



UNIVERSIDADE FEDERAL DO TOCANTINS
CAMPUS DE PALMAS
CURSO DE GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

FARONAK KHARAGHANI AMORIM

**ANÁLISE DOS IMPACTOS CAUSADOS PELA INSERÇÃO DE
SISTEMAS FOTOVOLTAICOS CONECTADOS A REDE DE
DISTRIBUIÇÃO UTILIZANDO O SOFTWARE OPENDSS**

PALMAS-TO
2021

FARONAK KHARAGHANI AMORIM

**ANÁLISE DOS IMPACTOS CAUSADOS PELA INSERÇÃO DE
SISTEMAS FOTOVOLTAICOS CONECTADOS A REDE DE
DISTRIBUIÇÃO UTILIZANDO O SOFTWARE OPENDSS**

Trabalho de Graduação submetido ao curso de Engenharia Elétrica da Universidade Federal do Tocantins, como requisito parcial para obtenção do título de Bacharel em Engenharia Elétrica.

Orientador: Prof. Me. Alcy Monteiro Júnior
Coordenadora do Curso: Priscila da Silva Oliveira

<https://sistemas.uft.edu.br/ficha/>

Dados Internacionais de Catalogação na Publicação (CIP)
Sistema de Bibliotecas da Universidade Federal do Tocantins

- A524a AMORIM, FARONAK KHARAGHANI.
ANÁLISE DOS IMPACTOS CAUSADOS PELA INSERÇÃO DE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS CONECTADOS A REDE DE DISTRIBUIÇÃO UTILIZANDO O SOFTWARE OPENDSS. / FARONAK KHARAGHANI AMORIM. – Palmas, TO, 2021.
86 f.
Monografia Graduação - Universidade Federal do Tocantins – Câmpus Universitário de Palmas - Curso de Engenharia Elétrica, 2021.
Orientador: ALCY MONTEIRO JÚNIOR
1. Engenharia Elétrica. 2. Geração de Energia. 3. Sistemas Fotovoltaicos Conectados À Rede. 4. Energia Solar. I. Título

CDD 621.3

TODOS OS DIREITOS RESERVADOS – A reprodução total ou parcial, de qualquer forma ou por qualquer meio deste documento é autorizado desde que citada a fonte. A violação dos direitos do autor (Lei nº 9.610/98) é crime estabelecido pelo artigo 184 do Código Penal.

Elaborado pelo sistema de geração automática de ficha catalográfica da UFT com os dados fornecidos pelo(a) autor(a).

FOLHA DE APROVAÇÃO

FARONAK KHARAGHANI AMORIM

ANÁLISE DOS IMPACTOS CAUSADOS PELA INSERÇÃO DE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS CONECTADOS A REDE DE DISTRIBUIÇÃO UTILIZANDO O SOFTWARE OPENDSS

Monografia foi avaliada e apresentada à UFT – Universidade Federal do Tocantins – Campus Universitário de Palmas, Curso de Engenharia Elétrica para obtenção do título de Bacharel em Engenharia Elétrica e aprovada em sua forma final pelo Orientador e pela Banca Examinadora.

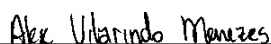
Data de aprovação: 18/05/2021

Banca Examinadora



Assinado digitalmente por ALCY MONTEIRO JUNIOR:02054783102DN: C=BR, O=ICP-Brasil, OU=AC SOLUTI Multipla v5, OU=32075287000105, OU=Presencial, OU=Certificado PF A1, CN=ALCY MONTEIRO JUNIOR:02054783102
Razão: Eu atesto a precisão e integridade deste documento
Localização: Palmas - TO
Data: 2021.05.18 21:06:16-03'00'

Prof. Me. Alcy Monteiro Júnior, UFT



Prof. Me. Alex Vilarindo Menezes, UFT

Alex Vilarindo Menezes

Prof./Eng. Elétrica

Mat. 2892130 CUP/UFT



Assinado de forma digital por Gisele Souza Parmezani Marinho
DN: cn=Gisele Souza Parmezani Marinho, o=Universidade Federal do Tocantins - UFT, ou=Engenharia Elétrica - Campus de Palmas, email=giseleamarinho@uft.edu.br, c=BR Dados: 2021.05.18 21:18:56 -03'00'
Versão do Adobe Acrobat Reader: 2021.001.20155

Prof. Ma. Gisele Souza Parmezani Marinho, UFT

Palmas-TO, 2021

AGRADECIMENTOS

Aos meus pais, Paknoosh e Ina Kharaghani, por terem criado uma mulher forte o suficiente para conseguir ultrapassar os obstáculos encontrados ao longo do caminho. Também por me incentivarem nos momentos difíceis e compreenderem minha ausência enquanto eu me dedicava à esse curso maravilhoso, que exige muita dedicação.

À esta universidade, seu corpo docente, direção e administração que me deram a oportunidade de estudar.

Aos meus professores, que através das correções e ensinamentos foram os que permitiram que eu me tornasse uma profissional. Por me proporcionar o conhecimento não apenas racional, mas a manifestação do caráter e afetividade da educação no processo de formação. Sem meus professores, eu não chegaria até esse momento, no qual dou início a mais uma etapa na minha vida. Meus professores me ensinaram a utilizar meus conhecimentos para o bem da sociedade, e assim irei fazê-lo.

Ao meu namorado, mas acima de tudo, meu grande amigo, Thierry Pereira.

À todos meus amigos e colegas de classe que me ajudaram, em especial, Natália Teles, Gabriela Santos, Richelly Dayenne Vanessa Clímaco, Pedro Noletto, Victória Martins e Geysel Mirelle.

RESUMO

O crescimento econômico brasileiro impõe uma demanda crescente de energia, segundo o Atlas Brasileiro de Energia Solar. Atrélado a isso, programas de eletrificação rural também foram responsáveis por um impacto importante, uma vez que houve um acréscimo de 3,2 milhões de domicílios rurais eletrificados nos últimos 10 anos (MME, 2015). A diversificação da matriz elétrica brasileira é necessária, logo o aproveitamento do recurso solar no Brasil se apresenta como uma excelente opção para complementação de fontes convencionais de energia já consolidadas, como as hidroelétricas. A energia solar é a que se mostrou com maiores índices de crescimento e grande potencial devido à localização privilegiada do País, de acordo com o Atlas Solar. No Tocantins, a geração de energia elétrica através de módulos fotovoltaicos ainda exerce pequena participação e baixo impacto no cenário total de demanda das concessionárias de energia elétrica quando comparado com as hidrelétricas, apesar da favorecida posição geográfica que o Tocantins apresenta diante a outros Estados. A Agência Nacional de Energia Elétrica proporcionou resoluções normativas na qual proporciona ao consumidor brasileiro gerar sua própria energia elétrica a partir de fontes renováveis, trata-se da micro e minigeração distribuídas de energia elétrica, cujas inovações podem aliar economia financeira, consciência socioambiental e autossustentabilidade. Levando em conta a enorme expansão da Geração Distribuída (GD) (GREENER, 2018) é necessário analisar os impactos que a mesma desempenha na rede elétrica de distribuição.

Palavras-chave: Energia solar. Energia elétrica. Rede de Distribuição.

ABSTRACT

Brazilian economic growth imposes a growing demand for energy, according to the Brazilian Solar Energy Atlas. Linked to the rural electrification programs, a significant impact were possible, as there has been an increase of 3.2 million electrified rural households in the last 10 years (MME, 2015). Diversification of the Brazilian electric matrix is necessary, so the use of solar resources in Brazil is an excellent option to complement conventional sources of energy already consolidated such as hydroelectric. Solar energy is the one with the highest growth rates and great potential due to the privileged location of the country according to the Brazilian Solar Energy Atlas. In Tocantins, the generation of electricity through photovoltaic modules still has little participation and low impact on the total demand scenario of the utilities. electric power when compared to hydroelectric, despite the favored location position Tocantins presents to other states. The National Agency of Electricity has provided normative resolutions in which they provide the consumer to generate their own electric energy from renewable sources, which are: micro and mini generation of electric energy. These are innovations that can combine financial economy, social and environmental awareness and self-sustainability. Taking into account the huge expansion of Distributed Generation (DG) (GREENER, 2018) it is necessary to analyze the impacts that it has on the distribution grid.

Key-words: Solar energy. Electric energy. Impact on the grid.

LISTA DE ILUSTRAÇÕES

Figura 1 - Matriz Elétrica Mundial.....	17
Figura 2 - Matriz Elétrica Brasileira.....	18
Figura 3 - Evolução das instalações fotovoltaicas.....	25
Figura 4 - Gráfico representando a geração distribuída por classe de consumo	26
Figura 5 - Projeção até 2024 do potencial de expansão das unidades fotovoltaicas	28
Figura 6 - Representação do triângulo das potências	32
Figura 7 - Sistema fotovoltaico conectado à rede.....	43
Figura 8 - Diagrama de um sistema fotovoltaico conectado à rede.....	44
Figura 9 - Processo hierarquizado de agrupamento	45
Figura 10 - Curva I-V genérica de painéis fotovoltaicos.....	46
Figura 11 - Classificação dos Inversores	46
Figura 12 - Configuração de um SFCR com inversor central	48
Figura 13 - Configuração de um SFCR com inversores string.....	48
Figura 14 - Configuração de um SFCR com inversor multi-string	49
Figura 15 - Configuração de um SFCR com inversor integrado ao módulo.....	50
Figura 16 - Rede de distribuição simulada	51
Figura 17 - Modelagem da fonte subestação através do comando New Circuit.....	52
Figura 18 - Arranjos 1 e 2 com características das linhas.....	53
Figura 19 - Modelagem das linhas de distribuição	53
Figura 20 - Descrição dos transformadores	54
Figura 21 - Definição do Banco de Capacitores.....	55
Figura 22 - Curva de carga AA	56
Figura 23 - Curva de carga BB	57
Figura 24 - Curva de carga CC.....	57
Figura 25 - Descrição das curvas de cargas.....	58
Figura 26 - Descrição das cargas	58
Figura 27 - Características dos SFCR.....	59
Figura 28 - Curva de irradiação.....	59
Figura 29 - Curva de temperatura.....	60
Figura 30 - Código dos SFCR	60
Figura 31 - Tensão na barra A	61
Figura 32 - Potência ativa barra A.....	62
Figura 33 - Potência aparente na barra A	63
Figura 34 - Comportamento da potência reativa na barra A com e sem SFCR	64
Figura 35 Tensão na barra B.....	65
Figura 36 - Potência ativa na barra B com e sem SFCR	66
Figura 37 - Potência aparente com e sem SFCR na barra B.....	67
Figura 38 - Potência reativa com e sem SFCR na barra B	67
Figura 39 - Tensão com e sem SFCR na barra C	68
Figura 40 - Potência ativa barra C com e sem SFCR	69
Figura 41 - Potência aparente com e sem SFCR na barra C.....	69
Figura 42 - Potência reativa na barra C com e sem SFCR	70
Figura 43 - Tensão na barra E com e sem SFCR.....	71
Figura 44 - Potência ativa na barra E com e sem SFCR	71
Figura 45 - Potência aparente com e sem SFCR barra E.....	72
Figura 46 - Potência reativa com SFCR na barra E.....	73

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 - Geração distribuída por classe de consumo	26
Tabela 2 - Dados sobre o potencial de expansão das unidades fotovoltaicas até 2024.....	27
Tabela 3 - Dados da Subestação	51
Tabela 4 - Características elétricas das linhas	52
Tabela 5 - Características dos transformadores	54
Tabela 6 - Parâmetros dos bancos de capacitores.....	55
Tabela 7 - Características das cargas	56

LISTA DE SIGLAS E ABREVIATURAS

ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica Brasileira

BEN – Balanço Energético Nacional

CA – Corrente Alternada

CC – Corrente Contínua FP – Fator de Potência

IEA – *International Energy Agency*

PRODIST – Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico

Nacional

REN – Resolução Normativa

SFCR – Sistema Fotovoltaico Conectado à Rede

UC – Unidade Consumidora

kV – Quilovolt ou kilovolt

kVArh – Quilovolt-ampère hora

kW – Quilowatt ou *kilowatt* MW – *Megawatt*

MME – Ministério de Minas e Energia

VA – Volt-ampère

Var – Volt-ampère reativo

W - Watts

SUMÁRIO

INTRODUÇÃO	17
1.1 Contextualização.....	17
1.2 Normas Técnicas e Regulamentação	20
1.2.1 Resolução Normativa N° 482, de 17 de abril de 2012.....	21
1.2.2 Resolução Normativa N° 414 de 9 de setembro de 2010	22
1.2. O PRODIST.....	22
1.2.4 Programa de Eficiência Energética (PEE).....	23
1.3 Incentivos Governamentais no Tocantins.....	23
1.4 Evolução no Mercado de Geração Distribuída.....	24
1.5 Justificativa.....	29
1.6 Objetivos.....	30
1.6.1 Objetivo Geral	30
1.6.2 Objetivo Específico	30
1.7 METODOLOGIA.....	30
2 FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA.....	32
2.1 Fator de Potência, Potência Ativa, Reativa e Aparente	32
2.1.1 Correção do Fator de Potência.....	36
2.1.2 Consequências de um baixo fator de potência.....	37
2.1.3 Faturamento do Reativo Excedente	38
2.2 Inversores/Conversores.....	40
2.3 Fluxo de Potência	41
2.4 Software OpenDSS	42
2.5 Componentes de um SFCR.....	43
2.5.1 Módulos Fotovoltaicos	44
2.5.2 Inversor	46

3 CARACTERÍSTICAS DA REDE ELÉTRICA DE DISTRIBUIÇÃO SIMULADA....	51
4 RESULTADOS E DISCUSSÕES	61
4.1 Barra A.....	61
4.1.1 Tensão na barra A.....	61
4.1.2 Potência ativa na barra A.....	62
4.1.3 Potência aparente na barra A.....	63
4.1.4 Potência reativa na barra A.....	64
4.2 BARRA B.....	65
4.2.1 Tensão na barra B.....	65
4.2.2 Potência ativa na barra B.....	65
4.2.3 Potência aparente na barra B.....	66
4.2.4 Potência reativa na barra B.....	67
4.3 BARRA C.....	68
4.3.1 Tensão na barra C.....	68
4.3.2 Potência ativa na barra C.....	68
4.3.3 Potência aparente na barra C.....	69
4.3.4 Potência reativa na barra C.....	70
4.4 BARRA E.....	70
4.4.1 Tensão na barra E.....	70
4.4.2 Potência ativa na barra E.....	71
4.4.3 Potência aparente na barra E.....	72
4.4.4 Potência reativa na barra E.....	72
5 CONCLUSÃO.....	74
REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS	76
ANEXO – CÓDIGO	80

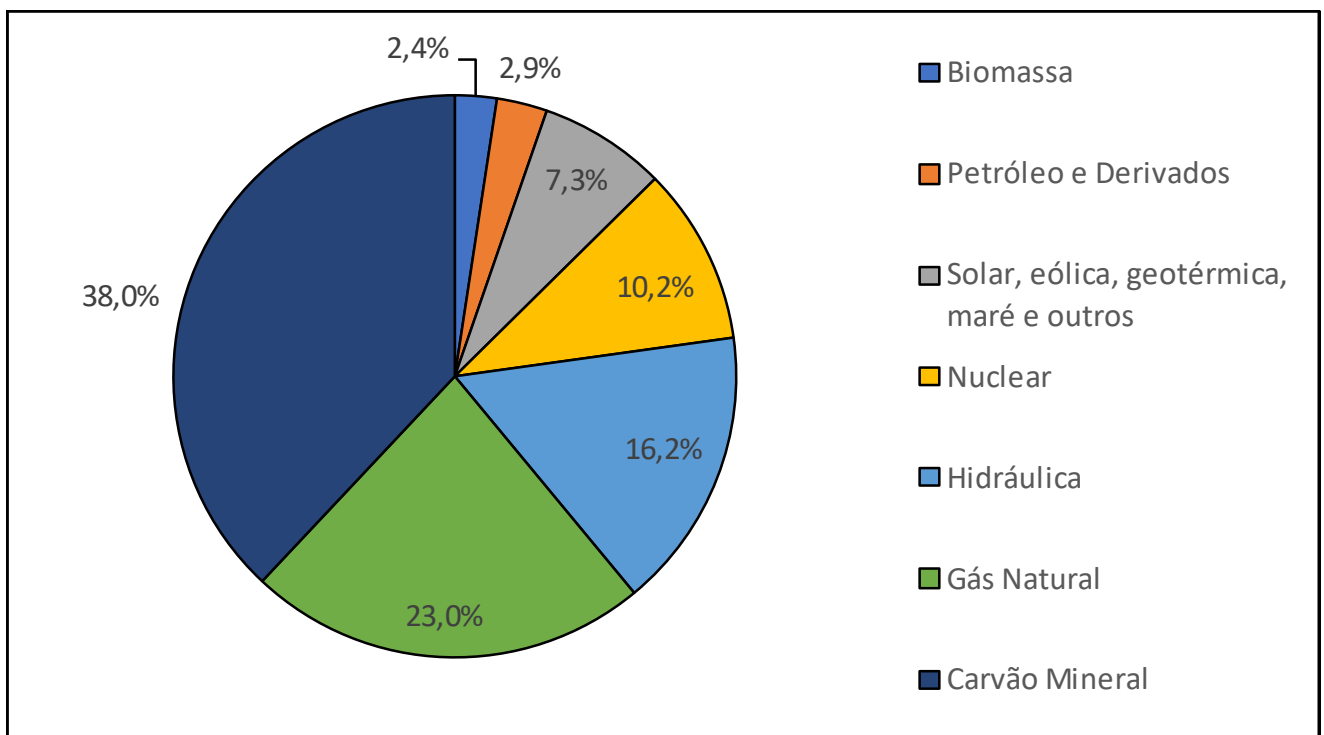
1 INTRODUÇÃO

1.1 Contextualização

Levando em conta os notáveis impactos ambientais gerados pela crescente atividade econômica e industrial e avanço tecnológico, os governos ao redor do mundo, mais do que nunca, buscam resoluções para os problemas ecossistêmicos unindo esforços para diminuir e compensar os efeitos negativos da atividade humana no planeta.

Dentro desse contexto, tem-se a energia elétrica, a qual exerce uma função imprescindível no desenvolvimento mundial. Atualmente, em sua grande maioria, a geração de energia elétrica, não favorece a índole da sustentabilidade, visto que o mundo possui uma matriz elétrica composta, principalmente, por fontes não renováveis, como o carvão (38,0%), como pode ser visto na Figura 1 (IEA, 2020).

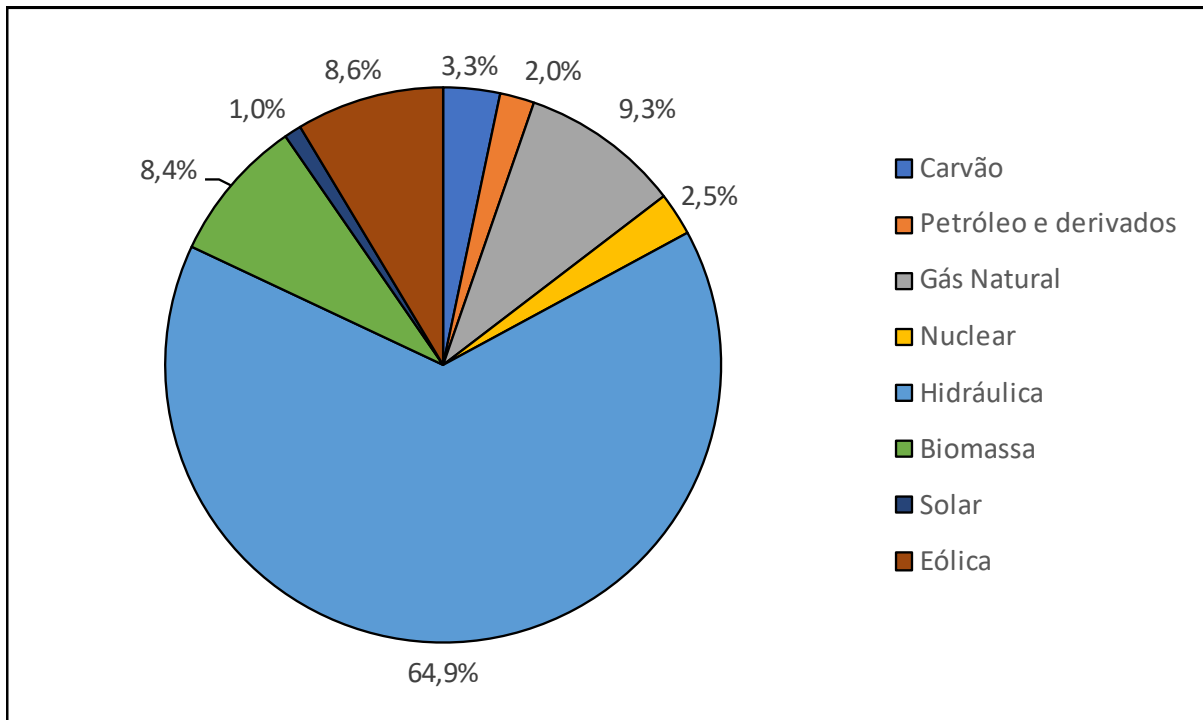
Figura 1 - Matriz Elétrica Mundial



Fonte: IEA, 2020.

Na Figura 2, é apresentado a matriz elétrica do Brasil, a qual é muito diferente da mundial. Nota-se, é ainda mais renovável do que a energética mundial, isso porque grande parte da energia elétrica gerada no Brasil vem de usinas hidrelétricas (EPE, 2018).

Figura 2 - Matriz Elétrica Brasileira



Fonte: BEN, 2020.

Devido à insustentabilidade das fontes não renováveis, o apelo para as energias alternativas torna-se maior. Dentro desse panorama atual, a energia elétrica proveniente da energia solar assume significativa saliência, embora a produção mundial de eletricidade recorrendo a sistemas fotovoltaicos seja ainda complementar quando comparada com a produção total, é visível o seu alto potencial de crescimento e reconhecimento no mercado.

Uma ótima opção na busca por fontes alternativas de energia, é de fato a energia solar pois é uma fonte inesgotável, além de ser possível aproveitá-la de diversas formas diferentes, destacando-se a geração de energia elétrica através de painéis fotovoltaicos.

Segundo o Atlas Brasileiro de Energia Solar, hoje no Brasil, a energia hidráulica é a principal fonte de energia para geração de eletricidade no Brasil, mesmo sendo considerada uma fonte renovável e limpa, as usinas hidroelétricas produzem um impacto ambiental ainda não adequadamente avaliado, devido ao alagamento de grandes áreas cultiváveis. Além disso, as principais bacias hidrográficas brasileiras com capacidade de geração hidroelétrica de alta

densidade energética já estão praticamente esgotadas nos principais centros consumidores do País.

O Brasil em particular, possui localização geográfica privilegiada, sendo que, de acordo com Atlas Brasileiro de Energia Solar, o mesmo exhibe uma média anual de irradiação solar global elevada e com boa uniformidade em todo território nacional. O máximo valor de irradiação solar global corresponde à região do Nordeste, mais especificamente na Bahia, com 6,5 kWh/m². E o menor índice se dá na região de Santa Catarina, com 4,25 kWh/m² e ainda assim é superior aos valores encontrados na Europa onde a energia solar fotovoltaica é largamente utilizada.

Tendo em vista o grande crescimento populacional, a demanda de energia elétrica aumenta exponencialmente, logo o assunto de eficiência energética se torna algo imprescindível de ser discutido. Apesar do consumo de energia de fontes não renováveis ser maior do que o de renováveis, usamos mais fontes renováveis que no resto do mundo. Somando lenha e carvão vegetal, hidráulica, derivados de cana e outras renováveis, totalizam 42,9% (EPE, 2018) quase metade da nossa matriz energética.

Apesar do grande potencial solar, o Brasil por sua vez ainda possui valores baixos de potência instalada referente à sistemas fotovoltaicos quando comparado com grandes potências mundiais como China, Alemanha, entre outros, que são referência no contexto de geração de energia elétrica através da energia solar.

Os módulos fotovoltaicos e os inversores são equipamentos indispensáveis para a instalação de sistemas de geração de eletricidade através dos raios solares chamados de sistemas fotovoltaicos conectados à rede (SFCCR), sendo que cada um desses equipamentos desempenha uma função dentro do sistema. Uma das problemáticas da instalação desses sistemas é a tarifação por excedente de reativos, que ocasionam desequilíbrio na rede ocasionando em baixo fator de potência (FP). Isso se reverte em penalidades, pois é obrigatório a manutenção do fator de potência de uma instalação industrial dentro dos limites estabelecidos por lei.

