

UNIVERSIDADE TECNOLÓGICA FEDERAL DO PARANÁ

ANGELO MARCIO CAMINHA LEMPEK JUNIOR

**CARACTERIZAÇÃO DO PERFIL DE PERDAS EM UMA MICRORREDE FRENTE
A VARIAÇÕES DE PENETRAÇÃO DE ENERGIA RENOVÁVEL**

APUCARANA

2022

ANGELO MARCIO CAMINHA LEMPEK JUNIOR

**CARACTERIZAÇÃO DO PERFIL DE PERDAS EM UMA MICRORREDE FRENTE
A VARIAÇÕES DE PENETRAÇÃO DE ENERGIA RENOVÁVEL**

**CHARACTERIZATION OF THE PROFILE LOSSES IN MICRO-GRID FACING
VARIATIONS OF RENEWABLE ENERGY PENETRATION**

Trabalho de conclusão de curso de graduação apresentada como requisito para obtenção do título de Bacharel em Engenharia Elétrica da Universidade Tecnológica Federal do Paraná (UTFPR).

Orientador: Bruno de Nadai Nascimento

APUCARANA

2022



[4.0 Internacional](https://creativecommons.org/licenses/by-nc-sa/4.0/)

Esta licença permite remixe, adaptação e criação a partir do trabalho, para fins não comerciais, desde que sejam atribuídos créditos ao(s) autor(es) e que licenciem as novas criações sob termos idênticos. Conteúdos elaborados por terceiros, citados e referenciados nesta obra não são cobertos pela licença.

ANGELO MARCIO CAMINHA LEMPEK JUNIOR

**CARACTERIZAÇÃO DO PERFIL DE PERDAS EM UMA MICRORREDE FRENTE
A VARIAÇÕES DE PENETRAÇÃO DE ENERGIA RENOVÁVEL**

Trabalho de conclusão de curso de Graduação
apresentado como requisito para obtenção do
título de Bacharel em nome da Engenharia Elétrica
da Universidade Tecnológica Federal do Paraná
(UTFPR).

14 de Junho de 2022

Bruno de Nadai Nascimento
Doutorado em Engenharia Elétrica
Universidade Tecnológica Federal do Paraná

Renan Silva Maciel
Doutorado em Engenharia Elétrica
Universidade Tecnológica Federal do Paraná

Sebastian de Jesus Manrique Machado
Doutorado em Engenharia Elétrica
Universidade Tecnológica Federal do Paraná

APUCARANA

2022

RESUMO

O crescimento da demanda energética e os problemas ambientais trouxeram a necessidade de novas fontes de geração de energia e entre elas uma das mais promissoras é a fotovoltaica. O entendimento do funcionamento de um módulo fotovoltaico, responsável pela geração de energia, é fundamental para que seja possível projetar o sistema mais adequadamente, já que a produção de uma placa fotovoltaica depende, entre muitos fatores, da temperatura e da irradiância do local onde é instalada. Nas últimas duas décadas houve um grande crescimento na quantidade de energia gerada nessa forma e nesse sentido foram iniciados estudos para entender o comportamento deste tipo de geração no sistema elétrico de potência (SEP). Em SEP um dos problemas inerentes ao processo são as perdas energéticas devido a transmissão de energia, que se torna maior conforme a distância entre a carga e o gerador. Uma das maneiras de diminuir esta distância é com a geração distribuída (GD), onde a geração acontece no local de consumo ou próximo, algo que reduziria as perdas de transmissão. Nesse contexto seria possível formar pequenas redes com geração distribuída (microrrede), desta forma a geração se adaptaria á carga, o que possibilitaria formar um sistema que operaria de maneira autônoma. O estudo de fluxo de potência é fundamental para obter as condições operativas estáticas do sistema, tradicionalmente realizado com o método de Newton-Raphson. Porém o método não pode ser diretamente utilizado para as microrredes, pois as mesmas operam desconectadas da rede e o método exige uma barra de referência, sem essa condição, métodos alternativos devem ser utilizados. Atualmente vários estudos estão sendo realizados para entender as possibilidades e dificuldades da operação de uma microrrede (ou sistema ilhado), um dos modelos promissores são de centrais geradoras com painéis fotovoltaicos e geradores despacháveis, ou seja, que podem ser acionados a qualquer momento não possuindo uma geração intermitente como fontes fotovoltaicas. Contudo este trabalho busca integrar os conceitos referentes aos pontos de operação e geração dos módulos fotovoltaicos a um método de cálculo para o fluxo de potência, no caso o método de Newton Raphson modificado. Foram encontrados resultados que evidenciam que a GD contribui para a redução das perdas do sistema e que o posicionamento, a maior distribuição das centrais geradoras fotovoltaicas e o correto

dimensionamento da geração contribuem para melhores estados operativos do sistema.

