e transitório. O serviço relaciona-se com a continuidade do fornecimento de energia e apuração de indicadores. A avaliação comercial é observada através dos canais de atendimento ao consumidor, observando as reclamações e o cumprimento de prazos. Por último, a Segurança é avaliada por meio do encaminhamento das informações de acidentes de trabalho com pessoal próprio e de terceiros (ANEEL, 2022b).

Neste trabalho, o requisito mais importante a ser analisado relaciona-se com a qualidade, sendo a variação de tensão no regime permanente o principal parâmetro a ser avaliado por meio de conjunto de medições de acordo com tensão no ponto de conexão das unidades consumidoras, os limites estabelecidos para variação de tensão de regime permanente se encontram-se nas Tabela 2.7 e Tabela 2.8. (ANEEL, 2022b).

**Tabela 2.7 - Classificação das faixas de tensão superior 2,3 kV e inferior a 69 kV**

<i>Tensão de Atendimento</i>	<i>Faixa de Variação da tensão de leitura (TL) em relação à tensão referência (TR)</i>
<i>Adequada</i>	$0,93 TR \leq TL \leq 1,05 TR$
<i>Precária</i>	$0,90 TR \leq TL < 0,93 TR$
<i>Crítica</i>	$TL < 0,90 TR$ ou $TL > 1,05 TR$

**Fonte:**(ANEEL, 2022b).

**Tabela 2.8 - Classificação das faixas de tensão igual ou inferior a 2,3 kV**

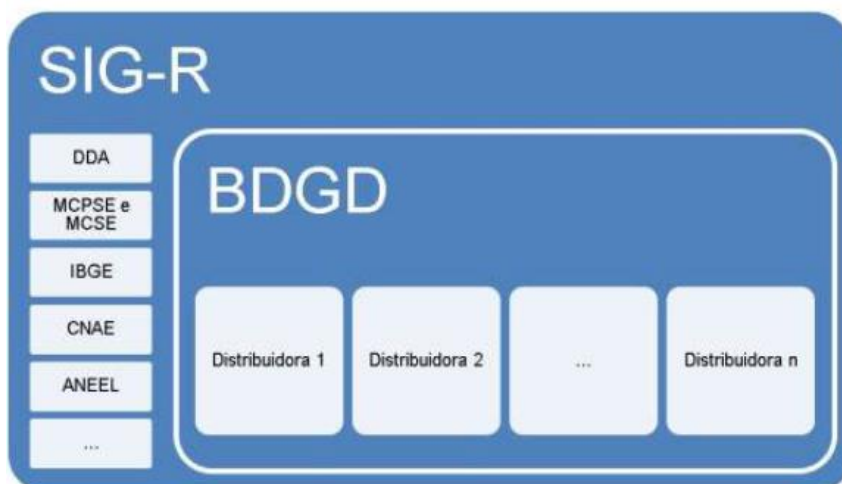
<i>Tensão de Atendimento</i>	<i>Faixa de Variação da tensão de leitura (TL) em relação à tensão referência (TR)</i>
<i>Adequada</i>	$(202 \leq TL \leq 231)/(117 \leq TL \leq 133)$
<i>Precária</i>	$331 \leq TL < 350$ ou $399 < TL \leq 403$ $191 \leq TL < 202$ ou $231 < TL \leq 233$
<i>Crítica</i>	$(TL < 191$ ou $TL > 233)/(TL \leq 110$ ou $TL > 135)$

**Fonte:** (ANEEL, 2022b)

### 2.7.3 Informação da base de dados

O Módulo 10 do PRODIST estabelece a estrutura, o conjunto de informações da base de dados e a forma de envio à ANEEL. O Sistema de Informação Geográfico da Distribuidora (SIG-R) contém a Base de Dados Geográfico da Distribuidora (BDGD) onde é realizado o cadastro de topologia de rede de distribuição utilizada para fins regulatórios, como por exemplo para o cálculo de perdas realizado nas revisões tarifárias periódicas (RTP). Além da BDGD, o SIG-R também possui outras bases de dados que permitem realizar análises mais profundas - ilustração esquemática na figura 2.11 - relacionadas ao controle de ativos, à contabilidade regulatória, pesquisas estatísticas, análises de atividades econômicas e análises dos serviços públicos. Lembrando que as estruturas destas bases não estão definidas neste módulo, mas em manuais próprios, conforme a PRODIST nº 10 (ANEEL, 2022c).

- Manual de Controle Patrimonial do Setor Elétrico – MCPSE;
- Manual de Contabilidade do Setor Elétrico – MCSE;
- Base de dados do Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística – IBGE;
- Classificação Nacional de Atividades Econômica – CNAE;
- Base de dados da Agência da Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL.



**Figura 2.11 - Estruturação de dados do modelo SIG-R**

**Fonte:** (ANEEL, 2022c)

A BDGD possui toda a topologia de rede do sistema elétrico da distribuidora, tais como traçado geométrico dos segmentos da rede de alta, média e baixa tensões, localização geográfica das estruturas de suporte (postes e torres), usuários e equipamentos. A base de dados é formada de modo que todos os elementos são individualmente identificados no decorrer do tempo para que seja realizada uma avaliação incremental. Essa base também inclui a medição mensal, formando um histórico anual de energia das unidades consumidoras conectadas em toda a extensão do circuito elétrico alimentador, de modo que todos estes requisitos descrevem a rede dentro da área de concessão da distribuidora (ANEEL, 2022c).

O Dicionário de Dados da ANEEL do SIG – R (DDA), que está contido no Manual de Instrução da BDGD, estabelece codificação das informações enviadas à BDGD, a estrutura de bandos está basicamente dividida em dois tipos de conjunto de dados: Entidades Geográficas e Entidades Não Geográficas. As entidades de cada um se encontram na Tabela 2.9 (ANEEL, 2022c).

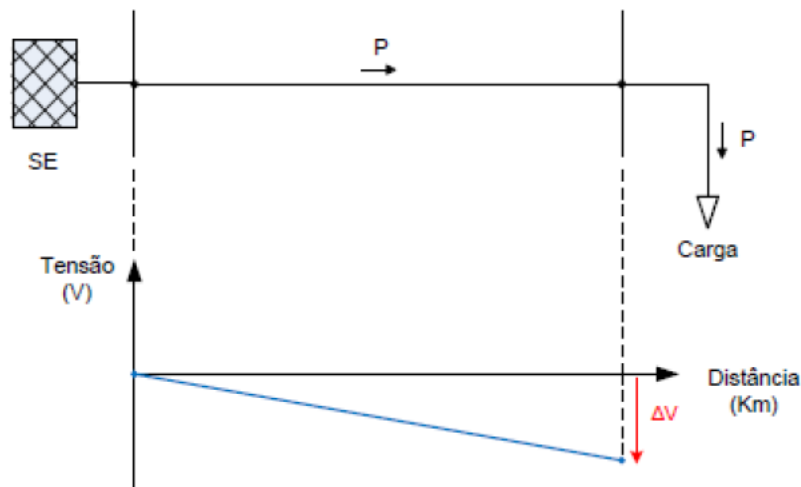
**Tabela 2.9 - Divisão de Entidades de acordo com DDA**

<i>Entidades Geográficas</i>	<i>Unidade Consumidora, Unidade Geradora, Transformador, Regulador, Compensador de Reativos, Seccionador de Redes, Segmento de Rede, Estrutura de Suporte da Rede, Conjunto de Unidades Consumidoras, Área de Atuação e Subestação.</i>
<i>Entidades Não Geográficas</i>	<i>Ponto de Iluminação Pública, Barramento, Medidor, Transformados de Medida, Bay, Ram de Conexão, Circuito de Rede (Linhas e Alimentadores), Balanço de Energia, Energia Passante, Perda Técnica, Perda Não Técnica, Curva de Carga, Informações de Envio da BDGD.</i>

Fonte: (ANEEL, 2022c)

## 2.8 CAPACIDADE DE HOSPEDAGEM

A inserção da GD, por um lado, soluciona parte do problema da oferta de energia e, por outro lado, traz novos problemas ao setor de distribuição, como por exemplo sobretensão, perdas excessivas, distorções harmônicas e fluxo reverso na rede (RIBEIRO et al., 2020). Normalmente, o fluxo de potência se orienta de forma unidirecional da subestação para a carga. Queda de tensão ocorre aumentando a queda de tensão à medida que se distancia da subestação, conforme Figura 2.12.

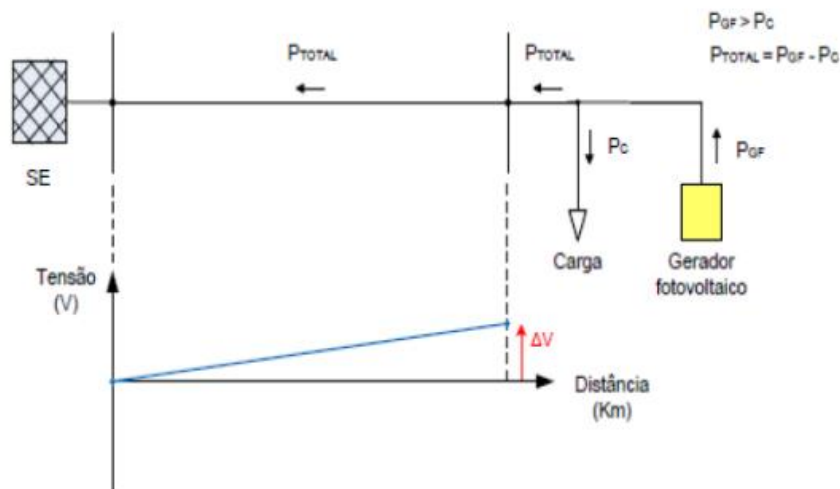


**Figura 2.12 - Queda de tensão típica da distribuição**

**Fonte:** (PALUDO, 2014)

Devido ao desenvolvimento da geração distribuída, o fluxo de potência pode, em determinados períodos do dia, ter sentido reverso, quando a produção energética é excedida sobre o consumo, fazendo com que não tenha mais uma queda de tensão, mas sim aumento ao longo de toda rede distribuição e chegando até a entrada subestação, representação na Figura 2.13. (PALUDO, 2014).

Quando esta inserção de GD é tamanha, ocasiona a operação indevida da proteção, aumento de perdas elétricas. Problemas desse tipo ocorrem quando o somatório de potência inserida em determinada região da rede elétrica ultrapassa o limite operacional para a configuração em que o sistema se encontra, ou seja, sem qualquer alteração na infraestrutura existente (BOLLEN; HASSAN, 2011).



**Figura 2.13 - Mudança devido a fluxo Reverso.**

Fonte: (PALUDO, 2014)

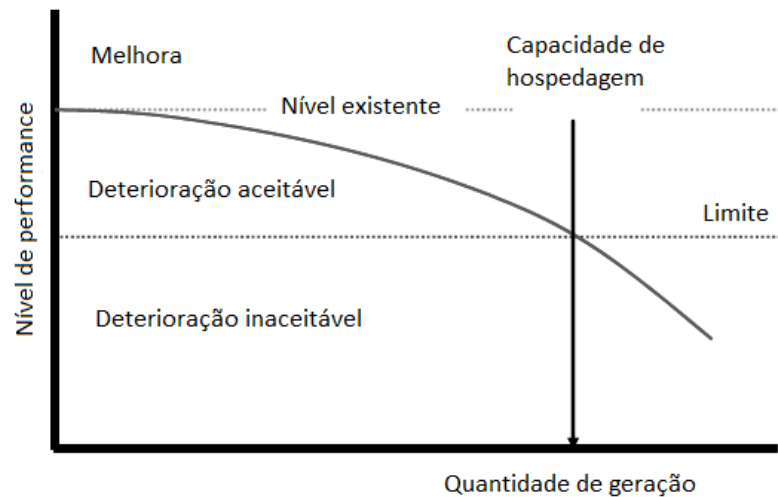
Este conceito é conhecido como Capacidade de Hospedagem (CH), *do inglês Hosting Capacity*, fazendo com que os sistemas fiquem cada vez mais complexos, dinâmicos. A CH é uma solução mensurável, não possui uma única solução, vêm sendo muito aprimorada nos últimos anos, sendo que os primeiros estudos começaram em meados de 2005 de acordo com (BOLLEN; HAGER, 2005).

Estes estudos fazem com que a transição energética seja realizada de um modo mais racional e analítico. Por exemplo, para que plantas de baixa emissão de carbono sejam feitas de uma forma mais acessível, mitigável e confiável, pode-se assim direcionar para inserção da GD para locais onde trazem futuros benefícios a rede ou menos impactos, fazendo com que a confiabilidade do sistema não seja alterada ou até mesmo aumente em certos casos (RIBEIRO et al., 2020).

O primeiro passo a ser tomado no dimensionamento da Capacidade de Hospedagem é o indicador que será analisado tais como: sobretensões, perdas elétricas, harmônicos e desequilíbrio de tensão. Verifica-se, após simulações, se determinado indicador opera dentro do limite estabelecido pelo órgão regulador. Verifica-se que há uma relação entre os indicadores e inserção de geração distribuída conforme Figura 2.14, caso em que partir do momento em que se começa a conectar a geração distribuída o desempenho do sistema começa a cair, primeiramente dentro de um limite aceitável, depois com uma contínua inserção de GD, entra na zona precária de operação. No entanto, vemos que, quando o desempenho dos sistemas elétricos se encontra baixo, do

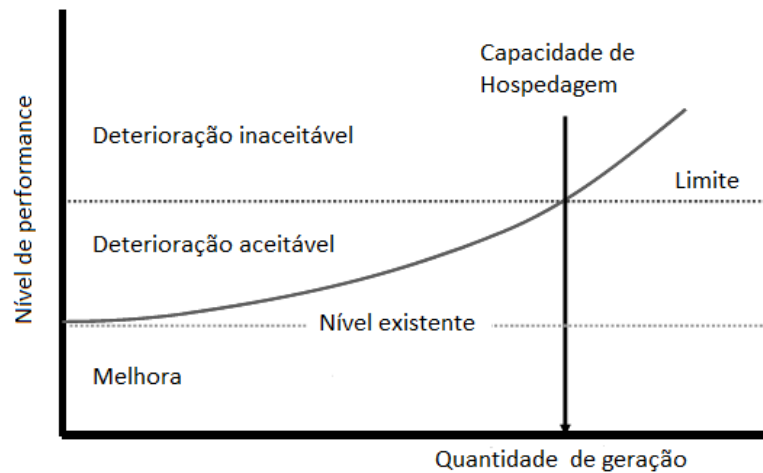


aceitável conforme Figura 2.15, temos primeiramente uma melhora do indicador de desempenho com o incremento de GD até que chegar há um valor inaceitável. Como exemplo de indicador com este tipo de comportamento, temos a tensão que em alguns pontos sistemas se encontra abaixo do limite aceitável, com incremento de geração, temos um aumento do valor de tensão (BOLLEN; HASSAN, 2011).



**Figura 2.14 - Inserção de CH em sistema com alto desempenho**

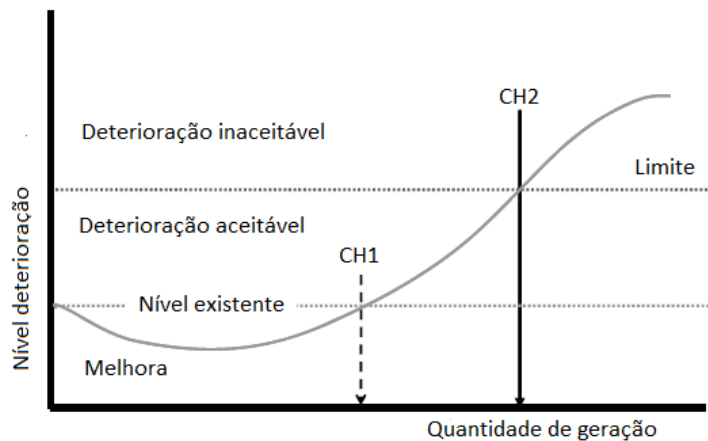
Fonte: (BOLLEN; HASSAN, 2011)



**Figura 2.15 - Inserção de CH em sistema com baixo desempenho**

Fonte: (BOLLEN; HASSAN, 2011)

Há casos como da Figura 2.16, em que inicialmente há uma melhora de desempenho da rede devido a inserção de GD, no entanto, depois de certos níveis de injeção de potência a penetração começa deteriorar o desempenho do parâmetro elétrico avaliado chegando ao mesmo valor inicial de desempenho. Este caso ocorre quando o parâmetro avaliado é de perdas elétricas ao longo do alimentador. A linha CH1 delimita o começo do processo deterioração de operação do sistema elétrico, ou seja, desempenho melhor sem inserção de GD e o CH2 quando está o desempenho do sistema começa a entrar na região inaceitável, para determinar a capacidade de hospedagem deve-se seguir: (BOLLEN; HASSAN, 2011).



**Figura 2.16 - Inserção de CH em sistema com ganho de desempenho inicial**

Fonte: (BOLLEN; HASSAN, 2011)

1. Escolha a variável de interesse, como tensão, harmônicos, frequência e o respectivo evento relacionado, variação de tensão, desequilíbrio de tensão, flutuação de tensão, variação de tensão de curta duração (VTCD) variação de frequência, distorção harmônica e fator de potência;
2. Verificar se os limites estabelecidos de cada índice pelo órgão regulador para cada evento;
3. Determinar em função do evento escolhido a variação com a inserção de geração distribuída;
4. Calcular capacidade de hospedagem.

Em análise com mais de um evento, tem-se como fator limitante da CH o menor valor calculado dentre os calculados. Este valor será o limite máximo de GD que pode ser inserida no sistema sem que seja necessário mudança no sistema.(BOLLEN; HASSAN, 2011).

## 2.9 ESTUDOS DE FLUXO DE POTÊNCIA

Fluxo de Potência, *load flow em inglês*, é o estudo de sistemas de potência em uma condição de regime permanente senoidal que é o estado no qual o sistema normalmente opera. A principal função do sistema elétrico de potência (SEP) é fornecer energia às cargas a ela conectada de modo que o sistema opere de modo seguro e eficiente e variáveis como tensão, corrente e frequência possam variar dentro um limite estabelecido. Concessionários de energia fazem este tipo de estudo de modo a assegurar operação e expansão de modo seguro e eficiente do sistema. Na questão da GD, por exemplo, que se caracteriza por uma geração mais próxima ao consumidor, é uma área que está sendo explorada nos estudos de fluxo de potência.

Nos estudos de fluxo de potência do SEP em cada barra do sistema, estão conectados dois ou mais elementos do sistema como linhas de transmissão, transformadores ou carga.

Determina-se módulo e ângulo da tensão e as potências ativas e reativas que circulam pelas linhas de transmissão. Por exemplo para uma tensão na *barra i* Eq. (7).

$$V_i = |V_i| \angle \delta_i \quad (7)$$

$|V_i|$  - Valor de tensão da barra em pu.

$\delta_i$  - Ângulo de tensão na barra em relação a referência.

A expressão para um fluxo de Potência que sai da *barra i* para *j*, de acordo com a Eq. (9):

$$S_{ij} = P_{ij} + jQ_{ij} \quad (8)$$

O Método de Resolução baseia-se na Análise Nodal de Circuitos Elétricos, baseado na Lei de Kirchoff das correntes, em que o somatório das correntes em um nó é igual a zero.

$$I_i = \Delta V_{i0}\gamma_{i0} + \Delta V_{i1}\gamma_{i1} + \Delta V_{i2}\gamma_{i2} \dots \Delta V_{ij}\gamma_{ij} \quad (9)$$

Diferença de potencial entre duas barras:

$$\Delta V_{ij} = V_i - V_j \quad (10)$$

Logo:

$$I_i = (V_i - V_0)\gamma_{i0} + (V_i - V_1)\gamma_{i1} + \dots (V_i - V_j)\gamma_{ij} \quad (11)$$

Trabalhando a Eq. (11) têm-se:

$$I_i = V_i(\gamma_{i0} + \gamma_{i1} \dots \gamma_{ij}) - V_1\gamma_{i1} - V_2\gamma_{i2} \dots - V_j\gamma_{ij} \quad (12)$$

Pode-se escrever a eq. geral de corrente entrando em um nó  $i$  com  $N$  barras:

$$I_i = \sum_{j=1}^N Y_{ij}V_j \quad (13)$$

Analisando de uma forma matricial, conhecida como *matriz de admitância nodal*:

$$\begin{bmatrix} I_1 \\ I_2 \\ \vdots \\ I_N \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \gamma_{11} & \gamma_{12} & \dots & \gamma_{1j} \\ \gamma_{12} & \gamma_{22} & \dots & \gamma_{2j} \\ \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ \gamma_{i1} & \gamma_{i2} & \dots & \gamma_{NN} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} V_1 \\ V_2 \\ \vdots \\ V_N \end{bmatrix} \quad (14)$$

Em que cada admitância na diagonal principal,  $\gamma_{ij}$  onde  $i = j$ , é chamada de *admitância própria* é a soma algébrica das admitâncias que estão ligadas ao nó  $i$ , e as admitâncias fora do eixo principal chamadas de *admitâncias mútuas ou transferência*,  $\gamma_{ij}$  com  $i \neq j$ , onde conectada os nós  $i$  e  $j$ , entrando com sinal negativo.

$$[I] = [Y_{barra}][V] \quad (15)$$

A dimensão da matriz sempre será  $N \times N$ , sendo  $N$  o número de barras do sistema:

A inversa da matriz é chamada  $Y_{barra}$  é chamada de *matriz impedância de barra*  $[Z_{barra}]$ , isto é:

$$[Z_{barra}] = [Y_{barra}]^{-1} \quad (16)$$

Assim como a  $Y_{barra}$  é simétrica em relação em relação diagonal principal, os elementos de impedância da diagonal principal são chamados *impedância próprias*, os elementos fora da diagonal são chamados *impedâncias de transferências*.