O fator de potência é um dos parâmetros que indicam a qualidade da energia elétrica, implicando diretamente na eficiência do sistema. Segundo a Resolução Normativa nº 414/ 2010 valor mínimo que o FP pode assumir 0,92 para unidades consumidoras com fornecimento de tensão igual ou superior a 2,3kV (ANEEL, 2010a). Os sistemas fotovoltaicos conectados à rede costumam operar com fator de potência unitário, sendo que a potência reativa utilizado para ao funcionamento dos equipamentos é fornecida e cobrada pela concessionária.

Entretanto, com a demanda de potência ativa reduzindo e a demanda de potência reativa permanecendo a mesma, isso reflete para a concessionária como um maior consumo de potência reativa proveniente da rede. Portanto, o fator de potência (quantidade de potência ativa em relação à potência aparente demandada) diminuirá, acarretando cobranças a mais na conta de energia do consumidor devido ao excedente de reativo, o que acaba se tornando relevante para funcionamento de fluxo de carga da empresa e/ou residência (GUSMAN, *et al.*, 2018).

O custo de aquisição e instalação desses componentes é significativo, contudo, com as ideias promissoras de economia de energia, a modalidade de geração distribuída tem sido vista por muitos como atraente. As políticas de apoio também se mostram em forma de fomento para que o consumidor possa gerar sua própria energia possibilitando o crescimento de energia solar fotovoltaica, que vem se estabelecendo fortemente. De acordo com a Resolução Normativa nº 482/2012 da ANEEL, assegura que o consumidor pode, além de gerar sua própria energia, fornecer o excedente para rede de distribuição da concessionária local (ANEEL, 2012a). A REN nº 482/2012, estipula as condições gerais para o acesso de microgeração e minigeração distribuída aos sistemas de distribuição de energia elétrica, o sistema de compensação de energia elétrica.

1.2 Normas Técnicas e Regulamentação

A Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), autarquia em regime especial vinculada ao Ministério de Minas e Energia (MME), foi criada para regular o setor elétrico brasileiro. Compete à ANEEL regulamentar as políticas e diretrizes do Governo Federal para a utilização e exploração dos serviços de energia elétrica pelos agentes do setor, pelos consumidores cativos e livres, pelos produtores independentes e pelos autoprodutores. Cabe à Agência, ainda, definir padrões de qualidade do atendimento e de segurança compatíveis com as necessidades regionais, com foco na viabilidade técnica, econômica e ambiental das ações – e, por meio desses esforços, promover o uso eficaz e eficiente de energia elétrica e proporcionar condições para a livre competição no mercado de energia elétrica. Três modalidades de regulação são praticadas na Agência:

1. A regulação técnica de padrões de serviço (geração, transmissão, distribuição e comercialização);
2. A regulação econômica (tarifas e mercado);
3. A dos projetos de pesquisa e desenvolvimento (P&D) e eficiência energética.

A ANEEL também atua na fiscalização econômico-financeira, do serviço de geração e dos serviços de eletricidade, buscando atingir todas as empresas concessionárias, permissionárias e autorizadas em operação no País. Os fiscais procuram instruir os agentes do mercado quanto ao cumprimento de suas obrigações contratuais e regulamentares. Ao final do trabalho, os técnicos resumem o que constataram em um relatório onde algumas situações aparecem como recomendações (sugestões) ou determinações, de caráter mais grave.

É de sua atribuição também implementar as políticas e diretrizes do governo federal relativas à exploração da energia elétrica e ao aproveitamento dos potenciais hidráulicos. Bem como estabelecer tarifas, revogar as divergências na esfera administrativa, entre os próprios agentes e entre esses agentes e os consumidores, promover as atividades de outorgas de concessão, permissão e autorização de empreendimentos e serviços de energia elétrica, por delegação do governo federal.

1.2.1 Resolução Normativa Nº 482, de 17 de abril de 2012

Estabelecer as condições gerais para o acesso de microgeração e minigeração distribuídas aos sistemas de distribuição de energia elétrica e o sistema de compensação de energia elétrica. Tal resolução ainda está em processo de melhorias, sendo atualizada constantemente, podendo passar por uma revolução em 2020.

- Microgeração distribuída: 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;
- Minigeração distribuída: central geradora de energia elétrica, com potência instalada superior a 75 kW e menor ou igual a 5MW 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;
- Sistema de compensação de energia elétrica: sistema no qual a energia ativa injetada por unidade consumidora com microgeração ou minigeração distribuída é cedida, por meio de empréstimo gratuito, à distribuidora local e posteriormente compensada com o consumo de energia elétrica ativa;
- Geração compartilhada: 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;

- Autoconsumo remoto: 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.

1.2.2 Resolução Normativa N° 414 de 9 de setembro de 2010

A Resolução N° 414/2010 (ANEEL, 2010b) define o fator de potência (FP) como um índice que mostra o grau de eficiência em que um determinado sistema elétrico está sendo utilizado. Pela legislação atual, o fator de potência de referência (*fr*) é 0,92, o qual é o FP mínimo exigido para cargas segundo o procedimento de rede PRODIST (Procedimento de Distribuição)/ANEEL. Unidades consumidoras que tenham FP menor que 0,92 devem ser tarifadas por esses reativos excedentes ($FP < 0,92$).

1.2.3 O PRODIST

Os Procedimentos de Distribuição - PRODIST são uma junção de documentos elaborados pela ANEEL, que tem como objetivo normatizar e padronizar as atividades técnicas relacionadas ao funcionamento e desempenho dos sistemas de distribuição de energia elétrica. As distribuidoras deverão adequar seus sistemas comerciais e elaborar ou revisar normas técnicas para tratar do acesso de microgeração e minigeração distribuída, utilizando como referência os Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional – PRODIST, as normas técnicas brasileiras e, de forma complementar, as normas internacionais.

Essa junção de documentos prevê a existência de centros de despacho de geração distribuída com as seguintes funções (ANEEL, 2009):

- Limitar a potência a ser injetada pela GD na rede de distribuição;

- Controlar a tensão e a potência reativa;
- Desconectar as contras geradoras quando necessário;
- Coordenar os procedimentos de entrada e saída de serviço; e
- Definir previsões de produção de energia.

1.2.4 Programa de Eficiência Energética (PEE)

O objetivo do PEE é promover o uso eficiente da energia elétrica em todos os setores da economia por meio de projetos que demonstrem a importância e a viabilidade econômica de melhoria da eficiência energética de equipamentos, processos e usos finais de energia. Busca-se maximizar os benefícios públicos da energia economizada e da demanda evitada, promovendo a transformação do mercado de eficiência energética, estimulando o desenvolvimento de novas tecnologias e a criação de hábitos e práticas racionais de uso da energia elétrica.

Uma forma efetiva de se promover a inovação e a eficiência em setores regulados, visto que não há muitos estímulos no mercado para competição direta entre as empresas, é o desenvolvimento de parcerias estratégicas. A convergência de interesses e estratégias em torno de produtos e soluções que atendam a interesses específicos do setor sem deixar de olhar as demandas e as necessidades dos consumidores e da sociedade tem se tornado uma ferramenta cada vez mais relevante na formulação de políticas públicas.

1.3 Incentivos Governamentais no Tocantins

O Estado do Tocantins dispôs de alguns benefícios no esforço de aumentar a diversificação na matriz energética, propondo a Lei nº 3.179/2017 que traz os instrumentos e objetivos da Pró-Solar, que tem como finalidade aproveitar o potencial do Tocantins e racionalizar o consumo de energia elétrica. São previstos investimentos para o desenvolvimento tecnológico, ao uso e a instalação de sistemas de conversão e/ou aproveitamento de energia solar (fotovoltaica e fototérmica) para comercialização e autoconsumo nas áreas urbanas e rurais, pela iniciativa pública e privada, considerando o uso residencial, comunitário, comercial, industrial e agropecuário (PALMAS, 2015a).

Juntamente ao Estado, apresentando a Lei Complementar Nº 327, de 24 de novembro

de 2015 (PALMAS, 2015b), denominada de Palmas Solar, o município de Palmas também trouxe vantagens. Quem aderir ao Palmas Solar poderá ter descontos de até 80% do Imposto Predial e Territorial Urbano (IPTU), proporcional ao índice de aproveitamento de energia solar; descontos de até 80% do Imposto Sobre Serviços de Qualquer Natureza (ISSQN), incidente sobre:

1. Projetos, as obras e instalações destinadas à fabricação, comercialização e distribuição de componentes para os sistemas de energia solar;
2. Serviços de instalação, operação e manutenção dos sistemas de energia solar, pelo prazo de até 10 anos; descontos de até 80% do Imposto de Transferência de Bens Imóveis (ITBI), proporcional ao índice de aproveitamento de energia solar. Os incentivos são válidos durante 20 (vinte) anos, contados a partir da regulamentação da Lei Complementar.

1.4 Evolução no Mercado de Geração Distribuída

Geração distribuída pode ser definida como um tipo de geração que se diferencia da geração centralizada. A geração distribuída pode ser caracterizada como: o gerador está conectado à rede de distribuição primária ou secundária de tal maneira que este gerador pode estar situado próximo do ponto de consumo (SEVERINO, 2008). A geração distribuída permite a descentralização da geração de energia elétrica fazendo com que seja possível a produção de energia em diversas localidades.

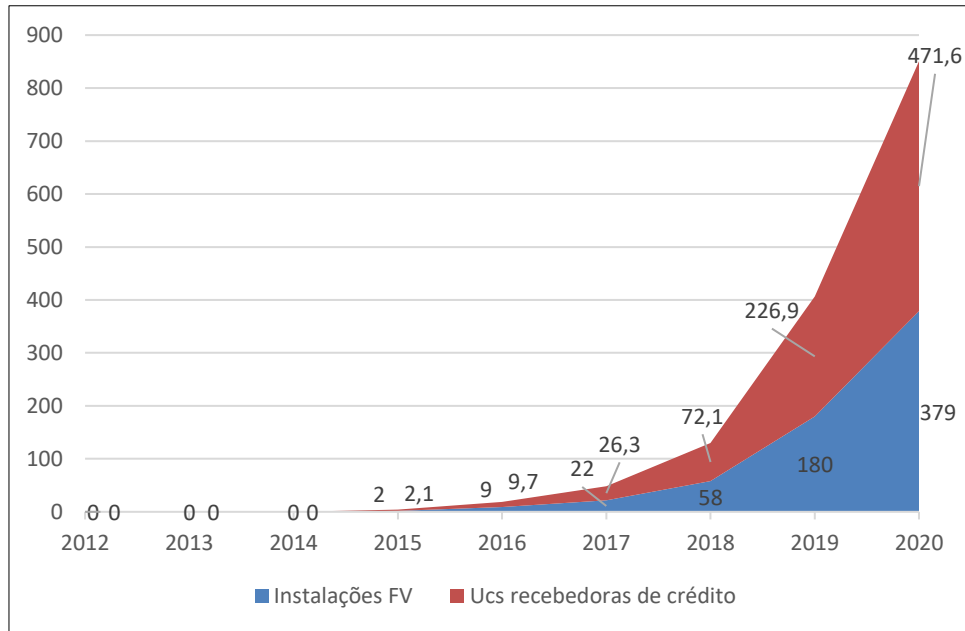
Em relação a geração centralizada, observa-se a produção de grandes montantes de energia elétrica injetadas nas linhas de transmissão e sendo direcionadas aos centros de consumo. Todavia a geração distribuída permite a flexibilização da geração de tal maneira que o local de consumo está próximo do local de geração da energia elétrica (SHAYANI, 2010).

Além do próprio potencial fotovoltaico que o Brasil apresenta, vale ressaltar a forte interação entre este setor e a cadeia de valor da indústria de componentes eletrônicos. Atualmente, a procura por sistemas de geração própria é alta por parte dos consumidores, que se interessam por esse modelo principalmente para reduzir suas faturas de eletricidade e para investir seu capital.

Atualmente, a procura por sistemas de geração própria é alta por parte dos consumidores, que se interessam por esse modelo principalmente para reduzir suas faturas de eletricidade e para investir seu capital . A evolução no número de instalações fotovoltaicas

conectadas à rede e unidades consumidoras receptoras de crédito é mostrada na Figura 3(Greener, 2020).

Figura 3 - Evolução das instalações fotovoltaicas



Fonte: Greener, 2020.

O número de consumidores que se beneficiam de sistemas fotovoltaicos na GD corresponde a cerca de 0,53% do número total de consumidores de energia elétrica no Brasil. Apesar da tendência de queda no volume verificada a partir do 2º trimestre em função da pandemia, 2020 apresentou um crescimento de 15% em relação ao ano de 2019, a disponibilidade de módulos no mercado mundial foi um fator limitante. (Greener, 2020). No total, a geração de energia cresceu 1,8% na comparação entre a primeira quinzena de março de 2021 e de 2020.

As usinas que integram o Sistema Interligado Nacional (SIN), somadas às importações, geraram 69.992 MW médios no período. O levantamento também apontou que o consumo de energia elétrica no Brasil na primeira quinzena de março foi 1,5% superior ao do mesmo período de 2020, alcançando os 65.689 megawatts (MW) médios. (ABSOLAR, 2021). Na Tabela 1é representado a quantidade de sistemas fotovoltaicos conectados à rede atualmente e o quanto eles possuem de potência instalada.

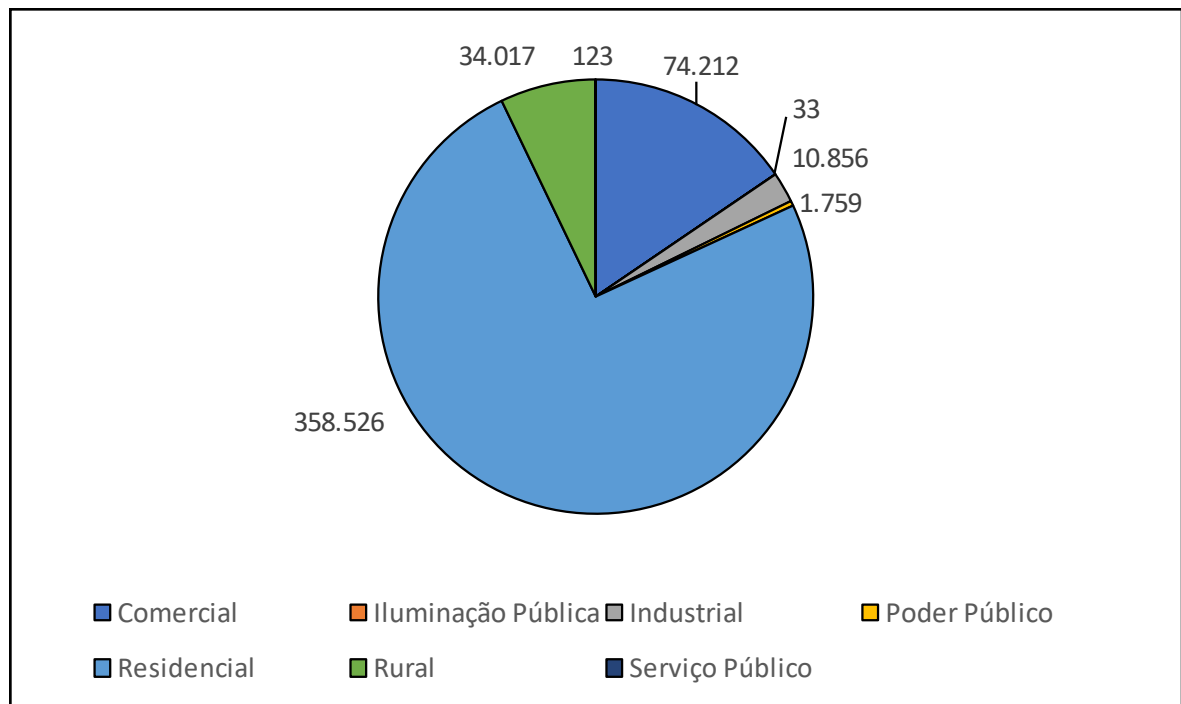
Tabela 1 - Geração distribuída por classe de consumo

Classe de Consumo	Quantidade	Quantidade de UCs que recebem os créditos	Potência Instalada (kW)
Comercial	74.212	123.842	2.115.579,07
Iluminação pública	33	41	1.027,89
Industrial	10.856	14.231	498.995,87
Poder Público	1.759	2.431	64.734,27
Residencial	358.526	424.350	2.252.451,60
Rural	34.017	48.901	779.445,87
Serviço Público	123	223	5.111,94

Fonte: Aneel, 2021.

Na Figura 4 está sendo exibido a potência instalada total conectada à rede por classe de fornecimento. As áreas residencial e comercial são as mais incorporadas, sendo a elas atribuídas a maior parte da parcela de instalações.

Figura 4 - Gráfico representando a geração distribuída por classe de consumo



Fonte: Aneel, 2021.

Esses módulos foram destinados à geração distribuída e centralizada. Um sistema de geração de energia elétrica através de módulos fotovoltaicos pode ser utilizado em diversas áreas e setores de atuação na economia. A ANEEL estimou para 2024 a data de acionamento do gatilho de geração local. Porém, essa data pode variar conforme o nível de inserção de GD em cada distribuidora de energia. Caso a proposição da ANEEL entre em vigor, a GREENER estima que algumas concessionárias poderiam ter gatilho acionado já em 2020 ou 2021, o que pode resultar em prematura desaceleração da GD nesses locais.

É necessário que as concessionárias de energia façam o monitoramento do consumo e geração das unidades fotovoltaicas para que haja futuro planejamento por parte das mesmas na compra e venda de energia elétrica, por exemplo, nos leilões de energia, que nada mais são do que mecanismos de mercado que visam aumentar a eficiência da contratação de energia. Na Tabela 2, é possível ter uma noção do potencial de expansão das unidades fotovoltaicas, mostrando a projeção da potência instalada em megawatts, para o consumidor residencial e comercial até 2024.

Tabela 2 - Dados sobre o potencial de expansão das unidades fotovoltaicas até 2024

ANO	RESIDENCIAL	COMERCIAL	TOTAL
2017	71	30	102
2018	155	59	214
2019	283	102	385
2020	473	164	638
2021	752	254	1.006
2022	1.149	379	1.528
2023	1.696	552	2.248
2024	2.425	783	3.208

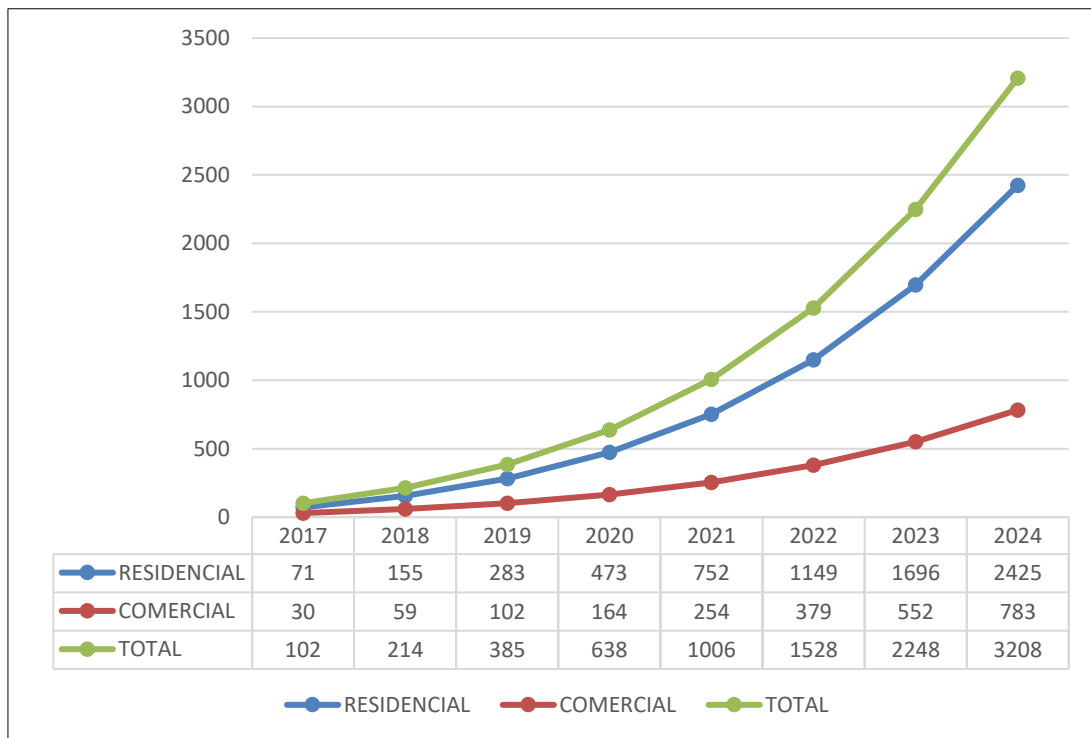
Fonte: Aneel, 2017.

Nos primeiros quatro meses do ano foram adicionados 1,1 gigawatts (GW) na capacidade instalada de energia solar no Brasil, incrementada pela Geração Distribuída, em uma corrida para escapar de possíveis novas regras que podem ser aprovadas pelo Congresso Nacional e tornar a operação mais cara. No total, a geração solar representou 1,8% da matriz

elétrica brasileira em abril, atingindo 8,813 GW.

De acordo com a associação do setor, ABSOLAR, a Geração Distribuída cresceu 17,8% de janeiro a abril, totalizando 5,485 GW, contra 4,654 GW em dezembro de 2020. Já a geração solar centralizada, que depende de leilões do governo, expandiu apenas 7,5%, para 3,327 GW. Minas Gerais continua sendo o Estado líder em Geração Distribuída, com 17,8% dos projetos instalados, seguido de São Paulo (12,5%) e Rio Grande do Sul (12,4%). O setor residencial continua sendo o principal motor da Geração Distribuída no Brasil, com 40% da potência instalada. Em seguida vem o comércio, com 36,7%; o segmento rural, com 13,1% e a indústria, com 8,5%. A Figura 5 mostra um gráfico do potencial de expansão da geração distribuída fotovoltaica até 2024.

Figura 5 - Projeção até 2024 do potencial de expansão das unidades fotovoltaicas



Fonte: Aneel, 2017.

Pode-se perceber claramente que a projeção propõe crescente busca de sistemas fotovoltaicos por parte dos consumidores, além de reduzir seu faturamento de energia proveniente da concessionária, pode-se também ser utilizado com o intuito de aumentar a qualidade de energia na rede elétrica de distribuição, através da injeção de potência na rede em horários específicos.

A Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE) afirmou que apesar dos

dados serem preliminares, já mostram que, dos 15 ramos de atividades monitorados, houve queda de consumo naqueles pressionados pelo recrudescimento das medidas de combate à COVID-19. Os setores mais afetados foram os de serviços, com queda de 14,6%, e bebidas, que recuou com 7,6%. Os dados desconsideram as cargas migradas no período.

Os segmentos que apresentaram maiores taxas de crescimento foram quase todos eletrointensivos: metalurgia e produtos de metal (7,9%), extração de minerais metálicos (7,8%), minerais não-metálicos (3,5%) e químicos (3,1%).

Um dos dispositivos essenciais e indispensável na hora de instalar um sistema fotovoltaico conectado à rede (SFCCR) é o inversor fotovoltaico. Sua função é transformar a corrente contínua em alternada ou alternada em alternada (nesse caso há uma etapa intermediária de retificação), dessa maneira pode-se controlar de forma eletrônica a frequência e a tensão de saída. Sua utilização na micro e minigeração é essencial, visto que é necessário a conversão da corrente contínua proveniente, por exemplo, de um sistema fotovoltaico, para a rede elétrica de energia, sendo essa em corrente alternada.

1.5 Justificativa

Sabe-se que a cada dia que passa, a preocupação com sustentabilidade aumenta e com o aumento da população, a exigência por disponibilidade de demanda do setor elétrico também cresce. É exigido maior qualidade na energia fornecida ao consumidor, bem como segurança na energia elétrica. Portanto, é necessário que haja diversificação na matriz elétrica mundial e nacional, visto que o Brasil gera grande parte da sua energia elétrica através das usinas hidrelétricas (EPE, 2018).

O País possui índices excelentes de irradiação solar durante o decorrer do ano, tornando-o privilegiado por sua localização geográfica para fins de geração de energia elétrica por meio da energia solar fotovoltaica. Acreditando na perspectiva do aumento considerável no número de sistemas fotovoltaicos conectados à rede (SFCCR) devido a diversos benefícios econômicos que se encontram disponíveis hoje, a ANEEL estabeleceu as Resoluções Normativas nº 482 e nº 687 que definiu o sistema de compensação de energia através de fontes renováveis.

Segundo a GREENER, importante empresa que realiza pesquisa, estudos e estratégias em relação ao mercado fotovoltaico brasileiro, apontou que a quantidade de sistemas fotovoltaicos instalados apenas no 1º semestre de 2019 já correspondia a 92% do total instalado em 2018, mostrando que o interesse por esse tipo de compensação de energia está em crescimento, sobretudo

a energia solar fotovoltaica visto que é mais viável no que se refere a sua instalação em comparação com as outras.