Palavras-chave: geração distribuída; painel fotovoltaico; fluxo de potência;

ABSTRACT

The growth of energy demand and the environmental problems has brought the need for new sources of energy generation and among them photovoltaic is one of the most promising. The understanding of the operation of a photovoltaic module, responsible for generating the energy, is fundamental to be able to design the grid more adequately, since the production of a photovoltaic plate relies upon the temperature and irradiance of the place where it is installed. In the last two decades there has been a growth in the amount of energy generated in this way and studies has been initiated to understand the behavior of this type of generation in the power electrical system (PES). In PES one of the problems inherent to the process is the energy losses due to energy transmission, which becomes greater if the distance between the load and the generator increases. One of the ways to reduce this distance is with distributed generation (DG), where the generator is near or at the place of consumption, this would reduce the transmission losses. With multiples DG's it would be possible to form small grids (microgrids), in which the generation adapts to the load, which would make it possible to form a system that operate autonomously. The power flow study is fundamental to obtain the static operating conditions of the system, traditionally done with the Newton-Raphson (NR) method. However, the method cannot be directly used for microgrids, because they operate disconnected from the grid and the method requires a slack bus; without this condition, alternative methods should be used. Several studies are being carried out to understand the possibilities and difficulties of operating a microgrid, one of the models is power plants with photovoltaic panels and dispatchable generators. This work seeks to integrate the concepts related to the operating and generation status of photovoltaic modules to a method of calculation for the power flow, in this case the modified NR method. Results were found showing that DG contributes to the reduction of system losses and the positioning, the distribution and the correct sizing of generation contribute to better performance of the system.

Keywords: distributed generation; photovoltaic panel; load flow;

LISTA DE ILUSTRAÇÕES

Figura 1 - Consumo de energia nos últimos 200 anos	10
Figura 2 - Potencial energético solar no Brasil	12
Figura 3 – Circuito Equivalente para um painel fotovoltaico	18
Figura 4 – Fluxograma da implementação do método de Gauss-Seidel.....	24
Figura 5 - Gráficos encontrados para o módulo SQ80	26
Figura 6 - Gráficos encontrados para o módulo KC200GT.....	26
Figura 7 - Efeitos da irradiação na placa SQ80.....	29
Figura 8 - Curvas para diferentes irradiações na placa SQ80	29
Figura 9 - Resultados do efeito da irradiação na placa KC200GT	30
Figura 10 - Resultados do efeito da irradiação na placa KC200GT	30
Figura 11 - Efeitos da temperatura na placa SQ80	31
Figura 12 - Efeito da temperatura na placa SQ80	31
Figura 13 - Efeitos da temperatura na placa KC200GT	32
Figura 14- Efeito da temperatura na placa KC200GT	32
Figura 15 - Gráfico demonstrando a ideia do método de Newton Raphson	35
Figura 16 - Fluxo de potência da barra k para m	37
Figura 17 - Fluxograma Método Newton Raphson	41
Figura 18 - Diagrama unifilar do sistema a ser analisado.....	45
Figura 19 - Fluxograma para o método de Newton-Rapshon modificado.....	51
Figura 20 - Geração ao longo do dia da placa KC200GT	53
Figura 21 - Perfil de Tensão e Carga para algumas barras.....	55
Figura 22 - Comparativo do perfil de carga na barra 27 com e sem geração	56
Figura 23 - Perdas ativas totais e frequência do sistema ao longo do dia.....	57
Figura 24 - Perfis de tensão e carga com 50% de penetração	58
Figura 25 - Perdas ativas e frequência do sistema com 50% de penetração nas barras residenciais.....	59
Figura 26 – Penetração de 50% em todas as barras	60
Figura 27 - Perdas e Frequência para 50% de penetração fotovoltaica	60
Figura 28 - Comparativo da Frequência do sistema para níveis de geração diferentes	61

Figura 29 - Carga Ativa e Reativa total do sistema	63
Figura 30 - Fator de potência do sistema.....	64
Figura 31 - Comparativo das Perdas Ativas para os casos analisados	65
Figura 32 - Geração para as configurações com 20% de penetração	66
Figura 33 - Geração para as configurações com 50% de penetração	67
Figura 34 - Totais de geração de energia do sistema (20% de penetração).....	67
Figura 35 - Totais de geração de energia do sistema (50% de penetração).....	68
Figura 36 - Geração despachável em relação a penetração fotovoltaica.....	69
Figura 37 - Perdas ativas e reativas em relação à penetração	69
Figura 38 – Perdas para geração nas barras residências e industriais	71
Figura 39 – Perdas para geração nas barras comerciais	71
Figura 40 - Perdas para geração nas barras do tronco do alimentador	72
Figura 41 - Perdas para geração nas barras das extremidades.....	73