Então, substituindo a Eq. (16). em (15) :

$$[V] = [Z_{barra}][I] \quad (17)$$

Especificação de cada tipo de barra no estudo de fluxo de Potência:

**Tabela 2.10 - Especificando cada tipo de barra.**

<i>Denominação</i>	<i>Grandezas especificadas</i>	<i>Grandezas a serem determinadas</i>
<i>Barras de Oscilação</i>	$ V $ e $\delta$ , especificados, usualmente $V = 1 \angle 0^\circ$	$P$ e $Q$ totais
<i>Barra PQ (Barra de Carga)</i>	$P$ e $Q$	$ V $ e $\delta$
<i>Barra PV (Barra de Geração)</i>	$P$ e $ V $	$Q$ e $\delta$

No estudo de fluxo de potência, determina-se primeiramente a barra de oscilação, *swing bus*, na qual provêm toda energia necessária para demanda de potência do sistema e sempre mantêm o valor em pu e ângulo definidos. As barras de Carga (PQ) no SEP seriam as barras de baixa tensão onde estão conectados os consumidores residenciais, por último as barras de geração (PV), são aquelas onde o regulador de tensão de um gerador mantêm o valor de tensão estável, a potência injetada na rede obedece a critérios técnicos e econômicos.

Reescrevendo a Eq. (13):

$$I_i = Y_{ii}V_i + \sum_{\substack{i=1 \\ i \neq j}}^N Y_{ij}V_j \quad (18)$$

Resolvendo a Eq. (18) em função da tensão na barra  $i$  :

$$V_i = \frac{1}{Y_{ii}} \left( I_i - \sum_{\substack{i=1 \\ i \neq j}}^N Y_{ij}V_j \right) \quad (19)$$

Para determinar as correntes em cada barra, considera-se a potência aparente na barra  $i$ ,

$$S_i = S_{i_{entra}} - S_{i_{saida}} \quad (20)$$

Assim a corrente na barra  $i$ :

$$S_i = V_i I_i^* \Rightarrow I_i = \frac{P_i - jQ_i}{V_i^*} \quad (21)$$

Substituindo Eq. (21) em Eq. (19):

$$V_i = \frac{1}{Y_{ii}} \left( \frac{P_i - jQ_i}{V_i^*} - \sum_{\substack{i=1 \\ i \neq j}}^N Y_{ij}V_j \right) \quad (22)$$

Eq. (22) é chamada de *Equação de Fluxo de Potência*.

Por ser tratar de eq. não lineares, são utilizados métodos iterativos de cálculo, a barra de oscilação do sistema não necessita de equacionamento.

## 2.10 FLUXO DE POTÊNCIA TRIFÁSICO NO OPENDSS

O *Open Distribution System Simulator* (OpenDSS) é uma ferramenta de simulação de sistemas elétricos. Desenvolvida inicialmente em abril de 1997 na *Electrotek Concepts Inc.*, foi chamada de DSS. Em meados de 2004, foi adquirida pelo *Electric Power Research Institute* (EPRI) Solutions e em 2007 se integrou ao EPRI sendo lançado sob software de licença aberta (SEXAUER, 2016). O *OpenDSS* simula sistemas de distribuição no modelo Quase-Estático, através do cálculo de fluxo de potência de modo sequencial, permitindo simulações horárias, diárias e semanais, assim por diante. É muito utilizado para o planejamento e a análise dos sistemas de distribuição de concessionárias, auxiliando em estudos de expansão do sistema elétrico, uso com redes inteligentes e inserção da GD ao sistema (SEXAUER, 2016).

O *OpenDSS* orienta-se por meio de scripts e via interface *Component Object Model* (COM) e *Dynamic Link Library* (DLL), o usuário pode automatizar o programa por meio da interface COM utilizando linguagem de programação como Python, C++ e MATLAB, entre outras, de modo que o *OpenDSS* é utilizado como Motor de cálculo chamado pelo código do programa. Em 2014, a ANEEL adotou o *OpenDSS* como o programa padrão para cálculo de perdas utilizadas na Revisão Tarifária Periódica, Módulo 7 PRODIST (ANEEL, 2022). Há no mercado nacional programas pagos que fazem o mesmo cálculo de perdas como Pertec Plus da Daimon (DAIMON, 2022).

*OpenDSS* realiza suas simulações no regime permanente senoidal (RPS). Os blocos básicos para simulação são elementos *Power Conversion* (PC), *Conversão de Energia*, e *Power Delivery* (PD), *Transporte de Energia*.

### 2.10.1 Elementos de Transporte de Energia

O grupo *PD elements* (*Power Delivery Elements*) é usado para representar as linhas de distribuição, sendo o caminho pelo qual se transmite o fluxo de potência entre as barras do sistema. A representação dos condutores das redes de distribuição é feita usando modelos de 4 fios, sendo 3 fases (A, B e C) e o neutro (N). O modelo adotado pelo *OpenDSS* para linhas é conhecido como modelo PI, o qual representa o elemento por meio de matrizes de resistência, reatância e capacitância, têm-se as resistências e reatâncias próprias e capacitâncias mútuas (SEXAUER, 2016).

**Tabela 2.11 - Parâmetros do elemento *line***

<i>Parâmetro</i>	<i>Descrição</i>
<i>Phases</i>	<i>Número de fases.</i>
<i>Bus1</i>	<i>Nome da barra na qual a linha realiza a primeira conexão.</i>
<i>Bus2</i>	<i>Nome da barra na qual a linha realiza a segunda conexão.</i>
<i>linecode</i>	<i>Comando onde são referenciados os parâmetros de resistência, reatância e capacitância de sequência positiva, negativa e zero.</i>
<i>length</i>	<i>Comprimento da linha.</i>
<i>units</i>	<i>Unidade de comprimento.</i>

**Fonte:** (SEXAUER, 2016)

O programa oferece 5 tipos de transformadores: monofásico, trifásico, transformador com tap, transformador três enrolamentos e autotransformador. Para representar o transformador no *OpenDSS*, é necessário especificar sua impedância de curto-circuito e as admitâncias de circuito aberto e sua classe de tensão primária e secundária respectivamente (SEXAUER, 2016).

**Tabela 2.12 - Parâmetros do elemento *transformer***

<i>Parâmetro</i>	<i>Descrição</i>
<i>Phases</i>	<i>Nº de fases do transformador.</i>
<i>windings</i>	<i>Número de enrolamentos do transformador.</i>
<i>Buses</i>	<i>Barra no sistema no qual o transformador está conectado, primário e secundário respectivamente.</i>
<i>Conns</i>	<i>Tipo de conexão Delta ou Wye (Estrela), primário e secundário respectivamente.</i>
<i>kVs</i>	<i>Tensão de Conexão, primário e Secundário respectivamente.</i>
<i>Taps</i>	<i>Tap de Operação, primário e secundário respectivamente.</i>
<i>PF</i>	<i>Fator de Potência do transformador.</i>
<i>kVAs</i>	<i>Potência Aparente do transformador.</i>
<i>%loadloss</i>	<i>Porcentagem de perda total com base na Potência Nominal.</i>
<i>%noloadloss</i>	<i>Porcentagem da perda a vazio com base na Potência Nominal.</i>

**Fonte:** (SEXAUER, 2016)





Figura 2.17 - Modelo simplificado elemento PD com N conectores e M na saída

Fonte: SUAZER (2016)

### 2.10.2 Elementos de Conversão de Energia

O *OpenDSS* trabalha com elementos como *PC Elements*, *Power Converter Elements*, ou seja, elementos de conversão energética, que podem ser Cargas ou Geradores, representação na Figura 2.18. No *OpenDSS*, o primeiro elemento a ser definido é *Circuit*, estes contêm uma fonte de tensão e impedância em série, atuando com um circuito equivalente de Thévenin, Figura 2.19.

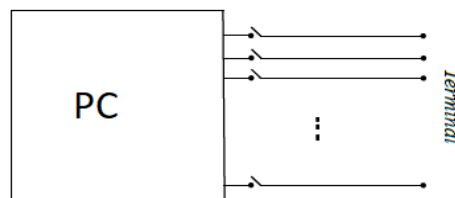


Figura 2.18 - Modelo simplificado do elemento PC

Fonte: (SEXAUER, 2016)

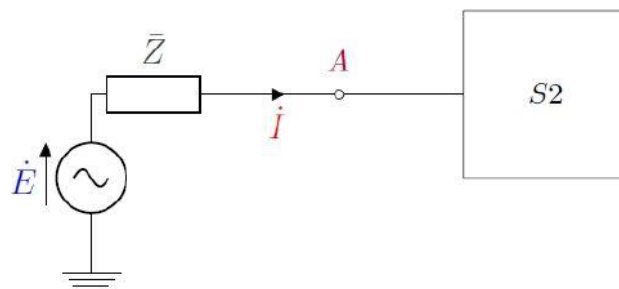


Figura 2.19 - Modelo *Circuit* simplificado.

Fonte: (SEXAUER, 2016)

**Tabela 2.13 - Parâmetros do elemento *Circuit***

<i>Parâmetro</i>	<i>Descrição</i>
<i>BasekV</i>	<i>Tensão base nominal adotada.</i>
<i>Bus1</i>	<i>Nome da primeira barra do sistema.</i>
<i>Z1</i>	<i>Impedância de sequência positiva.</i>
<i>Z2</i>	<i>Impedância de sequência negativa.</i>
<i>Pu</i>	<i>Valor em pu no qual o tap do transformador está operando.</i>

**Fonte:** (SEXAUER, 2016)

**Tabela 2.14 - Parâmetros do elemento *load***

<i>Parâmetro</i>	<i>Descrição</i>
<i>us1</i>	<i>Nº de fases.</i>
<i>Phases</i>	<i>Nome da barra a qual a carga está conectada.</i>
<i>Conn</i>	<i>Tipo de conexão Delta ou wye (Estrela).</i>
<i>Model</i>	<i>Modelo de carga adotado para simulação.</i>
<i>kV</i>	<i>Tensão de Conexão.</i>
<i>kW</i>	<i>Potência Ativa da Carga.</i>
<i>PF</i>	<i>Fator de Potência.</i>
<i>Daily</i>	<i>Curva de Carga.</i>
<i>Status</i>	<i>Status da Carga.</i>
<i>Vmáx</i>	<i>Máxima Tensão em pu.</i>
<i>Vmín</i>	<i>Mínima Tensão em pu.</i>

**Fonte:** (SEXAUER, 2016)

### 2.10.3 Software PVSYSYSTEM

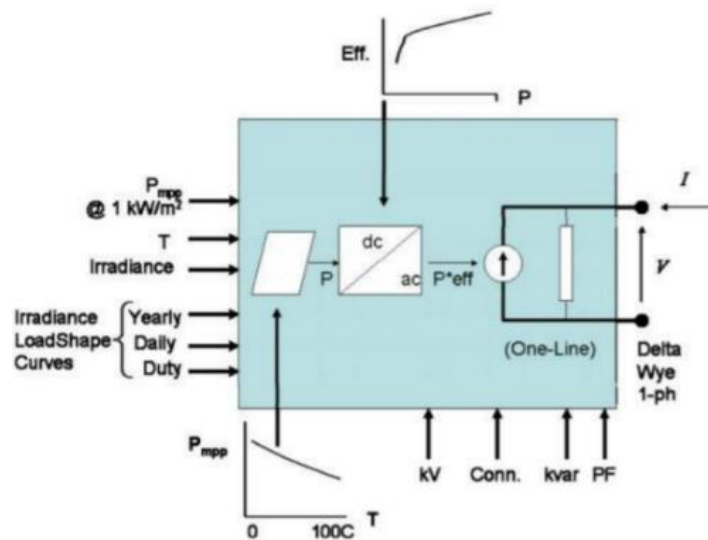
A geração fotovoltaica pode ser modelada no *OpenDSS* usando o aplicativo *PVsystem* para simulações, o modelo combina a módulo FV e o inversor sendo um único elemento, como um conversor CC/CA simples, para estudos do impacto da inserção de GD junto a rede. A interface é mesma que é a de qualquer elemento *PC* do

programa como um gerador, mas a potência de saída varia de acordo com irradiância, temperatura e potência nominal (SEXAUER, 2016).

**Tabela 2.15 - Parâmetros do PVSystem.**

Parâmetro	Descrição
Phases	Nº de fases do Inversor de frequência.
Bus	Barra no qual a planta FV está conectada.
Pmpp	Potência Nominal de Placa FV para irradiância de 1 [kW/m <sup>2</sup> ] e temperatura de 25 [°C].
EffCurve	Curva que correlaciona a eficiência do inversor em função da Potência (kVA).
P-T Curve	Curva que correlaciona a potência do inversor (kVA) em função da temperatura de operação.
Irrad	Curva de Irradiância de acordo com a quantidade de intervalo definido para simulação.
Temperature	Curva de temperatura de acordo com a quantidade de intervalo definido para simulação.

Fonte: (SEXAUER, 2016)



**Figura 2.20 - Modelo PV System simplificado.**

Fonte: (SEXAUER, 2016)

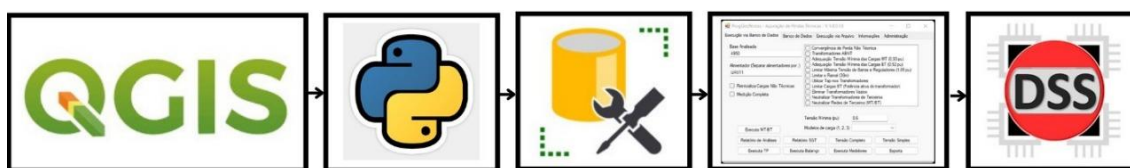
### 3 METODOLOGIA

Neste capítulo, é apresentada a metodologia proposta na dissertação para realizar as simulações que permitem analisar os efeitos elétricos provocados pela injeção de potência de uma usina fotovoltaica em um alimentador na rede de distribuição.

A metodologia descreve o processo da leitura da BDGD até a simulação no *OpenDSS* para obtenção dos parâmetros elétricos observados.

Durante todo este processo, optou-se por utilizar *softwares* livres, do inglês *FOSS Free and Open Source Software*. Este conceito traz uma gama de informações compartilhadas ofertadas através das comunidades de desenvolvedores, permitindo assim uma flexibilidade de adequação do programa para cada finalidade estudada (ALMEIDA et al., 2017).

O passo a passo da metodologia está representado na Figura 3.1:



**Figura 3.1 - Processo de análise da inserção de GD na rede de distribuição**

**Fonte:** Autor (2022)

Para executar a análise do impacto da injeção de potência na geração distribuída, devem ser seguidas as etapas:

1. Localizar a instalação na BDGD;
2. Filtrar os dados da BDGD isolando o alimentador de interesse;
3. Criar tabelas relacionais dos bancos de dados e preencher dados usando rotinas em linguagem *SQL* com dados do alimentador;
4. Transformar dados da base *SQL* para a base do *OpenDSS* (extensão *dss*);
5. Configurar a usina fotovoltaica no *OpenDSS*, simular a usina dentro do *PVSystem* e avaliar os parâmetros elétricos em diferentes cenários.

### 3.1 BANCO DE DADOS GEPGRÁFICOS DA DISTRIBUIÇÃO

Primeiramente, é importante mencionar que a BDGD de uma distribuidora se trata de um conjunto de arquivos que se encontram na extensão geodatabase (GDB) com toda a base de dados da distribuidora. Para ler estes arquivos gdb, é utilizado o Software QGIS optou-se pelo QGIS por se tratar de um software (GRASER, 2013).

### 3.2 FILTROS DA BDGD

Para acessar os dados geográficos do SQL, é utilizada a Bibliotecas Pandas, mais precisamente a Geopandas. Muitas destas utilidades renderam ao *Python* comparações com outras linguagens de programação. Geopandas é um projeto de código aberto para facilitar o trabalho com dados Geoespaciais em Python.

Praticamente é uma extensão dos pandas que permite realizar operações espaciais tipo geométricas, *fiona* para acessar arquivos da BDGD da ANEEL. (LOPES; DELBEM; DE SOUSA, 2021).

Um código de programa em *Python* foi criado para filtrar os dados da BDGD, a fim de simular somente o circuito alimentador desejado e economizar memória computacional.

### 3.3 LEITURA DO BANCO DE DADOS SQL

O sistema de gerenciamento de banco de dados (SGBD) é uma ferramenta de manipulação de bancos de dados que consiste em um banco relacional e um software para acessar estes dados, configurando assim um ambiente simples e eficiente para recuperação e armazenamento de dados. O gerenciamento dos dados consiste em fazer a definição das estruturas de armazenamento e manipulação destas informações.

A linguagem amplamente utilizada para manipulação de banco de dados é SQL, *Structured Query Language*. Desenvolvida nos anos 70, no Laboratório da IBM em San Jose, California, sendo resultado de um estudo de E. F. Codd sendo inicialmente parte do Sistema R, quando estavam se desenvolvendo os bancos de dados relacionais (CARDOSO; CARDOSO, 2017).

Com o sucesso da divulgação da linguagem, ela se tornou a linguagem do Instituto Americano de Padrões (*ANSI, America National Standarts Institute*) em 1986 e, após um ano, tornou-se norma em Organização Mundial de Padronização (*ISO, Institute Standats Organization*) (CARDOSO; CARDOSO, 2017).

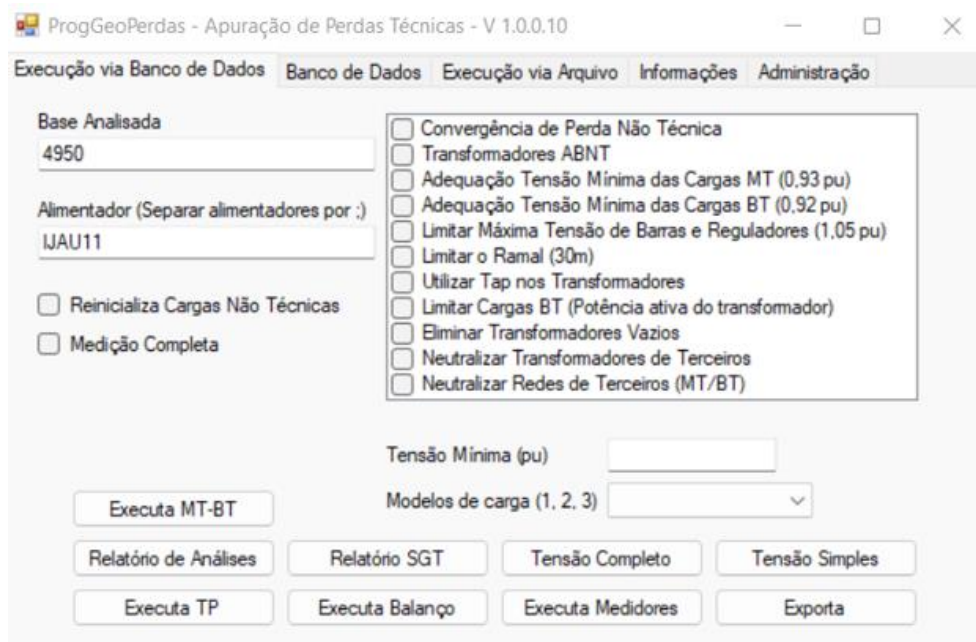
Estes novos dados filtrados junto à BDGD, são conectados à SGBD, então são executadas as seguintes rotinas: “*script\_sigr*”, “*script\_dda\_m10*”, “*script\_curvas*” e “*script\_Geoperdas*”. Foram criados e estruturados bancos de dados em preenchidas pelas rotinas em SQL, conforme o passo a passo no anexo.

### 3.4 OBTENDO ARQUIVOS DSS

O Programa “ProgGeoPerdas” na ANEEL, conectou-se ao SGBD através da inserção do alimentador desejado, N° da concessionária e clicar no botão “Exporta” envia arquivos na extensão *dss/txt*.