Portanto, com esse crescimento e contando com a projeção de intensificação desse tipo de sistema, é necessário realizar estudos mostrando qual o impacto causado pela inserção de sistemas fotovoltaicos conectados à rede elétrica de distribuição. Pois, através desses estudos, é possível que órgãos governamentais e as concessionárias reforcem o planejamento quanto às medidas necessárias para resolver os possíveis distúrbios que a inserção desses sistemas pode causar para que não interfira na qualidade de energia elétrica entregue ao consumidor.

1.6 Objetivos

1.6.1 Objetivo Geral

O objetivo geral desse presente trabalho entra no contexto de analisar e compreender o comportamento de um sistema de distribuição de energia elétrica pela inserção de sistemas fotovoltaicos conectados à rede, fazendo uso do *software OpenDSS (Open Distribution System Simulator)*.

1.6.2 Objetivo Específico

Os objetivos específicos desse presente trabalho englobam:

- estudar além dos conhecimentos em sala de aula sobre potência ativa e reativa e como funcionam no sistema de distribuição;
- aprimorar as habilidades no *software OpenDSS*, através da simulação de um sistema;
- modelar no ambiente de simulação digital um sistema de geração distribuída fotovoltaica ligado à rede elétrica de distribuição;
- analisar o fluxo de potência ativa e reativa;
- Analisar o comportamento da tensão em regime permanente.

1.7 METODOLOGIA

A metodologia a ser aplicada nesse presente trabalho consiste:

- Primeiramente no levantamento bibliográfico dos temas relacionados.
- Desenvolvimento de um modelo hipotético de um sistema de distribuição de energia elétrica utilizando o *software OpenDSS (Open Distribution System Simulator)*.

- A partir das simulações será feita uma análise da potência ativa e reativa que é injetada na rede ocasionados pelo impacto causado pela instalação dos sistemas fotovoltaicos à rede de distribuição.
- Será feito uma comparação entre as simulações, analisando o sistema de distribuição com e sem inserção de geradores fotovoltaicos.
- Por fim, será apresentado as conclusões do trabalho referentes aos resultados das simulações realizadas.

2 FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA

Nessa seção do trabalho será feita uma breve revisão bibliográfica geral, onde será apresentada um pouco sobre o software que será utilizado para realizar as simulações, definições dos inversores e breve explanação sobre fator de potência.

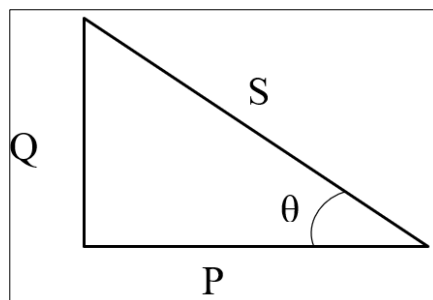
2.1 Fator de Potência, Potência Ativa, Reativa e Aparente

Quando se tem circuitos elétricos que funcionam através de corrente alternada, pode haver uma diferença de fase entre a tensão CA e a corrente CA fornecidas à carga. A energia elétrica que essa carga recebe da fonte pode ser dividida em 3 tipos, sendo que cada um deles afeta de modos diferentes o circuito como um todo (LIMA, 2017).

Tem-se a potência ativa (P) que é o valor da potência média que uma fonte fornece a uma carga, a potência reativa (Q) que continuamente vai e vem entre a fonte e a carga e a potência aparente “parece” ser fornecida à carga se as diferenças de ângulo de fase entre a tensão e a corrente são ignoradas (CHAPMAN, 2013). A potência é o valor mais importante em sistemas de energia elétrica, eletrônicos e de comunicação, pois envolvem transmissão de energia de um ponto a outro (ALEXANDER; SADIKU, 2013).

Uma das formas comumente utilizadas para expressar a relação entre as potências é através do triângulo de potências e FP em condições senoidais, pois também auxilia no entendimento para realização dos cálculos das diversas grandezas relacionadas a ele. Na *Figura 6* está sendo representado o triângulo das potências e como calculá-las nas Equações 1, 2 e 3 respectivamente.

Figura 6 - Representação do triângulo das potências



Fonte: Autor, 2021.

Sendo que:

$$S = V.I (VA) \quad (1)$$

$$Q = V.I.\text{sen}\varphi (VAr) \quad (2)$$

$$P = V.I.\text{cos}\varphi (W) \quad (3)$$

Usualmente o módulo da potência complexa, dado pelo produto dos valores eficazes da tensão e da corrente é denominado potência aparente (S). A potência aparente é o produto dos valores RMS da tensão e da corrente, como mostrado na Equação 4 abaixo:

$$S = V_{RMS} \cdot I_{RMS} \quad (4)$$

A potência aparente (S) é o produto dos valores RMS (*Root Mean Square* ou valor eficaz) da tensão e da corrente, sendo assim nomeada porque parece que deve ser o produto tensão-corrente, por analogia com os circuitos resistivos em CC. Ela é medida em volt-ampères ou VA para distingui-la da potência média ou real, que é medida em watts (ALEXANDER; SADIKU, 2013).

As potências complexas, real e reativa das fontes equivalem às respectivas somas das potências complexa, real e reativa de cada carga. A potência ativa (P) consiste na energia fornecida a carga e dissipada por esta (BOYLESTAD, 2004), ou seja, a energia que efetivamente realiza trabalho dada em Watt (W). E por fim, a potência reativa a parte da potência aparente que não realiza trabalho elétrico. Disso, pode-se dizer que o fluxo de potência real (ou reativa) das fontes em um circuito é igual ao fluxo de potência real (ou reativa) nos demais elementos do circuito (ALEXANDER; SADIKU, 2013).

Fator de potência (FP) é definido como a relação entre a potência ativa (P) e a potência aparente (S) consumidas por um dispositivo ou equipamento, e está sendo representado pelas Equações 5 e 6. Independentes das formas de ondas de tensão e corrente que apresentem, onde os sinais variantes no tempo devem ser periódicos e de mesma frequência. Vale ressaltar que o fator de potência é adimensional.

$$FP = \frac{P}{S} = \cos(\theta_v - \theta_i) \quad (5)$$

$$FP = \cos(\varphi) \quad (6)$$

O ângulo $(\theta_v - \theta_i)$ é denominado ângulo do fator de potência, uma vez que ele é o ângulo cujo cosseno é o fator de potência (ALEXANDER; SADIKU, 2013). Como mostrado na Figura 6, o triângulo de potência mostra o ângulo entre as potências aparente e ativa. Ele representa quanto um circuito é eficaz no uso da energia, isto é, quanto mais próximo de 1 o cosseno do ângulo, menor será a potência reativa e, conseqüentemente, as perdas serão menores. Na Equação (7) é mostrado que o FP também pode ser definido, de acordo com o módulo 1 da ANEEL, pela relação entre a energia elétrica ativa e a raiz quadrada da soma dos quadrados das energias elétricas ativa e reativa, consumidas em um mesmo período de tempo.

$$FP = \frac{P}{S} = \frac{P}{\sqrt{(P^2 + Q^2)}} \quad (7)$$

Exemplificando dois casos extremos, há uma carga puramente resistiva, significando que a tensão e a corrente estão em fase, no entanto, uma carga puramente reativa, significa que a tensão está defasada da corrente, dessa forma, diz-se que o FP está adiantado ou atrasado. Um fator de potência adiantado significa que a corrente está adiantada em relação à tensão, implicando em uma carga capacitiva. Um fator de potência atrasado significa que a corrente está atrasada em relação à tensão, implicando uma carga indutiva (ALEXANDER; SADIKU, 2013).

1. $Q = 0$ para cargas resistivas (FP unitário);
2. $Q < 0$ para cargas capacitivas (FP adiantado);
3. $Q > 0$ para cargas indutivas (FP atrasado).

Cargas com fatores de potência baixos custam caro para manter, porque exigem correntes elevadas. A situação ideal seria consumir uma corrente mínima de uma fonte de modo que $S = P$, $Q = 0$ e $FP = 1$. Uma carga com Q diferente de zero significa que a energia flui nos dois sentidos entre a carga e a fonte, gerando novas perdas de potência. Em razão disso as concessionárias de energia elétrica normalmente encorajam seus clientes a terem fatores de potência o mais próximo possível da unidade e penalizam alguns clientes que não possuem seus fatores de potência normalizados. (LIMA, 2017).

Além da obrigatoriedade de manter o fator de potência dentro dos limites exigidos pela lei, o consumidor deve se preocupar com FP baixo por motivos de eficiência nas suas instalações. Quando se tem baixo FP, o sistema pode apresentar queda de tensão devido a

energia reativa em excesso podendo também levar à perdas adicionais por calor. Quando a energia reativa começa a ficar evidente, atrelada à ela tem-se aumento da intensidade de corrente e com isso aumenta-se de forma geométrica as perdas na fiação.

Cargas como, por exemplo, as lâmpadas incandescentes ou os fornos resistivos, conseguem transformar toda a energia consumida em outras formas de energia (energia luminosa e térmica no caso das lâmpadas incandescentes, e, basicamente, energia térmica no caso dos fornos resistivos – calor por convecção e por radiação). Outras, tais como os motores de indução, utilizam parte da energia consumida para sua operação própria (manutenção de seus campos magnéticos internos) e parte para transformar em trabalho útil e para o suprimento de suas perdas internas (SILVA, 2009).

A energia reativa que alguns equipamentos utilizam para o seu funcionamento interno pode ser dividida em energia reativa capacitiva e energia reativa indutiva. A potência reativa pode ser de dois tipos: indutiva ou capacitiva; a primeira é consumida por aparelhos dotados por bobinas, como motores de indução, reatores, transformadores... etc., esse tipo de carga apresenta fator de potência indutivo, em contrapartida a segunda pode ser gerada por motores síncronos superexcitados, por capacitores e apresenta fator de potência capacitivo (MAMEDE FILHO, 2011).

Como foi dito anteriormente, o FP de referência é 0,92 capacitivo ou indutivo, sendo este o valor mínimo permitido para unidades consumidoras atendidas em tensão primária. Desta forma, aos montantes de energia elétrica e demanda de potência reativa que excederem o 0,92, aplicam-se cobranças que são adicionadas ao faturamento regular da unidade consumidora do grupo A (ANEEL, 2010).

A Resolução ANEEL nº 456, de 29 de novembro de 2000 (“Condições Gerais de Fornecimento de Energia Elétrica”) (ANEEL, 2000), é a atual referência com base na qual as concessionárias de energia norteiam suas relações técnico-comerciais com os consumidores em suas regiões de concessão.

A expressão matemática que quantifica a cobrança por baixo fator de potência no caso dos consumidores atendidos em tensão primária e enquadrados nos sistemas de tarifação horo-sazonal, baseia-se na integralização dos consumos de energia ativa e reativa acumulados a cada hora de operação da instalação conectada à rede, gerando parcelas horárias de ônus, totalizadas ao final de um ciclo completo (um mês) de faturamento (SILVA, 2009).

Conforme a ANEEL, a Portaria nº 1.569 do Departamento Nacional de Águas e Energia Elétrica – DNAEE (órgão hoje já extinto) introduziu alterações na forma de abordagem do fator de potência, associando o seu faturamento à energia e à demanda reativas excedentes aos

valores permitidos pelo FP de referência 0,92. A partir disso, as concessionárias passaram a permitir o consumo de aproximadamente 0,426 kVArh, indutivo ou capacitivo (em função do horário do dia), para cada kWh consumido, sem acréscimo nos custos com energia elétrica para as instalações consumidoras.

Outra importante alteração introduzida por esta Portaria, aplicável principalmente aos consumidores enquadrados no sistema tarifário horo-sazonal, foi a apuração da energia reativa a cada intervalo de uma hora e não mais pela média mensal, como se fazia anteriormente. Portanto, desde então, a cobrança por baixo FP se faz de forma indireta, aplicando-se as tarifas sobre os valores de energia e demandas ativas correspondentes aos valores de energia e demanda reativas excedentes medidos no mesmo intervalo de integração (1 hora). O faturamento mensal se faz com base na soma das parcelas horárias que reflitam a ocorrência de baixo FP ao longo de um ciclo completo de faturamento (algo próximo de 1 mês).

Tendo em vista a forma de aplicação do fator de potência para faturamento de energia elétrica citado acima, fica claro que a característica dinâmica e sensível dos medidores empregados pelas concessionárias para o registro de consumo de reativos, sendo contabilizados qualquer tipo de queda no FP, mesmo em intervalo de tempo muito curtos e em ciclos repetitivos, tornando a correção deste índice mais complexa, principalmente pelo fato de normalmente o tempo de resposta do sistema empregado ser insuficiente (SILVA, 2009).

2.1.1 Correção do Fator de Potência

É importante ressaltar que um grande contingente das unidades industriais e comerciais não corrigem adequadamente o fator de potência de suas instalações por desconhecimento técnico (ausência de corpo de engenharia próprio) e, também, pelo fato de que “a multa” por baixo FP é expressa nas contas de energia através de uma terminologia (UFDR, UFER, Consumo de Energia Reativa Excedente, Demanda Reativa Excedente, etc.) que disfarça a caracterização de ônus passível de eliminação.

Muitas das cargas dentro de uma unidade consumidora consomem energia reativa indutiva, pois necessitam de campo eletromagnético para seu funcionamento. O FP representa a eficiência do uso da energia. Um alto fator de potência indica uma eficiência alta e inversamente, um fator de potência baixo indica baixa eficiência energética

Como forma alternativa, a correção do fator de potência pode ser vista como o acréscimo de um elemento reativo (normalmente, um capacitor) em paralelo com a carga de modo a tornar

o fator de potência mais próximo de 1.

A instalação de capacitores em paralelo com a carga é a solução mais empregada na correção do fator de potência de instalações industriais, comerciais e dos sistemas de distribuição e de potência, a fim de reduzir a potência reativa demandada da rede. Na instalação de banco de capacitores, este funciona como uma fonte de energia reativa, e a circulação dessa energia fica limitada aos pontos onde ela é efetivamente necessária, reduzindo perdas, melhorando condições operacionais e liberando capacidade em transformadores e condutores para atendimento a novas cargas, tanto nas instalações consumidoras, como nos sistemas elétricos de distribuição (ANICETO, 2016).

A inserção do banco de capacitores para a correção do fator de potência, tornou-se importante também diante da disseminação da geração distribuída, na qual a demanda de energia ativa das unidades consumidoras com um sistema de minigeração (atendidas em média tensão, M.T) passaram a correr um risco maior de pagarem multa por baixo fator de potência, devido ao menor consumo de potência ativa da rede elétrica, levando, portanto, a adoção desse método de correção.

2.1.2 Consequências de um baixo fator de potência

Dentre os problemas clássicos associados a um baixo fator de potência (SILVA, 2009) estão:

- O favorecimento do episódio de sobrecarga na rede elétrica, este risco é maior quando nos períodos em que a demanda solicitada da rede é elevada;
- O aumento de perdas na rede, uma vez que a corrente elétrica aumenta com o excesso de energia reativa, provocando superaquecimento dos condutores e cabos gerando maiores perdas na rede, a variação das perdas em função do FP.
- A redução dos níveis de tensão, devido as quedas de tensão originadas da circulação de maiores níveis de corrente;
- O comprometimento de parcela da capacidade dos transformadores e alimentadores apenas para o suprimento de energia reativa, pois ao sobrecarregar uma instalação elétrica com energia reativa o uso pleno das cargas instaladas na unidade consumidora é inviabilizada pela ocupação do “espaço” pela energia reativa;
- Incidência de ônus nas contas de energia elétrica;

Outras causas comuns encontradas na prática em unidades consumidoras com capacitores já instalados são: capacitores fora de operação, já degradados, com proteções queimadas / atuadas ou com dispositivos de controle ajustados inadequadamente.

2.1.3 Faturamento do Reativo Excedente

Na seção IV da Resolução Normativa 414/2010, é dito que aos montantes de energia elétrica e demanda de potência reativos que excederem o limite permitido, aplicam-se as cobranças estabelecidas nos Arts. 96 e 97, a serem adicionadas ao faturamento regular de unidades consumidoras do grupo A.

- ART. 96: para unidade consumidora que possua equipamento de medição apropriado, incluída aquela cujo titular tenha celebrado o CUSD, os valores correspondentes à energia elétrica e demanda de potência reativas excedentes são apurados conforme as seguintes Equações 8 e 9:

$$E_{RE} = \sum_{T=1}^n \left[EEAM_T \times \left(\frac{f_R}{f_T} - 1 \right) \right] \times VR_{ERE} \quad (8)$$

$$D_{RE}(P) = \left[MAX_{T=1}^n \left(PAM_T \times \frac{f_R}{f_T} \right) - PAF(P) \right] \times VR_{DRI} \quad (9)$$

Sendo que:

- ERE = valor correspondente à energia elétrica reativa excedente à quantidade permitida pelo fator de potência de referência “fR”, no período de faturamento, em reais (R\$);
- $EEAMT$ = montante de energia elétrica ativa medida em cada intervalo “T” de 1 (uma) hora, durante o período de faturamento, em megawatt-hora (MWh);
- fR = fator de potência de referência igual a 0,92;
- fT = fator de potência da unidade consumidora, calculado em cada intervalo “T” de 1 (uma) hora, durante o período de faturamento;
- $VRERE$ = valor de referência equivalente à tarifa de energia "TE" da bandeira verde aplicável ao subgrupo B1, em Reais por megawatt-hora (R\$/MWh);

- $DRE(p)$ = valor, por posto tarifário “p”, correspondente à demanda de potência reativa excedente à quantidade permitida pelo fator de potência de referência “fR” no período de faturamento, em reais (R\$);
- $PAMT$ = demanda de potência ativa medida no intervalo de integralização de 1 (uma) hora “T”, durante o período de faturamento, em quilowatt (kW);
- $PAF(p)$ = demanda de potência ativa faturável, em cada posto tarifário “p” no período de faturamento, em quilowatt (kW);
- Art 97: Para unidade consumidora que não possua equipamento de medição que permita a aplicação das equações fixadas no art. 96, os valores correspondentes à energia elétrica e demanda de potência reativas excedentes são apurados conforme as seguintes equações 10 e 11:

$$E_{RE} = EEAM \times \left(\frac{f_R}{f_m} - 1 \right) \times VR_{ERE} \quad (10)$$

$$D_{RE} = \left(PAM \times \frac{f_R}{f_M} - 1 \right) \times VR_{DRE} \quad (11)$$

Sendo que:

- ERE = valor correspondente à energia elétrica reativa excedente à quantidade permitida pelo fator de potência de referência, no período de faturamento, em Reais (R\$);
- $EEAM$ = montante de energia elétrica ativa medida durante o período de faturamento, em megawatt-hora (MWh);
- fR = fator de potência de referência igual a 0,92;
- fM = fator de potência indutivo médio da unidade consumidora, calculado para o período de faturamento;
- $VRERE$ = valor de referência equivalente à tarifa de energia "TE" da bandeira verde aplicável ao subgrupo B1, em Reais por megawatt-hora (R\$/MWh); DRE = valor correspondente à demanda de potência reativa excedente à quantidade permitida pelo fator de potência de referência, no período de faturamento, em Reais (R\$);
- PAM = demanda de potência ativa medida durante o período de faturamento, em quilowatt (kW);

- PAF = demanda de potência ativa faturável no período de faturamento, em quilowatt (kW); e
- $VRDRE$ = valor de referência, em Reais por quilowatt (R\$/kW), equivalente às tarifas de demanda de potência - para o posto tarifário fora de ponta - das tarifas de fornecimento aplicáveis aos subgrupos do grupo A para a modalidade tarifária horária azul.

2.2 Inversores/Conversores

O sistema inversor é responsável pela conversão da energia gerada pelos módulos fotovoltaicos, que geram energia elétrica em corrente contínua (CC) e em tensão sempre distinta da tensão de rede local, em corrente alternada (CA) e em tensão e frequência de rede. Dependendo do tipo de sistema FV, isolado ou conectado à rede elétrica, especifica-se o inversor a ser utilizado (URBANETZ J., 2010).

O seu papel secundário é garantir a segurança do sistema fotovoltaico e gerar dados da geração de energia para o monitoramento do desempenho do seu sistema. Também, da mesma forma, é necessário prover proteção contra sobrecorrentes, surtos, sobre/subfrequência, sobre/subtensão tanto pela entrada CC como pela saída CA (RUTHER, 2004).

A fim de converter a corrente contínua em corrente alternada há no inversor um dispositivo chamado de comutador o qual é responsável por fragmentar a corrente contínua em pulsos e conseqüentemente gerar uma onda senoidal – corrente alternada (BRAGA, 2008).

É necessário que a forma de onda da corrente resultante na rede tenha mínima distorção, ou seja, que se aproxime da forma senoidal. Segundo o módulo 8 – Qualidade de Energia Elétrica PRODIST (ANEEL, 2018) as distorções harmônicas são fenômenos associados a deformações nas formas de onda das tensões e correntes em relação à onda senoidal da frequência fundamental.

Além disso o inversor é responsável pelo acoplamento do gerador fotovoltaico na rede elétrica, ou seja, ele deve transportar a potência gerada pelo sistema fotovoltaico à rede elétrica. Consonante a isso, a potência inserida na rede de distribuição pelo inversor deve obedecer aos critérios estabelecidos pela concessionária em relação ao nível de tensão, corrente, frequência e qualidade de energia elétrica bem como possuir dispositivos de proteção contra possíveis anomalias que venham a surgir na rede elétrica (PINTO NETO, 2012)

O inversor *on-grid* possui um sistema eletrônico de controle sofisticado que foi projetado

para garantir que a corrente injetada na rede elétrica tenha o formato senoidal e esteja sincronizado com a tensão senoidal da rede. Em um SFCR o inversor pode trabalhar com fator de potência unitário, ou seja, toda potência gerada é potência ativa, sendo necessário o consumo de energia reativa da rede para a alimentação dos campos elétricos e magnéticos das cargas indutivas e capacitivas (VILLALVA, 2017).

Porém, esse dispositivo também pode operar na forma de suporte de reativo ou como compensador de potência reativa por meio de configurações capacitivas a depender da potência do inversor, atendendo em parte as necessidades de uma unidade consumidora e acarretando por outro lado em consequências adversas, pois quando o inversor trabalha de modo a injetar capacitivo na rede ele perde potência de geração.

2.3 Fluxo de Potência

O sistema de energia elétrica tem a função de fornecer as potências ativas e reativas que as diversas cargas conectadas a ele necessitam para seu funcionamento. Essas potências fluem pelo sistema a fim de alimentar as cargas que estão ligadas. O estudo do fluxo de potência é um dos mais importantes na análise de um sistema, pois, através dele a concessionária pode desenvolver planejamentos, efetuar manutenções onde é preciso, implementar melhoras na rede, executar operações e automação.

Os estudos de fluxos de potência são de muita importância no planejamento e desenho dos sistemas de potência, assim como também, na determinação das melhores condições de operação, controle e supervisão dos sistemas existentes, por exemplo:

- Operação: no âmbito de análise de segurança pode ser utilizado para determinar várias contingências (acidentes), podendo ser simuladas afim de definir o estado da rede após a contingência. Também, pode-se detectar possíveis violações nos limites de operação e determinar ações de controle corretivo e/ou preventivo.
 - Planejamento: o fluxo de potência é utilizado para o planejamento de expansão de rede quando novas configurações da rede são determinadas para atender o aumento da demanda e o estado de operação da rede para a nova configuração é determinado.
- O estudo de fluxo de potência determina, essencialmente, o módulo e ângulo da tensão de cada barra do sistema e as potências ativa e reativa que circulam nas linhas de transmissão. Outras grandezas podem ser obtidas, tais como:
- Correntes nas linhas; potências a serem geradas e divididas entre geradores;

- Perdas nas linhas.
- Verificar problemas de tensão, sobrecargas etc. É realizado pelas concessionárias através de programas computacionais.

O sistema de distribuição foi pensado e projetado para fornecer energia de forma unidirecional, ou seja, o fluxo de potência vai desde a subestação até o ponto final de consumo. Adjacente a isso, com a instalação das gerações distribuídas há o fenômeno da geração de energia por parte do consumidor, quando a energia que não é injetada na residência por exemplo devido a um período de tempo onde a residência está demandando menos energia do que está sendo produzido, existe um direcionamento da energia gerada para os alimentadores de distribuição da concessionária local, nessa situação ocorre o aparecimento do fluxo de potência reverso (SHAYANI, 2010).

A rede aérea primário radial simples é mais utilizada para regiões de baixa densidade de cargas e sobretudo quando os circuitos possuem direções distintas. Neste tipo de rede aérea o fluxo de potência possui um único sentido, no caso o fluxo de potência sai da subestação abaixadora de média tensão e vai diretamente as cargas

2.4 Software OpenDSS

O programa a ser utilizado para o cálculo das perdas por meio da metodologia de fluxo de carga é o *software Open Distribution System Simulator – OpenDSS*. O *OpenDSS* é uma ferramenta de simulação de sistemas elétricos aplicável ao segmento de distribuição. Seu desenvolvimento data de 1997 quando era denominado apenas *Distribution System Simulator – DSS*.