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	9
1.1	Contextualização do problema	9
1.2	Objetivos deste trabalho	14
1.2.1	Objetivos gerais.....	14
1.2.2	Objetivos específicos.....	15
1.3	Revisão Bibliográfica	16
1.4	Estrutura geral deste trabalho	16
2	EQUACIONAMENTO PAINEL FOTOVOLTAICO	18
2.1	Equacionamento sem considerar efeitos externos	18
2.2	Equacionamento adicionando efeitos de temperatura e irradiação	27
3	EQUACIONAMENTO DO FLUXO DE POTENCIA	34
3.1	Equacionamento do fluxo de potência tradicional	34
3.1.1	Explicação teórica do método de Newton-Raphson.....	34
3.1.2	Newton-Raphson aplicado ao fluxo de potência	37
3.2	Equacionamento do Fluxo de Potência para sistema ilhados	42
3.2.1	Método modificado de Newton-Raphson.....	43
4	RESULTADOS	52
4.1	Metodologia dos testes para os resultados	52
4.2	Avaliação da geração para diferentes períodos do ano	53
4.3	Resultado para validação do algoritmo	54
4.4	Resultados de outros casos testados	58
4.4.1	50% de penetração fotovoltaica em barras residenciais	58
4.4.2	50% de penetração fotovoltaica em todas as barras.....	59
4.4.3	Comportamento da Carga, Perdas Ativas e Geração	63
4.3.4	Relação entre penetração fotovoltaica e as perdas no sistema	68
5	CONCLUSÃO	76
	REFERÊNCIAS	78
	ANEXO A - Dados do sistema e das cargas	81

1 INTRODUÇÃO

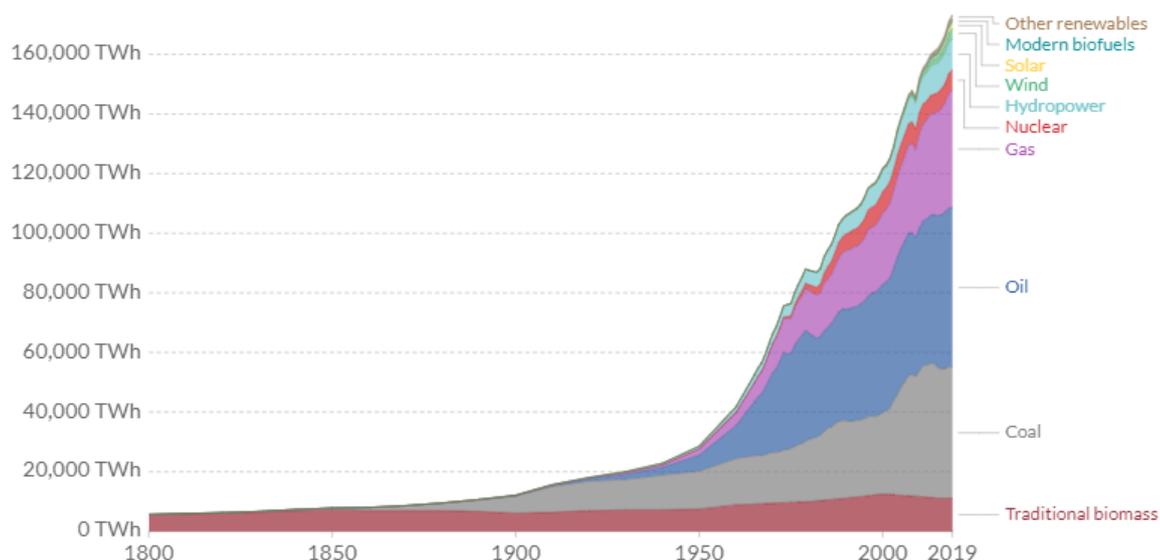
Nesta seção será apresentada uma visão geral da motivação e os principais objetivos que foram buscados durante o desenvolvimento deste trabalho. Também é apresentada uma revisão bibliográfica sobre outras propostas de abordagem para cálculo de fluxo de potência para microrredes.