**Tabela 3.1 - Dados a serem inseridos no programa**

<i>Base Analisada</i>	4950
<i>Alimentador</i>	IJAU11



**Figura 3.2 - Programa ProGeoPerdas**

**Fonte:** Autor (2022)

## 4 APLICAÇÃO DO MÉTODO PROPOSTO

### 4.1 DESCRIÇÃO DA UNIDADE CONSUMIDORA

Para demonstrar a metodologia proposta na dissertação, foram consideradas as características da unidade consumidora da Universidade Federal de Itajubá (UNIFEI), campus José Rodrigues Seabra, dados necessários se encontram na Tabela 4.1. Analisando essas variáveis, optou-se pelo estudo da penetração da GD e seus efeitos elétricos na rede avaliando dois cenários, conforme abaixo Tabela 4.2.

**Tabela 4.1 - Dados da Instalação no Campus**

<i>Unidade Consumidora</i>	<i>Universidade Federal de Itajubá</i>
<i>CNPJ</i>	<i>21.040.001/0001-30</i>
<i>Número da UC</i>	<i>7000051109</i>
<i>Número da Instalação</i>	<i>3009014351</i>
<i>Classe tarifária</i>	<i>Poder Público</i>
<i>Subgrupo(tensão)</i>	<i>A4 (13,8 [kV])</i>
<i>Modalidade Tarifária</i>	<i>Tarifa horária verde</i>
<i>Horário de ponta</i>	<i>17:00 às 20:00 [h]</i>

**Fonte:** Autor (2022)

**Tabela 4.2 - Cenários de Implementação da planta FV da UNIFEI.**

<i>Cenários</i>	<i>Descrição</i>	<i>Potência</i>
<i>1º Cenário</i>	<i>Sistema FV de acordo com a potência já instaladas de alguns prédios junto ao Campus.</i>	<i>609,84 [kWp]</i>
<i>2º Cenário</i>	<i>Sistema FV limitado pela demanda contratada.</i>	<i>976 [kWp]</i>

**Fonte:** Autor (2022)

**Tabela 4.3 - Descrição do 1° cenário de instalação**

<i>Sigla</i>	<i>Descrição</i>	<i>Pot. Módulo [kWp]</i>	<i>N° de módulos</i>	<i>Pot. Inversores [kVA]</i>	<i>Pot. Instalada [kWp]</i>
<i>ISEE</i>	<i>Alimentador 3</i>	385	960	300	369,6
<i>X1&amp;2</i>	<i>Alimentador 4</i>	385	384	120	147,84
<i>K1</i>	<i>Alimentador 5</i>	385	240	80	92,4

**Fonte:** Autor (2022)**Tabela 4.4 - Descrição do 1° cenário de instalação**

<i>Sigla</i>	<i>Descrição</i>	<i>Pot. Módulo [kWp]</i>	<i>N° de módulos</i>	<i>Pot. Inversores [kVA]</i>	<i>Pot. Instalada [kWp]</i>
<i>A1</i>	<i>Alimentador 1</i>	550	182	70	100
<i>X1</i>	<i>Alimentador 2</i>	385	224	70	86,2
<i>ISEE</i>	<i>Alimentador 3</i>	385	1080	300	415,8
<i>X2</i>	<i>Alimentador 4</i>	385	160	50	61,6
<i>L1</i>	<i>Alimentador 5</i>	550	180	70	99
<i>NUSEC</i>	<i>Alimentador 5</i>	550	143	70	78,6
<i>K1</i>	<i>Alimentador 5</i>	385	240	80	92,4
<i>NOMATI</i>	<i>Alimentador 5</i>	500	77	35	42,4

**Fonte:** Autor (2022)**Tabela 4.5 - Descrição dos transformadores do 1° cenário de instalação**

<i>Sigla</i>	<i>Potência [kVA]</i>	<i>Ligação</i>	<i>Tensão de Operação [V]</i>	<i>Indutância de dispersão (xhl) [%]</i>
<i>ISEE</i>	500	<i>triângulo - estrela</i>	13800 – 127/220	4,76
<i>X1&amp;2</i>	150	<i>triângulo - estrela</i>	13800 – 127/220	3,52
<i>K1</i>	75	<i>triângulo - estrela</i>	13800 – 127/220	3,72

**Fonte:** Autor (2022)



**Tabela 4.6 - Descrição dos transformadores do 2º cenário**

<i>Sigla</i>	<i>Potência [kVA]</i>	<i>Ligação</i>	<i>Tensão de Operação [V]</i>	<i>Indutância de dispersão (xhl) [%]</i>
<i>A1</i>	750	<i>triângulo - estrela</i>	13800 – 127/220	6,38
<i>X1</i>	150	<i>triângulo - estrela</i>	13800 – 127/220	4,52
<i>ISEE</i>	500	<i>triângulo - estrela</i>	13800 – 127/220	4,76
<i>X2</i>	150	<i>triângulo - estrela</i>	13800 – 127/220	3,52
<i>L1</i>	150	<i>triângulo - estrela</i>	13800 – 127/220	3,50
<i>NUSEC</i>	225	<i>triângulo - estrela</i>	13800 – 127/220	4,57
<i>K1</i>	75	<i>triângulo - estrela</i>	13800 – 127/220	3,72
<i>NOMATI</i>	225	<i>triângulo - estrela</i>	13800 – 127/220	4,45

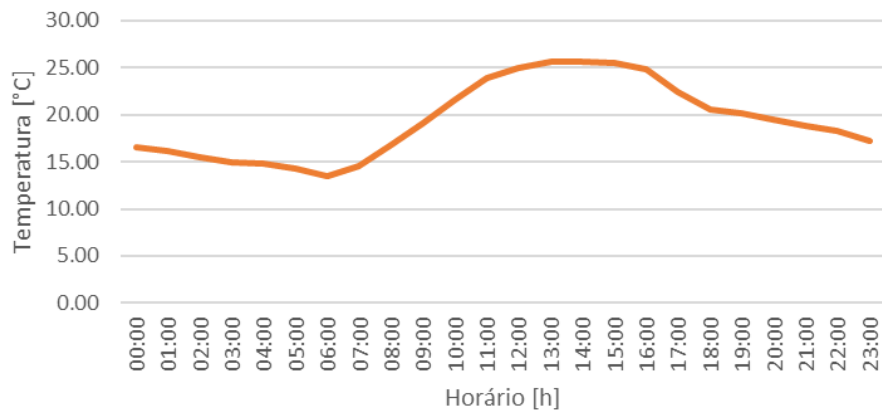
**Fonte:** Autor (2022)

Na Tabela 4.7, os meses de maior e menor demanda energética respectivamente abril e agosto. Os dados de irradiância e temperatura foram obtidas junto ao Centro de Previsão e Estudos de Tempo e Clima de Minas Gerais (CEPREMG/UNIFEI), conforme podemos visualizar nas Figura 4.1, Figura 4.2, Figura 4.3 e Figura 4.4.

**Tabela 4.7 - Tabela de demanda de energia ativa e reativa**

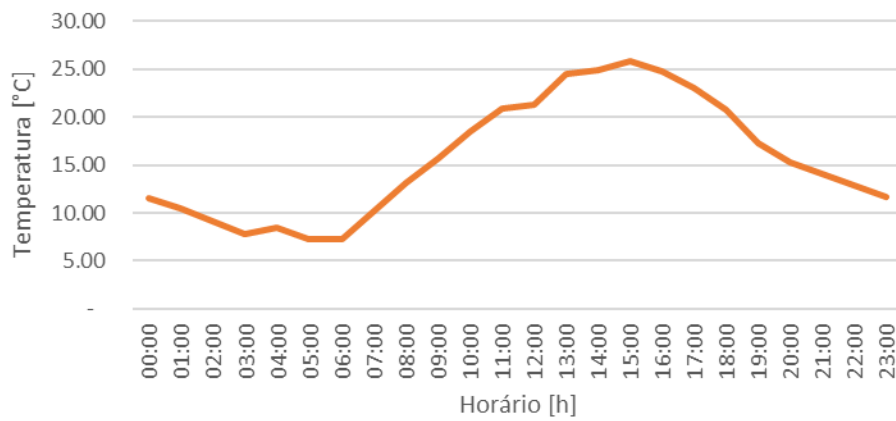
<i>Mês</i>	<i>Energia Ativa [MWh]</i>	<i>Energia Reativa [MVarh]</i>
<i>Janeiro</i>	72,795	33,123
<i>Fevereiro</i>	75,045	34,164
<i>Março</i>	68,535	31,084
<i>Abril</i>	79,349	36,184
<i>Mai</i>	70,023	31,772
<i>Junho</i>	72,933	33,289
<i>Julho</i>	65,458	29,662
<i>Agosto</i>	61,634	27,962
<i>Setembro</i>	72,848	33,173
<i>Outubro</i>	73,419	33,357
<i>Novembro</i>	76,653	34,865
<i>Dezembro</i>	70,702	32,065

**Fonte:** Adaptado OpenDSS (2022)



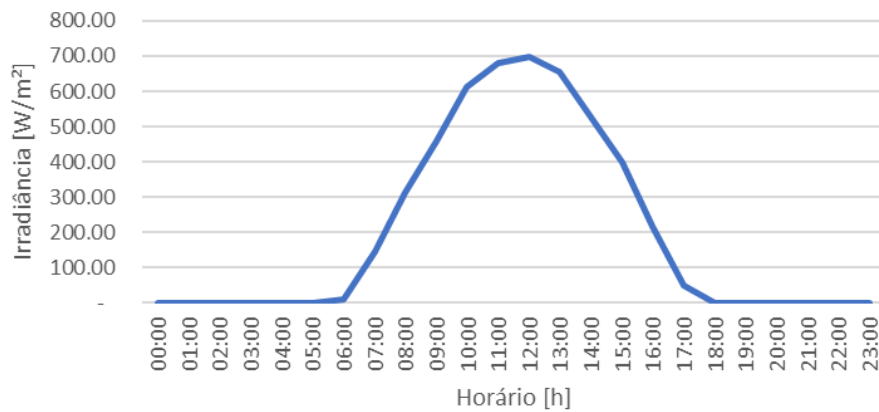
**Figura 4.1 - Gráfico de temperatura média diária de abril.**

Fonte: Autor (2022)



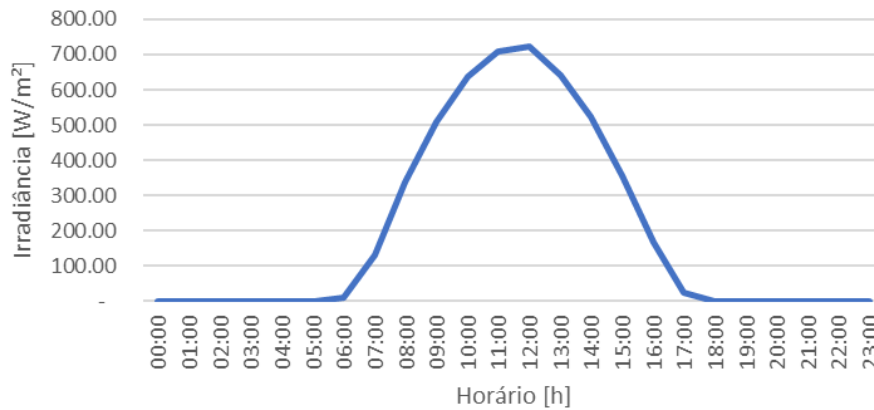
**Figura 4.2 - Gráfico de temperatura média diária de agosto.**

Fonte: Autor (2022)



**Figura 4.3 - Gráfico de irradiância média diária de abril.**

Fonte: Autor (2022)



**Figura 4.4 - Gráfico de irradiância média diária de agosto.**

**Fonte:** Autor (2022)

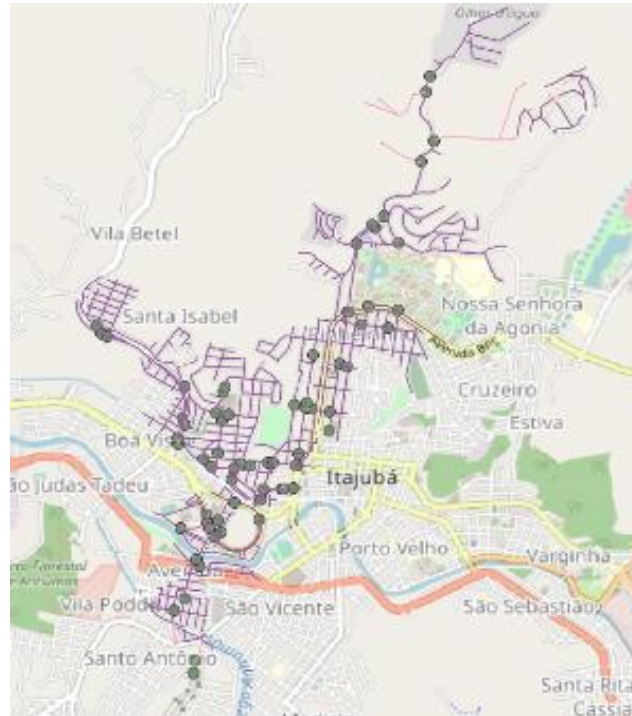
## 4.2 APLICAÇÃO DA METODOLOGIA

Usando o *QGIS* para abrir a BDGD da CEMIG, o arquivo na extensão *.gdb*, conseguiu-se abrir toda área de atuação da distribuidora, após a realização de uma busca pelo banco de dados, encontrou-se o Alimentador na qual a Universidade se encontra conectada, por meio do N° da Instalação, Figura 4.5.

Existe uma regra genérica chamada dos 2/3 do alimentador, (WILLIS, 2000), no qual o ponto de ótima localização da GD seria em torno de 66,6% desde o começo do alimentador a UNIFEI está localizada na posição 60,71% o que indica ser uma excelente posição.

**Tabela 4.8 - Posição da UNIFEI dentro do alimentador.**

	<i>Distância [m]</i>	<i>Distância [%]</i>
<i>IJAUII</i>	6948,85	100
<i>UNIFEI</i>	4218,50	60,71



**Figura 4.5 - Alimentador IJAU11**

**Fonte:** *software QGIS*

No Sistema IJAU11, o elemento *Circuit* representa saída da Subestação que sobre o sistema (SEXAUER, 2016).

$$\text{CircuitoMT}_{4950\_IJAU11} \quad (23)$$

A descrição das cargas de média e baixa tensão para o alimentador IJAU11 segue o modelo:

$$\text{CargasBT}_{DU04\_4950\_IJAU11} \quad (24)$$

$$\text{CargasBTNT}_{DU08\_4950\_IJAU11} \quad (25)$$

$$\text{CargasMT}_{DU08\_4950\_IJAU11} \quad (26)$$

$$\text{CargasMTNT}_{DU04\_4950\_IJAU11} \quad (27)$$

Elementos PD no alimentador IJAU11 da CEMIG seguem o modelo.

*SegmentosMT\_4950\_IJAU11* (28)

*SegmentosBT\_4950\_IJAU11* (29)

*RamaisBT\_4950\_IJAU11* (30)

A representação dos transformadores conectados ao alimentador IJAU11:

*TransformadorMTMTMTBT\_4950\_IJAU11* (31)

Os reguladores de tensão ao longo de todo o alimentador:

*ReguladorMT\_4950\_IJAU11* (32)

Através do Arquivos da Eq.(33) e (35), consegue-se chamar os demais arquivos, de (23) à (32) :

*Master\_DU04\_4950\_IJAU11* (33)

*Master\_DU08\_4950\_IJAU11* (34)

Todas as simulações foram realizadas no modo *daily* (35), tolerância de conversão do cálculo numérico (36), número de máximo de iteração (37) e método de cálculo adotado (38).

*Set mode = daily* (35)

*Set tolerance = 0.0001* (36)

*Set maxcontroliter = 10* (37)

*Set algorithm = newton* (38)

Através de uma função chamada *Ridirect*, consegue chamar arquivos, conforme (39):

*Redirect "CircuitoMT\_4950\_IJAU11.dss"* (39)

Criou-se os arquivos com as respectivas gerações FV para abril e agosto, conforme, (40) e (41):

*PVSystem\_04* (40)

*PVSystem\_08* (41)

Os scripts de cada mês e cada geração se encontra discriminado no capítulo de anexos eq. (43) a (46).

## 5 RESULTADOS E DISCUSSÕES

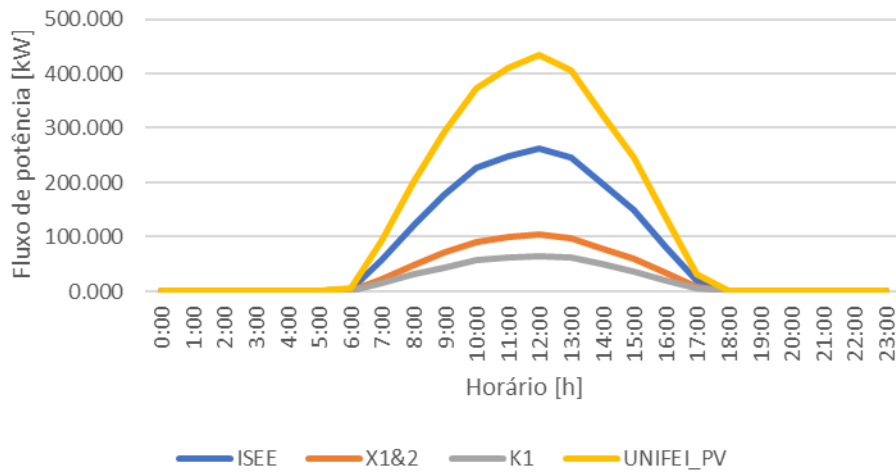
Neste capítulo, são apresentados e discutidos os resultados do estudo do impacto da inserção da GDFV. Primeiramente, fazemos uma previsão de geração FV, consequências da inserção e, por último, fizemos um estudo de perdas elétricas no alimentador.

### 5.1 GERAÇÃO FV

Verificou-se a geração FV para todos os cenários analisados. Durante o mês de agosto, temos uma maior geração pico FV do que em relação ao mês de abril, ocorrendo na faixa horária de 10:00 às 13:00. Mesmo este mês tendo uma irradiância menor que a de abril, isso ocorre devido à perda de eficiência da placa com aumento da temperatura que se sobrepõe à irradiância mais elevada nesta faixa horária, Tabela 5.1. A Energia gerada durante um dia típico de abril é superior ao agosto, por mais que haja perda de eficiência em altas temperaturas no final das contas a intensidade solar mais intensificada neste mês se sobrepõe. Esta análise serve para o mês de 600 [kWp] e 1000 [kWp] Figura 5.1, Figura 5.2, Figura 5.3 e Figura 5.4.