O *OpenDSS* é um simulador de sistema de distribuição de energia elétrica projetado para ser capaz de realizar análises que a concessionária futuramente precisará, tais como: redes elétricas inteligente, modernização da rede e análises sobre a inserção de energias renováveis na rede (MACHADO, 2017).

Ele permite que os engenheiros realizem análises complexas usando uma plataforma flexível, personalizável e fácil de usar, projetada especificamente para atender aos desafios atuais e futuros do sistema de distribuição e fornece uma base para entender e integrar novas tecnologias e recursos. (EPRI, 2008).

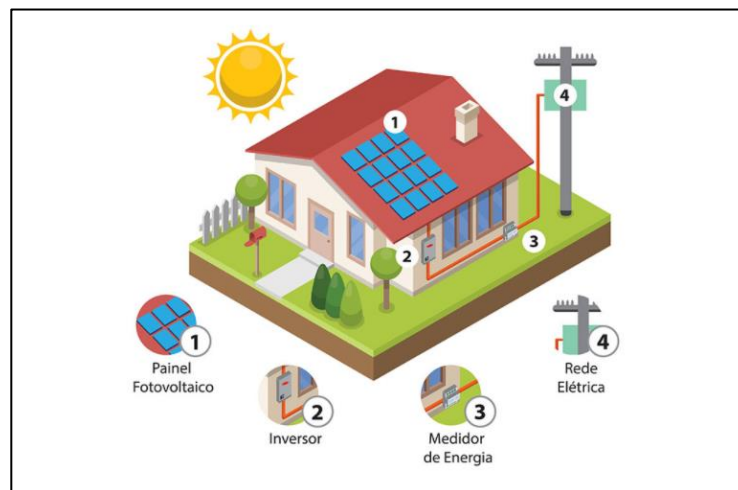
O *software* foi adquirido pela *Electric Power Research Institute – EPRI*, que em 2008

lançou o *OpenDSS* sob uma licença de código aberto. O programa ainda possui características especiais para a criação de modelos de sistemas de distribuição de energia elétrica e realização de análises relacionadas com o planejamento e qualidade de energia, podendo ter por finalidade executar estudos de fluxo de carga, tendo sido originalmente desenvolvido para analisar a conexão de geração distribuída às redes de distribuição.

2.5 Componentes de um SFCR

A energia produzida por sistemas fotovoltaicos conectados à rede é injetada na rede após ser consumida pela carga na qual está conectada, portanto não necessitam do uso de baterias e/ou outras formas de armazenamento de energia. Nesses sistemas, a geração fotovoltaica representa uma fonte complementar para o sistema elétrico ao qual está conectada. Na Figura 7 está sendo mostrado os principais componentes de um SFCR.

Figura 7 - Sistema fotovoltaico conectado à rede



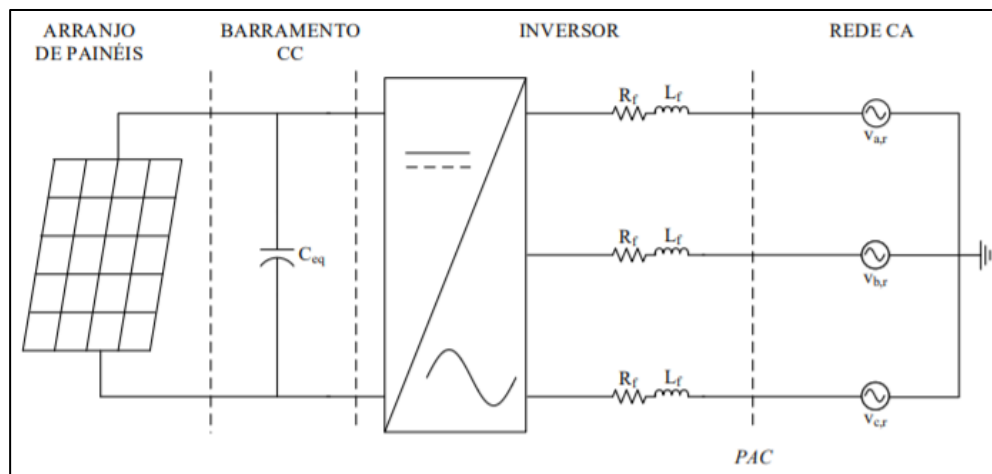
Fonte: Portal Solar.

Na figura acima, temos os principais componentes de um sistema fotovoltaico conectado à rede. O primeiro componente corresponde ao conjunto dos módulos solares fotovoltaicos que, através de radiação solar incidente, geram a energia elétrica. A tensão e a corrente fornecidas pelo sistema são submetidas ao barramento CC que intercede a conexão com o inversor trifásico. Este, por sua vez, converte a energia de corrente contínua para corrente alternada e, por esse motivo, é também denominado de conversor CC-CA.

Antes do ponto de conexão do inversor com a rede elétrica existem circuitos de

indutância que funcionam como filtro passa baixas, de modo a filtrar as componentes harmônicas das correntes resultantes da comutação dos interruptores no inversor. O ponto de conexão com a rede é chamado de Ponto de Acoplamento Comum (PAC). Além da injeção de potência ativa, é possível realizar a compensação de potência reativa pelo inversor, também chamada de compensação de fator de potência. Na Figura 8 é possível observar o diagrama de um SFCR.

Figura 8 - Diagrama de um sistema fotovoltaico conectado à rede



Fonte: Da Silva, 2017.

2.5.1 Módulos Fotovoltaicos

O módulo fotovoltaico é formado por um conjunto de células fotovoltaicas que geram energia elétrica através do sol. Quando a radiação solar atinge as células, os elétrons contidos na mesma se movimentam gerando corrente elétrica.

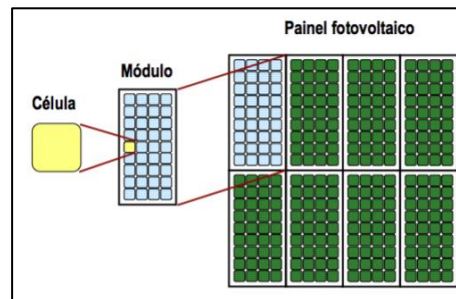
Ao incidir a luz sobre a célula fotovoltaica, os fótons chocam-se com os elétrons da estrutura do silício, surge uma diferença de potencial e passa a haver uma circulação de elétrons (CRUZ et al., 2012). Na ausência de radiação solar a célula apresenta as mesmas características elétricas de um diodo não polarizado.

As células, de forma independente, possuem valores de tensão e corrente muito baixas, devido a isso, são agrupadas em módulos de maneira que consigam atingir uma tensão de saída mais alta, podendo ser utilizada em diversas aplicações. Os arranjos podem ser também associados em série e/ou paralelo, dependendo das características do sistema e da área onde será instalado, tendo em vista, ter o melhor aproveitamento e geração dos painéis.

A radiação solar e a irradiância (potência por unidade de área), tanto quanto a pureza de

dos materiais utilizados na fabricação do módulo é o que determina a eficiência do dispositivo fotovoltaico. A indústria fotovoltaica utiliza a irradiação como valor para a especificação e avaliação das células de módulos fotovoltaicos, no SI sua unidade de medida é Wh/m^2 , que se faz útil para o dimensionamento de um sistema fotovoltaico. Na Figura 9 tem-se a diferença entre célula, módulo e painel fotovoltaico de acordo com sua hierarquia.

Figura 9 – Processo hierarquizado de agrupamento



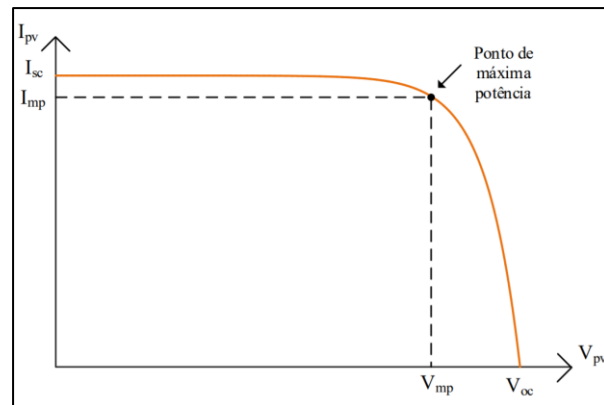
Fonte: Carneiro, 2010.

A célula solar fotovoltaica é constituída de material semicondutor como, por exemplo, o silício. O silício passa por um processo de dopagem para obtenção de silício tipo p e tipo n e são dispostos de forma a criar uma junção $p-n$. Os elétrons passam do lado n para o lado p dando origem a um campo elétrico. Ao incidir a luz sobre a célula fotovoltaica, os fótons chocam-se com os elétrons da estrutura do silício, surge uma diferença de potencial e passa a haver uma circulação de elétrons (CRUZ et al., 2012).

Quando os módulos são arranjados em série, a tensão de saída será igual a soma das tensões em cada módulo e a corrente será a mesma para todos os módulos, já em paralelo, funciona de maneira contrária, a tensão será única, enquanto a corrente total é igual a soma das correntes de saída de cada módulo.

As chamadas curvas I-V representam os valores de corrente de saída em função da tensão nos terminais para dadas condições de radiação e temperatura. De acordo com a nomenclatura adotada, a curva expressa a relação não-linear entre I_{PV} e V_{PV} mostrada na Figura 10. I_{MP} e V_{MP} são, respectivamente, a corrente e tensão no ponto de máxima potência do módulo. I_{SC} e V_{OC} correspondem à corrente de curto-circuito e à tensão de circuito aberto do painel.

Figura 10 - Curva I-V genérica de painéis fotovoltaicos



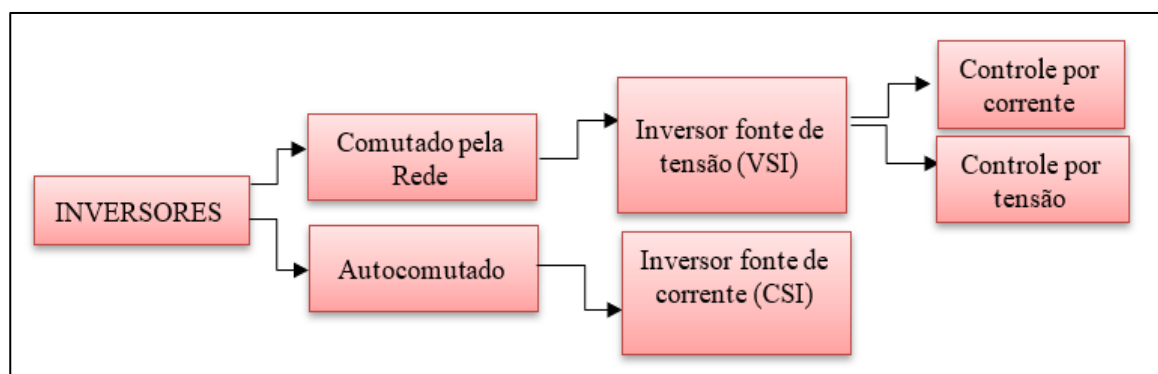
Fonte: Da Silva, 2017.

2.5.2 Inversor

O inversor é o equipamento eletroeletrônico responsável pela conversão da energia de corrente contínua (CC) dos módulos FV em energia de corrente alternada (CA) a ser disponibilizada para as cargas. Dependendo do tipo de sistema FV, isolado ou conectado à rede elétrica, especifica-se o inversor a ser utilizado (URBANETZ, J., 2010)

Historicamente, os sistemas fotovoltaicos, isolados da rede ou conectados à rede, de pequenas potências utilizam inversores monofásicos. Entretanto, em aplicações conectadas à rede, os inversores monofásicos, por injetarem corrente em uma única fase da rede, produzem desequilíbrio entre as fases. A Figura 11 a seguir apresenta os tipos de inversores disponíveis segundo sua classificação:

Figura 11 – Classificação dos Inversores



Fonte: Autora.

Os inversores para SFCR, recebem a energia em CC diretamente dos módulos FV. A energia CA na sua saída é colocada diretamente em paralelo com a rede elétrica convencional.

Assim, as duas ondas de tensão devem estar em fase e ter características elétricas bastante similares, de modo a possibilitar o paralelismo de geradores. A senoide produzida pelo inversor utiliza a onda da rede elétrica como referência

Os inversores utilizados atualmente em aplicações fotovoltaicas, quanto ao modo de comutação, podem ser divididos em duas categorias: autocomutados e comutados pela rede. Os inversores autocomutados podem funcionar como fonte de tensão e fonte de corrente, e os inversores comutados pela rede somente como fonte de corrente.

Os inversores autocomutados podem ser utilizados em aplicações fotovoltaicas isoladas da rede ou conectados à rede, enquanto os inversores comutados pela rede somente podem ser utilizados em aplicações conectadas à rede (CRUZ, 2009).

Nos inversores autocomutados, os elementos de chaveamento são semicondutores que podem ser postos em condução ou em corte em qualquer instante do ciclo por meio de um terminal de controle. Os inversores autocomutados podem operar independentemente, sendo ativados unicamente por uma fonte de potência na entrada.

Esse tipo de inversor pode ser conectado à rede já que é capaz de sincronizar sua tensão alternada de saída com a tensão da rede elétrica. Esses dispositivos operam em PWM (*Pulse Width Modulation* ou modulação por largura de pulso) e normalmente comutam em alta frequência sendo que o sinal de saída é senoidal, de baixo conteúdo harmônico e alto fator de potência (CRUZ, 2009).

Os inversores comutados pela rede são pontes retificadoras baseados em tiristores e só podem funcionar quando a tensão alternada da rede está presente. Esses inversores operam normalmente com baixo fator de potência e apresentam um alto nível de distorção harmônica em seu sinal de saída. A partir do surgimento de novos dispositivos de chaveamento, a utilização de inversores a tiristor foi sendo reduzida e hoje é restrita a unidades de potência muito alta (acima de 100 KW) (GOETZBERGER et. al., 2005).

Nos tópicos seguintes serão apresentados os tipos de inversores quanto à configuração no sistema. Existem quatro tipos de ligação de inversores utilizados em sistemas fotovoltaicos conectados à rede (CALAIS, M. et al., 2002) (ALONSO-ABELLA, M., 2004).

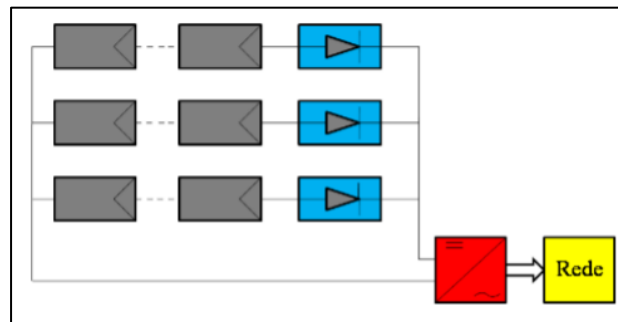
- Inversor Central

Os inversores centrais são comumente utilizados em sistemas fotovoltaicos com potências entre 20 e 400 kW. O inversor é conectado a um conjunto de painéis fotovoltaicos

associados em paralelo, ou seja, a conversão é centralizada em um único inversor.

A principal vantagem dessa configuração é a redução de custos enquanto a desvantagem está na confiabilidade, onde no caso de falhas do mesmo, toda a instalação fica comprometida. Essa configuração também não permite que o sistema de busca do PMP (ponto de máxima potência) seja independente para cada série de módulos. Na Figura 12 é mostrada a configuração de SFCR com a presença de um inversor central.

Figura 12 - Configuração de um SFCR com inversor central

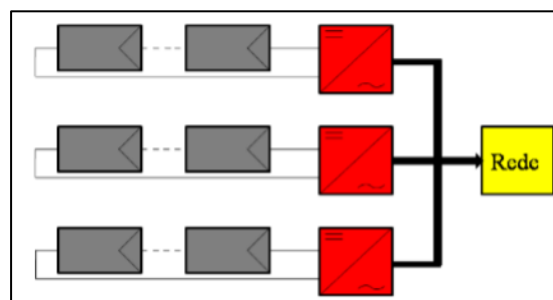


Fonte: RAMPINELLI, G. A.; et al., 2013.

- Inversor *String*

Os inversores *strings* são conectados diretamente a painéis fotovoltaicos, ou seja, cada fileira de módulos fotovoltaicos é conectada a um inversor. Essa configuração reduz acoplamentos defeituosos, diminui as perdas ocasionadas por sombreamento e evita as perdas nos diodos de bloqueio. Essas vantagens implicam aumento da eficiência energética e da confiabilidade do sistema. A desvantagem é o aumento dos custos, uma vez que é necessário um maior número de inversores de menor potência. Na Figura 13 é mostrada a configuração de um SFCR com a presença de um inversor *string*.

Figura 13 - Configuração de um SFCR com inversores string

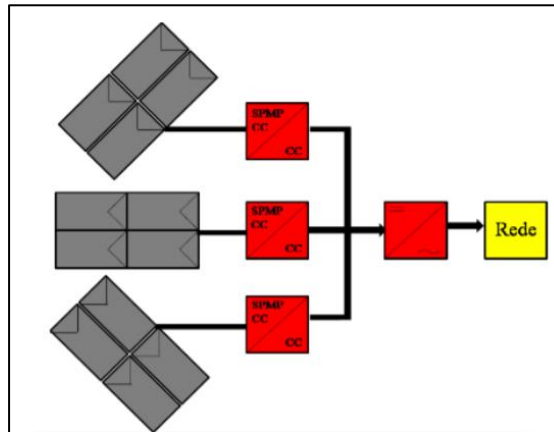


Fonte: RAMPINELLI, G. A.; et al., 2013.

- Inversor *Multi-String*

Os inversores *multi-string* são indicados para sistemas que têm vários painéis ou arranjos com diferentes orientações e, conseqüentemente, submetidos a diferentes condições de irradiância e temperatura. Cada painel ou arranjo está ligado a um conversor c.c./c.c. que tem a finalidade de polarizar o painel ou arranjo em seu ponto de máxima potência. Um inversor c.c./c.a. centralizado que é capaz de suportar cargas assimétricas é responsável por fazer a conversão da corrente contínua em corrente alternada. Na Figura 14 é mostrada a configuração de um SFCR com inversor multi-string.

Figura 14 - Configuração de um SFCR com inversor multi-string



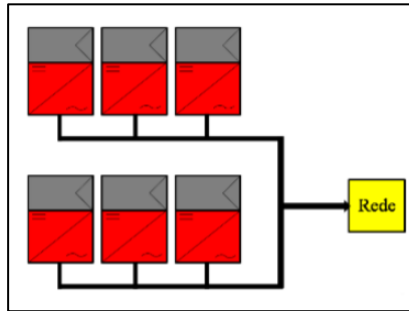
Fonte: RAMPINELLI, G. A.; et al., 2013.

- Inversor com módulo integrado ou módulo c.a.

Os inversores com módulos integrados apresentam um único módulo conectado à sua entrada. Essa configuração não produz nenhum tipo de perda por associação de módulos e foi empregada em sistemas de baixas potências nos anos 90. Entretanto, a eficiência de conversão daqueles inversores era menor, os custos de instalação eram elevados e a confiabilidade e vida útil eram menores em comparação aos inversores de maiores potências.

Cada módulo FV possui um inversor acoplado e, conseqüentemente, um circuito de busca de ponto máximo de potência, colocando o módulo no melhor ponto de operação para as condições disponíveis de irradiância e temperatura; é também conhecido como módulo CA. Como desvantagem tem-se o alto custo e o fato de acoplar dois dispositivos com vida útil diferente (URBANETZ, J., 2010). Na Figura 15 é mostrada a configuração de um SFCR com inversor integrado ao módulo.

Figura 15 - Configuração de um SFCR com inversor integrado ao módulo

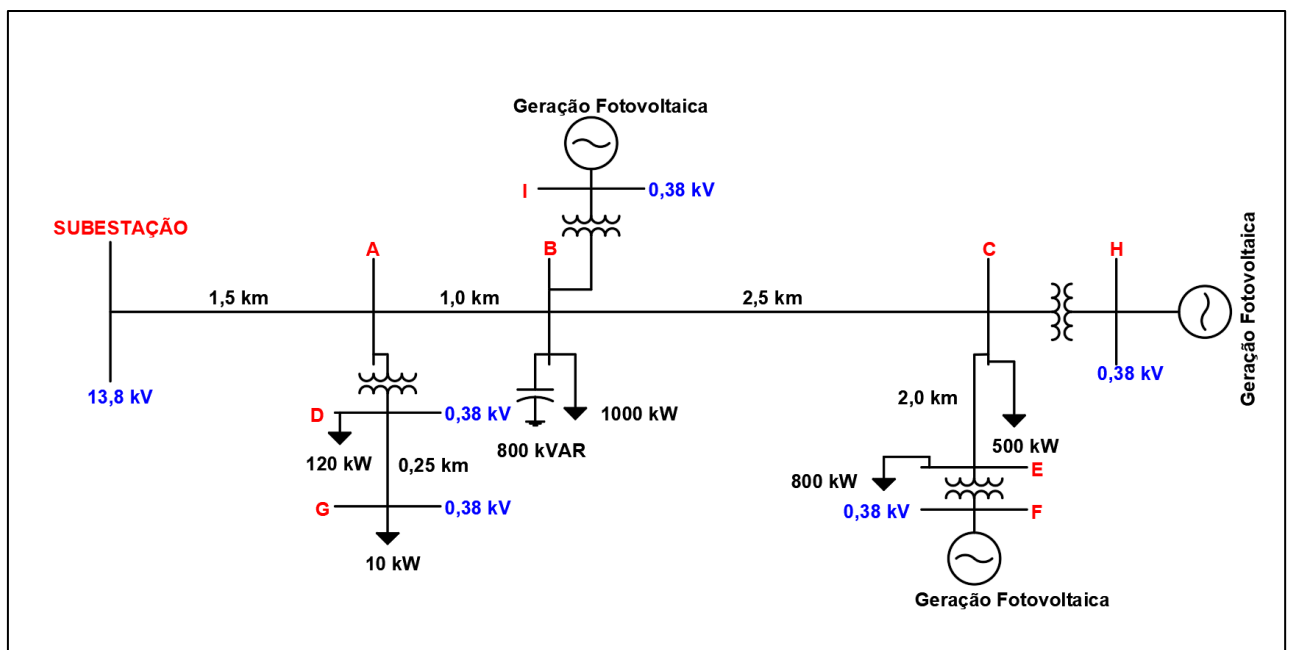


Fonte: RAMPINELLI, G. A.; et al., 2013.

3 CARACTERÍSTICAS DA REDE ELÉTRICA DE DISTRIBUIÇÃO SIMULADA

O sistema simulado é composto por um fonte de alimentação, uma subestação de 13,8 kV, linhas de distribuição em média tensão (13,8 kV) e baixa tensão (380/220 V), quatro cargas balanceadas nas barras D, B, C e E e uma carga desbalanceada na barra G, um banco de capacitores (conectado à barra B), quatro transformadores e três sistemas de geração distribuída nas barras F, I e H. Na Figura 16 temos o diagrama unifilar do sistema hipotético estudado.

Figura 16 - Rede de distribuição simulada



Fonte: Adaptado de Carneiro, 2019. .

As informações sobre a fonte de alimentação estão presentes na Tabela 3, a fonte possui três fases, tensão de alimentação de 13,8 kV. Para criar uma fonte de alimentação é usado o comando *New Circuit*, o comando *New* cria um novo elemento no circuito e o comando *Circuit* cria o equivalente de *Thévenin* de dois terminais sendo um ligado ao neutro, essa parte do código pode ser conferida na Figura 17.

Tabela 3 - Dados da Subestação

	BUS	PHASES	BASEKV
Saída do Alimentador	Subestação	3	13.8

Fonte: Adaptado de Carneiro, 2019. .

Figura 17 – Modelagem da fonte subestação através do comando *New Circuit*

```
//CRIANDO A FONTE SUBESTAÇÃO

New Circuit.Fonte phases=3 basekv=13.8 bus1=Subestação pu=1
```

Fonte: Autora.

O comando *New Line* foi utilizado para criar as linhas de distribuição e o comando *New Linecode* foi usado para armazenar as características elétricas de linhas idênticas. A Tabela 4 apresenta as características elétricas das linhas.

Tabela 4 - Características elétricas das linhas

SEGMENTO DE LINHA	BARRA 1	BARRA 2	FASES	R1/R0 (Ω/KM)	X1/X0 (Ω/KM)	COMPRIMENTO (KM)
Linha 1	Subestação	A	3	0,222/0,18	0,402/0,48	1,5
Linha 2	A	B	3	0,222/0,18	0,402/0,48	1,0
Linha 3	B	C	3	0,705/0,45	0,450/0,35	2,5
Linha 4	C	E	3	0,705/0,45	0,450/0,35	2,0
Linha 5	D	G	1	0,705/0,45	0,450/0,35	0,25

Fonte: Adaptado de Carneiro, 2019.