1.1 Contextualização do problema

Com a industrialização que ocorreu em meados do século XIX, surgiu em conjunto com as máquinas a vapor uma necessidade de fontes de energia cada vez mais eficientes e que custassem pouco. Essa necessidade fez com que por muito tempo o crescente aumento de demanda fosse suprido por combustíveis fósseis, principalmente na época o carvão. Tal cenário perdurou por muito tempo e em muitos lugares continua até hoje (HANNAH; ROSER, 2020).

As implicações no uso desses combustíveis foram sentidas logo no início de sua utilização, estudos já foram publicados mostrando que o planeta, poucos anos após o início da industrialização (que data perto dos anos 1830), já sentia os efeitos do aumento das temperaturas (ROSEN, 2021). Porém apesar de por décadas cientistas notarem esses aumentos de temperaturas, o consumo e por consequência o uso desses combustíveis fósseis somente aumentaram. Na Figura 1 é mostrado o aumento do consumo de energia ao longo dos últimos 200 anos por fonte de energia (HANNAH; ROSER, 2020).

Figura 1 - Consumo de energia nos últimos 200 anos



Fonte: Hannah e Roser (2020)

A questão ambiental atualmente já é vista como pauta para muitas das potências mundiais, essas grandes nações estão formando alianças e acordos para reduzir as emissões, dentre estes acordos podem ser citados, por exemplo, o Protocolo de Kyoto (“KYOTO PROTOCOL TO THE UNITED NATIONS FRAMEWORK CONVENTION ON CLIMATE CHANGE”, 1998) e o Acordo de Paris (“PARIS AGREEMENT”, 2015). Além destes, outro acordo firmado na Organização das Nações Unidas (ONU), chamado de Agenda 2030, é um acordo para um desenvolvimento sustentável e que possui objetivos específicos a serem alcançados, visa também servir como um guia para práticas mais sustentáveis (“Transforming our world: the 2030 Agenda for Sustainable Development”, 2015). Essa problemática e os acordos criam uma agenda de sustentabilidade para os governos, e os governos transformam essa agenda em políticas públicas. No caso do Brasil, por exemplo, algumas das políticas públicas voltadas para esse sentido são o PROINFA (Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica), que é um programa pago por todos os agentes do sistema interligado nacional e visa o desenvolvimento das fontes alternativas, e a resolução 482/2012 da ANEEL, que também atua nesse segmento.

Essas políticas públicas contribuem para o aumento da penetração da geração distribuída (GD) no sistema e esse aumento eleva a complexidade da

análise dos sistemas de potência. Ao longo das últimas décadas algumas fontes alternativas para GD foram desenvolvidas, e algumas se sobressaíram sobre outras, como a energia eólica, biomassa e energia fotovoltaica, esta última que é objeto de interesse do presente trabalho.

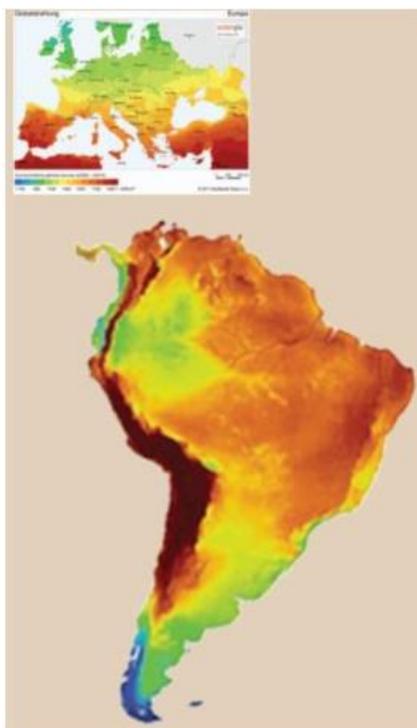
A energia solar fotovoltaica se destaca por utilizar uma fonte de energia que pela idade da Terra e pelo ciclo de vida humano pode ser considerada como inesgotável. Essa energia provinda dos raios de luz solares pode ser aproveitada através do efeito fotoelétrico e também como energia térmica. Outra característica interessante é que o sol, de forma indireta, é fundamental para outras fontes de energia utilizadas na Terra, já que é ela que permite a evaporação da água de modo que o represamento de água seja possível para hidrelétricas. A radiação solar também produz na atmosfera áreas com diferentes temperaturas o que gera diferentes zonas de pressão fazendo com que o ar se movimente, formando os ventos e por consequência seu aproveitamento nas usinas eólicas. Isso se repete para outras fontes de energia como as orgânicas.