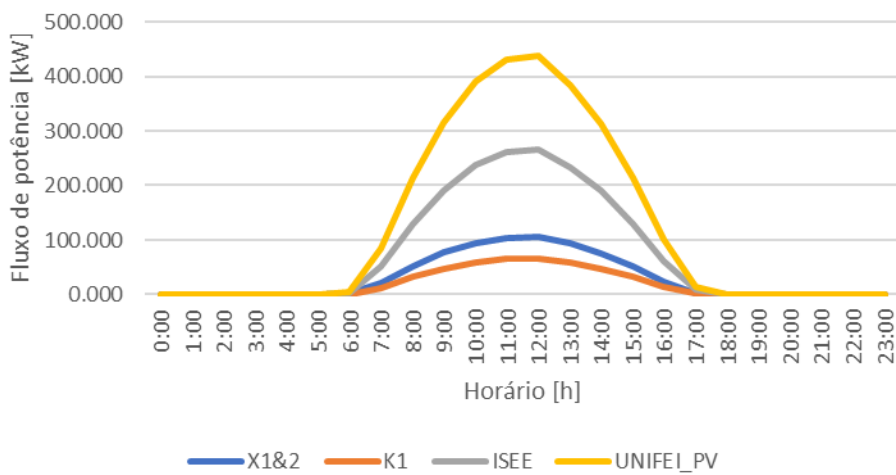
**Tabela 5.1 - Geração FV em cada cenário e mês**

<i>Horário</i>	<i>Dia Típico de Abril</i>		<i>Dia Típico de Agosto</i>	
	<i>1º Cenário [kW]</i>	<i>2º Cenário [kW]</i>	<i>1º Cenário [kW]</i>	<i>2º Cenário [kW]</i>
<i>6:00</i>	<i>5,700</i>	<i>8,222</i>	<i>5,149</i>	<i>8,23</i>
<i>7:00</i>	<i>93,904</i>	<i>150,210</i>	<i>84,061</i>	<i>134,47</i>
<i>8:00</i>	<i>201,472</i>	<i>322,450</i>	<i>213,287</i>	<i>341,39</i>
<i>9:00</i>	<i>293,935</i>	<i>470,640</i>	<i>31,264</i>	<i>506,42</i>
<i>10:00</i>	<i>373,437</i>	<i>597,990</i>	<i>390,657</i>	<i>625,69</i>
<i>11:00</i>	<i>410,366</i>	<i>657,460</i>	<i>429,912</i>	<i>688,39</i>
<i>12:00</i>	<i>433,408</i>	<i>693,070</i>	<i>437,342</i>	<i>698,11</i>
<i>13:00</i>	<i>404,967</i>	<i>648,750</i>	<i>384,607</i>	<i>615,95</i>
<i>14:00</i>	<i>326,540</i>	<i>522,880</i>	<i>313,690</i>	<i>502,29</i>
<i>15:00</i>	<i>246,128</i>	<i>394,020</i>	<i>213,275</i>	<i>341,37</i>
<i>16:00</i>	<i>135,275</i>	<i>216,450</i>	<i>100,201</i>	<i>160,30</i>
<i>17:00</i>	<i>32,832</i>	<i>52,510</i>	<i>13,993</i>	<i>22,38</i>
<i>Ene. Ger.</i>	<i>2.957.964</i>	<i>4.734.652</i>	<i>2.902.437</i>	<i>4.644.965</i>



**Figura 5.1 - Geração FV diária de 600 [kWp] para o mês de abril**

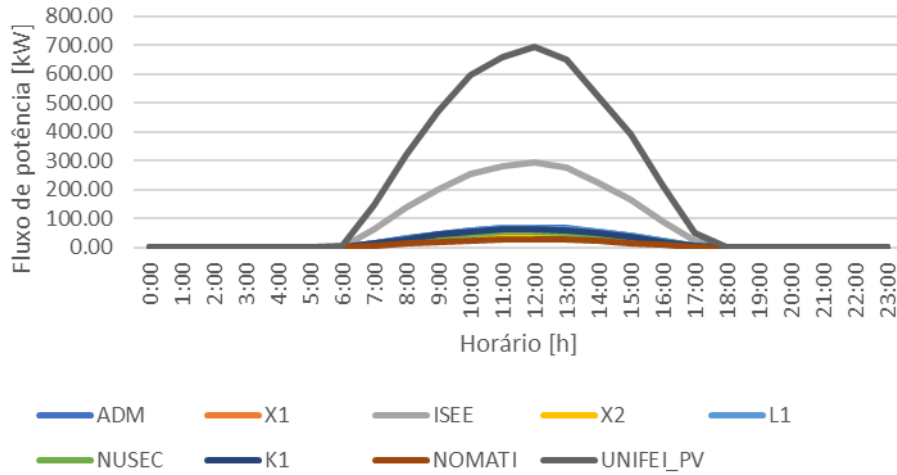
Fonte: (Autor, 2022)



**Figura 5.2 - Geração FV diária de 600 [kWp] para o mês de agosto**

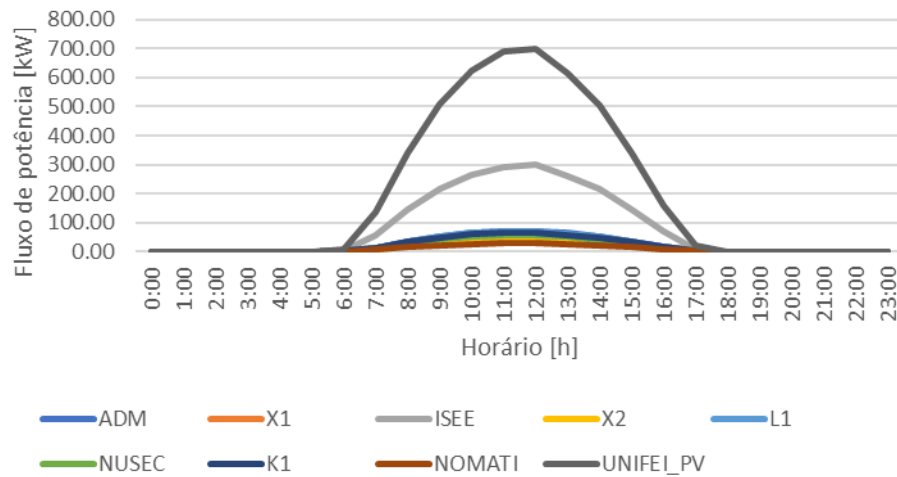
Fonte: (Autor, 2022)





**Figura 5.3 - Geração FV diária de 1000 [kWp] para o mês de abril**

Fonte: (Autor, 2022)



**Figura 5.4 - Geração FV de 1000 [kWp] para o mês agosto**

Fonte: (Autor, 2022)

## 5.2 FLUXO DE POTÊNCIA

Vemos que o estudo do fluxo de potência no Alimentador foi dividido em três partes: dia útil, sábado e domingo. Para todos os dias, foram realizadas as simulações levando em consideração condição sem FV, 609,84 [kWp] e 976 [kWp].

Considerando a análise de dia útil do mês de abril, temos uma variação do fluxo de potência durante o pico de geração 11,17% para 600 [kwp] e 17,77% para 1000 [kwp], ou seja, pela posição no alimentador da Universidade ela abastece parcialmente a cargas a jusante. Levando em consideração o consumo energético diário do alimentador 3,73% provém da planta no cenário de 600 [kWp] e 5,97% para 1000 [kWp], para esta e demais análises segue a Tabela 5.2, da Figura 5.5 à Figura 5.16 estão todos os cenários discriminados.

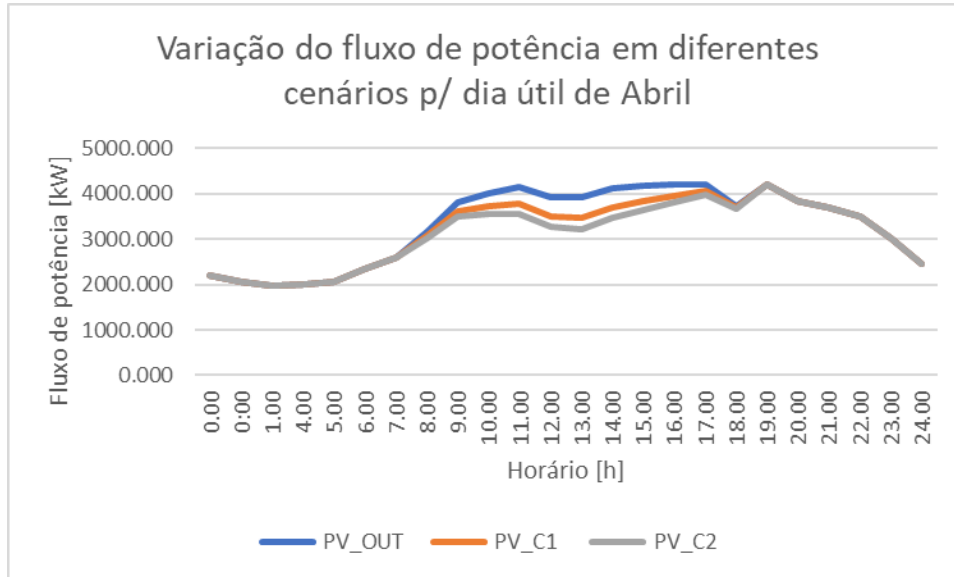
**Tabela 5.2 - Representação de percentual da geração FV**

	<i>Participação durante o pico de geração FV no fluxo de pot.</i>		<i>Participação da planta na demanda energética diária.</i>	
	<i>1° Cenário (%)</i>	<i>2° Cenário (%)</i>	<i>1° Cenário (%)</i>	<i>2° Cenário (%)</i>
<i>DU04</i>	<i>11,17%</i>	<i>17,78%</i>	<i>3,73%</i>	<i>5,97%</i>
<i>DU08</i>	<i>14,94%</i>	<i>23,73%</i>	<i>4,71%</i>	<i>7,54%</i>
<i>SA04</i>	<i>14,70%</i>	<i>30,53%</i>	<i>4,51%</i>	<i>7,21%</i>
<i>SA08</i>	<i>19,70%</i>	<i>31,28%</i>	<i>5,74%</i>	<i>9,19%</i>
<i>DO04</i>	<i>17,03%</i>	<i>37,17%</i>	<i>4,87%</i>	<i>7,80%</i>
<i>DO08</i>	<i>22,96%</i>	<i>36,48%</i>	<i>6,30%</i>	<i>10,08%</i>

**Fonte:** (Autor, 2022)

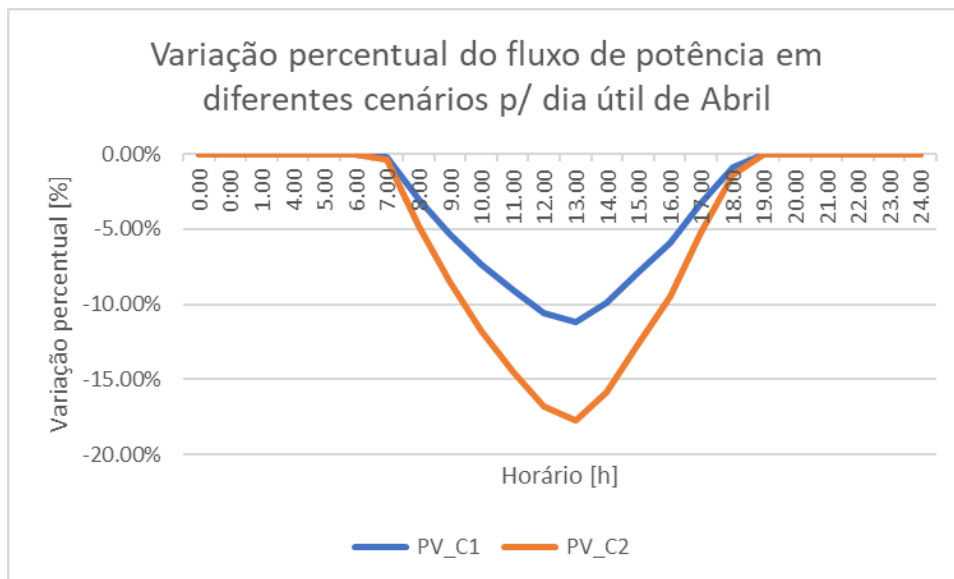
Nota-se que, no 2° Cenário de domingo, para ambos os meses abril e agosto, a planta FV fornece respectivamente 37,17 % e 36,48% da energia consumida durante este período.

A posição da instalação da Universidade em termos percentuais é 39,29% até o final do alimentador, ou seja, durante este período basicamente toda carga à jusante é alimentada pela planta FV. da Figura 5.5 à Figura 5.16 estão todos os cenários discriminados.



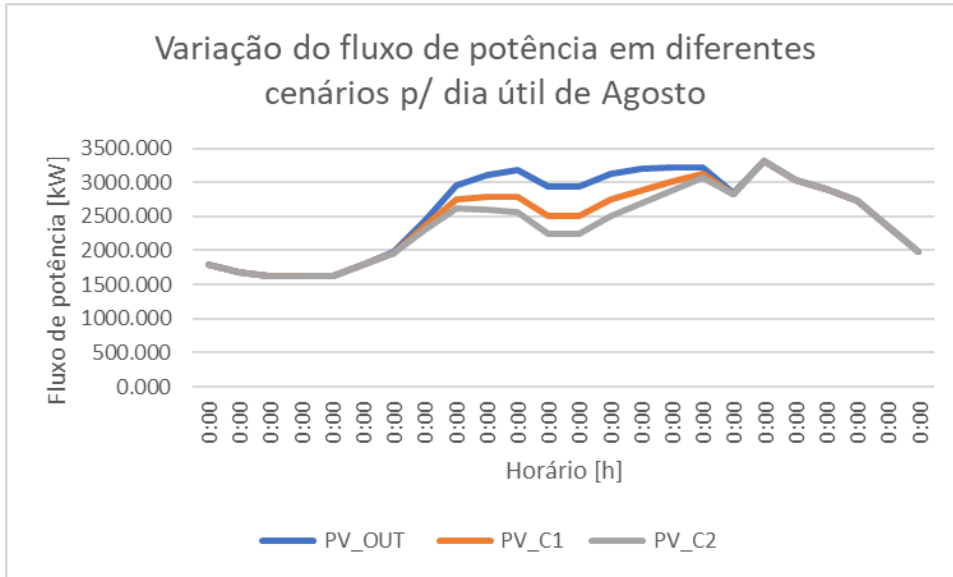
**Figura 5.5 - Fluxo de potência na entrada do alimentador em diferentes cenários para o dia útil de abril.**

Fonte: (Autor, 2022)



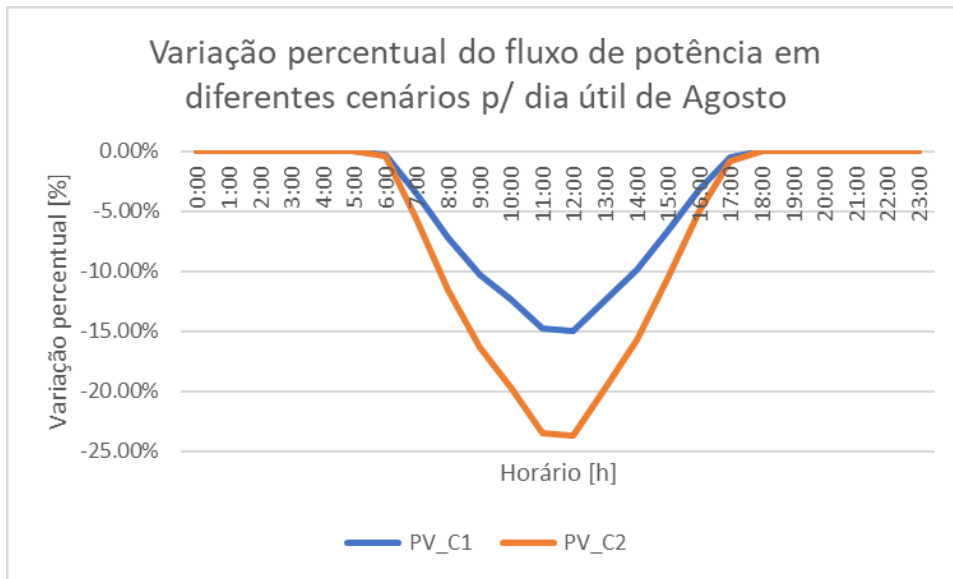
**Figura 5.6 - Variação do fluxo de potência na entrada do alimentador em diferentes cenários para o dia útil de abril.**

Fonte: (Autor, 2022)



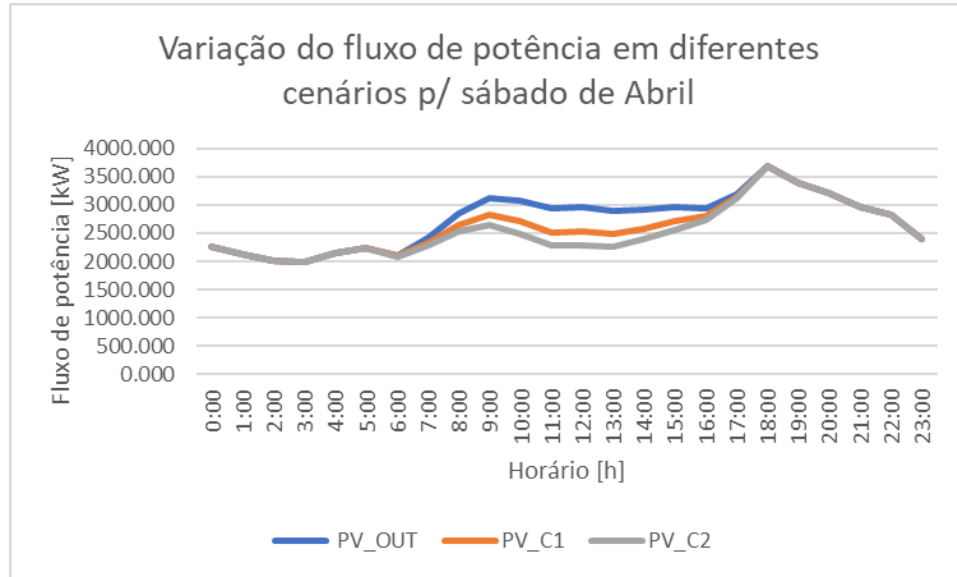
**Figura 5.7 - Fluxo de potência na entrada do alimentador em diferentes cenários para o dia útil de agosto.**

Fonte: (Autor, 2022)



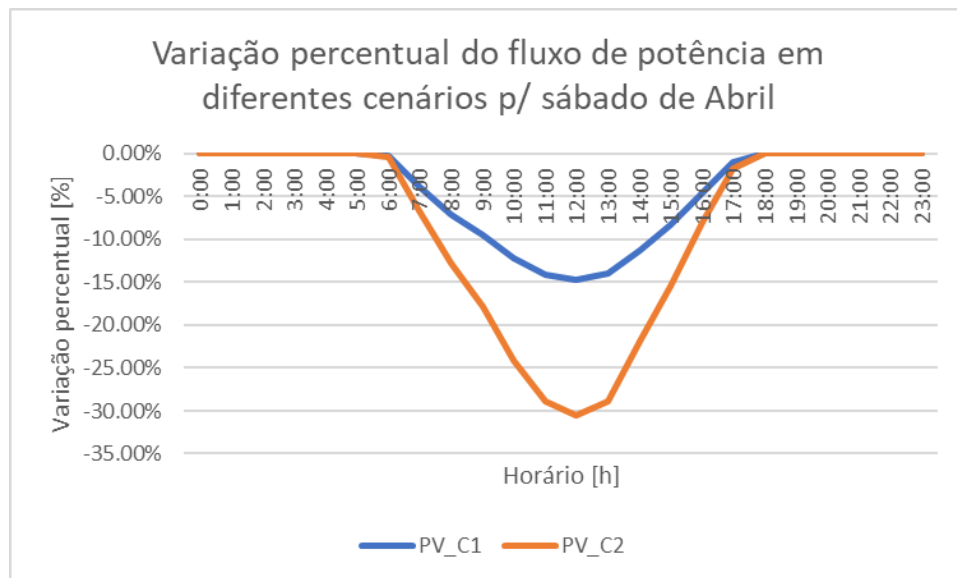
**Figura 5.8 - Variação do fluxo de potência na entrada do alimentador em diferentes cenários para o dia útil de agosto.**

Fonte: (Autor, 2022)



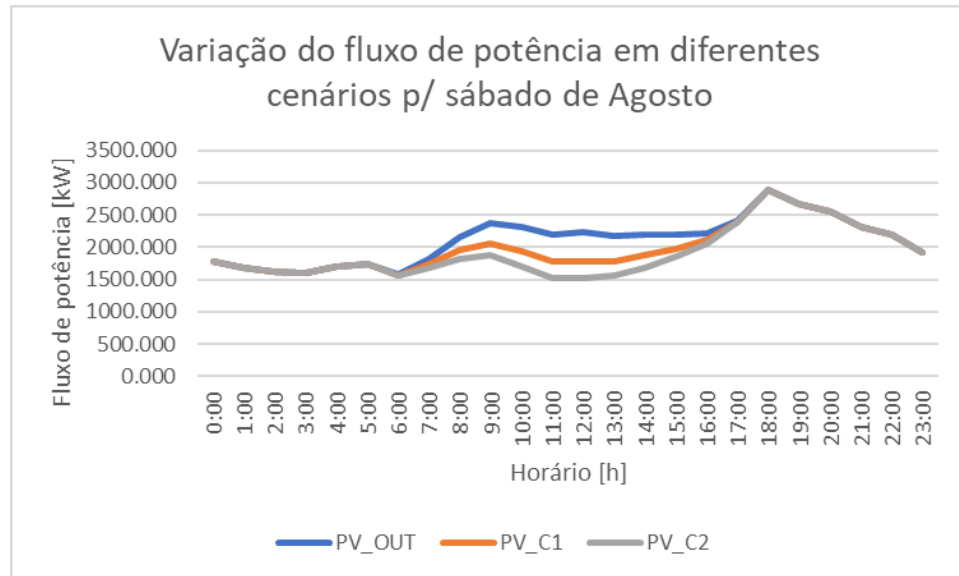
**Figura 5.9 - Fluxo de potência na entrada do alimentador em diferentes cenários para o sábado de abril.**

Fonte: (Autor, 2022)