Analisando a Tabela 4 podemos observar que as linhas 1, 2 possuem as mesmas características elétricas e por isso serão chamadas de arranjo 1. As características elétricas das linhas 3, 4 e 5 estarão presentes no arranjo 2. A Figura 18 e Figura 19 apresentam a parte do código onde as linhas são descritas.

Figura 18 – Arranjos 1 e 2 com características das linhas

```
//DEFININDO AS CARACTERÍSTICAS DA LINHA
//características de impedância da linha

New Linecode.Arranjo1 nphases=3 baseFreq=60
~ rmatrix=[0.18 | 0 0.222 | 0 0 0.222]
~ xmatrix=[0.40 | 0 0.402 | 0 0 0.402]
~ cmatrix=[2.74 | 0 2.96 | 0 0 2.74]

New Linecode.Arranjo2 nphases=3 baseFreq=60
~ rmatrix=[0.45 | 0 0.705 | 0 0 0.705]
~ xmatrix=[0.35 | 0 0.450 | 0 0 0.450]
~ cmatrix=[2.74 | 0 2.96 | 0 0 2.74]
```

Fonte: Autora.

Figura 19 – Modelagem das linhas de distribuição

```
//-----LINHA 1-----
New Line.Linha1 phases=3 bus1=Subestação bus2=A Linecode=Arranjo1 length=1.5
~ units=km
//-----LINHA 2-----
New Line.Linha2 phases=3 bus1=A bus2=B Linecode=Arranjo1 length=1.0
~ units=km
//-----LINHA 3-----
New Line.Linha3 phases=3 bus1=B bus2=C Linecode=Arranjo2 length=2.5
~ units=km
//-----LINHA 4-----
New Line.Linha4 phases=3 bus1=C bus2=E Linecode=Arranjo2 length=2.0
~ units=km
//-----LINHA 5-----
New Line.Linha5 phases=3 bus1=D bus2=G Linecode=Arranjo2 length=0.250
~ units=km
```

Fonte: Autora.

As características dos transformadores podem ser conferidas na Tabela 5, quatro transformadores de 13,8 kV de tensão primária e 0,38 kV de tensão secundária foram integrados a rede de distribuição, sendo três destes transformadores ligados a microgeração. O comando *New Transformer* é usado para criar os transformadores, e os dados apresentados na Tabela 5 são usados para descrevê-los, o código é mostrado na Figura 20.

Tabela 5 - Características dos transformadores

CÓDIGO	T1	T2	T3	T4
Número de fases	3	3	3	3
Número de enrolamentos	2	2	2	2
Potência nominal (kVA)	750	750	300	300
Tensão Primária (kV)	13,8	13,8	13,8	13,8
Tensão Secundária (kV)	0,38	0,38	0,38	0,38
Conexão	Delta/estrela	Delta/estrela	Delta/estrela	Delta/estrela
XLH(%)	2	2	2	2
Perda Total (%)	0,5	0,5	0,5	0,5
Perda em vazio (%)	0,2	0,2	0,2	0,2
Perdas de magnetização (%)	0,5	0,5	0,5	0,5

Fonte: Adaptado de Carneiro, 2019.

Figura 20 - Descrição dos transformadores

```

//DEFINIÇÃO DOS TRANSFORMADORES

// =====TRANSFORMADOR 1 (TRANSFORMADOR ENTRE A E D)=====
New Transformer.T1 phases = 3 xhl = 2 %loadloss=0.5 %noloadloss=0.2 %imag=0.5
~ wdg = 1 Bus = A kV = 13.8 kVA = 750 conn = delta
~ wdg = 2 Bus = D kV = 0.38 kVA = 750 conn = wye

//=====TRANSFORMADOR 2 (TRANSFORMADOR DO SFCR ENTRE B E I)=====
New Transformer.T2 phases = 3 xhl = 2 %loadloss=0.5 %noloadloss=0.2 %imag=0.5
~ wdg = 1 Bus = B kV = 13.8 kVA = 750 conn = delta
~ wdg = 2 Bus = I kV = 0.38 kVA = 750 conn = wye

//=====TRANSFORMADOR 3 (TRANSFORMADOR DO SFCR ENTRE E E F)=====
New Transformer.T3 phases = 3 xhl = 2 %loadloss=0.5 %noloadloss=0.2 %imag=0.5
~ wdg = 1 Bus = E kV = 13.8 kVA = 300 conn = delta
~ wdg = 2 Bus = F kV = 0.38 kVA = 300 conn = wye

//=====TRANSFORMADOR 4 (TRANSFORMADOR DO SFCR ENTRE C E H)=====
New Transformer.T4 phases = 3 xhl = 2 %loadloss=0.5 %noloadloss=0.2 %imag=0.5
~ wdg = 1 Bus = C kV = 13.8 kVA = 300 conn = delta
~ wdg = 2 Bus = H kV = 0.38 kVA = 300 conn = wye

```

Fonte: Autora.

No ponto B foi conectado um banco de capacitores trifásico aterrado com ligação em paralelo, a Tabela 6 mostra as características desse banco de capacitores e a Figura 21 mostra o comando usado para criar este banco.

Tabela 6 - Parâmetros dos bancos de capacitores

	Bus	Phase	Tensão base (kV)	Potência injetada (kVAr)
Banco de Capacitores	1	3	13,8	800

Fonte: Adaptado de Carneiro, 2019..

Figura 21 - Definição do Banco de Capacitores

```
//DEFININDO O BANCO DE CAPACITORES

New Capacitor.BANCO_CAPACITORES phases=3 bus1=B kvar=80 kv=13.8
```

Fonte: Autora.

As cargas conectadas ao sistema apresentam as características descritas na Tabela 7, sendo que foram usadas 3 curvas de carga para descrever o comportamento do consumo durante 24 horas do dia. O modelo de carga usado foi o modelo ZIP onde impedância, corrente e potência são constantes.

Para representação da carga, é importante relembrar o que pode ser considerado como carga. Pode ser um equipamento conectado ao sistema de potência que consome energia, a energia total consumida por todos os equipamentos conectados ao sistema de potência ou uma porção do sistema, que não é representada detalhadamente, mas é tratada como se fosse um único elemento consumidor de potência conectado à uma barramento.

O modelo mais conhecido para caracterizar o comportamento estático de cargas, largamente empregado em estudos de fluxo de potência e de estabilidade de tensão, é o modelo ZIP, quando não há informações para representação da carga em função da tensão. Esse modelo possui as características de 50% de potência constante e 50% de impedância constante para a parte ativa, e como 100% para a parte reativa de impedância. O modelo ZIP define a potência ativa e reativa da carga em função da sua frequência e tensão e são especificamente usados para análise de fluxo de potência e das perdas do sistema, uma vez que, conseguem refletir adequadamente o comportamento da carga em regime permanente (ONS, 2018).

Tabela 7 - Características das cargas

	Fases	Conexão	Tensão Nominal (kV)	Modelo de Carga	Potência (kW)	Fator de Potência
CARGA1	1	Estrela	0,38	ZIP	10	0,92
CARGA2	3	Delta	0,38	ZIP	120	0,92
CARGA3	3	Delta	13,8	ZIP	1000	0,92
CARGA4	3	Delta	13,8	ZIP	800	0,92
CARGA5	3	Delta	13,8	ZIP	500	0,92

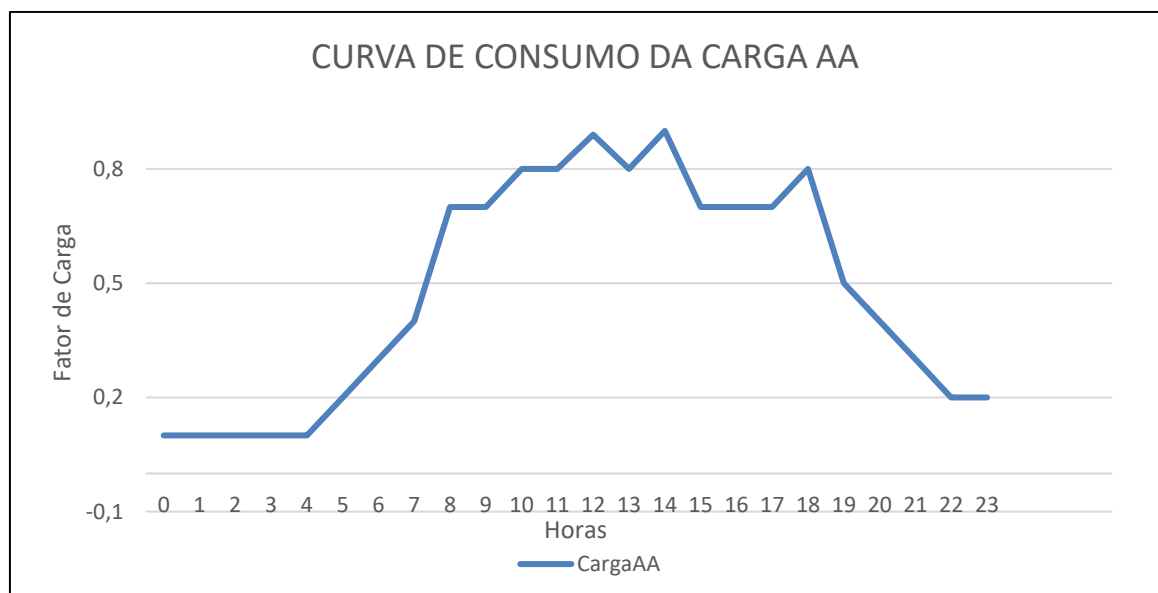
Fonte: Autora.

As curvas de carga apresentadas a seguir representam três perfis de consumo diferentes.

A curva de carga AA possui a característica industrial. Os consumidores industriais são classificados por ramo de atividade e faixa de consumo de energia elétrica. Porém devido às várias atividades do setor industrial, suas curvas podem variar de acordo com o tipo de produção de cada indústria. A curva de carga BB traz uma particularidade residencial, mostrando que nos horários entre 18h e 21h o consumo entra em evidência, e em seguida se mantém baixo de madrugada e praticamente constante no decorrer do dia. Isto ocorre devido ao retorno da população às residências após o dia de trabalho. As curvas de carga se apresentam nas Figura 22, Figura 23

Figura 24 e os códigos usados nas simulações de carga e curva de carga estão presentes nas Figura 25, Figura 26.

Figura 22 - Curva de carga AA



Fonte: Carneiro, 2019.

Figura 23 - Curva de carga BB

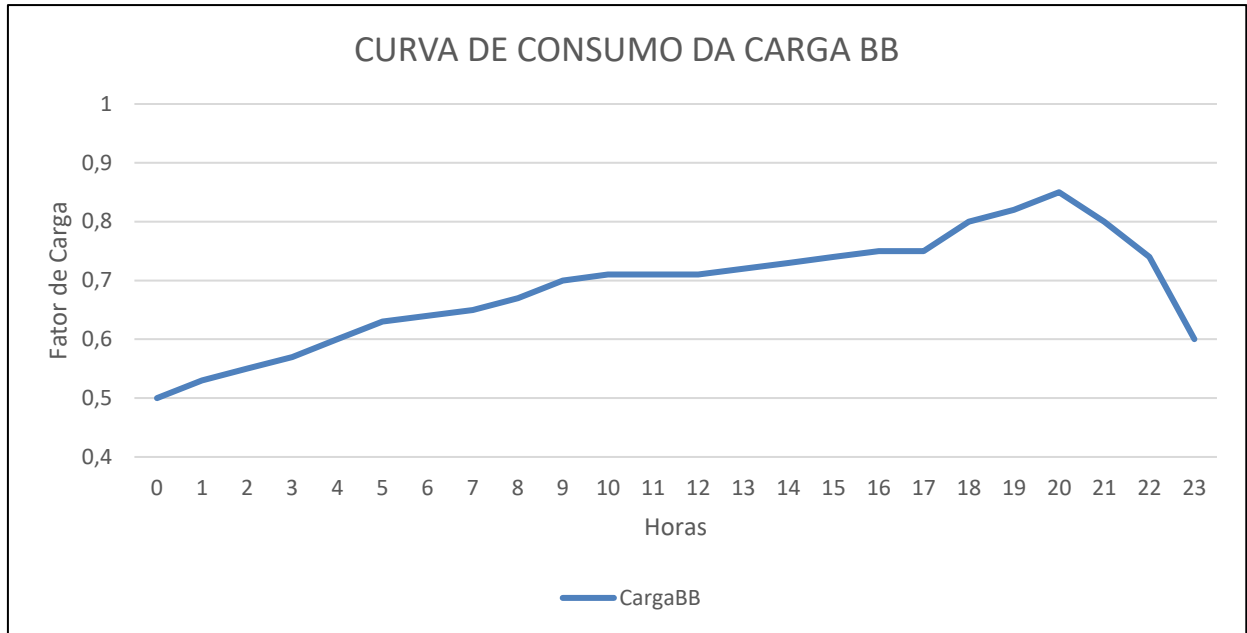
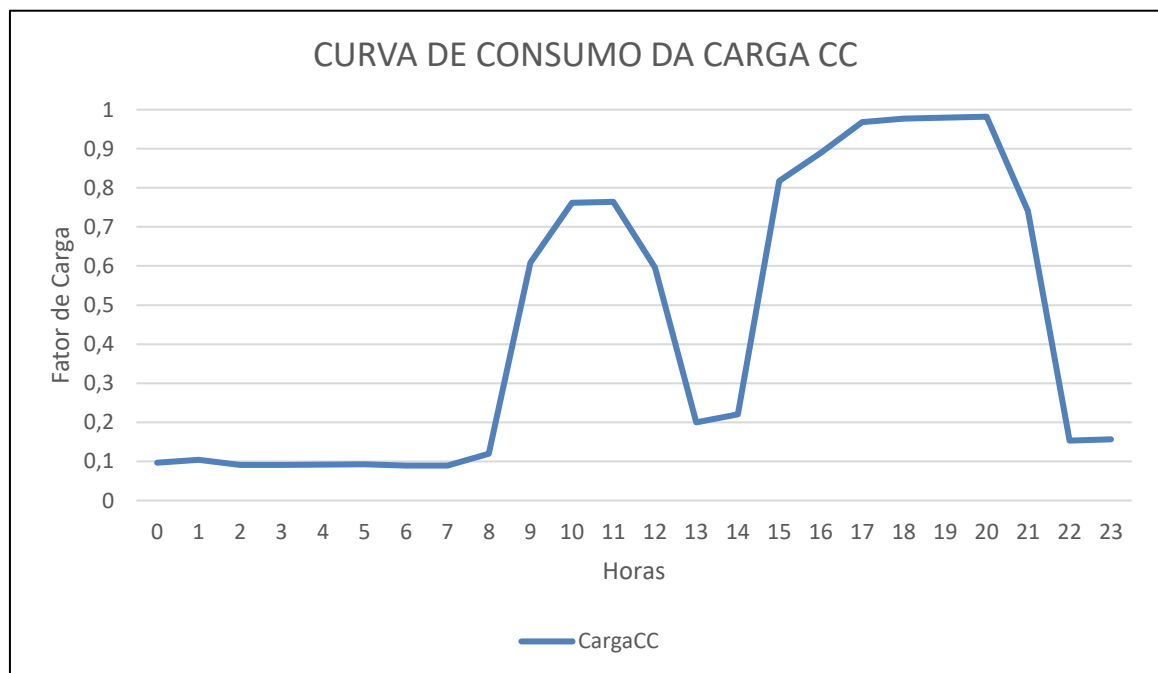


Figura 24 - Curva de carga CC



Já a curva de carga CC possui característica comercial, pois apresenta alta demanda no horário definido como comercial, com um declínio no horário do almoço. Fora do horário comercial a demanda desses consumidores é praticamente para iluminação e refrigeração

Figura 25 - Descrição das curvas de cargas

```
// DEFININDO A CURVA DE CONSUMO DAS CARGAS

//CURVA DE CONSUMO DA CARGA AA

New Loadshape.Curva_de_CargaAA npts=24 interval=1
~ mult=(0.1 0.1 0.1 0.1 0.1 0.1 0.2 0.3 0.4 0.7 0.7 0.8 0.8 0.89 0.8 0.9 0.7 0.7
~ 0.7 0.8 0.5 0.4 0.3 0.2 0.2 0.1)

//CURVA DE CONSUMO DA CARGA BB

New Loadshape.Curva_de_CargaBB npts=24 interval=1
~ mult=(0.5 0.53 0.55 0.57 0.6 0.63 0.64 0.65 0.67 0.7 0.71 0.71 0.71 0.72 0.73
~ 0.74 0.75 0.75 0.8 0.82 0.85 0.8 0.74 0.6)

//CURVA DE CONSUMO DA CARGA CC

New Loadshape.Curva_de_CargaCC npts=24 interval= 1
~ mult=(0.09634 0.10377 0.09123 0.09094 0.09212 0.09222 0.08934 0.08962 0.12000
~ 0.60889 0.76140 0.76382 0.59646 0.19988 0.22037 0.81756 0.88937 0.96817 0.97731
~ 0.97948 0.98200 0.74074 0.15315 0.15615)
```

Fonte: Autora.

Figura 26 - Descrição das cargas

```
// DEFININDO AS CARGAS

// CARGA 1 (CARGA CONECTADA A BARRA G)
New Load.CARGA1 bus1=G phases=1 conn=weye model=8 kv=0.38 kW=10 pf=0.92
~ daily=Curva_de_CargaAA zipv=(0.5, 0, 0.5, 1, 0, 0, 0.90)

//CARGA 2 (CARGA CONECTADA A BARRA D)
New Load.CARGA2 bus1=D phases=3 conn=delta model=8 kv=0.38 kW=120 pf=0.92
~ daily=Curva_de_CargaCC zipv=(0.5, 0, 0.5, 1, 0, 0, 0.90)

//CARGA 3 (CARGA CONECTADA A BARRA B)
New Load.CARGA3 bus1=B phases=3 conn=delta model=8 kv=13.8 kW=1000 pf=0.92
~ daily=Curva_de_CargaBB zipv=(0.5, 0, 0.5, 1, 0, 0, 0.90)

//CARGA 4 (CARGA CONECTADA A BARRA E)
New Load.CARGA4 bus1=E phases=3 conn=delta model=8 kv=13.8 kW=800 pf=0.92
~ daily=Curva_de_CargaBB zipv=(0.5, 0, 0.5, 1, 0, 0, 0.90)

//CARGA 5 (CARGA CONECTADA A BARRA C)
New Load.CARGA5 bus1=D phases=3 conn=delta model=8 kv=13.8 kW=500 pf=0.92
~ daily=Curva_de_CargaCC zipv=(0.5, 0, 0.5, 1, 0, 0, 0.90)
```

Fonte: Autora.

A próxima etapa é definir as características dos sistemas fotovoltaicos conectados à rede (SFCR). Os parâmetros fundamentais são curva de ajuste para potência CC, curva de eficiência do inversor, curva de irradiação solar diária do local escolhido, variando de 0 a 1 onde 1 representa a irradiação máxima, e temperatura diária do módulo, sendo representados na Figura 27. Nas

Figura 28Figura 29 é possível observar as curvas de irradiação solar diária e temperatura diária do módulo escolhido e do local hipotético.

Figura 27 - Características dos SFCR

```
//====DEFINIÇÃO DOS PARÂMETROS DO SISTEMA FOTOVOLTAICO====

// Curva de ajuste para potência CC

New XYCurve.MyPyst npts = 4 xarray = [0 25 75 100] yarray = [1.2 1.0 0.8 0.6]

// Curva de eficiência do inversor

New XYCurve.MyEff npts = 4 xarray = [0.1 0.2 0.4 1.0] yarray = [0.86 0.9 0.93 0.98]

// Curva de Irradiação solar diária

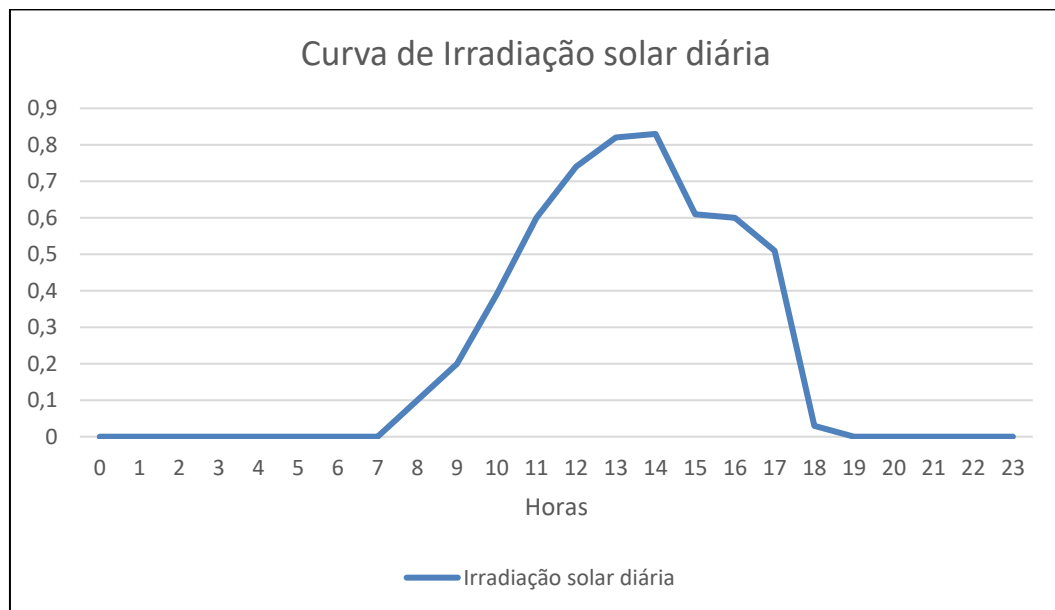
New LoadShape.MyIrrad npts=24 interval =1 mult=[0 0 0 0 0 0 0 0 0.1 0.2 0.39 0.60
~ 0.74 0.82 0.83 0.61 0.60 0.51 0.03 0 0 0 0 0 ]

// Temperatura diária do módulo

New Tshape.MyTemp npts=24 interval = 1 temp = [24.70 25 24.60 23.60 24.40 24.50 28
29 47.90 50.10 61.90 73.40 73.90 74.40 74.40 75.40 75 64.90 63.90 31.50 28.50 27.30
26.40 26.90 ]
```

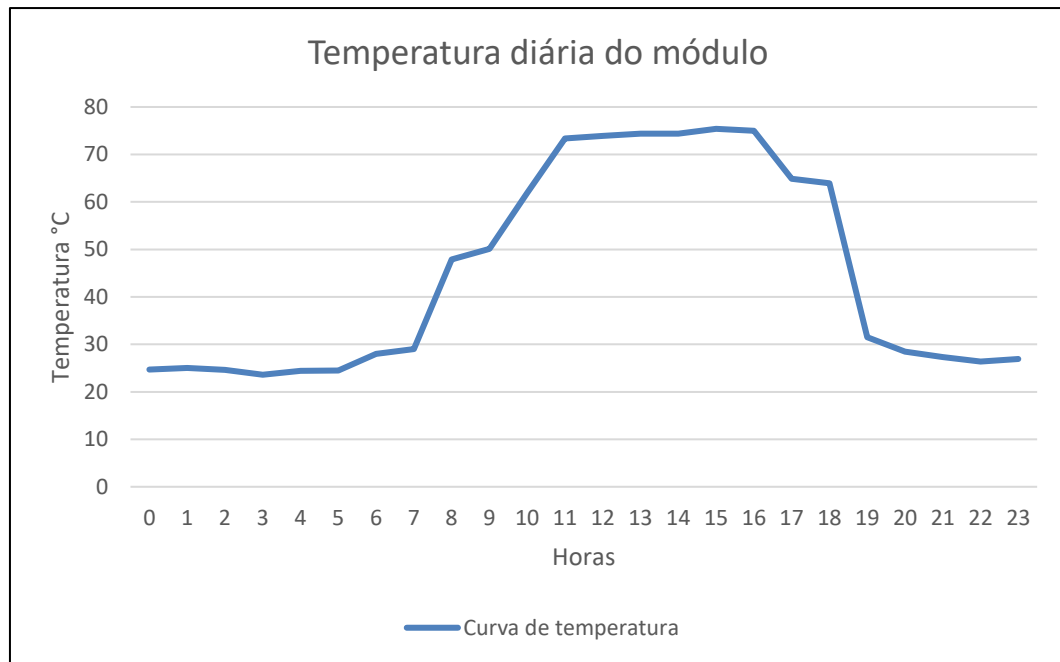
Fonte: Adaptado Lima, 2018 e Carneiro 2019.

Figura 28 - Curva de irradiação



Fonte: Autora.

Figura 29 - Curva de temperatura



Fonte: Autora.