O presente trabalho visa o aproveitamento da energia solar via efeito fotoelétrico, de modo que a parte do aproveitamento térmico da energia solar vai ser deixada de lado. O efeito fotoelétrico é obtido utilizando materiais semicondutores, os quais possuem elétrons ocupando uma banda de energia, chamada banda de valência. Quando a energia acumulada excede o *gap* de energia entre as camadas de valência, o elétron pode acessar a banda de condução, permitindo que o elétron conduza energia pelo material. A energia que o elétron necessita é fornecida por fótons, ou seja, as partículas da luz solar (HEGEDUS; LUQUE, 2011).

A produção desse tipo de energia vem crescendo muito nas últimas décadas, porém o mundo está longe de se aproveitar todo esse potencial, isso acontece por alguns problemas, um deles, é que a geração solar não acontece a qualquer momento do dia e tampouco é constante ao longo do ano, o que implica que essa fonte ainda seja usada primordialmente como uma fonte de apoio a fontes despacháveis (que podem ser ativadas a qualquer momento), como as fontes hídricas e principalmente termelétricas. Dentre os parâmetros que interferem na eficiência e produção de energia dos painéis fotovoltaicos podem ser citados os dois principais, irradiância e temperatura. Outras fontes alternativas também sofrem com

a intermitência da fonte energética que utiliza. Este trabalho busca integrar o equacionamento de geradores fotovoltaicos a sistema ilhados para verificar a operação do sistema com esses grupos de geradores e também analisar os efeitos da irradiância e temperatura na geração dos módulos fotovoltaicos.

Figura 2 - Potencial energético solar no Brasil



Fonte: Perera © 2015 IEEE

Na Figura 2 é possível notar o grande potencial de aproveitamento energético possível do Brasil se comparado a países europeus que já vem explorando amplamente essa solução. Nota-se que na América latina o Brasil só fica atrás do Chile, que atualmente já vem estudando mudar sua matriz energética para um modelo mais renovável, já que atualmente são fortemente dependentes de combustíveis fósseis (PERERA, 2015). Dessa maneira é de se esperar que a penetração de energia fotovoltaica apenas aumente no Brasil e aumentando com isso a necessidade de aprimorar os estudos estáticos e dinâmicos dos sistemas de potência, um desses estudos possíveis está neste trabalho, de como a penetração de módulos fotovoltaicos afeta nas perdas ativas e reativas de um sistema.

As placas fotovoltaicas podem ser formadas em arranjos e, portanto, formar centrais de geração, ou podem ser instaladas em residências também, o que

possibilita grande flexibilidade de instalação. Elas operam conectadas a rede, ao qual um conversor de frequência é utilizado para injetar potência ativa, na mesma frequência de operação da rede, o que gera créditos para o cliente da distribuidora, e com isso abate parte do valor da sua fatura de energia elétrica. (HEGEDUS; LUQUE, 2011). Essa geração fotovoltaica afeta o fluxo de potência entre as cargas e geradores do sistema, já que essa geração alimenta as cargas mais próximas reduzindo a carga nos geradores, essa geração deve ser incluída nos estudos estáticos e dinâmicos do sistema, como por exemplo, no fluxo de potência que é objeto de estudo nesse trabalho.

Os estudos de fluxo de potência em sistemas de potência vêm sendo analisados desde o início dos anos de 1960. Esses estudos são fundamentais já que possibilitam analisar a condição operativa do sistema, bem como planejar expansões e melhorias no mesmo (BHOWMIK et al., 2011). Ao longo dos anos os métodos para análise do fluxo de potência mais utilizados são de Gauss, Gauss-Seidel e Newton-Raphson. Esses métodos estão completamente dispostos em (GRAINGER; STEVENSON, 1994).

Os métodos supracitados incluem algumas considerações como, por exemplo, a necessidade de uma barra de referência, que se encarrega de manter o equilíbrio entre potência e geração e os métodos acima (aplicados em sua metodologia tradicional) também não modelam o controle primário dos geradores, desse modo, para o sistema analisado através destes métodos não haverá desvios de frequência. Um dos interesses deste trabalho é analisar o comportamento de um sistema desconectado da rede, com a geração advinda de sistemas fotovoltaicos e de geradores despacháveis, nesta situação não existe uma barra de referência (no caso do Brasil, o Sistema Interligado Nacional é uma barra de referência). Sem essa barra, o sistema opera isoladamente e necessita que suas centrais geradoras controlem os níveis de geração de modo a manter a tensão e a frequência da rede isolada em valores aceitáveis.