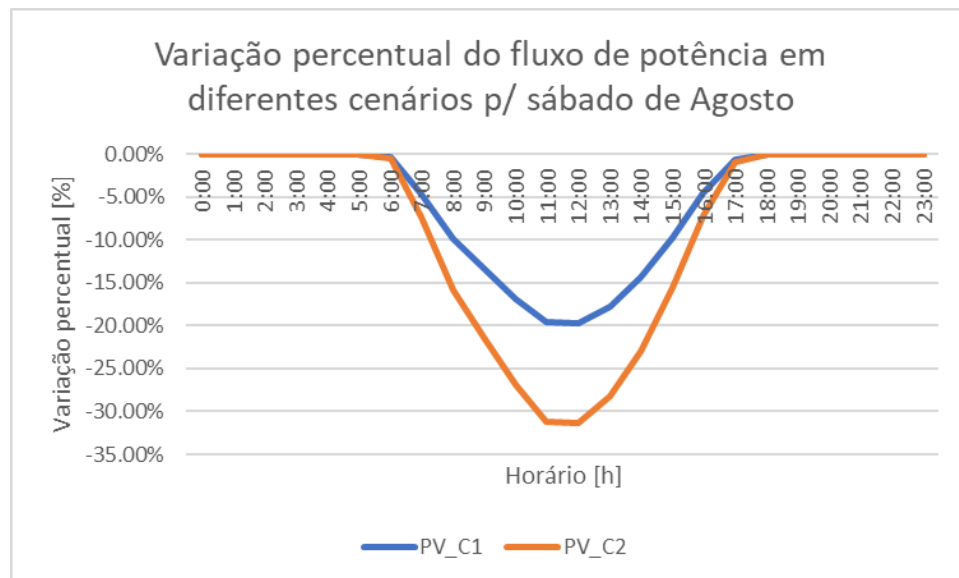
**Figura 5.10 - Variação do fluxo de potência na entrada do alimentador em diferentes cenários para o sábado de abril.**

Fonte: (Autor, 2022)



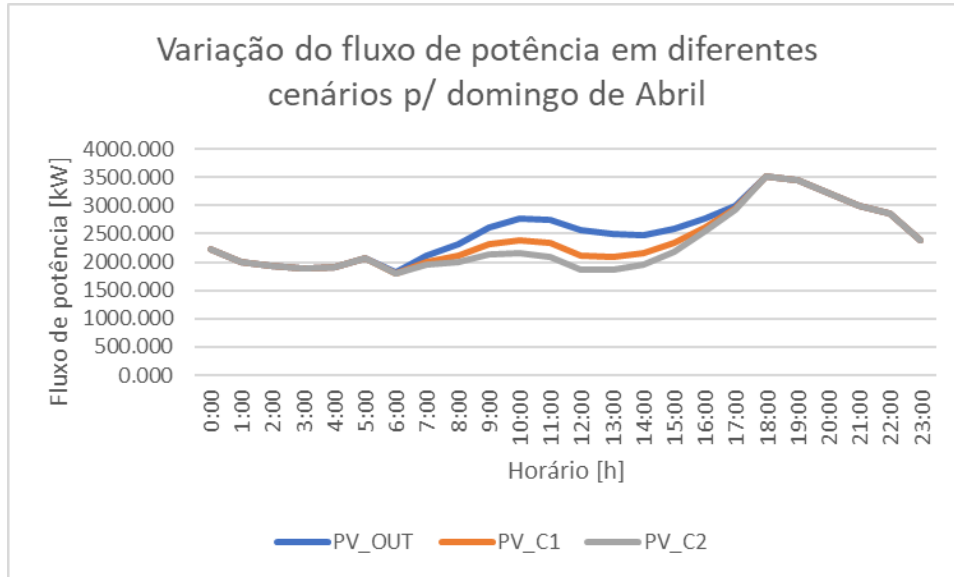
**Figura 5.11 - Fluxo de potência na entrada do alimentador em diferentes cenários para o sábado de agosto.**

Fonte: (Autor, 2022)



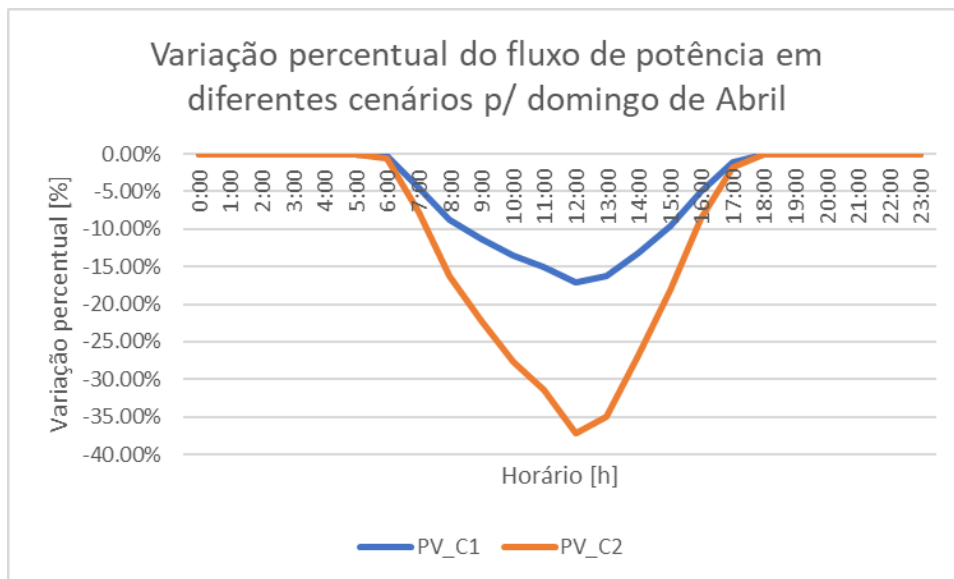
**Figura 5.12 - Variação do fluxo de potência na entrada do alimentador em diferentes cenários para o sábado de agosto.**

Fonte: (Autor, 2022)



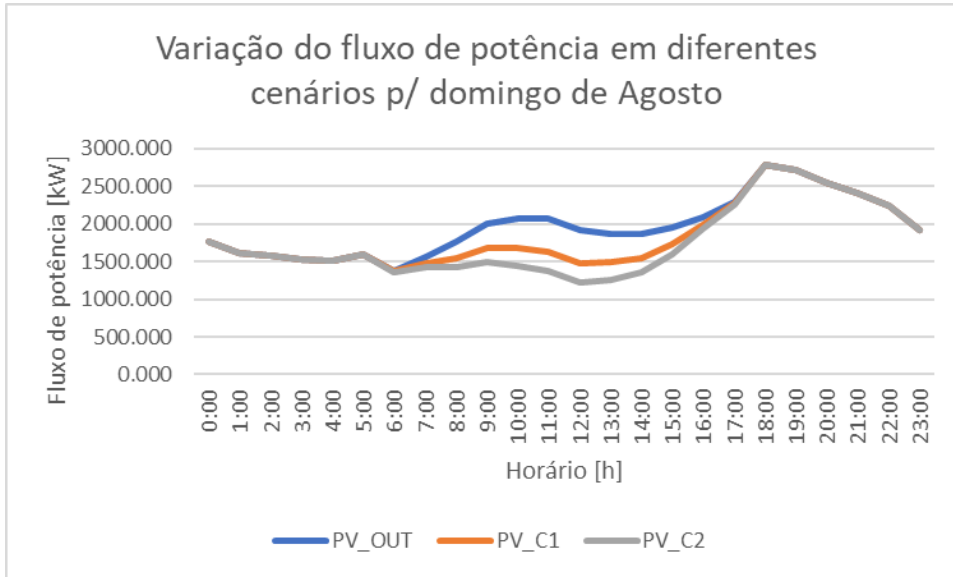
**Figura 5.13 - Fluxo de potência na entrada do alimentador em diferentes cenários para o domingo de abril.**

Fonte: (Autor, 2022)



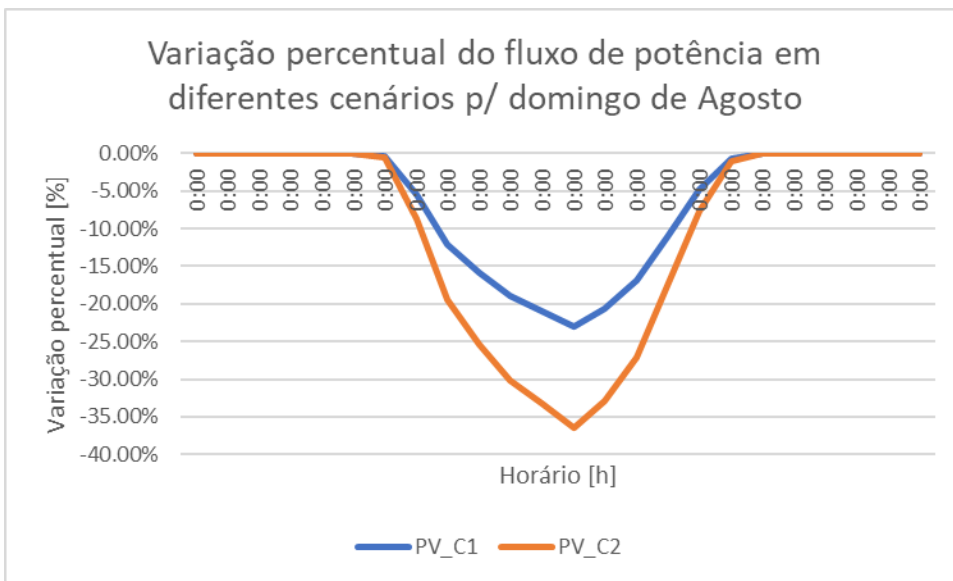
**Figura 5.14 - Variação do fluxo de potência na entrada do alimentador em diferentes cenários para o domingo de abril.**

Fonte: (Autor, 2022)



**Figura 5.15 - Fluxo de potência na entrada do alimentador em diferentes cenários para o domingo de agosto**

Fonte: (Autor, 2022)



**Figura 5.16 - Variação do fluxo de potência na entrada do alimentador em diferentes cenários para o domingo de agosto**

Fonte: (Autor, 2022)



### 5.3 EFEITOS SOBRE A TENSÃO

Os efeitos sobre tensão como vemos que são bem baixos em faixas horárias de maior incidência solar sendo que este medidor foi inserido no local de instalação junto a rede de Média Tensão, local onde variação de tensão é mais acentuada.

A planta FV foi conectada diretamente à rede de 13,8 [kV], a tensão se manteve dentro da faixa adequada de acordo com o PRODIST, Tabela 5.3 à Tabela 5.8, mesmo durante o pico de Geração FV que ocorre entre 10:00 [h] às 13:00 [h], período no qual a geração FV supre o consumo à jusante da instalação da universidade fazendo com que reduza o fluxo de potência ao longo do alimentador, consequentemente, havendo assim uma menor queda de tensão ao longo das linhas de distribuição média e baixa tensão.

Analisando valores maiores ocorrem durante o período da madrugada, das 1:00 [h] às 4:00 [h], no qual não temos a geração FV e junto este fato temos um perfil residencial do bairro, baixo consumo no Alimentador, logo, um baixo fluxo de potência para suprir este consumo, consequentemente, menor queda tensão durante todo percurso do alimentador.

**Tabela 5.3 - Perfil de tensão para dia útil de abril em todos os cenários.**

Horário	Sem fotovoltaico			609,84 [Kwp]			976 [Kwp]		
	V1(pu)	V2(pu)	V3(pu)	V1(pu)	V2(pu)	V3(pu)	V1(pu)	V2(pu)	V3(pu)
6:00	1,0170	1,0170	1,0190	1,0153	1,0156	1,0174	1,0153	1,0156	1,0174
7:00	1,0150	1,0160	1,0170	1,0142	1,0145	1,0163	1,0148	1,0151	1,0169
8:00	1,0130	1,0140	1,0150	1,0120	1,0124	1,0142	1,0132	1,0136	1,0155
9:00	1,0100	1,0100	1,0120	1,0121	1,0124	1,0144	1,0139	1,0143	1,0162
10:00	1,0090	1,0090	1,0110	1,0122	1,0125	1,0146	1,0145	1,0148	1,0169
11:00	1,0080	1,0090	1,0110	1,0128	1,0133	1,0154	1,0154	1,0158	1,0180
12:00	1,0090	1,0090	1,0110	1,0135	1,0139	1,0159	1,0162	1,0165	1,0185
13:00	1,0090	1,0090	1,0110	1,0126	1,0129	1,0149	1,0151	1,0154	1,0173
14:00	1,0080	1,0090	1,0110	1,0113	1,0116	1,0137	1,0134	1,0136	1,0157
15:00	1,0080	1,0080	1,0100	1,0104	1,0106	1,0129	1,0119	1,0122	1,0144
16:00	1,0080	1,0080	1,0100	1,0089	1,0093	1,0117	1,0097	1,0101	1,0126
17:00	1,0070	1,0080	1,0100	1,0091	1,0094	1,0124	1,0093	1,0096	1,0126

**Tabela 5.4 - Perfil de tensão para dia útil de agosto em todos os cenários.**

Horário	Sem fotovoltaico			609,84 [Kwp]			976 [Kwp]		
	V1(pu)	V2(pu)	V3(pu)	V1(pu)	V2(pu)	V3(pu)	V1(pu)	V2(pu)	V3(pu)
6:00	1,0170	1,0170	1,0190	1,0187	1,0189	1,0204	1,0187	1,0190	1,0204
7:00	1,0150	1,0160	1,0170	1,0179	1,0181	1,0196	1,0184	1,0186	1,0202
8:00	1,0130	1,0140	1,0150	1,0166	1,0170	1,0185	1,0180	1,0183	1,0199
9:00	1,0100	1,0100	1,0120	1,0172	1,0174	1,0190	1,0191	1,0194	1,0210
10:00	1,0090	1,0090	1,0110	1,0175	1,0177	1,0194	1,0199	1,0201	1,0218
11:00	1,0080	1,0090	1,0110	1,0183	1,0186	1,0203	1,0209	1,0212	1,0229
12:00	1,0090	1,0090	1,0110	1,0186	1,0189	1,0206	1,0213	1,0215	1,0232
13:00	1,0090	1,0090	1,0110	1,0176	1,0178	1,0194	1,0199	1,0201	1,0217
14:00	1,0080	1,0090	1,0110	1,0164	1,0166	1,0184	1,0183	1,0185	1,0203
15:00	1,0080	1,0080	1,0100	1,0153	1,0154	1,0173	1,0166	1,0168	1,0186
16:00	1,0080	1,0080	1,0100	1,0138	1,0141	1,0161	1,0144	1,0147	1,0167
17:00	1,0070	1,0080	1,0100	1,0139	1,0141	1,0166	1,0140	1,0142	1,0167

**Tabela 5.5 - Perfil de tensão para sábado de abril em todos os cenários.**

Horário	Sem fotovoltaico			609,84 [Kwp]			976 [Kwp]		
	V1(pu)	V2(pu)	V3(pu)	V1(pu)	V2(pu)	V3(pu)	V1(pu)	V2(pu)	V3(pu)
6:00	1,0170	1,0170	1,0190	1,0180	1,0182	1,0197	1,0181	1,0183	1,0197
7:00	1,0150	1,0160	1,0170	1,0176	1,0177	1,0193	1,0181	1,0183	1,0199
8:00	1,0130	1,0140	1,0150	1,0163	1,0165	1,0184	1,0175	1,0178	1,0196
9:00	1,0100	1,0100	1,0120	1,0158	1,0160	1,0182	1,0176	1,0178	1,0200
10:00	1,0090	1,0090	1,0110	1,0165	1,0170	1,0189	1,0188	1,0193	1,0212
11:00	1,0080	1,0090	1,0110	1,0175	1,0178	1,0198	1,0200	1,0203	1,0223
12:00	1,0090	1,0090	1,0110	1,0174	1,0178	1,0198	1,0201	1,0205	1,0225
13:00	1,0090	1,0090	1,0110	1,0176	1,0180	1,0199	1,0201	1,0205	1,0224
14:00	1,0080	1,0090	1,0110	1,0165	1,0169	1,0187	1,0185	1,0189	1,0207
15:00	1,0080	1,0080	1,0100	1,0158	1,0161	1,0181	1,0173	1,0177	1,0197
16:00	1,0080	1,0080	1,0100	1,0145	1,0149	1,0170	1,0153	1,0158	1,0178
17:00	1,0070	1,0080	1,0100	1,0121	1,0126	1,0149	1,0123	1,0128	1,0151

**Tabela 5.6 - Perfil de tensão para sábado de agosto em todos os cenários**

Horário	Sem fotovoltaico			609,84 [Kwp]			976 [Kwp]		
	V1(pu)	V2(pu)	V3(pu)	V1(pu)	V2(pu)	V3(pu)	V1(pu)	V2(pu)	V3(pu)
6:00	1,0208	1,0210	1,0222	1,0209	1,0210	1,0222	1,0209	1,0210	1,0222
7:00	1,0197	1,0198	1,0212	1,0206	1,0207	1,0221	1,0211	1,0212	1,0226
8:00	1,0178	1,0181	1,0196	1,0200	1,0203	1,0218	1,0214	1,0216	1,0232
9:00	1,0167	1,0169	1,0188	1,0200	1,0202	1,0220	1,0219	1,0221	1,0239
10:00	1,0168	1,0172	1,0187	1,0208	1,0212	1,0227	1,0232	1,0235	1,0251
11:00	1,0173	1,0175	1,0191	1,0216	1,0219	1,0235	1,0243	1,0245	1,0261
12:00	1,0171	1,0173	1,0190	1,0215	1,0218	1,0235	1,0242	1,0244	1,0261
13:00	1,0175	1,0177	1,0193	1,0214	1,0217	1,0233	1,0237	1,0240	1,0256
14:00	1,0171	1,0174	1,0190	1,0203	1,0206	1,0222	1,0223	1,0226	1,0241
15:00	1,0172	1,0175	1,0192	1,0194	1,0197	1,0214	1,0208	1,0211	1,0227
16:00	1,0171	1,0174	1,0192	1,0181	1,0184	1,0202	1,0187	1,0191	1,0208
17:00	1,0159	1,0163	1,0183	1,0160	1,0164	1,0184	1,0161	1,0165	1,0185

**Tabela 5.7 - Perfil de tensão para domingo de abril em todos os cenários**

Horário	Sem fotovoltaico			609,84 [Kwp]			976 [Kwp]		
	V1(pu)	V2(pu)	V3(pu)	V1(pu)	V2(pu)	V3(pu)	V1(pu)	V2(pu)	V3(pu)
6:00	1,0170	1,0170	1,0190	1,0195	1,0196	1,0210	1,0195	1,0197	1,0210
7:00	1,0150	1,0160	1,0170	1,0190	1,0192	1,0208	1,0196	1,0198	1,0214
8:00	1,0130	1,0140	1,0150	1,0188	1,0191	1,0207	1,0201	1,0203	1,0219
9:00	1,0100	1,0100	1,0120	1,0181	1,0184	1,0202	1,0199	1,0202	1,0220
10:00	1,0090	1,0090	1,0110	1,0180	1,0184	1,0202	1,0202	1,0206	1,0224
11:00	1,0080	1,0090	1,0110	1,0185	1,0189	1,0208	1,0210	1,0214	1,0233
12:00	1,0090	1,0090	1,0110	1,0196	1,0199	1,0217	1,0222	1,0225	1,0243
13:00	1,0090	1,0090	1,0110	1,0195	1,0197	1,0215	1,0219	1,0222	1,0239
14:00	1,0080	1,0090	1,0110	1,0189	1,0192	1,0209	1,0209	1,0212	1,0229
15:00	1,0080	1,0080	1,0100	1,0177	1,0180	1,0197	1,0192	1,0195	1,0212
16:00	1,0080	1,0080	1,0100	1,0158	1,0160	1,0181	1,0166	1,0168	1,0189
17:00	1,0070	1,0080	1,0100	1,0134	1,0137	1,0163	1,0136	1,0139	1,0165