As barras I, H e F recebem SFCR, o comando PVSystem cria no sistema um gerador fotovoltaico. Pmpp determina a potência nominal (250 kW para os sistemas em questão), %cutin=0.1 determina que se a potência for maior que 10% da potência nominal o gerador inicia a sua operação e %cutout=0.1 determina que se a potência for menor que 10% o gerador é desligado. O código é mostrado na Figura 30.

Figura 30 - Código dos SFCR

```
//==== SFCR

// SFCR NA BARRA I
New PVSystem.PV_1 phases = 3 Bus1 = I kv = 0.380 KVA = 250 irrad = 1 Pmpp = 250
~ temperature = 25 PF = 1 effcurve=Myeff P-TCurve=MyPvst Daily=MyIrrad TDaily=MyTemp
~ %Cutin = 0.1 %Cutout = 0.1

// SFCR NA BARRA F
New PVSystem.PV_2 phases = 3 Bus1 = F kv = 0.380 KVA = 250 irrad = 1 Pmpp = 250
~ temperature = 25 PF = 1 effcurve=Myeff P-TCurve=MyPvst Daily=MyIrrad TDaily=MyTemp
~ %Cutin = 0.1 %Cutout = 0.1

// SFCR NA BARRA H
New PVSystem.PV_3 phases = 3 Bus1 = H kv = 0.380 KVA = 250 irrad = 1 Pmpp = 250
~ temperature = 25 PF = 1 effcurve=Myeff P-TCurve=MyPvst Daily=MyIrrad TDaily=MyTemp
~ %Cutin = 0.1 %Cutout = 0.1
```

Fonte: Autora.

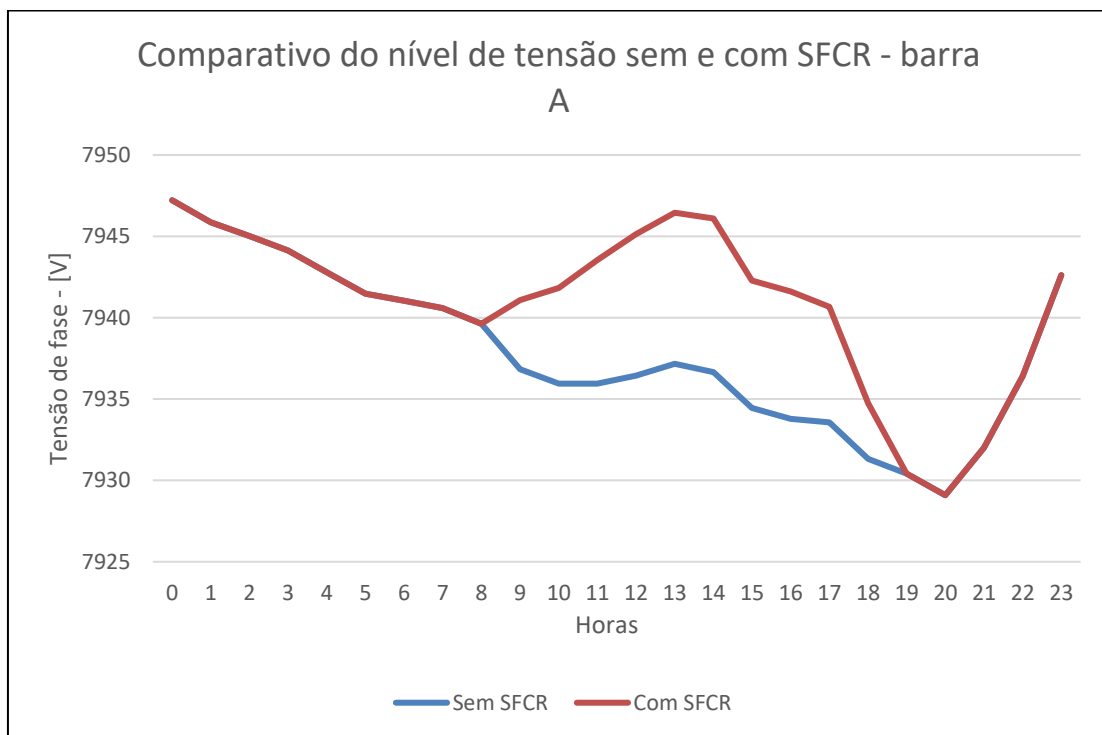
4 RESULTADOS E DISCUSSÕES

4.1 Barra A

4.1.1 Tensão na barra A

A barra A é de grande importante para a análise, pois ela conecta a subestação e alimenta o resto da rede de distribuição, é de grande interesse compreender o comportamento da rede ao se inserir sistemas fotovoltaicos, em particular observar o comportamento e as oscilações que ocorrem nessa barra ao passo que inserimos esses sistemas fotovoltaicos conectados à rede. A simulação analisa a operação do sistema durante as 24 horas do dia, a Figura 31 analisa o comportamento da tensão ao longo dessas 24 horas.

Figura 31 - Tensão na barra A



Fonte: Autora.

A tensão de fase nominal da subestação é de aproximadamente 7967,43 [V], porém, devido as perdas nas linhas a tensão sobre a barra é ligeiramente menor. Na Figura 30 é possível observar que quando o consumo das cargas aumenta ao longo do dia a tensão na barra A tende a diminuir, sem a influência de sistemas fotovoltaicos conectados a queda é ainda mais

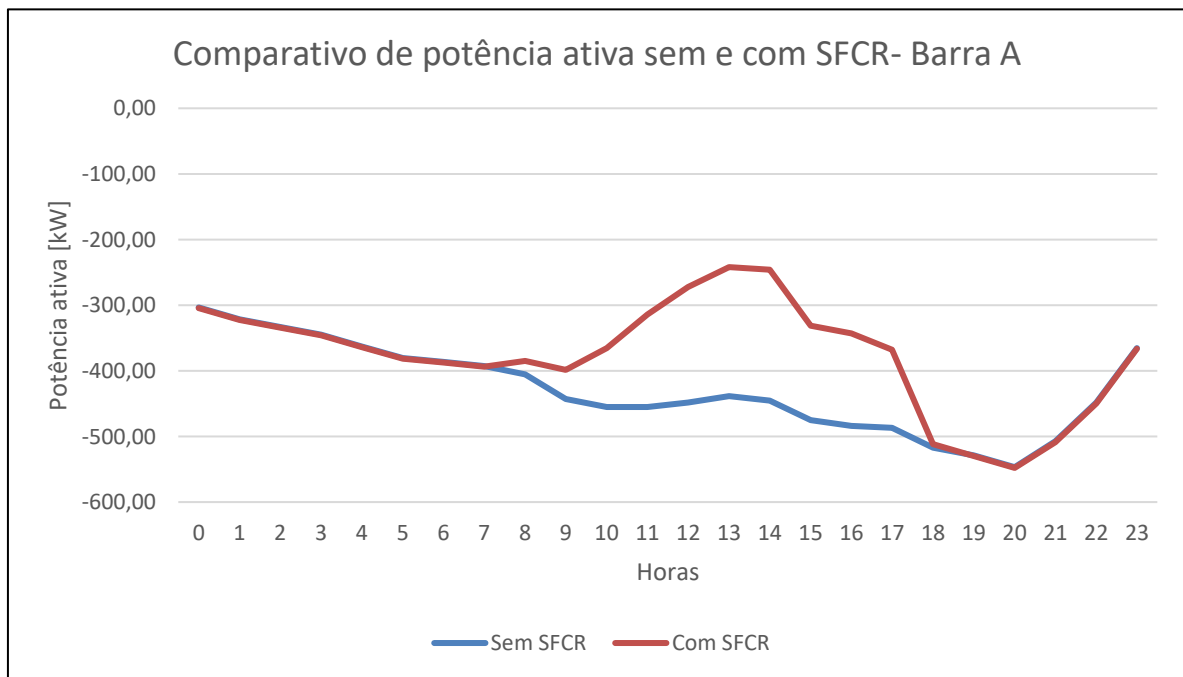
acentuada, entre 8 e 20 horas é possível observar uma queda considerável no nível de tensão nessa barra.

Ao inserirmos SFCR, durante seu período de operação entre as 8 e as 18 horas, a operação desses sistemas é responsável por manter os níveis de tensão na barra mais elevados, às 13 horas durante o pico de geração desses sistemas a tensão que antes era de 7937,17 [V] passou para 7946,46 [V]. Portanto, a inserção de SFCR contribui para que os níveis de tensão na barra A passem por menores variações durante o período de operação desses sistemas mantendo uma aproximação com a tensão fase nominal.

4.1.2 Potência ativa na barra A

A Figura 32 apresenta o comportamento da potência ativa ao longo do tempo de simulação. O sinal negativo então é adotado para indicar que a potência está saindo dessa barra indo em direção as outras barras do sistema, adotaremos então esse sentido do fluxo de potência para análise das outras barras onde os sistemas fotovoltaicos foram conectados. O consumo de potência ativa nessa barra sem SFCR aumenta no período de maior consumo das cargas desse sistema, nesse período as cargas consomem mais potência da barra da subestação.

Figura 32 - Potência ativa barra A



Fonte: Autora.

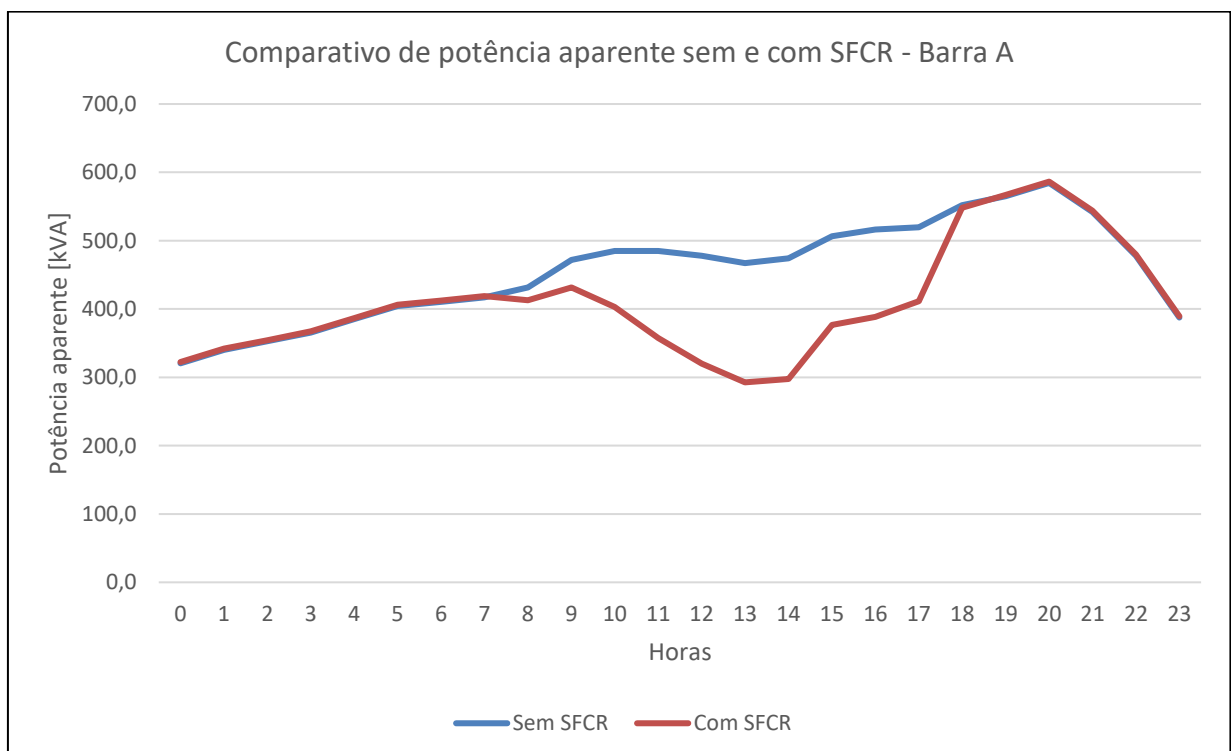
Quando os SFCR entram na simulação é possível observar que o consumo de potência ativa na barra A diminui, isso significa que menos potência ativa está sendo consumida da barra de alimentação e que agora os sistemas fotovoltaicos são responsáveis por entregar uma parte da potência que está sendo consumida pelas cargas.

A potência consumida na barra A no horário de pico da produção dos SFCR às 13 horas sofreu uma variação de -438,54 [kW] (sem SFCR) para -241,99 [kW], mostrando que o fluxo de potência da subestação para as barras diminuiu com a inserção dos SFCR.

4.1.3 Potência aparente na barra A

O comportamento da potência aparente na barra A é coerente com o comportamento da potência ativa e da potência reativa, sendo a potência aparente a potência total entregue a carga, uma combinação da potência ativa e da potência reativa. Na Figura 33 mostra uma comparação entre o comportamento da potência aparente antes e depois da inserção dos SFCR.

Figura 33 - Potência aparente na barra A



Fonte: Autora.

Os sistemas conectados operam entre o período compreendido entre 8 e 18 horas, durante este período é possível observar a diminuição do fluxo de potência aparente no sentido

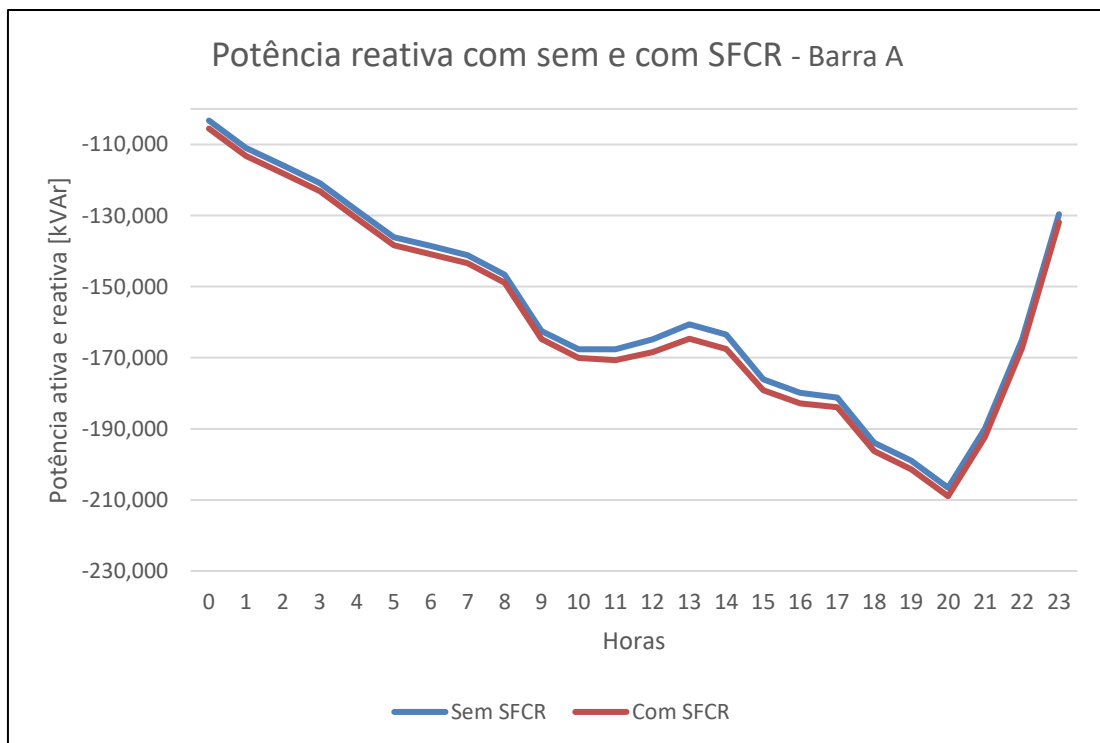
direto, ou seja, no sentido da subestação para as cargas, mostrando que os sistemas fotovoltaicos conectados à rede foram capazes de suprir uma parte da demanda de potência na barra.

4.1.4 Potência reativa na barra A

A potência reativa é a potência que oscila entre a fonte de alimentação e a carga, ao contrário da potência ativa que é usada para realizar o trabalho, a potência reativa não realiza trabalho, essa potência, porém, é a responsável por magnetizar as bobinas dos equipamentos elétricos. A Figura 34 mostra comportamento da potência reativa na barra A ao longo das 24 horas de simulação com e sem a presença do SFCR. A variação de potência reativa durante o período da simulação foi muito pequena, praticamente insignificante.

Apesar da variação muito pequena na potência reativa é preciso salientar que a injeção de potência ativa dos sistemas fotovoltaicos conectados à rede diminui o fator de potência dessa distribuição, e a correção desse fator de potência pode ser realizada por um banco de capacitores.

Figura 34 - Comportamento da potência reativa na barra A com e sem SFCR



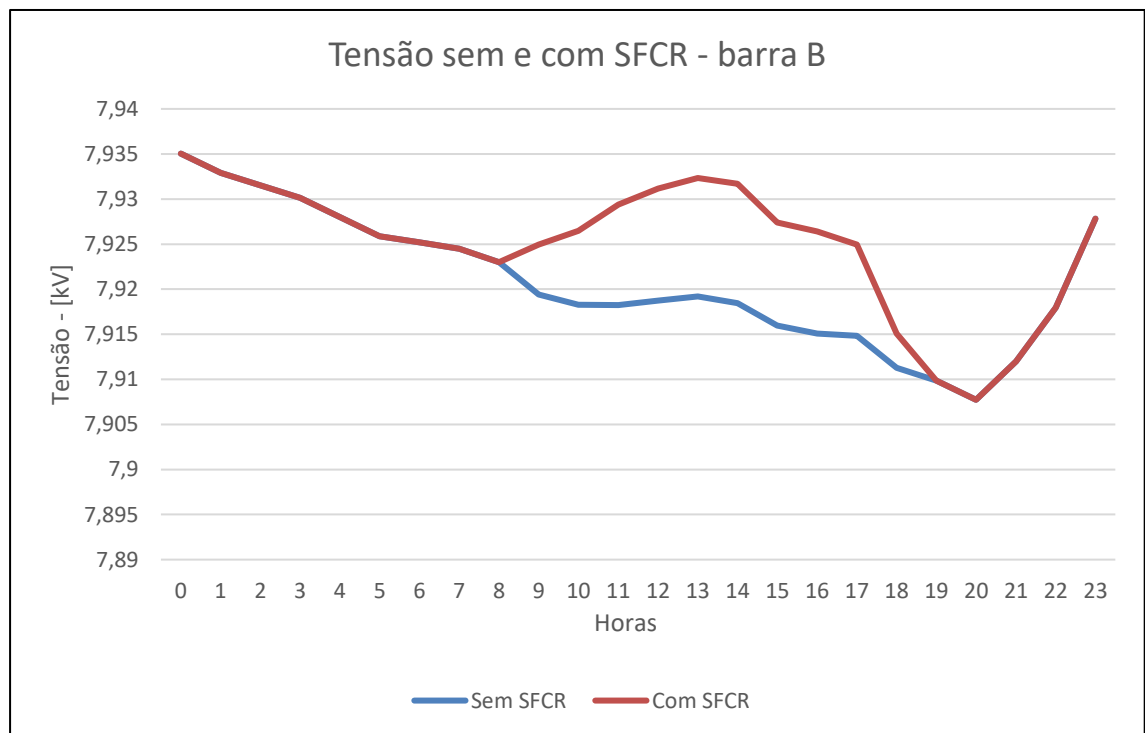
Fonte: Autora.

4.2 BARRA B

4.2.1 Tensão na barra B

A barra B é a barra onde está conectado o lado primário do transformador do sistema fotovoltaico, a análise aqui se dá nos resultados diretos na barra proporcionados pelo SFCR na barra I, conforme podemos observar na Figura 16. A Figura 35 apresenta o nível de tensão na barra durante as 24 horas do dia e através dela é possível notar que a tensão na barra aumenta durante o período do dia compreendido entre as 8 horas e as 18 horas, justamente o período do dia em que o SFCR entra em operação.

Figura 35 Tensão na barra B



Fonte: Autora.

A operação desses sistemas é responsável por manter os níveis de tensão na barra mais elevados, às 13 horas durante o pico de geração desses sistemas a tensão que antes era de 7,921 [kV] passou para 7,932 [kV]. Portanto, a inserção de SFCR contribui para que os níveis de tensão na barra B se mantenham elevados durante o período de operação.

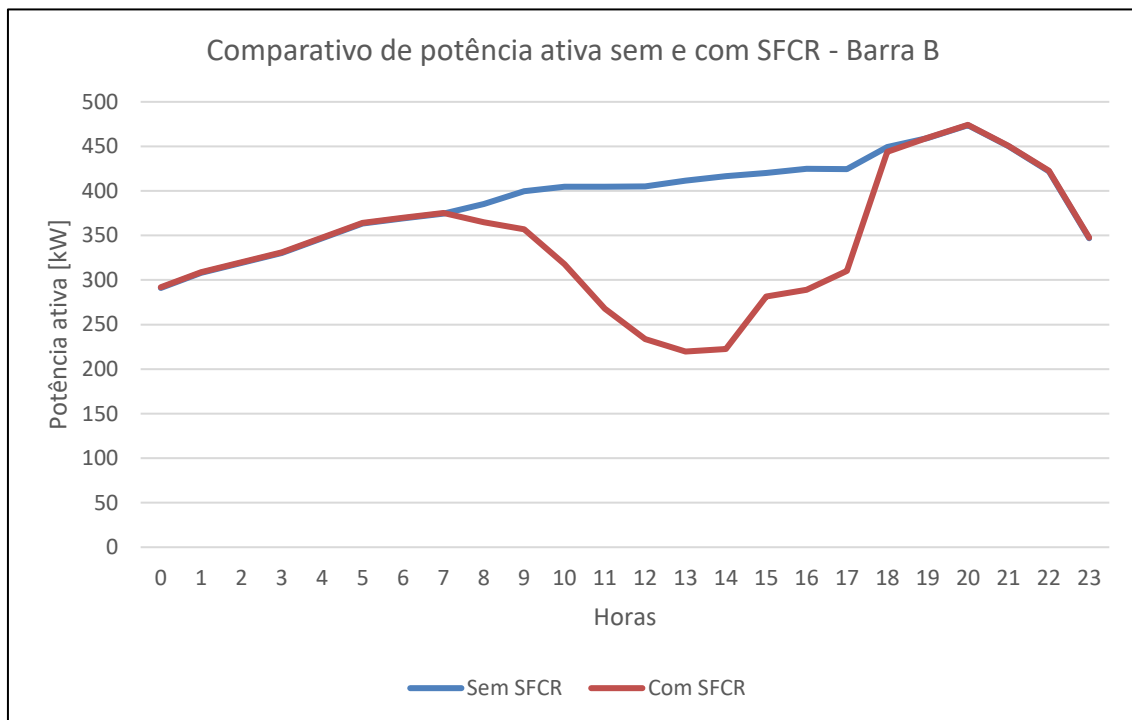
4.2.2 Potência ativa na barra B

A barra B consumia potência ativa na ausência de um SFCR, esse comportamento é apresentado na Figura 36 . As 20h horas o consumo de potência ativa na barra atingiu seu pico de 474 [kW], O formato da curva de potência ativa nessa barra com a inserção do SFCR se assemelha à curva de irradiação para os sistemas fotovoltaicos, presente na

Figura 28.

O fluxo de potência nessa barra é no sentido do transformador para o restante do sistema elétrico, isso indica que o SFCR supre o consumo na barra e injeta potência na rede de distribuição. Às 14 horas a potência nessa barra é de 223 [kW] quando o SFCR está no seu pico de operação e 417 [kW] sem o SFCR. Isso prova que o sistema foi responsável por suprir parte da demanda conectada na barra.

Figura 36 - Potência ativa na barra B com e sem SFCR

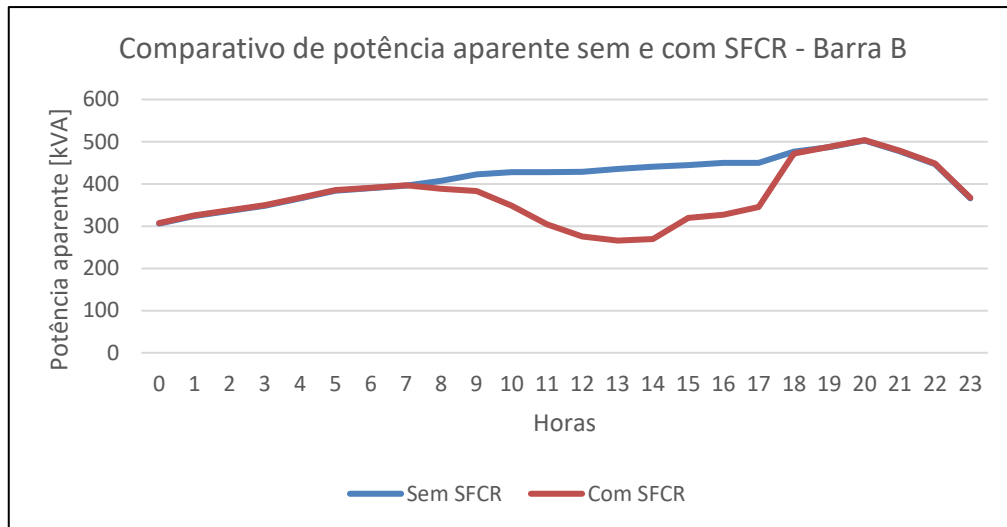


Fonte: Autora.