Neste sistema isolado provavelmente não haverá um gerador de grande porte e sendo assim a alimentação das cargas será dada através de geração distribuída. O controle primário de tensão e frequência desse sistema de pequeno porte (microrrede) é feito através dos conversores e seus modos operativos. Neste

trabalho os conversores serão implementados com um controle via droop. O controle via droop consiste em uma resposta natural da tensão e frequência quando o sistema enfrentar variações de potência, esse controle visa emular o funcionamento de uma máquina síncrona eletronicamente dentro do conversor (MOHAMED; EL-SAADANY, 2008). Esse modo de controle dispensa o uso da comunicação entre os geradores, já que os geradores irão responder as variações de tensão e frequência com base nas leituras do conversor ao qual está conectado (WU et al., 2014).

Ao longo dos anos este problema das redes ilhadas tem sido buscado ser resolvido, para isso alguns modelos foram propostos e alguns deles se mostraram promissores, inclusive o que este trabalho segue, desenvolvido pelo (MUMTAZ et al., 2016).

1.2 Objetivos deste trabalho

1.2.1 Objetivos gerais

Será abordado neste trabalho como microrredes operariam caso estivessem desconectadas da rede principal, ou seja, o sistema ilhado. O sistema a ser estudado será formado por centrais geradoras fotovoltaicas em conjunto com geradores despacháveis, a partir dessas características será analisada a operação do sistema e como ele se comporta com diferentes parâmetros quanto a geração fotovoltaica (temperatura e irradiância) no que diz respeito principalmente às perdas do sistema frente ao aumento de penetração de renováveis. Para a resolução do fluxo de potência desse sistema a frequência será considerada variável, e como o sistema estará operando ilhado não se terá uma barra de referência, logo será utilizado um método diferente do Newton Raphson tradicional, o fluxo de potência será resolvido com um método de Newton Raphson modificado.

Como os métodos mais tradicionais não podem ser diretamente aplicáveis a sistemas ilhados e com o crescente aumento da penetração de geração distribuída, principalmente fotovoltaica nas cidades, um desafio foi criado para se manter a

estabilidade e confiabilidade do sistema, já que em se tratando de fontes intermitentes o seu controle não pode ser realizado conforme é feito para uma fonte despachável. Sendo assim torna-se imprescindível compreender os modos de operação do sistema, como se comportariam os geradores fotovoltaicos com condições diferentes de irradiância e temperatura, bem como os parâmetros de funcionamento de sistema (como a tensão nas barras e a frequência de operação).

1.2.2 Objetivos específicos

Dentre os objetivos específicos deste trabalho pode-se citar:

- A implementação de um código de modo a agrupar as características das curvas de geração de placas fotovoltaicas;
- A implementação do método de resolução para o fluxo de potência através do método modificado de Newton-Raphson presente em (MUMTAZ et al., 2016). Além disso, serão consideradas curvas de carga para os clientes, de modo que a demanda varie ao longo do tempo, sendo possível ver como o sistema responde à geração em momentos variados do dia;
- Analisar como seria o funcionamento de um sistema ilhado no qual parte da fonte de energia seria de centrais geradoras fotovoltaicas, e como as mesmas se comportariam durante determinado tempo e se é viável uma grande penetração desse tipo de geração para formar um sistema ilhado operante e eficiente;

Este trabalho possui relevância devido ao fato de que cada vez mais módulos fotovoltaicos estão sendo instalados e desse modo cria-se a necessidade de entender o comportamento do fluxo de potência e dos pontos operativos do sistema de modo a avaliar se a operação de um sistema desconectado da rede é possível.

1.3 Revisão Bibliográfica

Foi realizada uma revisão bibliográfica e foi constatado que ao longo dos últimos anos vários métodos foram sugeridos para resolver esses sistemas ilhados, usualmente eles levam em consideração características das barras *droop*, as mesmas são adicionadas na formulação e são resolvidas através de um método chamado por região confiável de Newton, conforme abordado em (ABDELAZIZ et al., 2013). Outra solução pode ser vista em (LI et al., 2014) na qual é considerada a inclusão de uma impedância virtual na barra aonde irá a *droop* bus, já que esta impedância virtual é programada nos conversores para melhorar a estabilidade da rede, essa impedância também afeta o fluxo de potência. Porém este método é válido apenas para baixas tensões, como em redes com microgeração. Outro método foi proposto em (ELRAYYAH; SOZER; ELBULUK, 2014) na qual é utilizada uma técnica para identificar os parâmetros de modo que o compartilhamento de potência reativa seja otimizado, para isso o método de análise de fluxo de potência utiliza um processo chamado de enxame de partículas para encontrar os parâmetros e conseguir a convergência e análise do sistema. Os métodos citados, apesar de serem bem precisos, tem uma implementação difícil, são complexos e possuem uma baixa eficiência computacional.