**Tabela 5.8 - Perfil de tensão para domingo de abril em todos os cenários**

<i>Horário</i>	<i>Sem fotovoltaico</i>			<i>609,84 [Kwp]</i>			<i>976 [Kwp]</i>		
	<i>V1(pu)</i>	<i>V2(pu)</i>	<i>V3(pu)</i>	<i>V1(pu)</i>	<i>V2(pu)</i>	<i>V3(pu)</i>	<i>V1(pu)</i>	<i>V2(pu)</i>	<i>V3(pu)</i>
<i>6:00</i>	<i>1,0170</i>	<i>1,0170</i>	<i>1,0190</i>	<i>1,0220</i>	<i>1,0220</i>	<i>1,0232</i>	<i>1,0220</i>	<i>1,0221</i>	<i>1,0232</i>
<i>7:00</i>	<i>1,0150</i>	<i>1,0160</i>	<i>1,0170</i>	<i>1,0218</i>	<i>1,0219</i>	<i>1,0233</i>	<i>1,0223</i>	<i>1,0224</i>	<i>1,0238</i>
<i>8:00</i>	<i>1,0130</i>	<i>1,0140</i>	<i>1,0150</i>	<i>1,0220</i>	<i>1,0221</i>	<i>1,0235</i>	<i>1,0233</i>	<i>1,0235</i>	<i>1,0248</i>
<i>9:00</i>	<i>1,0100</i>	<i>1,0100</i>	<i>1,0120</i>	<i>1,0217</i>	<i>1,0219</i>	<i>1,0235</i>	<i>1,0236</i>	<i>1,0239</i>	<i>1,0254</i>
<i>10:00</i>	<i>1,0090</i>	<i>1,0090</i>	<i>1,0110</i>	<i>1,0218</i>	<i>1,0221</i>	<i>1,0236</i>	<i>1,0242</i>	<i>1,0245</i>	<i>1,0260</i>
<i>11:00</i>	<i>1,0080</i>	<i>1,0090</i>	<i>1,0110</i>	<i>1,0224</i>	<i>1,0227</i>	<i>1,0243</i>	<i>1,0250</i>	<i>1,0253</i>	<i>1,0269</i>
<i>12:00</i>	<i>1,0090</i>	<i>1,0090</i>	<i>1,0110</i>	<i>1,0232</i>	<i>1,0234</i>	<i>1,0249</i>	<i>1,0258</i>	<i>1,0260</i>	<i>1,0275</i>
<i>13:00</i>	<i>1,0090</i>	<i>1,0090</i>	<i>1,0110</i>	<i>1,0227</i>	<i>1,0229</i>	<i>1,0244</i>	<i>1,0251</i>	<i>1,0253</i>	<i>1,0267</i>
<i>14:00</i>	<i>1,0080</i>	<i>1,0090</i>	<i>1,0110</i>	<i>1,0222</i>	<i>1,0224</i>	<i>1,0238</i>	<i>1,0241</i>	<i>1,0243</i>	<i>1,0257</i>
<i>15:00</i>	<i>1,0080</i>	<i>1,0080</i>	<i>1,0100</i>	<i>1,0208</i>	<i>1,0210</i>	<i>1,0225</i>	<i>1,0221</i>	<i>1,0223</i>	<i>1,0238</i>
<i>16:00</i>	<i>1,0080</i>	<i>1,0080</i>	<i>1,0100</i>	<i>1,0190</i>	<i>1,0191</i>	<i>1,0209</i>	<i>1,0196</i>	<i>1,0198</i>	<i>1,0216</i>
<i>17:00</i>	<i>1,0070</i>	<i>1,0080</i>	<i>1,0100</i>	<i>1,0170</i>	<i>1,0172</i>	<i>1,0194</i>	<i>1,0171</i>	<i>1,0173</i>	<i>1,0195</i>

#### 5.4 EFEITOS SOBRE AS PERDAS

Para cálculo de perdas utilizou-se a seguinte eq. (5.1):

$$Perdas_{elétricas} = Fluxo\ de\ Potência_{OpenDSS} - \left( \sum_{i=1}^n Cargas_{BT} + \sum_{i=1}^n Cargas_{MT} \right) \quad (5.1)$$

Onde temos o somatório das cargas do script de BT, MT, oriundas de todo processo da BDGD, fluxo de carga na entrada do alimentador quando simulado no *OpenDSS*, e a diferença entre ambas se considerou como perdas elétricas. Há perdas elétricas diárias calculadas para cada condição na Tabela 5.9. Adotou-se a tarifa de R\$ 0,45/kW para o fora ponta e ponta de R\$ 1,80/kW, das 16h até as 20h.

**Tabela 5.9 - Perdas elétricas diária em cada condição analisada**

	<i>Custo diário de perdas elétricas</i>		
	<i>PV_OUT (R\$)</i>	<i>609,84 [kWp] (R\$)</i>	<i>976 [kWp] (R\$)</i>
<i>DU04</i>	<i>3.382,66</i>	<i>3.186,48</i>	<i>3.075,16</i>
<i>DU08</i>	<i>3.089,56</i>	<i>3.079,24</i>	<i>3.081,38</i>
<i>SA04</i>	<i>3.382,66</i>	<i>3.186,48</i>	<i>3.075,16</i>
<i>SA08</i>	<i>2.727,03</i>	<i>2.494,22</i>	<i>2.724,45</i>
<i>DO04</i>	<i>3.108,93</i>	<i>3.099,06</i>	<i>3.101,34</i>
<i>DO08</i>	<i>2.646,84</i>	<i>2.415,29</i>	<i>3.517,89</i>

**Fonte:** (Autor, 2022)

Para estimativa de perdas anuais, adotou-se como o ano tendo 13 semanas tendo metade característica como abril e outra como agosto.

**Tabela 5.10 - Cálculo descritivo e monetário de perdas elétricas**

	<i>Estimativa de custo de perdas elétricas anual</i>		
	<i>PV_OUT (R\$)</i>	<i>609,84 [kWp] (R\$)</i>	<i>976 [kWp] (R\$)</i>
<i>04</i>	<i>608.527,14</i>	<i>577.666,44</i>	<i>560.359,80</i>
<i>08</i>	<i>541.363,42</i>	<i>527.948,46</i>	<i>562.880,24</i>
<i>Anual</i>	<i>1.149.890,56</i>	<i>1.105.614,90</i>	<i>1.123.240,04</i>
<i>Economia</i>	<i>-</i>	<i>44.725,66</i>	<i>26.650,52</i>

**Fonte:** (Autor, 2022)

**Tabela 5.11 - Cálculo de perdas elétricas para dia útil em abril e em agosto**

<i>Horário</i>	<i>Dia Útil</i>					
	<i>Abril</i>			<i>Agosto</i>		
	<i>PV_OUT</i>	<i>609,84 [kWp]</i>	<i>976 [kWp]</i>	<i>PV_OUT</i>	<i>609,84 [kWp]</i>	<i>976 [kWp]</i>
0:00	160,77	160,82	160,82	141,28	141,27	141,27
1:00	152,36	152,43	152,43	134,94	134,94	134,94
2:00	146,09	146,15	146,15	130,54	130,54	130,54
3:00	145,80	145,86	145,86	131,12	131,12	131,12
4:00	146,68	146,74	146,74	131,58	131,58	131,58
5:00	160,48	166,27	168,79	142,87	142,87	142,87
6:00	173,53	261,78	314,64	152,00	151,96	151,94
7:00	190,64	297,44	361,71	166,81	166,20	165,96
8:00	215,38	305,85	361,00	188,57	186,93	186,79
9:00	221,04	297,70	345,32	194,44	192,26	192,78
10:00	227,56	260,98	283,86	200,01	197,52	198,81
11:00	220,95	240,35	253,72	193,85	191,42	193,32
12:00	220,22	188,17	173,44	194,23	191,88	193,92
13:00	224,10	142,03	95,24	198,99	196,54	197,77
14:00	221,71	138,00	89,41	199,81	197,48	197,88
15:00	223,09	109,56	42,22	202,11	200,27	200,01
16:00	227,84	123,86	61,64	207,18	206,18	205,77
17:00	220,51	187,43	167,51	201,95	201,81	201,72
18:00	246,95	247,21	247,21	230,48	230,48	230,48
19:00	229,91	230,13	230,13	216,54	216,54	216,54
20:00	221,02	221,22	221,22	207,86	207,86	207,86
21:00	210,61	210,79	210,79	199,69	199,69	199,69
22:00	181,94	182,07	182,07	177,08	177,08	177,08
23:00	152,19	152,28	152,28	153,32	153,32	153,32
<i>Som. Per</i>	<i>4.741,38</i>	<i>4.715,14</i>	<i>4.714,19</i>	<i>4.297,24</i>	<i>4.277,74</i>	<i>4.283,97</i>

**Fonte:** (Autor, 2022)

**Tabela 5.12 - Cálculo de perdas elétricas para sábado em abril e em agosto**

<i>Sábado</i>						
	<i>Abril</i>			<i>Agosto</i>		
<i>Horário</i>	<i>PV_OUT</i>	<i>609,84 [kWp]</i>	<i>976 [kWp]</i>	<i>PV_OUT</i>	<i>609,84 [kWp]</i>	<i>976 [kWp]</i>
0:00	160,77	160,82	160,82	140,17	140,15	140,15
1:00	152,36	152,43	152,43	134,20	134,20	134,20
2:00	146,09	146,15	146,15	130,46	130,46	130,46
3:00	145,80	145,86	145,86	129,07	129,07	129,07
4:00	146,68	146,74	146,74	136,29	136,29	136,29
5:00	160,48	166,27	168,79	139,63	139,63	139,63
6:00	173,53	261,78	314,64	130,34	129,51	130,30
7:00	190,64	297,44	361,71	141,02	127,53	140,41
8:00	215,38	305,85	361,00	158,62	124,43	157,63
9:00	221,04	297,70	345,32	170,87	120,27	170,22
10:00	227,56	260,98	283,86	167,42	105,42	167,66
11:00	220,95	240,35	253,72	162,07	94,27	163,13
12:00	220,22	188,17	173,44	163,55	94,58	164,63
13:00	224,10	142,03	95,24	160,14	99,19	160,56
14:00	221,71	138,00	89,41	160,73	110,60	160,17
15:00	223,09	109,56	42,22	162,80	128,53	161,70
16:00	227,84	123,86	61,64	165,63	149,39	164,69
17:00	220,51	187,43	167,51	178,82	176,52	178,62
18:00	246,95	247,21	247,21	207,48	207,48	207,48
19:00	229,91	230,13	230,13	195,45	195,45	195,45
20:00	221,02	221,22	221,22	188,85	188,85	188,85
21:00	210,61	210,79	210,79	175,31	175,31	175,31
22:00	181,94	182,07	182,07	167,57	167,57	167,57
23:00	152,19	152,28	152,28	151,46	151,46	151,46
<i>Som. Per</i>	<i>4.741,38</i>	<i>4.715,14</i>	<i>4.714,19</i>	<i>3.817,95</i>	<i>3.356,18</i>	<i>3.815,64</i>

Fonte: (Autor, 2022)

**Tabela 5.13 - Cálculo de perdas elétricas para domingo em abril e em agosto**

<i>Horário</i>	<i>Domingo</i>					
	<i>Abril</i>			<i>Agosto</i>		
	<i>PV_OUT</i>	<i>609,84 [kWp]</i>	<i>976 [kWp]</i>	<i>PV_OUT</i>	<i>609,84 [kWp]</i>	<i>976 [kWp]</i>
<i>0:00</i>	<i>163,08</i>	<i>163,06</i>	<i>163,06</i>	<i>140,72</i>	<i>140,70</i>	<i>140,70</i>
<i>1:00</i>	<i>150,47</i>	<i>150,47</i>	<i>150,47</i>	<i>131,37</i>	<i>131,37</i>	<i>131,37</i>
<i>2:00</i>	<i>147,12</i>	<i>147,10</i>	<i>147,10</i>	<i>128,58</i>	<i>128,57</i>	<i>128,57</i>
<i>3:00</i>	<i>144,96</i>	<i>144,96</i>	<i>144,96</i>	<i>126,84</i>	<i>126,84</i>	<i>126,84</i>
<i>4:00</i>	<i>146,81</i>	<i>146,81</i>	<i>146,81</i>	<i>127,31</i>	<i>127,31</i>	<i>127,31</i>
<i>5:00</i>	<i>153,76</i>	<i>153,76</i>	<i>153,76</i>	<i>132,17</i>	<i>132,17</i>	<i>132,17</i>
<i>6:00</i>	<i>137,50</i>	<i>137,46</i>	<i>136,55</i>	<i>115,74</i>	<i>114,92</i>	<i>118,81</i>
<i>7:00</i>	<i>153,84</i>	<i>153,23</i>	<i>153,02</i>	<i>128,16</i>	<i>114,74</i>	<i>178,17</i>
<i>8:00</i>	<i>167,58</i>	<i>166,32</i>	<i>166,30</i>	<i>140,21</i>	<i>106,29</i>	<i>267,44</i>
<i>9:00</i>	<i>184,16</i>	<i>182,31</i>	<i>182,79</i>	<i>154,79</i>	<i>104,55</i>	<i>343,75</i>
<i>10:00</i>	<i>191,54</i>	<i>189,27</i>	<i>190,48</i>	<i>159,01</i>	<i>97,27</i>	<i>392,71</i>
<i>11:00</i>	<i>190,83</i>	<i>188,57</i>	<i>190,30</i>	<i>158,60</i>	<i>91,03</i>	<i>415,88</i>
<i>12:00</i>	<i>179,29</i>	<i>177,23</i>	<i>179,41</i>	<i>149,00</i>	<i>80,49</i>	<i>408,77</i>
<i>13:00</i>	<i>175,28</i>	<i>173,26</i>	<i>175,03</i>	<i>146,43</i>	<i>85,81</i>	<i>376,68</i>
<i>14:00</i>	<i>173,49</i>	<i>171,64</i>	<i>172,49</i>	<i>144,84</i>	<i>95,10</i>	<i>332,35</i>
<i>15:00</i>	<i>180,69</i>	<i>179,01</i>	<i>179,11</i>	<i>150,85</i>	<i>116,77</i>	<i>277,92</i>
<i>16:00</i>	<i>192,03</i>	<i>190,88</i>	<i>190,53</i>	<i>160,94</i>	<i>144,76</i>	<i>220,38</i>
<i>17:00</i>	<i>206,16</i>	<i>205,81</i>	<i>205,63</i>	<i>173,73</i>	<i>171,44</i>	<i>181,99</i>
<i>18:00</i>	<i>235,97</i>	<i>235,97</i>	<i>235,97</i>	<i>203,41</i>	<i>203,41</i>	<i>203,41</i>
<i>19:00</i>	<i>231,77</i>	<i>231,77</i>	<i>231,77</i>	<i>199,75</i>	<i>199,75</i>	<i>199,75</i>
<i>20:00</i>	<i>220,29</i>	<i>220,29</i>	<i>220,29</i>	<i>190,05</i>	<i>190,05</i>	<i>190,05</i>
<i>21:00</i>	<i>209,28</i>	<i>209,28</i>	<i>209,27</i>	<i>181,99</i>	<i>181,99</i>	<i>181,99</i>
<i>22:00</i>	<i>198,85</i>	<i>198,85</i>	<i>198,85</i>	<i>171,14</i>	<i>171,14</i>	<i>171,14</i>
<i>23:00</i>	<i>176,18</i>	<i>176,18</i>	<i>176,18</i>	<i>152,78</i>	<i>152,78</i>	<i>152,78</i>
<i>Som. Per</i>	<i>4.310,94</i>	<i>4.293,49</i>	<i>4.300,14</i>	<i>3.668,40</i>	<i>3.209,23</i>	<i>5.400,93</i>

**Fonte:** (Autor, 2022)



## 6 CONCLUSÃO

O sistema de geração fotovoltaica nas universidades é com intuito de ser um importante vetor da sociedade rumo a uma economia de mais sustentável, além de reduzir o faturamento de energia.

O requisito a ser analisado são os ativos da distribuidora, que estão operando de forma sub ou sobre dimensionada. Com o crescimento da geração distribuída, faz-se necessária a troca de certos equipamentos, já que, como dito ao longo do trabalho, em certas regiões de sistema começam a ocorrer problemas de fluxo reverso, há circunstâncias em que uma troca de equipamentos onde não se fazia necessário, como, por exemplo, reforço de rede em local o sistema continuaria operando devidamente mesmo após a inserção de geração.

É observada significativa redução das perdas de energia com a instalação da geração fotovoltaica, de acordo com pesquisas anteriores. A redução das perdas pode ser valorada em R\$ 44.725,66 e R\$ 26.650,52 no cenário de 609,84 [kWp] e 976 [kWp] pela aplicação do mix de compra de energia da distribuidora, valor este que pode ser reinvestido na rede, tendo em vista que mais unidades consumidoras dentro deste alimentador vão instalar mini usinas FV e equipamentos de proteção por exemplo podem atuar de forma indevida devido à ação do fluxo reverso em certas linhas MT e BT.

Dessa forma, para o caso em estudo, houve benefícios diretos com a instalação da geração fotovoltaica, seja para a distribuidora ou para os consumidores atendidos pelo alimentador objeto de estudo.

O acesso à informação dos dados de simulação pela ANEEL viabiliza a análise da rede, fornecendo subsídios para que consumidores contestem eventuais reforços na rede. Todavia, a conversão ainda não é algo trivial, merecendo grande esforço computacional e de conhecimentos em tecnologia da informação.

Como trabalhos futuros, proponho análise de outras variáveis como fator limitante da capacidade de hospedagem para o mesmo sistema como por exemplo harmônicos, distorção de tensão.

## REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- ABSOLAR. **Associação Brasileira de Energia Solar**. Disponível em: <<https://www.absolar.org.br/mercado/infografico/>>. Acesso em: 8 mar. 2023.
- ALMEIDA, D. A. et al. Do Software Developers Understand Open Source Licenses? **IEEE International Conference on Program Comprehension**, p. 1–11, 28 jun. 2017.
- ANEEL. Resolução Normativa N° 482. **ANEEL**, 17 abr. 2012.
- ANEEL. Resolução Normativa N° 687. **ANEEL**, 24 nov. 2015.
- ANEEL. PRODIST N° 7. **ANEEL**, 2022a.
- ANEEL. PRODIST N° 8. **ANEEL**, 2022b.
- ANEEL. PRODIST N° 10. **ANEEL**, 2022c.
- BOLLEN, M. H. J.; HAGER, M. **Power quality: interactions between distributed energy resources, the grid, and other customers**. 2005.
- BOLLEN, M.; HASSAN, F. Integration of Distributed Generation in the Power System. **Integration of Distributed Generation in the Power System**, 5 out. 2011.
- BRASIL. Lei N° 14.300. **Diário Oficial da União**, 6 jan. 2022.
- CARDOSO, G. C.; CARDOSO, V. M. **LINGUAGEM SQL**. [s.l.] Saraiva Educação SA, 2017.
- DAIMON, E. EM ENERGIA. **Pertec Plus**. Disponível em: <<http://www.daimon.com.br/pertecplus.html>>. Acesso em: 26 jul. 2022.
- EPE. BEN, Balanço Energético Nacional 2021. **EPE**, 2021.

EPE. BEN, Balanço Energético Nacional 2022. **EPE**, 2022.

GRASER, A. **Learning QGIS 2.0**. [s.l.] Packt Publishing Ltd, 2013.

HASAPIS, D. et al. Design of large scale prosuming in Universities: The solar energy vision of the TUC campus. **Energy and Buildings**, v. 141, p. 39–55, 15 abr. 2017.

IEA. Electricity Market Report. **IEA**, jul. 2021.

IEA. Eletricicly Market Report. **IEA**, jan. 2022.

LAMIN, H.; ALBERTO, C.; MATTAR, C. Palavras-chave Aspectos Regulatórios Distribuição de Energia Elétrica Procedimentos de Distribuição-PRODIST. 2008.

LOPES, G. R.; DELBEM, A. C. B.; DE SOUSA, J. B. Introdução à Análise de Dados Geoespaciais com Python. **Sociedade Brasileira de Computação**, 2021.

NREL. **Solar Photovoltaic Technology Basics**. Disponível em:

<<https://www.nrel.gov/research/re-photovoltaics.html>>. Acesso em: 9 ago. 2022.

PALUDO, J. A. **Avaliação dos impactos de elevados níveis de penetração da geração fotovoltaica no desempenho de sistemas de distribuição de energia elétrica em regime permanente**. 2014. Tese (Mestrado em Sistema de Energia Elétrica). Escola de Engenharia Elétrica, Universidade de São Paulo. São Carlos-SP: 2014.

PINHO, J. T.; GALDINO, M. A. **Manual de engenharia para sistemas fotovoltaicos**. CEPTEL-CRESESB. Rio de Janeiro: 2014. p. 47–499.

RIBEIRO, P. F. et al. Hosting capacity for smart power grids. **Hosting Capacity for Smart Power Grids**, p. 1–254, 1 jan. 2020.

SEXAUER, J. **Introdução ao OpenDSS**. Tradução de: Paulo Radaz e Celso Rocha. USA: Electric Power Research institute–EPRI, 2016.

WILLIS, H. L. Analytical methods and rules of thumb for modeling DG-distribution interaction. **Proceedings of the IEEE Power Engineering Society Transmission and Distribution Conference**, v. 3, p. 1643–1644, 2000.