4.2.3 Potência aparente na barra B

A potência aparente na barra B segue o padrão apresentado pela potência ativa. A potência aparente sem e com SFCR é apresentada na Figura 37. Às 14 horas a potência aparente na barra B sem SFCR é de 441 [kVA] e com o SFCR é de 269 [kVA].

Figura 37 - Potência aparente com e sem SFCR na barra B

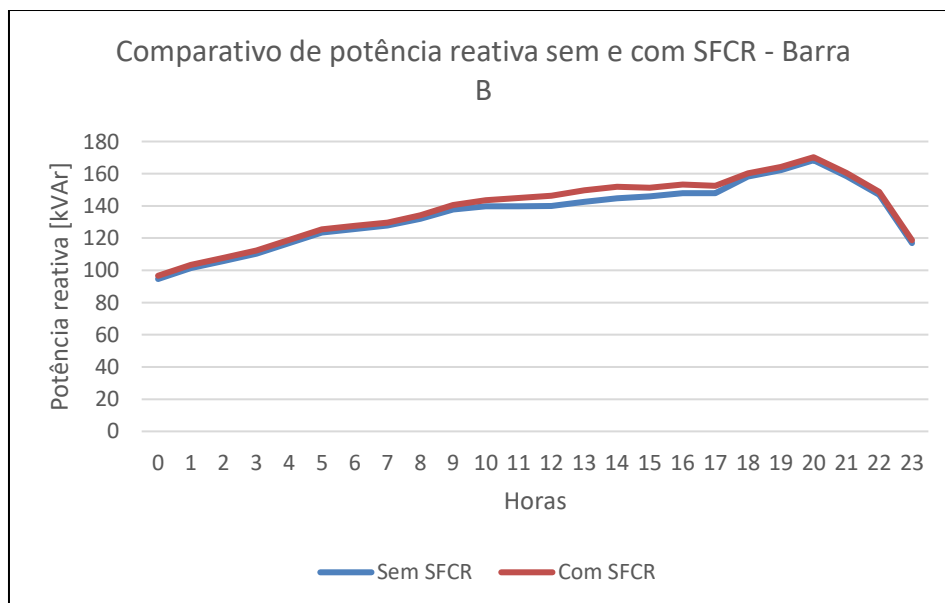


Fonte: Autora.

4.2.4 Potência reativa na barra B

A inserção de sistemas fotovoltaicos conectados à rede causa pouca variação no fluxo de potência reativa no sistema. A Figura 38 mostram o comportamento da potência reativa ao longo do período de 24 horas na barra B, é importante notar que a inserção do SFCR causa uma inversão no sentido da potência reativa. As 14 horas a potência reativa sem SFCR foi de 145 [kVAr] e com SFCR foi de 151 [kVAr].

Figura 38 - Potência reativa com e sem SFCR na barra B



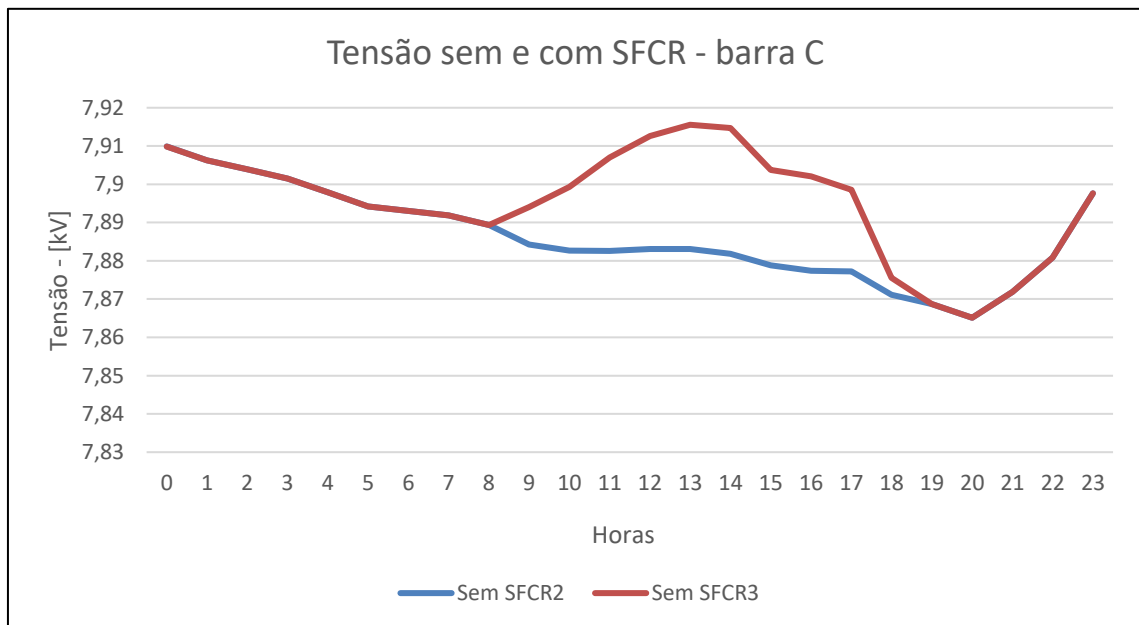
Fonte: Autora.

4.3 BARRA C

4.3.1 Tensão na barra C

O nível de tensão na barra C antes e após a inserção do SFCR é apresentado na Figura 39. Assim como o comportamento da tensão nas outras barras, os níveis de tensão na barra C aumentaram no período em que o sistema fotovoltaico estava operando normalmente, o padrão dessa elevação de tensão segue a curva de irradiância máxima do SFCR. Às 13 horas o nível de tensão sem SFCR foi de 7,883 [kV] já com o SFCR foi de 7,915 [kV].

Figura 39 - Tensão com e sem SFCR na barra C

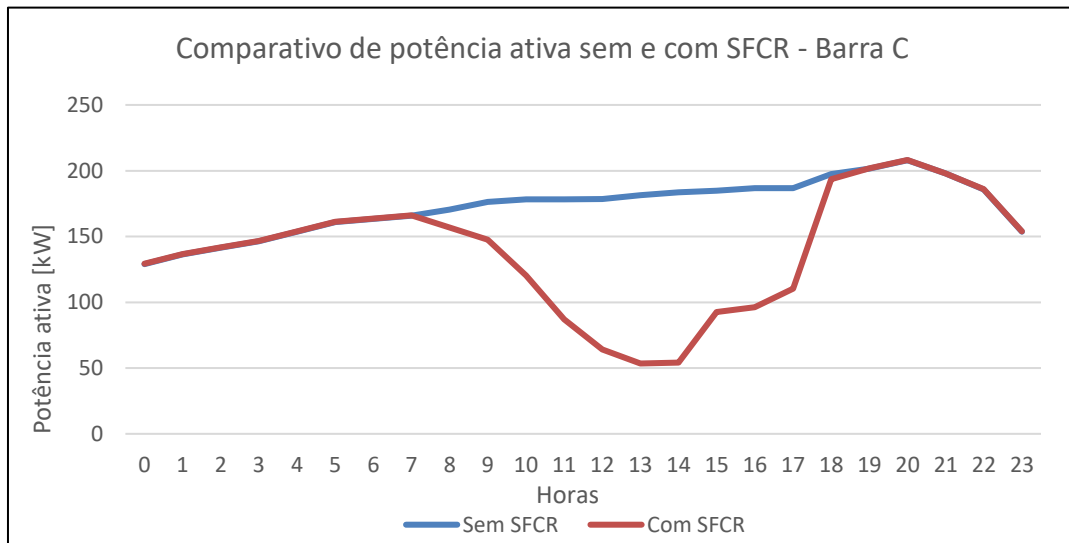


Fonte: Autora.

4.3.2 Potência ativa na barra C

Na barra C, quando o sistema fotovoltaico entra em operação a barra começa a produzir potência que será distribuída no resto do sistema, conforme Figura 40. A característica da curva de potência injetada na rede pelo SFCR segue o padrão da curva de irradiância. Às 14 horas a potência fluindo da barra C para o restante da rede de distribuição sem o SFCR é de 184 [kW] e com o SFCR é 54 [kW].

Figura 40 - Potência ativa barra C com e sem SFCR

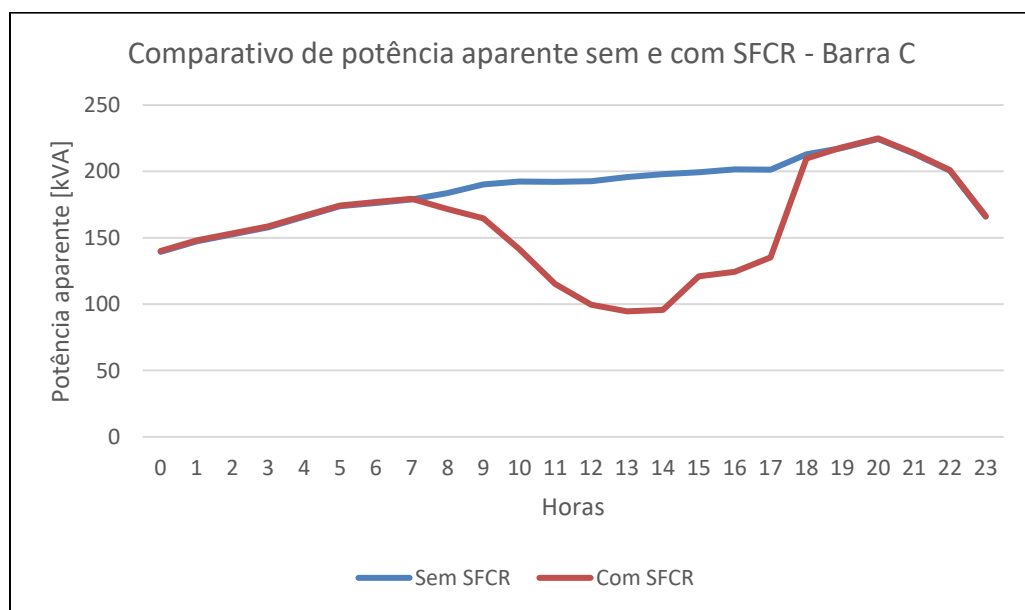


Fonte: Autora.

4.3.3 Potência aparente na barra C

O padrão da potência aparente nessa barra segue as características da curva de irradiação do sistema fotovoltaico conectado à rede. Quando o SFCR entra em operação a potência ativa flui da barra para a rede e a potência aparente começa a crescer. A Figura 41 mostra o comportamento da potência aparente nessa barra com o sem o SFCR. Às 14 horas o nível de potência aparente nessa barra sem o SFCR foi de 198 [kVA] e com o SFCR foi de 96 [kVA].

Figura 41 - Potência aparente com e sem SFCR na barra C

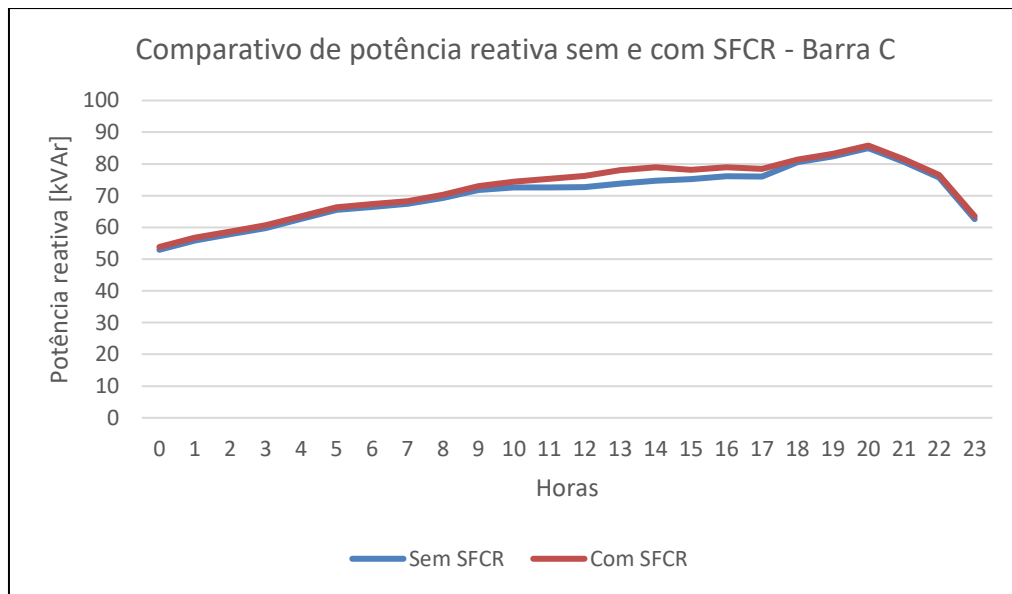


Fonte: Autora.

4.3.4 Potência reativa na barra C

A Figura 42 mostra os níveis de potência reativa nessa barra ao longo do dia, é pequena a variação de potência reativa quando o sistema fotovoltaico está em operação quando comparado com a potência reativa na barra sem SFCR. Às 13 horas a potência reativa consumida com o SFCR foi de 74 [kVAr] e com o SFCR foi de 78 [kVAr].

Figura 42 - Potência reativa na barra C com e sem SFCR



Fonte: Autora.

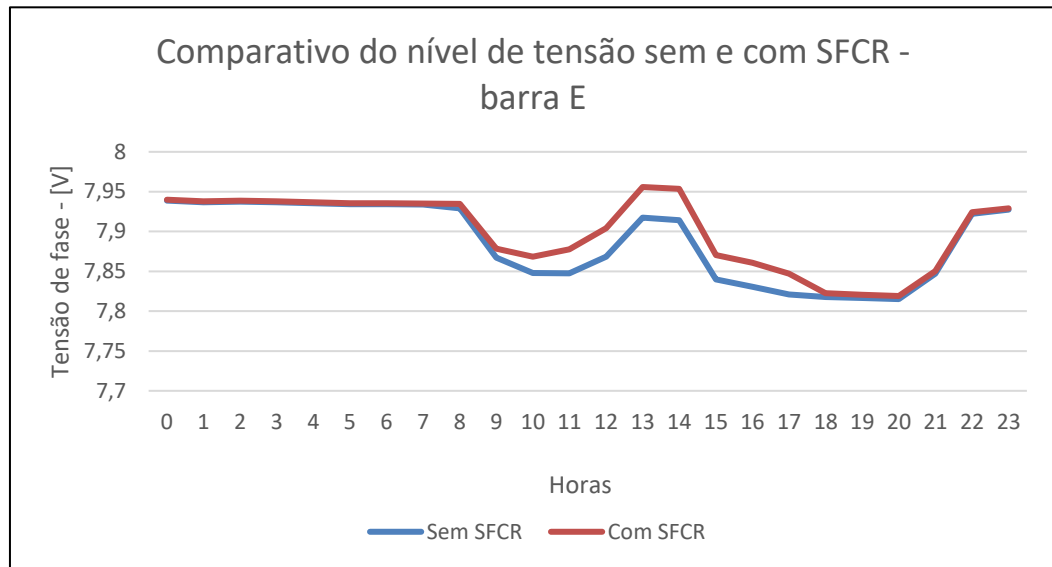
4.4 BARRA E

As simulações produzidas na barra E mostram o resultado da alteração no padrão da tensão e das potências quando a curva de carga é alterada. A curva de carga nessa barra é a curva de carga CC.

4.4.1 Tensão na barra E

Quando comparamos o comportamento da tensão na barra E com as tensões nas barras anteriores podemos observar que o formato da curva está completamente relacionado com o formato da curva de carga. Durante o período em que o sistema fotovoltaico está em operação a tensão na barra E aumenta consideravelmente, conforme Figura 43. Às 13 horas o nível de tensão na barra E sem SFCR foi de 7,917 [kV] e com o SFCR foi de 7,956 [kV].

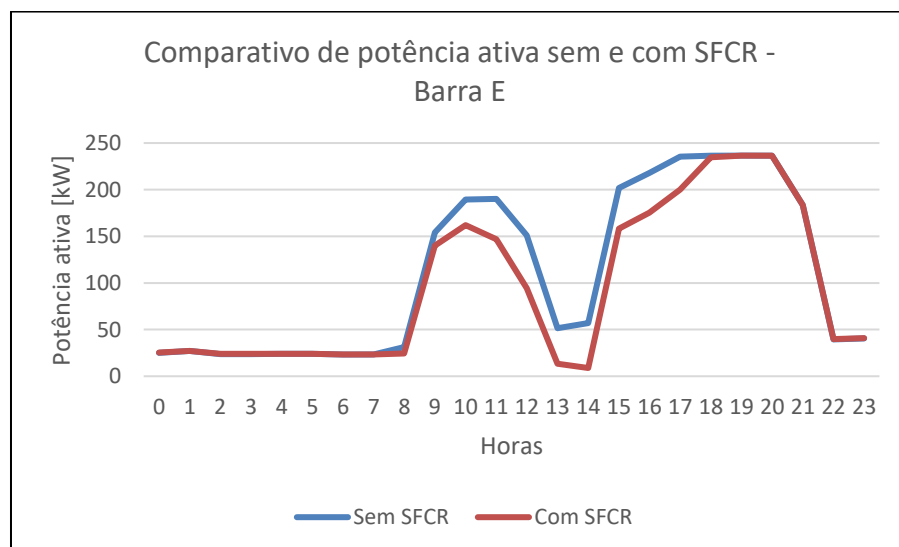
Figura 43 - Tensão na barra E com e sem SFCR



4.4.2 Potência ativa na barra E

A Figura 44 mostram o comportamento da potência ativa na barra E com e sem a presença de SFCR. A potência gerada na barra pela inserção do sistema fotovoltaico foi capaz de suprir o consumo na barra e ainda injetar potência na rede de distribuição.

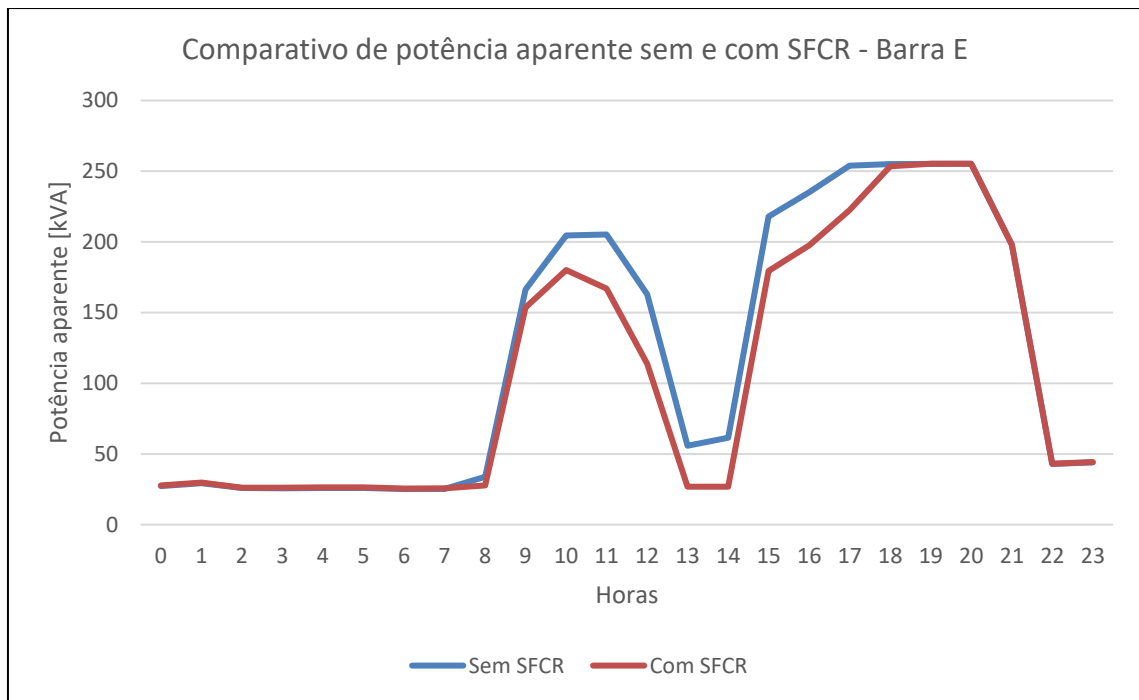
Figura 44 - Potência ativa na barra E com e sem SFCR



4.4.3 Potência aparente na barra E

A Figura 45 mostram o comportamento da potência aparente na barra E, como nos outros casos, é possível observar a inversão do sentido da potência durante as horas diárias em que o sistema fotovoltaico opera normalmente. Às 15 horas a potência aparente nessa barra com a inserção do SFCR foi de 179 [kVA].

Figura 45 - Potência aparente com e sem SFCR barra E

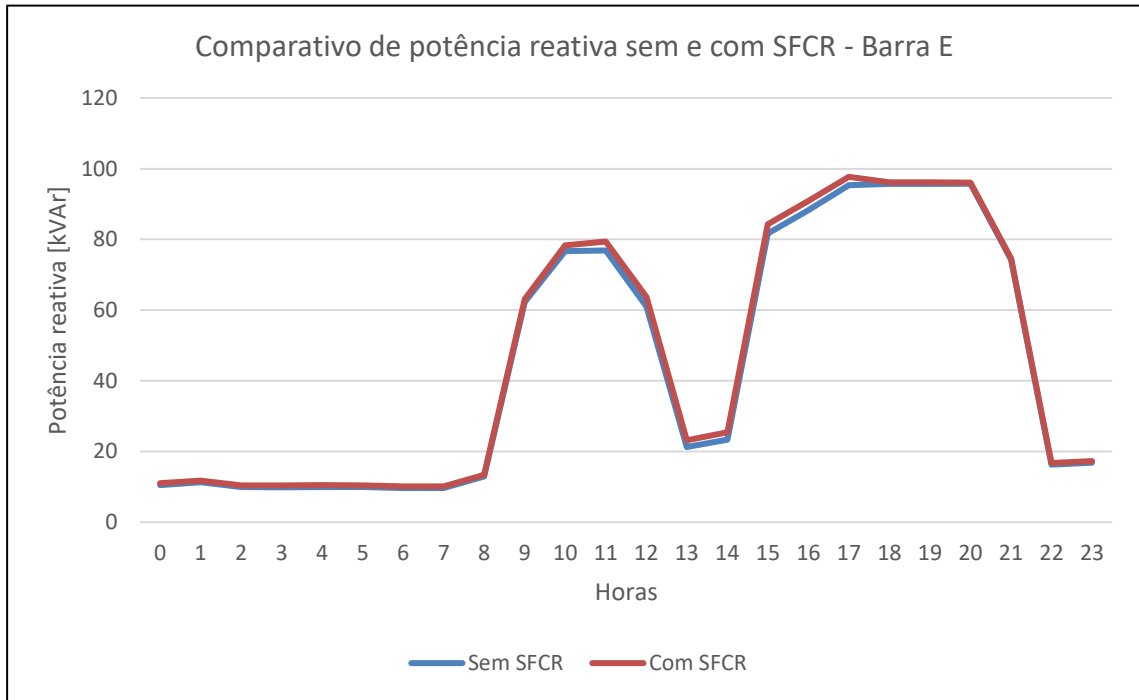


Fonte: Autora.

4.4.4 Potência reativa na barra E

A Figura 46 apresentam as potências reativas na barra E sem a inserção do SFCR e com a inserção, respectivamente. Podemos observar que ao inserir um sistema fotovoltaico conectado à rede esse causa uma variação muito pequena da potência reativa, porém, esses sistemas causam a redução do fator de potência das cargas, esse problema pode ser facilmente resolvido usando um banco de capacitores. Às 17 horas a potência reativa registrada na barra E foi de 98 [kVAr].

Figura 46 - Potência reativa com SFCR na barra E



Fonte: Autora.

5 CONCLUSÃO

A escassez ou dificuldade na obtenção de energia através das fontes tradicionais de energia (como hidrelétrica) ou até mesmo o desejo de diminuir os gastos financeiros com energia elétrica gerou uma grande procura por outras fontes de energia renováveis que podem ser produzidas localmente (como no caso do presente trabalho os sistemas fotovoltaicos). Essas fontes além de diminuir ou até mesmo praticamente zerarem os gastos com as fontes tradicionais de energia elétrica, são muitas vezes responsáveis por levar energia elétrica a lugares de difícil acesso, ajudando no crescimento socioeconômico de muitas regiões mais pobres.

É importante analisar quais as respostas que a inserção de sistemas fotovoltaicos conectados à rede pode causar nas redes de distribuição de energia existentes, analisar os benefícios e corrigir os problemas gerados. Usando o *software OpenDSS* foi possível simular a inserção de três sistemas fotovoltaicos conectados à rede em uma rede de distribuição tradicional. Os principais impactos observados foram impactos positivos, a inserção desses sistemas foi responsável por melhorar os níveis de tensão nas barras de modo significativo, mantendo esses níveis mais próximos da tensão nominal estimada.