Contudo é possível perceber que o problema de fluxo de potência para redes ilhadas já vem sendo estudado há um bom tempo e que várias alternativas de solução já foram propostas e que algumas apresentaram bons resultados e podem ser utilizadas em alguns cenários específicos.

1.4 Estrutura geral deste trabalho

A estrutura desse trabalho é a seguinte: equacionamento geral de uma placa fotovoltaica, adição dos efeitos da temperatura e irradiação no equacionamento fotovoltaico e resultados da implementação do equacionamento no Capítulo dois. Já no Capítulo três será mostrado o funcionamento e a teoria do método de Newton-Raphson, meios de contornar o problema do fluxo de potência em redes ilhadas,

equacionamento do método de Newton-Raphson modificado e os resultados obtidos da implementação do método. Os resultados da validação do programa criado, bem como os resultados obtidos a partir de níveis de penetração diferentes de GD estarão no Capítulo quatro. O Capítulo cinco trará uma conclusão com os principais pontos que foram discutidos ao longo do trabalho.

2 EQUACIONAMENTO PAINEL FOTOVOLTAICO

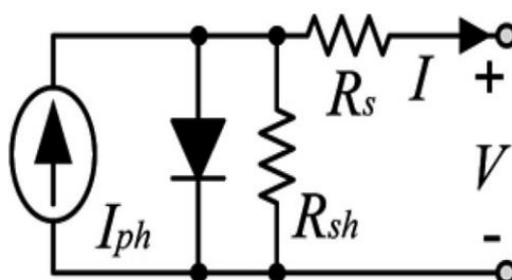
Neste capítulo serão apresentados os equacionamentos para um módulo fotovoltaico e os resultados da implementação dos mesmos em um algoritmo. A partir do algoritmo foram obtidas as curvas P-V e V-I de painéis fotovoltaicos. Também é feita a comparação da implementação com outros trabalhos.

2.1 Equacionamento sem considerar efeitos externos

O equacionamento de um painel fotovoltaico tem como objetivo representar as características estáticas para o mesmo, na qual possa ser relacionada a tensão de saída (V) e a Corrente de saída (I) do painel. Nesse equacionamento poderão ser adicionados alguns efeitos externos que contribuem de maneiras distintas quanto à produção de energia, tais como a irradiância e a temperatura que estarão presentes nesse trabalho. Esses efeitos podem tanto aumentar como diminuir a produção, de modo que é importante analisa-los para aproveitar ao máximo as melhores condições de operação.

Segundo (SHONGWE; HANIF, 2015) a modelagem do painel fotovoltaico requer dois passos, primeiramente é feita uma estimacão dos parâmetros construtivos do módulo fotovoltaico e então se implementa as variações pertinentes à irradiância e temperatura ao equacionamento obtido. A Figura 3 mostra o circuito equivalente de uma placa fotovoltaica, que é composto por um diodo e outras duas resistências.

Figura 3 – Circuito Equivalente para um painel fotovoltaico



Fonte: Shongwe e Hanif (2015)

Na Figura 3 temos como I a corrente de saída, V a tensão de saída; R_s como a resistência série; R_{sh} como a resistência shunt; I_{ph} sendo a corrente gerada pelo efeito fotoelétrico. Desse circuito é possível encontrar a relação da corrente de saída em relação aos outros parâmetros, segundo (BAL; ANURAG; BABU, 2012) e (SUTHAR; SINGH; SAINI, 2013) a equação que relaciona tais parâmetros é dada como,

$$I = I_{ph} - I_0 \left[\exp\left(\frac{V + IR_s}{N_s V_t}\right) - 1 \right] - \frac{V + IR_s}{R_{sh}} \quad (1)$$

Segundo (BAL; ANURAG; BABU, 2012) e (SUTHAR; SINGH; SAINI, 2013) o modelo para o módulo fotovoltaico com apenas um diodo além de ter uma implementação mais simples para a simulação também obtém melhores resultados e sendo assim, neste trabalho é esse modelo que será considerado. Na Equação (1) além dos parâmetros já citados aparecem também I_0 referente a corrente de saturação reversa do diodo; N_s que consiste no número de células conectadas em série no módulo; e V_t que é a tensão térmica de junção do diodo, na qual seu valor pode ser expressada como $V_t = \frac{kAT}{q}$, onde q é a carga de um elétron que equivale a 1.602×10^{-19} C; k sendo a constante de Boltzmann com valor de 1.38×10^{-23} J/K; com T a temperatura em Kelvin e A se referindo constante ideal do diodo.