## ANEXOS

Script de Correspondente a Geração de 609,84 [kWp] para o mês de Abril (43):

Curva de Pmpp(pu) x Temperatura(°C)

(43)

```
New XYCurve.MyPVSyst npts=4 xarray=[10 25 55 80] yarray=[1.07 1 0.95 0.8]
```

// Curva de Eficiência do Inversor(%) x unidade de potência (Pmpp/KVA)

```
New XYCurve.MyEff npts=5 xarray=[0.1 0.5 0.75 1.0 1.5] yarray=[0.985 0.986 0.987  
0.985 0.980]
```

// Curva de Irradiância no Painel (W/m2)

```
New Loadshape.MyIrrad npts=24 interval=1 mult=[0 0 0 0 0 0 0.009 0.149 0.323  
0.476 0.612 0.680 0.722 0.675 0.544 0.410 0.225 0.054 0 0 0 0 0 0 ]
```

// Curva de Temperatura Diária (°C)

```
New Tshape.MyTemp npts=24 interval=1 temp=[16.57 16.11 15.45 15.00 14.82 14.33  
13.44 14.53 16.83 19.08 21.70 23.93 24.96 25.60 25.70 25.52 24.87 22.46 20.51 20.10  
19.46 18.81 18.25 17.17 ]
```

// Especificação da Geração Fotovoltaica

// Alimentador 3

```
New PVsystem.AL3 phases=3 bus1="AL3_2" KVA=300 kv=0.22 irrad=1
```

```
Pmpp=369.6 temperature=25 pf=1
```

```
~ %cutin=0.1 %cutout=0.1 EffCurve=MyEff P-TCurve=MyPVSyst Daily=MyIrrad
```

```
Tdaily=MyTemp
```

// Alimentador 4

```
New PVsystem.AL4 phases=3 bus1="AL4_2" KVA=120 kv=0.22 irrad=1
```

```
Pmpp=148.2 temperature=25 pf=1
```

```
~ %cutin=0.1 %cutout=0.1 EffCurve=MyEff P-TCurve=MyPVSyst Daily=MyIrrad
```

```
Tdaily=MyTemp
```

// Alimentador 5

New PVsystem.AL5 phases=3 bus1="AL5\_2" KVA=80 kv=0.22 irrad=1 Pmpp=92.4  
 temperature=25 pf=1  
 ~ %cutin=0.1 %cutout=0.1 EffCurve=MyEff P-TCurve=MyPVSyst Daily=MyIrrad  
 Tdaily=MyTemp

// Especificação de Trafo

// Alimentador 3

New Transformer.ISEE phases=3 xhl=4.76  
 ~ wdg=1 bus="AL3\_2" KV=0.22 conn=wye KVA=500  
 ~ wdg=2 bus="AL3\_1" KV=13.8 conn=Delta KVA=500

// Alimentador 4

New Transformer.X12 phases=3 xhl=3.52  
 ~ wdg=1 bus="AL4\_2" KV=0.22 conn=wye KVA=150  
 ~ wdg=2 bus="AL4\_1" KV=13.8 conn=Delta KVA=150

// Alimentador 5

New Transformer.K1 phases=3 xhl=3.72  
 ~ wdg=1 bus="AL5\_2" KV=0.22 conn=wye KVA=75  
 ~ wdg=2 bus="AL5\_1" KV=13.8 conn=Delta KVA=75

// Condutor

//Alimentador 3

New "Line.ISEE" phases=3 bus1="AL3\_1" bus2="BMT150348566.1.2.3.4"  
 linecode="CABO\_CU\_25mm2\_4" length=0.38 units=km

//Alimentador 4

New "Line.X12" phases=3 bus1="AL4\_1" bus2="BMT150348566.1.2.3.4"  
 linecode="CABO\_CU\_25mm2\_4" length=0.705 units=km

//Alimentador 5

New "Line.K1\_1" phases=3 bus1="AL5\_1" bus2="AL5\_1\_2"

linecode="CABO\_CU\_25mm2\_4" length=0.24 units=km

New "Line.K1\_2" phases=3 bus1="AL5\_1\_2" bus2="BMT150348566.1.2.3.4"

linecode="CABO\_CU\_50mm2\_4" length=0.04 units=km

// Monitor

New Monitor.K1 element=Transformer.K1 terminal=2 mode=1 ppolar=no

New Monitor.X12 element=Transformer.X12 terminal=2 mode=1 ppolar=no

New Monitor.ISEE element=Transformer.ISEE terminal=2 mode=1 ppolar=no

New Monitor.volt element=Line.SMT\_TR7730456 terminal=2 mode=0 ppolar=no

Script de Correspondente a Geração de 609,84 [kWp] para o mês de agosto (44):

// Curva de Pmpp(pu) x Temperatura(°C)

(44):

New XYCurve.MyPVSyst npts=4 xarray=[10 25 55 80] yarray=[1.07 1 0.95 0.8]

// Curva de Eficiência do Inversor(%) x unidade de potência (Pmpp/KVA)

New XYCurve.MyEff npts=5 xarray=[0.1 0.5 0.75 1.0 1.5] yarray=[0.985 0.986  
0.987 0.985 0.980]

// Curva de Irradiância no Painel (W/m2)

New Loadshape.MyIrrad npts=24 interval=1 mult=[0 0 0 0 0 0 0.008 0.132 0.339  
0.509 0.636 0.707 0.723 0.639 0.522 0.355 0.166 0.023 0 0 0 0 0 0 ]

// Curva de Temperatura Diária (°C)

New Tshape.MyTemp npts=24 interval=1 temp=[13.64 12.73 11.57 10.29 10.77 9.86  
9.77 12.18 14.90 17.73 20.19 22.20 23.30 24.62 25.01 25.07 24.02 22.32 20.12 18.34  
17.30 16.32 15.40 14.34 ]

// Especificação da Geração Fotovoltaica

// Alimentador 3

New PVsystem.AL3 phases=3 bus1="AL3\_2" KVA=300 kv=0.22 irrad=1

Pmpp=369.6 temperature=25 pf=1

~ %cutin=0.1 %cutout=0.1 EffCurve=MyEff P-TCurve=MyPVSyst Daily=MyIrrad

Tdaily=MyTemp

// Alimentador 4

New PVsystem.AL4 phases=3 bus1="AL4\_2" KVA=120 kv=0.22 irrad=1

Pmpp=148.2 temperature=25 pf=1

~ %cutin=0.1 %cutout=0.1 EffCurve=MyEff P-TCurve=MyPVSyst Daily=MyIrrad

Tdaily=MyTemp

// Alimentador 5

New PVsystem.AL5 phases=3 bus1="AL5\_2" KVA=80 kv=0.22 irrad=1 Pmpp=92.4



```

temperature=25 pf=1
~ %cutin=0.1 %cutout=0.1 EffCurve=MyEff P-TCurve=MyPVSyst Daily=MyIrrad
Tdaily=MyTemp

```

```
// Especificação de Trafo
```

```
// Alimentador 3
```

```

New Transformer.ISEE phases=3 xhl=4.76
~ wdg=1 bus="AL3_2" KV=0.22 conn=wye KVA=500
~ wdg=2 bus="AL3_1" KV=13.8 conn=Delta KVA=500

```

```
// Alimentador 4
```

```

New Transformer.X12 phases=3 xhl=3.52
~ wdg=1 bus="AL4_2" KV=0.22 conn=wye KVA=150
~ wdg=2 bus="AL4_1" KV=13.8 conn=Delta KVA=150

```

```
// Alimentador 5
```

```

New Transformer.K1 phases=3 xhl=3.72
~ wdg=1 bus="AL5_2" KV=0.22 conn=wye KVA=75
~ wdg=2 bus="AL5_1" KV=13.8 conn=Delta KVA=75

```

```
// Condutor
```

```
//Alimentador 3
```

```

New "Line.ISEE" phases=3 bus1="AL3_1" bus2="BMT150348566.1.2.3.4"
linecode="CABO_CU_25mm2_4" length=0.38 units=km

```

```
//Alimentador 4
```

```

New "Line.X12" phases=3 bus1="AL4_1" bus2="BMT150348566.1.2.3.4"
linecode="CABO_CU_25mm2_4" length=0.705 units=km

```

```
//Alimentador 5
```

```
New "Line.K1_1" phases=3 bus1="AL5_1" bus2="AL5_1_2"  
linecode="CABO_CU_25mm2_4" length=0.24 units=km
```

```
New "Line.K1_2" phases=3 bus1="AL5_1_2" bus2="BMT150348566.1.2.3.4"  
linecode="CABO_CU_50mm2_4" length=0.04 units=km
```

```
// Monitor
```

```
New Monitor.K1 element=Transformer.K1 terminal=2 mode=1 ppolar=no
```

```
New Monitor.X12 element=Transformer.X12 terminal=2 mode=1 ppolar=no
```

```
New Monitor.ISEE element=Transformer.ISEE terminal=2 mode=1 ppolar=no
```

```
New Monitor.volt element=Line.SMT_TR7730456 terminal=2 mode=0 ppolar=no
```

Script de Correspondente a Geração de 976 [kWp] para o mês de abril (45):

// Curva de Pmpp(pu) x Temperatura(°C)

(45):

New XYCurve.MyPVSyst npts=4 xarray=[10 25 55 80] yarray=[1.07 1 0.95 0.8]

// Curva de Eficiência do Inversor(%) x unidade de potência (Pmpp/KVA)

New XYCurve.MyEff npts=7 xarray=[0.1 0.5 0.75 1.0 1.2 1.5 1.7] yarray=[0.985  
0.986 0.987 0.985 0.983 0.981 0.980]

// Curva de Irradiância no Painel (W/m2)

New Loadshape.MyIrrad npts=24 interval=1 mult=[0 0 0 0 0 0 0.009 0.149 0.323  
0.476 0.612 0.680 0.722 0.675 0.544 0.410 0.225 0.054 0 0 0 0 0 0 ]

// Curva de Temperatura Diária (°C)

New Tshape.MyTemp npts=24 interval=1 temp=[16.57 16.11 15.45 15.00 14.82  
14.33 13.44 14.53 16.83 19.08 21.70 23.93 24.96 25.60 25.70 25.52 24.87 22.46  
20.51 20.10 19.46 18.81 18.25 17.17 ]

//Especificação da Geração Fotovoltaica

// Alimentador 1

New PVsystem.AL1 phases=3 bus1="AL1\_2" KVA=70 kv=0.22 irrad=1 Pmpp=100  
temperature=25 pf=1  
~ %cutin=0.1 %cutout=0.1 EffCurve=MyEff P-TCurve=MyPVSyst Daily=MyIrrad  
Tdaily=MyTemp

// Alimentador 2

New PVsystem.AL2 phases=3 bus1="AL2\_2" KVA=70 kv=0.22 irrad=1 Pmpp=86.2  
temperature=25 pf=1  
~ %cutin=0.1 %cutout=0.1 EffCurve=MyEff P-TCurve=MyPVSyst Daily=MyIrrad  
Tdaily=MyTemp

// Alimentador 3

New PVsystem.AL3 phases=3 bus1="AL3\_2" KVA=600 kv=0.22 irrad=1

Pmpp=415.5 temperature=25 pf=1

~ %cutin=0.1 %cutout=0.1 EffCurve=MyEff P-TCurve=MyPVSystem Daily=MyIrrad  
Tdaily=MyTemp

// Alimentador 4

New PVsystem.AL4 phases=3 bus1="AL4\_2" KVA=50 kv=0.22 irradi=1 Pmpp=61.6  
temperature=25 pf=1

~ %cutin=0.1 %cutout=0.1 EffCurve=MyEff P-TCurve=MyPVSystem Daily=MyIrrad  
Tdaily=MyTemp

// Alimentador 5

New PVsystem.AL5\_1 phases=3 bus1="AL5\_2\_1" KVA=70 kv=0.22 irradi=1

Pmpp=99 temperature=25 pf=1

~ %cutin=0.1 %cutout=0.1 EffCurve=MyEff P-TCurve=MyPVSystem Daily=MyIrrad  
Tdaily=MyTemp

New PVsystem.AL5\_2 phases=3 bus1="AL5\_2\_2" KVA=70 kv=0.22 irradi=1

Pmpp=78.6 temperature=25 pf=1

~ %cutin=0.1 %cutout=0.1 EffCurve=MyEff P-TCurve=MyPVSystem Daily=MyIrrad  
Tdaily=MyTemp

New PVsystem.AL5\_3 phases=3 bus1="AL5\_2\_3" KVA=80 kv=0.22 irradi=1

Pmpp=92.4 temperature=25 pf=1

~ %cutin=0.1 %cutout=0.1 EffCurve=MyEff P-TCurve=MyPVSystem Daily=MyIrrad  
Tdaily=MyTemp

New PVsystem.AL5\_4 phases=3 bus1="AL5\_2\_4" KVA=35 kv=0.22 irradi=1

Pmpp=42.4 temperature=25 pf=1

~ %cutin=0.1 %cutout=0.1 EffCurve=MyEff P-TCurve=MyPVSystem Daily=MyIrrad  
Tdaily=MyTemp

// Especificação de Trafo

// Alimentador 1

New Transformer.ADM phases=3 xhl=6.38

~ wdg=1 bus="AL1\_2" KV=0.22 conn=wye KVA=75

~ wdg=2 bus="AL1\_1" KV=13.8 conn=Delta KVA=75

// Alimentador 2

New Transformer.X1 phases=3 xhl=4.52

~ wdg=1 bus="AL2\_2" KV=0.22 conn=wye KVA=150

~ wdg=2 bus="AL2\_1" KV=13.8 conn=Delta KVA=150

// Alimentador 3

New Transformer.ISEE phases=3 xhl=4.76

~ wdg=1 bus="AL3\_2" KV=0.22 conn=wye KVA=500

~ wdg=2 bus="AL3\_1" KV=13.8 conn=Delta KVA=500

// Alimentador 4

New Transformer.X2 phases=3 xhl=3.52

~ wdg=1 bus="AL4\_2" KV=0.22 conn=wye KVA=150

~ wdg=2 bus="AL4\_1" KV=13.8 conn=Delta KVA=150

// Alimentador 5

New Transformer.L1 phases=3 xhl=3.5

~ wdg=1 bus="AL5\_2\_1" KV=0.22 conn=wye KVA=150

~ wdg=2 bus="AL5\_1\_1" KV=13.8 conn=Delta KVA=150

New Transformer.NUSEC phases=3 xhl=4.57

~ wdg=1 bus="AL5\_2\_2" KV=0.22 conn=wye KVA=225

~ wdg=2 bus="AL5\_1\_2" KV=13.8 conn=Delta KVA=225

New Transformer.K1 phases=3 xhl=3.72

~ wdg=1 bus="AL5\_2\_3" KV=0.22 conn=wye KVA=75

~ wdg=2 bus="AL5\_1\_3" KV=13.8 conn=Delta KVA=75

New Transformer.NOMATI phases=3 xhl=4.45

~ wdg=1 bus="AL5\_2\_4" KV=0.22 conn=wye KVA=225

~ wdg=2 bus="AL5\_1\_4" KV=13.8 conn=Delta KVA=225

// Conductor

// Alimentador 1

New "Line.AL1\_1" phases=3 bus1="AL1\_1" bus2="BMT150348566.1.2.3.4"

linecode="CABO\_CU\_35mm2\_4" length=0.37 units=km

// Alimentador 2

New "Line.AL2\_1" phases=3 bus1="AL2\_1" bus2="BMT150348566.1.2.3.4"

linecode="CABO\_CU\_25mm2\_4" length=0.83 units=km

// Alimentador 3

New "Line.AL3\_1" phases=3 bus1="AL3\_1" bus2="BMT150348566.1.2.3.4"

linecode="CABO\_CU\_25mm2\_4" length=0.83 units=km

// Alimentador 4

New "Line.AL4\_1" phases=3 bus1="AL4\_1" bus2="BMT150348566.1.2.3.4"

linecode="CABO\_CU\_25mm2\_4" length=0.705 units=km

// Alimentador 5

New "Line.AL5\_1\_1\_1" phases=3 bus1="AL5\_1\_1" bus2="AL5\_1\_2"

linecode="CABO\_CU\_25mm2\_4" length=0.07 units=km

New "Line.AL5\_1\_1\_2" phases=3 bus1="AL5\_1\_2" bus2="BMT150348566.1.2.3.4"

linecode="CABO\_CU\_50mm2\_4" length=0.04 units=km

New "Line.AL5\_1\_2\_1" phases=3 bus1="AL5\_1\_2" bus2="AL5\_1\_2\_2"

linecode="CABO\_CU\_25mm2\_4" length=0.155 units=km

New "Line.AL5\_1\_2\_2" phases=3 bus1="AL5\_1\_2\_2"

bus2="BMT150348566.1.2.3.4" linecode="CABO\_CU\_50mm2\_4" length=0.04

units=km

```
New "Line.AL5_1_3_1" phases=3 bus1="AL5_1_3" bus2="AL5_1_3_2"  
linecode="CABO_CU_25mm2_4" length=0.2 units=km  
New "Line.AL5_1_3_2" phases=3 bus1="AL5_1_3_2"  
bus2="BMT150348566.1.2.3.4" linecode="CABO_CU_50mm2_4" length=0.04  
units=km
```

```
New "Line.AL5_1_4_1" phases=3 bus1="AL5_1_4" bus2="AL5_1_4_2"  
linecode="CABO_CU_50mm2_4" length=0.03 units=km  
New "Line.AL5_1_4_2" phases=3 bus1="AL5_1_4_2" bus2="AL5_1_4_3"  
linecode="CABO_CU_25mm2_4" length=0.2 units=km  
New "Line.AL5_1_4_3" phases=3 bus1="AL5_1_4_3"  
bus2="BMT150348566.1.2.3.4" linecode="CABO_CU_50mm2_4" length=0.03  
units=km
```

```
// Monitor
```

```
New Monitor.ADM element=Transformer.ADM terminal=1 mode=1 ppolar=no  
New Monitor.X1 element=Transformer.X1 terminal=1 mode=1 ppolar=no  
New Monitor.ISEE element=Transformer.ISEE terminal=1 mode=1 ppolar=no  
New Monitor.X2 element=Transformer.X2 terminal=1 mode=1 ppolar=no  
New Monitor.L1 element=Transformer.L1 terminal=1 mode=1 ppolar=no  
New Monitor.NUSEC element=Transformer.NUSEC terminal=1 mode=1 ppolar=no  
New Monitor.K1 element=Transformer.K1 terminal=1 mode=1 ppolar=no  
New Monitor.NOMATI element=Transformer.NOMATI terminal=1 mode=1  
ppolar=no  
New Monitor.volt element=Line.SMT_TR7730456 terminal=2 mode=0 ppolar=no
```

Script de Correspondente a Geração de 976 [kWp] para o mês de agosto (46):

// Curva de Pmpp(pu) x Temperatura(°C)

(46)

New XYCurve.MyPVSyst npts=4 xarray=[10 25 55 80] yarray=[1.07 1 0.95 0.8]

// Curva de Eficiência do Inversor(%) x unidade de potência (Pmpp/KVA)

New XYCurve.MyEff npts=5 xarray=[0.1 0.5 0.75 1.0 1.2] yarray=[0.985 0.986 0.987  
0.985 0.980]

// Curva de Irradiância no Painel (W/m2)

New Loadshape.MyIrrad npts=24 interval=1 mult=[0 0 0 0 0 0 0.008 0.132 0.339  
0.509 0.636 0.707 0.723 0.639 0.522 0.355 0.166 0.023 0 0 0 0 0 0 ]

// Curva de Temperatura Diária (°C)

New Tshape.MyTemp npts=24 interval=1 temp=[13.64 12.73 11.57 10.29 10.77 9.86  
9.77 12.18 14.90 17.73 20.19 22.20 23.30 24.62 25.01 25.07 24.02 22.32 20.12 18.34  
17.30 16.32 15.40 14.34 ]

//Especificação da Geração Fotovoltaica

// Alimentador 1

New PVsystem.AL1 phases=3 bus1="AL1\_2" KVA=70 kv=0.22 irrad=1 Pmpp=100  
temperature=25 pf=1  
~ %cutin=0.1 %cutout=0.1 EffCurve=MyEff P-TCurve=MyPVSyst Daily=MyIrrad  
Tdaily=MyTemp

// Alimentador 2

New PVsystem.AL2 phases=3 bus1="AL2\_2" KVA=70 kv=0.22 irrad=1 Pmpp=86.2  
temperature=25 pf=1  
~ %cutin=0.1 %cutout=0.1 EffCurve=MyEff P-TCurve=MyPVSyst Daily=MyIrrad  
Tdaily=MyTemp

// Alimentador 3

New PVsystem.AL3 phases=3 bus1="AL3\_2" KVA=600 kv=0.22 irrad=1



Pmpp=415.5 temperature=25 pf=1

~ %cutin=0.1 %cutout=0.1 EffCurve=MyEff P-TCurve=MyPVSystem Daily=MyIrrad  
Tdaily=MyTemp

// Alimentador 4

New PVsystem.AL4 phases=3 bus1="AL4\_2" KVA=50 kv=0.22 irradi=1 Pmpp=61.6  
temperature=25 pf=1

~ %cutin=0.1 %cutout=0.1 EffCurve=MyEff P-TCurve=MyPVSystem Daily=MyIrrad  
Tdaily=MyTemp