Além disso, esses sistemas foram capazes de gerar potência ativa suprimindo o consumo das cargas nessas barras e injetando potência no sistema que será consumida por outras barras ao longo da rede de distribuição. Observamos também uma pequena variação na potência reativa nessas barras, variação essa que pode ser desconsiderada quando observamos a magnitude da potência reativa na barra de distribuição e a potência reativa nas barras com SFCR, porém, é preciso se atentar ao fator de potência da rede para caso necessário o ajuste seja realizado, o que pode ser feita pela construção de um banco de capacitores. Analisar a diferença entre um banco de capacitores permanente e banco de capacitores chaveado fica como sugestão para trabalhos futuros a fim de verificar suas influências no sistema de distribuição bem como no fator de potência da rede.

Ao inserirmos SFCR, durante seu período de operação entre as 8 e as 18 horas, a operação desses sistemas é responsável por manter os níveis de tensão na barra de distribuição (barra A) mais elevados, às 13 horas durante o pico de geração desses sistemas a tensão que antes era de 7937,17 [V] passou para 7946,46 [V]. Portanto, a inserção de SFCR contribui para que os níveis de tensão na barra A passem por menores variações durante o período de operação desses sistemas mantendo uma aproximação com a tensão fase nominal. Quando observamos a

potência ativa na barra de distribuição, um comportamento semelhante é observado, a potência consumida na barra A no horário de pico da produção dos SFCR às 13 horas sofreu uma variação de -438,54 [kW] (sem SFCR) para -241,99 [kW], mostrando que o fluxo de potência da subestação para as barras diminuiu com a inserção dos SFCR.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

Associação Brasileira de Energia Solar Fotovoltaica-ABSOLAR. Disponível em: <<https://www.absolar.org.br/noticia/geracao-fotovoltaica-cresce-182-na-primeira-quinzena-de-marco-aponta-ccee/>> Acesso em: 05 de maio de 2021.

ANICETO, Diego Machado. **Importância da correção do fator de potência nas instalações elétricas industriais**. IPOG: Revista Especialize On-line, Goiânia, v. 1, n. 11, p.1-16, jul. 2016. Disponível em: <<https://www.ipog.edu.br/revista-especialize-online/edicao-n11-2016/importancia-da-correcao-do-fator-de-potencia-nas-instalacoes-eletricas-industriais/>>. Acesso em: 02 jun. 2019

ALEXANDER, Charles K.; SADIKU, Matthew NO. **Fundamentos de circuitos elétricos**. AMGH Editora, 2013.

ALONSO-ABELLA, M.; CHENLO, F. **Choosing the right inverter for gridconnected PV systems**. *Renew Energ World*. v. 7. p. 132-147. 2004.

ANEEL. **Resumo por Classe de Consumo**. Disponível em <http://www2.aneel.gov.br/scg/gd/GD_Classe.asp>. Acesso em: 01 de dezembro de 2019.

ANEEL. Breve Histórico da Regulação antes da ANEEL. Disponível em <<https://bit.ly/3bumgeu>>. Acesso em 29/03/2020.

ANEEL. **Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional – PRODIST**. Disponível em <<https://www.aneel.gov.br/prodist>>. Acesso em 29/03/2020

ANEEL. **Nota técnica nº 0057/2014-SRD/ANEEL**. 13 de abril de 2015. Disponível em <<http://bit.ly/2P7divh>>. Acesso em: 01 de dezembro de 2019.

ANEEL. **Nota Técnica nº 0056/2017-SDR/ANEEL – Projeções 2017**. Brasília: [s.n.], 2008. Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/N_Técnica>. Acesso em: 06 de dezembro 2019.

ANEEL. **Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional - PRODIST**. (Módulo 3). Brasília: [s.n.], 2008. Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/PRODIST_Módulo_3>. Acesso em: 03 de dezembro 2019.

ANEEL. **Resolução Normativa Nº. 414/2010**. Condições gerais de Fornecimento de Energia Elétrica. ANEEL, 2010. Disponível em: <<http://www2.aneel.gov.br/cedoc/bren2010414.pdf>>. Acesso em: 03 de dezembro de 2019.

ANEEL. **Resolução Normativa Nº. 482/2012**. Condições gerais de Fornecimento de Energia Elétrica. ANEEL, 2012. Disponível em: <<http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2012482.pdf>>. Acesso em: 03 de dezembro de 2019.

ARAÚJO, Lucas Cajueiro. **Análise dos impactos da implantação da usina solar fotovoltaica na Universidade Federal do Tocantins–UFT Câmpus Palmas.** 2019.

ARRILAGA, J., WATSON, N. R., **Power System Harmonics**, second edition, University of Canterbury, 2003.

BOLLEN, M. H. J., **What is power quality?** *Electric Power Systems Research*, 66, 2003, pags. 5-14.

BRAGA, Renata Pereira. **Energia Solar Fotovoltaica: Fundamentos e Aplicações.** 2008. 80 f. Tese de Conclusão de Curso (Graduação) - Curso de Engenharia Elétrica, Departamento de Engenharia Elétrica, Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2008.

CALAIS, M. et al. **Inverters for single-phase grid-connected photovoltaic systems – An overview.** *Proceedings of Power Electronics Specialists Conference*, p. 1995-2000. 2002

CARNEIRO, Joaquim. **Electromagnetismo b módulos fotovoltaicos características e associações.** Universidade do Minho Escola de Ciências Departamento de Física Campus de Azurém, Guimarães, 2010.

CARNEIRO, Marlon da Silva. **Utilização do software Opendss para cálculo das perdas técnicas em redes de distribuição.** 2019.

Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE. Disponível em: <https://www.ccee.org.br/portal/faces/pages_publico/inicio?_afLoop=748699394835811&_adf.ctrl-state=1ab1rr9tax_67>. Acesso em: 05 de abril de 2021.

CHAPMAN, Stephen J. **Fundamento de Máquinas Elétricas.** 5. ed. Porto Alegre: McGraw Hill Bookman, 2013.

CRUZ, A. A. P. et al. **Usina solar fotovoltaica de juiz de fora.** Universidade Federal de Juiz de Fora (UFJF), 2012.

CRUZ, I. **Fundamentos, dimensionado y aplicaciones de la energia solar fotovoltaica – Inversores conectados a red y autónomos.** v. 1. cap. 11. 2009.

DA SILVA, M. S. N. **Correção De Fator De Potência Através De Inversores Multifuncionais Em Sistemas Fotovoltaicos.** 2017.

DUGAN, R. C. et al. **Electrical Power Systems Quality.** Second edition, McGraw-Hill. **Conservação de Energia – Eficiência Energética de Equipamentos e Instalações**, 3ª edição, Eletrobrás, Editora da FUPAI, 2006.

EPE (EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA). **Balço Energético Nacional (BEN) – Ano base 2019, 2020.** Rio de Janeiro. 2020. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-479/topico-528/BEN2020_sp.pdf>. Acesso em: 06 de abril de 2021.

EPRI-ELECTRIC POWER RESEARCH INSTITUTE. **Manual OpenDSS.** 2019. Disponível em: <<https://www.epri.com/#/pages/sa/openss?lang=en>>. Acesso em: 02 dezembro de 2019.

GREENER. **Estudo Estratégico – Mercado Fotovoltaico de Geração Distribuída – 2º Semestre de 2018**. Disponível em: < https://greener.greener.com.br/download_estudo2018>.

GREENER. **Estudo Estratégico de Geração Distribuída em 2020 – Mercado Fotovoltaico**. Disponível em: < <https://greener.greener.com.br/estudo-gd-2s2020>>.

GOETZBERGER, A.; HOFFMANN, V. U. **Photovoltaic solar energy generation**. Springer, Alemanha, 2005.

GONZALEZ, M. L. y et al. **Estimativa de Distorções Harmônicas Geradas por Consumidores Residenciais**, XVII Seminário Nacional de Distribuição de Energia Elétrica – SENDI, 21-25 de Agosto de 2006, Belo Horizonte, MG.

GUSMAN, Lucas Soares et al. **Análise Dos Efeitos Da Utilização De Um Sistema Fotovoltaico No Fator De Potência De Uma Empresa Agroindustrial**. In: CONGRESSO BRASILEIRO DE ENERGIA SOLAR, 2018, S. Loc. **Anais...** Gramado: CBENS, 2018. p. 1 - 9. Disponível em: < <https://anaiscbens.emnuvens.com.br/cbens/article/view/185/185>>. Acesso em: 29 mar. 2019.

IEA. Total primary energy supply (TPES) by source, World 1990-2017. Disponível em: <<https://www.iea.org/data-and-statistics>>. Acesso em: 05 de abril de 2021.

LIMA, Wlthagnan Silva. **Análise Dos Impactos Originados Pela Inserção De Sistemas Fotovoltaicos Conectados À Rede Utilizando O Software Opendss**. 2017. TCC (Graduação) - Curso de Engenharia Elétrica, Universidade Federal do Tocantins, Palmas, 2017.

MACHADO, Marcos Felipe Santana de Oliveira. **Tutorial Para Aplicação Do Software Opendss Em Análise De Redes De Distribuição De Energia Elétrica**. 2017. TCC (Graduação) - Curso de Engenharia Elétrica, Ciências Exatas, UFMA, São Luís, 2017.

MAMEDE FILHO, J. **Instalações Elétricas Industriais – LTC – 8a ed.**, 2011;

Ministério de Minas e Energia (2015). **Energia Solar no Brasil e Mundo**. Disponível em: <<https://goo.gl/D9CPgR>>. Acesso em: 05 de dezembro de 2019.

OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO – NOS. **Procedimentos de Rede: Submódulo 2.8 – Padrões de Desempenho da Rede Básica**. Rio de Janeiro, 2002

SHAYANI, Rafael Amaral. **Método para Determinação do Limite de Penetração da Geração Distribuída Fotovoltaica em Redes Radiais**. 2010. 161 f. Tese (Doutorado) - Curso de Engenharia Elétrica, Departamento de Engenharia Elétrica, Universidade de Brasília, Brasília, 2010.

SEVERINO, Mauro Moura. **Avaliação Técnico-Econômica de um Sistema Híbrido de Geração Distribuída para Atendimento a Comunidades Isoladas da Amazônia.** 2008. 335 f. Tese (Doutorado) - Curso de Engenharia Elétrica, Departamento de Engenharia Elétrica, Universidade de Brasília, Brasília, 2008.

SILVA, Marcos César Isoni. **Correção do fator de potência de cargas industriais com dinâmica rápida.** 2009. 241 f. Dissertação (Mestrado) - Curso de Engenharia Elétrica, Universidade Federal de Minas Gerais, Belo Horizonte, 2009

PALMAS. **Secretaria Municipal Extraordinária de Assuntos Estratégicos, Captação de Recursos e Energias Sustentáveis.** 2015a. Disponível em: <[http://www.palmas.to.gov.br/secretaria/energias-. Sustentáveis](http://www.palmas.to.gov.br/secretaria/energias-.Sustentáveis)>. Acesso em: 07 de dezembro de 2019

PALMAS. Prefeitura Municipal de Palmas. **Lei Complementar Nº 327,** 24 de novembro 2015b. Disponível em: < <https://www.palmas.to.gov.br/intranet/>>. Acesso em: 01 de dezembro de 2019.

PINTO NETO, Aimé Fleury de Carvalho. **Qualificação e Etiquetagem de Inversores para Sistemas Fotovoltaicos Conectados à Rede.** 2012. 141 f. Dissertação (Mestrado) - Curso de Programa de Pós-Graduação em Energia, Universidade de São Paulo, São Paulo, 2012.

PINTO NETO, A. F. C. **Avaliação do impacto de sistemas fotovoltaicos conectados à rede de distribuição de baixa tensão.** 2016. 110 f. Tese de Doutorado. Programa de Pós-Graduação em Energia. Universidade de São Paulo. São Paulo, 2016.

PIRES, Igor Amariz. **Caracterização de harmônicos causados por equipamentos eletroeletrônicos residenciais e comerciais no sistema de distribuição de energia elétrica.** 2006.

RAMPINELLI, G. A.; et al. Descrição e análise de inversores utilizados em sistemas fotovoltaicos. **RECEN-Revista Ciências Exatas e Naturais**, v. 15, n. 1, p. 25-50, 2013.

RUTHER, R. **Edifícios solares fotovoltaicos: o potencial da geração solar fotovoltaica integrada a edificações urbanas e interligada à rede elétrica pública no Brasil.** Editora UFSC, 2004.

URBANETZ, J. **Sistemas fotovoltaicos conectados a redes de distribuição urbanas: sua influência na qualidade da energia elétrica e análise dos parâmetros que possam afetar a conectividade.** Tese de Doutorado, PPGEC/UFSC. Florianópolis, 2010.

VILLALVA, Marcelo Gradella. **Energia Solar Fotovoltaica: Conceitos e Aplicações.** 2. ed. São Paulo: Érica, 2017. 224 p.

ANEXO – CÓDIGO

April 12, 2021

```

////////////////////////////////////
//PROJETO DE CONCLUSÃO DE CURSO//
//CURSO DE ENGENHARIA ELÉTRICA//
//FARONAK KHARAGHANI////////////////////////////////
////////////////////////////////////

Clear

//CRIANDO A FONTE SUBESTAÇÃO

New Circuit.Fonte phases=3 basekv=13.8 bus1=Subestação
~ mvasc3=20000 mvasc1=21000 pu=1

//DEFININDO AS CARACTERÍSTICAS DA LINHA
//caracteristicas de impedância da linha

New Linecode.Arranjo1 nphases=3 baseFreq=60
~ rmatrix=[0.18 | 0 0.222 | 0 0 0.222]
~ xmatrix=[0.40 | 0 0.402 | 0 0 0.402]
~ cmatrix=[2.74 | 0 2.96 | 0 0 2.74]

New Linecode.Arranjo2 nphases=3 baseFreq=60
~ rmatrix=[0.45 | 0 0.705 | 0 0 0.705]
~ xmatrix=[0.35 | 0 0.450 | 0 0 0.450]
~ cmatrix=[2.74 | 0 2.96 | 0 0 2.74]

//-----LINHA 1-----

New Line.Linha1 phases=3 bus1=Subestação bus2=A
~ Linecode=Arranjo1 length=1.5 units=km

//-----LINHA 2-----

New Line.Linha2 phases=3 bus1=A bus2=B Linecode=Arranjo1
~ length=1.0 units=km

```

```

//-----LINHA 3-----
New Line.Linha3 phases=3 bus1=B bus2=C Linecode=Arranjo2
~ length=2.5 units=km

//-----LINHA 4-----
New Line.Linha4 phases=3 bus1=C bus2=E Linecode=Arranjo2
~ length=2.0 units=km

//-----LINHA 5-----
New Line.Linha5 phases=3 bus1=D bus2=G Linecode=Arranjo2 length=0.250 units=km

//DEFINIÇÃO DOS TRANSFORMADORES

// =====TRANSFORMADOR 1 (TRANSFORMADOR ENTRE A E D)=====
New Transformer.T1 phases = 3 xh1 = 2 %loadloss=0.5 %noloadloss=0.2 %imag=0.5
~ wdg = 1 Bus = A kV = 13.8 kVA = 750 conn = delta
~ wdg = 2 Bus = D kV = 0.38 kVA = 750 conn = wye

//=====TRANSFORMADOR 2 (TRANSFORMADOR DO SFCR ENTRE B E I)=====
New Transformer.T2 phases = 3 xh1 = 2 %loadloss=0.5 %noloadloss=0.2 %imag=0.5
~ wdg = 1 Bus = B kV = 13.8 kVA = 750 conn = delta
~ wdg = 2 Bus = I kV = 0.38 kVA = 750 conn = wye

//=====TRANSFORMADOR 3 (TRANSFORMADOR DO SFCR ENTRE E E F)=====
New Transformer.T3 phases = 3 xh1 = 2 %loadloss=0.5 %noloadloss=0.2 %imag=0.5
~ wdg = 1 Bus = E kV = 13.8 kVA = 300 conn = delta
~ wdg = 2 Bus = F kV = 0.38 kVA = 300 conn = wye

//=====TRANSFORMADOR 4 (TRANSFORMADOR DO SFCR ENTRE C E H)=====
New Transformer.T4 phases = 3 xh1 = 2 %loadloss=0.5 %noloadloss=0.2 %imag=0.5
~ wdg = 1 Bus = C kV = 13.8 kVA = 300 conn = delta
~ wdg = 2 Bus = H kV = 0.38 kVA = 300 conn = wye

//DEFININDO O BANCO DE CAPACITORES
New Capacitor.BANCO_CAPACITORES phases=3 bus1=B kvar=80 kv=13.8

```

```

// DEFININDO A CURVA DE CONSUMO DAS CARGAS

//CURVA DE CONSUMO DA CARGA AA

New Loadshape.Curva_de_CargaAA npts=24 interval=1
~ mult=(0.1 0.1 0.1 0.1 0.1 0.2 0.3 0.4 0.7 0.7
~ 0.8 0.8 0.89 0.8 0.9 0.7 0.7 0.7 0.8 0.5 0.4
~ 0.3 0.2 0.2 0.1)

//CURVA DE CONSUMO DA CARGA BB

New Loadshape.Curva_de_CargaBB npts=24 interval=1
~ mult=(0.5 0.53 0.55 0.57 0.6 0.63 0.64 0.65 0.67 0.7 0.71 0.71 0.71
~ 0.72 0.73 0.74 0.75 0.75 0.8 0.82 0.85 0.8 0.74 0.6)

//CURVA DE CONSUMO DA CARGA CC

New Loadshape.Curva_de_CargaCC npts=24 interval= 1
~ mult=(0.09634 0.10377 0.09123 0.09094 0.09212 0.09222 0.08934 0.08962
~ 0.12000 0.60889 0.76140 0.76382 0.59646 0.19988 0.22037 0.81756 0.88937
~ 0.96817 0.97731 0.97948 0.98200 0.74074 0.15315 0.15615)

// DEFININDO AS CARGAS

// CARGA 1 (CARGA CONECTADA A BARRA G)
New Load.CARGA1 bus1=G phases=1 conn=wye model=8 kv=0.38 kW=10 pf=0.92
~ daily=Curva_de_CargaAA zipv=(0.5, 0, 0.5, 1, 0, 0, 0.90)

//CARGA 2 (CARGA CONECTADA A BARRA D)
New Load.CARGA2 bus1=D phases=3 conn=delta model=8 kv=0.38 kW=120 pf=0.92
~ daily=Curva_de_CargaCC zipv=(0.5, 0, 0.5, 1, 0, 0, 0.90)

//CARGA 3 (CARGA CONECTADA A BARRA B)
New Load.CARGA3 bus1=B phases=3 conn=delta model=8 kv=13.8 kW=1000 pf=0.92
~ daily=Curva_de_CargaBB zipv=(0.5, 0, 0.5, 1, 0, 0, 0.90)

//CARGA 4 (CARGA CONECTADA A BARRA E)
New Load.CARGA4 bus1=E phases=3 conn=delta model=8 kv=13.8 kW=800 pf=0.92
~ daily=Curva_de_CargaBB zipv=(0.5, 0, 0.5, 1, 0, 0, 0.90)

//CARGA 5 (CARGA CONECTADA A BARRA C)
New Load.CARGA5 bus1=D phases=3 conn=delta model=8 kv=13.8 kW=500 pf=0.92
~ daily=Curva_de_CargaCC zipv=(0.5, 0, 0.5, 1, 0, 0, 0.90)

```

```

//====DEFINIÇÃO DOS PARÂMETROS DO SISTEMA FOTOVOLTAICO====

// Curva de ajuste para potência CC
New XYCurve.MyPyst npts = 4 xarray = [0 25 75 100] yarray = [1.2 1.0 0.8 0.6]

// Curva de eficiência do inversor
New XYCurve.MyEff npts = 4 xarray = [0.1 0.2 0.4 1.0] yarray = [0.86 0.9 0.93 0.98]

// Curva de Irradiação solar diária
New LoadShape.MyIrrad npts=24 interval =1 mult=[0 0 0 0 0 0 0 0 0 0.1 0.2 0.39 0.60
~ 0.74 0.82 0.83 0.61 0.60 0.51 0.03 0 0 0 0 0 ]

// Temperatura diária do módulo
New Tshape.MyTemp npts=24 interval = 1 temp = [24.70 25 24.60 23.60 24.40 24.50
~ 28 29 47.90 50.10 61.90 73.40 73.90 74.40 74.40 75.40 75 64.90 63.90 31.50
~ 28.50 27.30 26.40 26.90 ]

//==== SFCR

// SFCR NA BARRA I
New PVSsystem.PV_1 phases = 3 Bus1 = I kv = 0.380 KVA = 250 irrads = 1 Pmpp = 250
~ temperature = 25 PF = 1 effcurve=Myeff P-TCurve=MyPvst Daily=MyIrrad TDaily=MyTemp
~ %Cutin = 0.1 %Cutout = 0.1

// SFCR NA BARRA F
New PVSsystem.PV_2 phases = 3 Bus1 = F kv = 0.380 KVA = 250 irrads = 1 Pmpp = 250
~ temperature = 25 PF = 1 effcurve=Myeff P-TCurve=MyPvst Daily=MyIrrad TDaily=MyTemp
~ %Cutin = 0.1 %Cutout = 0.1

// SFCR NA BARRA H
New PVSsystem.PV_3 phases = 3 Bus1 = H kv = 0.380 KVA = 250 irrads = 1 Pmpp = 250
~ temperature = 25 PF = 1 effcurve=Myeff P-TCurve=MyPvst Daily=MyIrrad TDaily=MyTemp
~ %Cutin = 0.1 %Cutout = 0.1

//MONITORAMENTO E RESULTADOS

```

```

Set voltagebases=[13.8 0.38]
Calcvoltagebases
set mode=daily
set stepsize=1h
set number=24

New monitor.Tensão_linha11 element=Line.Linha1 terminal=2 mode=0 ppolar=no
New monitor.Potência_linha11 element=Line.Linha1 terminal=2 mode=1 ppolar=no
New monitor.potência_S11 element=Line.Linha1 terminal=2 mode=1
New monitor.Tensão_carga11 element=Load.Carga1 terminal=1 mode=0 ppolar=no
New monitor.Potência_carga11 element=Load.Carga1 terminal=1 mode=1 ppolar=no
New monitor.Tensão_carga21 element=Load.Carga2 terminal=1 mode=0 ppolar=no
New monitor.Potência_carga21 element=Load.Carga2 terminal=1 mode=1 ppolar=no
New monitor.Potência_carga51 element=Load.Carga5 terminal=1 mode=1 ppolar=no
New monitor.Potência_Solar element=PVSystem.PV_1 terminal=1 mode=1 ppolar=no
New monitor.Potência_Solar1 element=PVSystem.PV_2 terminal=1 mode=1 ppolar=no
New monitor.Potência_Solar2 element=PVSystem.PV_3 terminal=1 mode=1 ppolar=no

//===== MONITORAMENTO DA SAÍDA DOS TRANSFORMADORES=====
// Transformador 1
New monitor.T_em_H_tensão element = Transformer.T4 terminal = 1 mode = 0
~ !Monitoramento da tensão
New monitor.T_em_H_potência_S element=Transformer.T4 terminal=1 mode=1
~!Monitoramento da Potência Aparente
New monitor.T_em_H_potência_P element=Transformer.T4 terminal=1 mode=1 ppolar=no
~ !Monitoramento da Potência Ativa
New monitor.T_em_H_potência_Q element=Transformer.T4 terminal=1 mode=1 ppolar=no
~ !Monitoramento Potência Reativa

// Transformador 2
New monitor.T_em_I_tensão element= Transformer.T2 terminal = 1 mode = 0
~ !Monitoramento da tensão
New monitor.T_em_I_potência_S element=Transformer.T2 terminal=1 mode=1
~ !Monitoramento da Potência Aparente
New monitor.T_em_I_potência_P element=Transformer.T2 terminal=1 mode=1 ppolar=no
~ !Monitoramento da Potência Ativa
New monitor.T_em_I_potência_Q element=Transformer.T2 terminal=1 mode=1 ppolar=no
~ !Monitoramento Potência Reativa

// Transformador 3
New monitor.T_em_F_tensão element = Transformer.T3 terminal = 1 mode = 0
~ !Monitoramento da tensão
New monitor.T_em_F_potência_S element=Transformer.T3 terminal=1 mode=1

```



```
~ !Monitoramento da Potência Aparente
New monitor.T_em_F_potência_P element=Transformer.T3 terminal=1 mode=1 ppolar=no
~ !Monitoramento da Potência Ativa
New monitor.T_em_F_potência_Q element=Transformer.T3 terminal=1 mode=1 ppolar=no
~ !Monitoramento Potência Reativa

calc
solve
```