// Alimentador 5

New PVsystem.AL5\_1 phases=3 bus1="AL5\_2\_1" KVA=70 kv=0.22 irradi=1

Pmpp=99 temperature=25 pf=1

~ %cutin=0.1 %cutout=0.1 EffCurve=MyEff P-TCurve=MyPVSystem Daily=MyIrrad  
Tdaily=MyTemp

New PVsystem.AL5\_2 phases=3 bus1="AL5\_2\_2" KVA=70 kv=0.22 irradi=1

Pmpp=78.6 temperature=25 pf=1

~ %cutin=0.1 %cutout=0.1 EffCurve=MyEff P-TCurve=MyPVSystem Daily=MyIrrad  
Tdaily=MyTemp

New PVsystem.AL5\_3 phases=3 bus1="AL5\_2\_3" KVA=80 kv=0.22 irradi=1

Pmpp=92.4 temperature=25 pf=1

~ %cutin=0.1 %cutout=0.1 EffCurve=MyEff P-TCurve=MyPVSystem Daily=MyIrrad  
Tdaily=MyTemp

New PVsystem.AL5\_4 phases=3 bus1="AL5\_2\_4" KVA=35 kv=0.22 irradi=1

Pmpp=42.4 temperature=25 pf=1

~ %cutin=0.1 %cutout=0.1 EffCurve=MyEff P-TCurve=MyPVSystem Daily=MyIrrad  
Tdaily=MyTemp

// Especificação de Trafo

// Alimentador 1

New Transformer.ADM phases=3 xhl=6.38

~ wdg=1 bus="AL1\_2" KV=0.22 conn=wye KVA=75

~ wdg=2 bus="AL1\_1" KV=13.8 conn=Delta KVA=75

// Alimentador 2

New Transformer.X1 phases=3 xhl=4.52

~ wdg=1 bus="AL2\_2" KV=0.22 conn=wye KVA=150

~ wdg=2 bus="AL2\_1" KV=13.8 conn=Delta KVA=150

// Alimentador 3

New Transformer.ISEE phases=3 xhl=4.76

~ wdg=1 bus="AL3\_2" KV=0.22 conn=wye KVA=500

~ wdg=2 bus="AL3\_1" KV=13.8 conn=Delta KVA=500

// Alimentador 4

New Transformer.X2 phases=3 xhl=3.52

~ wdg=1 bus="AL4\_2" KV=0.22 conn=wye KVA=150

~ wdg=2 bus="AL4\_1" KV=13.8 conn=Delta KVA=150

// Alimentador 5

New Transformer.L1 phases=3 xhl=3.5

~ wdg=1 bus="AL5\_2\_1" KV=0.22 conn=wye KVA=150

~ wdg=2 bus="AL5\_1\_1" KV=13.8 conn=Delta KVA=150

New Transformer.NUSEC phases=3 xhl=4.57

~ wdg=1 bus="AL5\_2\_2" KV=0.22 conn=wye KVA=225

~ wdg=2 bus="AL5\_1\_2" KV=13.8 conn=Delta KVA=225

New Transformer.K1 phases=3 xhl=3.72

~ wdg=1 bus="AL5\_2\_3" KV=0.22 conn=wye KVA=75

~ wdg=2 bus="AL5\_1\_3" KV=13.8 conn=Delta KVA=75

New Transformer.NOMATI phases=3 xhl=4.45

~ wdg=1 bus="AL5\_2\_4" KV=0.22 conn=wye KVA=225

~ wdg=2 bus="AL5\_1\_4" KV=13.8 conn=Delta KVA=225

// Conductor

// Alimentador 1

New "Line.AL1\_1" phases=3 bus1="AL1\_1" bus2="BMT150348566.1.2.3.4"

linecode="CABO\_CU\_35mm2\_4" length=0.37 units=km

// Alimentador 2

New "Line.AL2\_1" phases=3 bus1="AL2\_1" bus2="BMT150348566.1.2.3.4"

linecode="CABO\_CU\_25mm2\_4" length=0.83 units=km

// Alimentador 3

New "Line.AL3\_1" phases=3 bus1="AL3\_1" bus2="BMT150348566.1.2.3.4"

linecode="CABO\_CU\_25mm2\_4" length=0.83 units=km

// Alimentador 4

New "Line.AL4\_1" phases=3 bus1="AL4\_1" bus2="BMT150348566.1.2.3.4"

linecode="CABO\_CU\_25mm2\_4" length=0.705 units=km

// Alimentador 5

New "Line.AL5\_1\_1\_1" phases=3 bus1="AL5\_1\_1" bus2="AL5\_1\_2"

linecode="CABO\_CU\_25mm2\_4" length=0.07 units=km

New "Line.AL5\_1\_1\_2" phases=3 bus1="AL5\_1\_2" bus2="BMT150348566.1.2.3.4"

linecode="CABO\_CU\_50mm2\_4" length=0.04 units=km

New "Line.AL5\_1\_2\_1" phases=3 bus1="AL5\_1\_2" bus2="AL5\_1\_2\_2"

linecode="CABO\_CU\_25mm2\_4" length=0.155 units=km

New "Line.AL5\_1\_2\_2" phases=3 bus1="AL5\_1\_2\_2"

bus2="BMT150348566.1.2.3.4" linecode="CABO\_CU\_50mm2\_4" length=0.04

units=km

```
New "Line.AL5_1_3_1" phases=3 bus1="AL5_1_3" bus2="AL5_1_3_2"  
linecode="CABO_CU_25mm2_4" length=0.2 units=km  
New "Line.AL5_1_3_2" phases=3 bus1="AL5_1_3_2"  
bus2="BMT150348566.1.2.3.4" linecode="CABO_CU_50mm2_4" length=0.04  
units=km
```

```
New "Line.AL5_1_4_1" phases=3 bus1="AL5_1_4" bus2="AL5_1_4_2"  
linecode="CABO_CU_50mm2_4" length=0.03 units=km  
New "Line.AL5_1_4_2" phases=3 bus1="AL5_1_4_2" bus2="AL5_1_4_3"  
linecode="CABO_CU_25mm2_4" length=0.2 units=km  
New "Line.AL5_1_4_3" phases=3 bus1="AL5_1_4_3"  
bus2="BMT150348566.1.2.3.4" linecode="CABO_CU_50mm2_4" length=0.03  
units=km
```

```
// Monitor
```

```
New Monitor.ADM element=Transformer.ADM terminal=1 mode=1 ppolar=no
```

```
New Monitor.X1 element=Transformer.X1 terminal=1 mode=1 ppolar=no
```

```
New Monitor.ISEE element=Transformer.ISEE terminal=1 mode=1 ppolar=no
```

```
New Monitor.X2 element=Transformer.X2 terminal=1 mode=1 ppolar=no
```

```
New Monitor.L1 element=Transformer.L1 terminal=1 mode=1 ppolar=no
```

```
New Monitor.NUSEC element=Transformer.NUSEC terminal=1 mode=1 ppolar=no
```

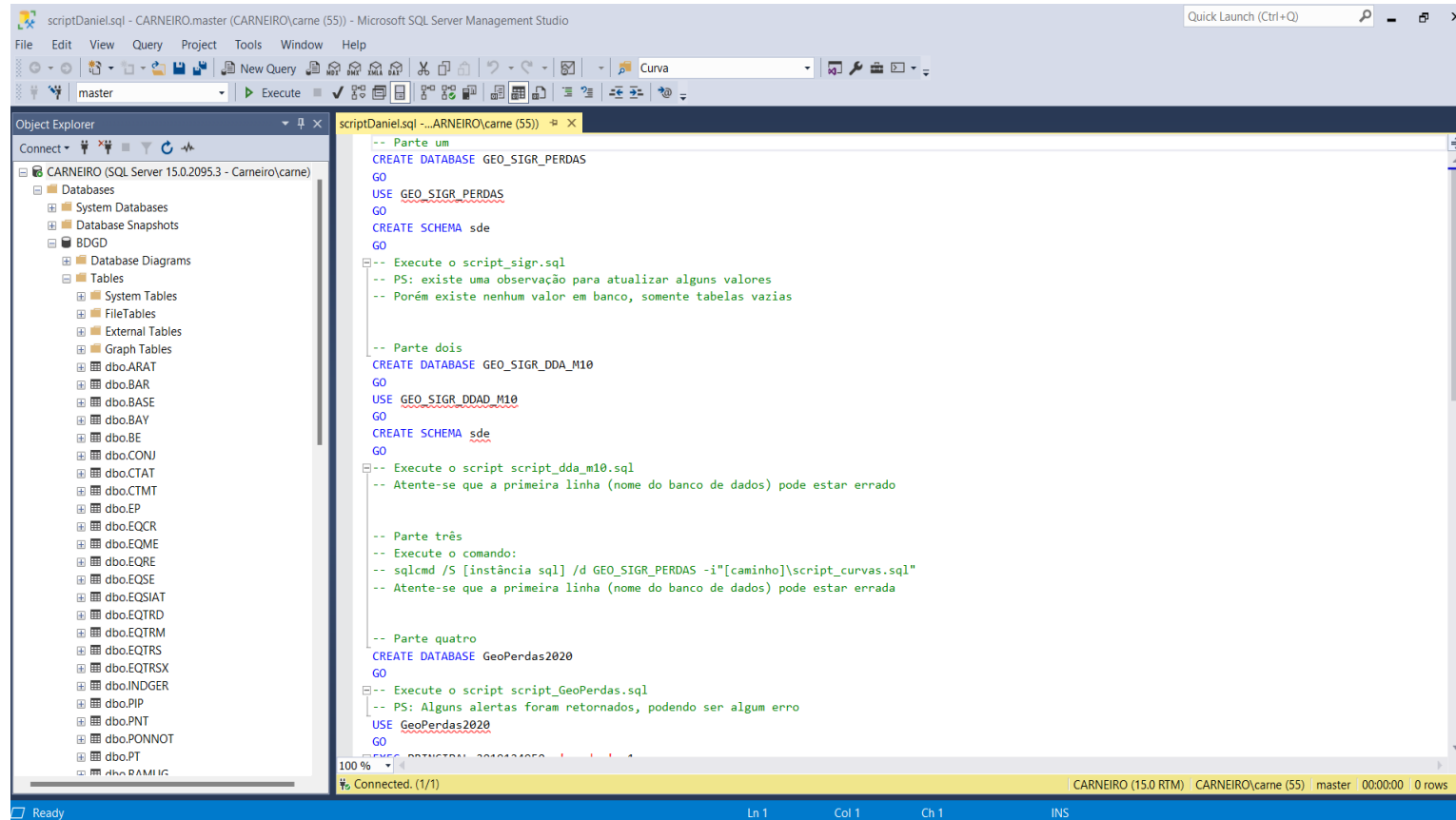
```
New Monitor.K1 element=Transformer.K1 terminal=1 mode=1 ppolar=no
```

```
New Monitor.NOMATI element=Transformer.NOMATI terminal=1 mode=1
```

```
ppolar=no
```

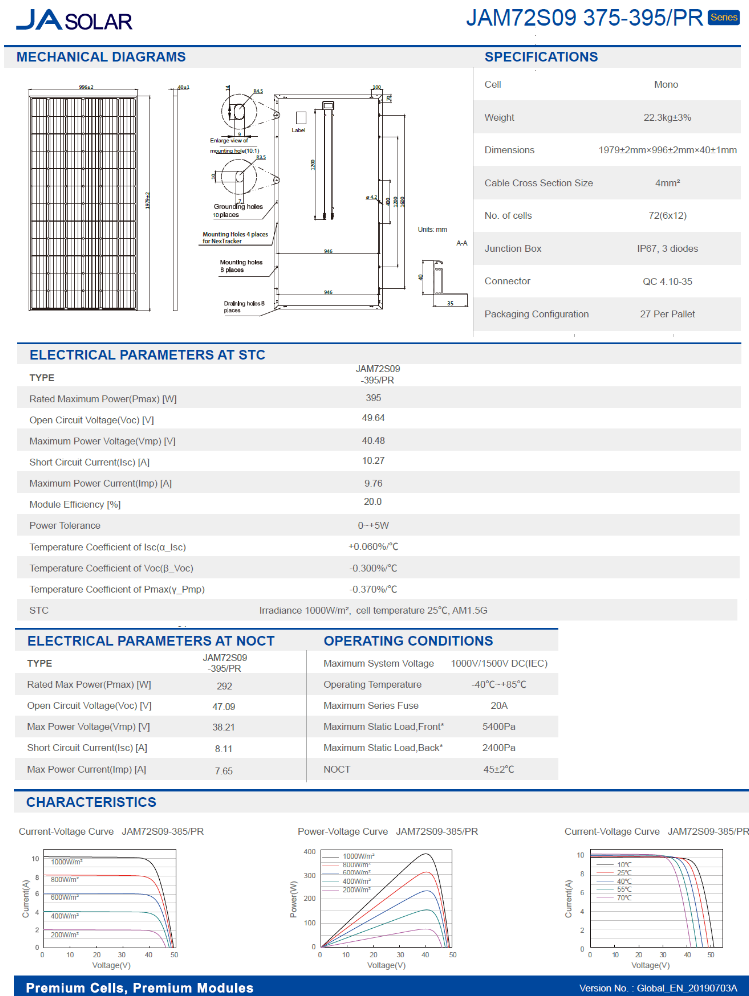
```
New Monitor.volt element=Line.SMT_TR7730456 terminal=2 mode=0 ppolar=no
```

## APÊNDICES



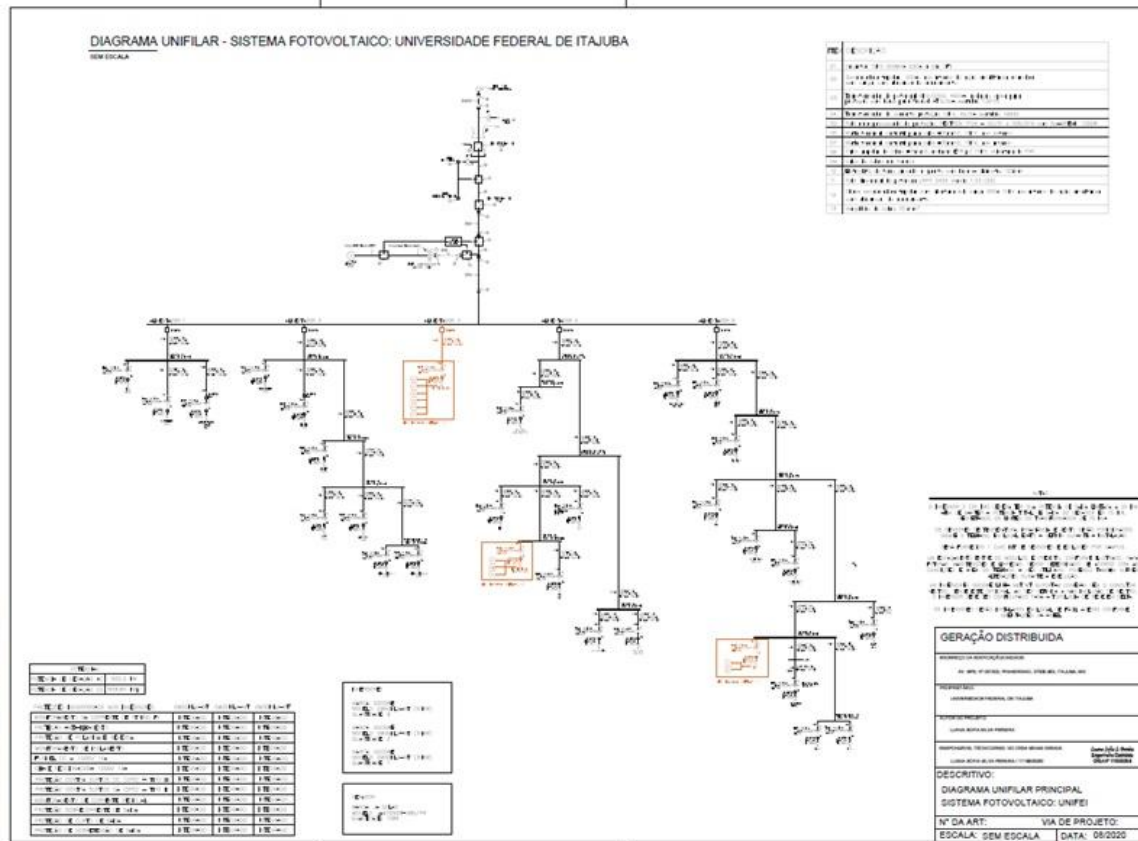
**Figura 1 - Imagem do Microsoft SQL Management Studio com o rotina criada e as tabela do banco de dados da BDGD.**

*Fonte: Microsoft SQL Management Studio*



**Figura 2 - Características elétricas e mecânicas das placas utilizadas na instalação.**

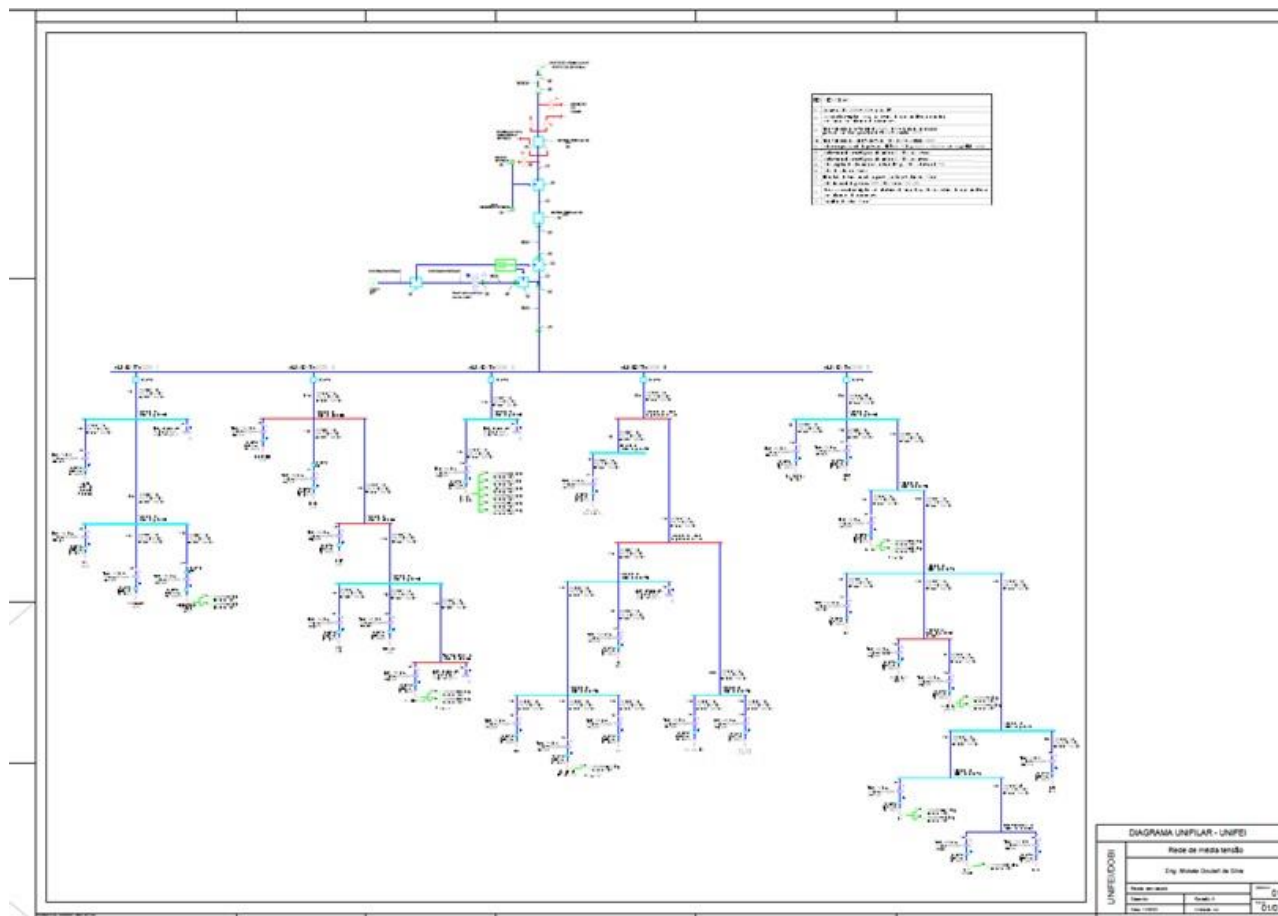
**Fonte:** Adaptado JASOLAR (2021)



FORMATO A0 (1189 X 841 mm)

Figura 0.3 - Diagrama Unifilar das Instalações do 609,84 [kWp]

Fonte: UNIFEI/DOBI (2022)



**Figura 4 - Diagrama Unifilar das Instalações 976 [kWp]**

**Fonte: UNIFEI/DOBI (2022)**