A Equação (1) é formada por cinco parâmetros desconhecidos, e os mesmos irão ser estimados matematicamente, no caso, I_{ph} , I_0 , V_t , R_s e R_{sh} . Em (SHONGWE; HANIF, 2015) dois métodos são utilizados para estimação e é feita uma comparação entre ambos, no qual se chega à conclusão que ambos atingem bons resultados e, portanto nesse trabalho o método um foi escolhido por ter uma implementação de mais fácil entendimento.

Um método alternativo (CHATTERJEE; KEYHANI; KAPOOR, 2011) utiliza um processo iterativo para solução, na qual são obtidas cinco equações que relacionem os parâmetros desconhecidos e com elas faz-se o uso do método de Gauss-Seidel para obter uma estimação através de alguns valores de inicialização. Todos os métodos citados fazem uso de três pontos de operação do módulo fotovoltaico, que são circuito aberto, curto circuito e máximo ponto de operação (máxima potência para determinados valores de irradiância e temperatura).

1) O ponto de operação referente ao circuito aberto implica que os terminais do módulo não estão conectados e assim a corrente I é zero e a tensão de saída é máxima. Essa tensão de saída pode ser chamada de tensão de circuito aberto ou V_{OC} .

2) Já para o ponto em curto circuito os terminais de saída são conectados entre si, e sendo assim a tensão de saída do módulo é zero e a corrente I é máxima. Essa corrente de saída pode ser chamada de corrente de curto circuito ou I_{SC} . Além dessa condição também é possível nesse ponto calcular a derivada da corrente I pela tensão V e obter que $\frac{dI}{dV} = -\frac{1}{R_{sh}}$, onde R_{sh} é a resistência equivalente durante o curto circuito.

3) No ponto de máxima potência, a corrente e a tensão que flui pelos terminais de saída do módulo são determinados como I_{MPP} e V_{MPP} respectivamente. A derivada nesse ponto de máximo é zero, já que esse ponto máximo é um ponto crítico da curva de potência e, portanto, segundo os teoremas de Cálculo a derivada nesse ponto deve ser zero. Com isso no ponto de máxima potência é possível encontrar duas equações.

O método que será abordado nesse trabalho visa a obtenção de cinco equações (que é uma condição necessária para se obter cinco parâmetros através de estimação) utilizando a Equação (1) e analisando os três pontos de operação acima citados. Começando com o sistema em curto circuito é possível chegar à expressão abaixo.

$$I_{ph} - I_{sc} - I_0 \left[\exp\left(\frac{I_{sc}R_s}{N_s V_t}\right) - 1 \right] - \frac{I_{sc}R_s}{R_{sh}} = 0 \quad (2)$$

Com a condição de circuito aberto chega-se em,

$$I_{ph} - I_0 \left[\exp\left(\frac{V_{OC}}{N_s V_t}\right) - 1 \right] - \frac{V_{OC}}{R_{sh}} = 0 \quad (3)$$

Para o ponto de máxima potência,

$$I_{ph} - I_{MPP} - I_0 \left[\exp\left(\frac{V_{MPP} + I_{MPP}R_s}{N_s V_t}\right) - 1 \right] - \frac{V_{MPP} + I_{MPP}R_s}{R_{sh}} = 0 \quad (4)$$

Fazendo a derivada no ponto de máxima potência e igualando a zero têm-se

$$I_{MPP} + V_{MPP} \frac{-\left[\frac{I_o}{N_s V_t} \exp\left(\frac{V_{MPP} + I_{MPP} R_s}{N_s V_t}\right) \frac{1}{R_{sh}}\right]}{1 + \frac{I_o R_s}{N_s V_t} \exp\left(\frac{V_{MPP} + I_{MPP} R_s}{N_s V_t}\right) + \frac{R_s}{R_{sh}}} = 0 \quad (5)$$

Por fim fazendo a derivada da corrente pela tensão considerando a operação em curto circuito e igualando a $-1/R_{sh}$

$$\frac{\left[\frac{I_o}{N_s V_t} \exp\left(\frac{I_{sc} R_s}{N_s V_t}\right) + \frac{1}{R_{sh}}\right]}{1 + \frac{I_o R_s}{N_s V_t} \exp\left(\frac{I_{sc} R_s}{N_s V_t}\right) + \frac{R_s}{R_{sh}}} - \frac{1}{R_{sh}} = 0 \quad (6)$$

Mais detalhes sobre as derivações podem ser encontradas em (DE SOTO; KLEIN; BECKMAN, 2006). De posse desse conjunto de equações é possível correlaciona-las e chegar às cinco equações necessárias para a solução do processo iterativo. Portanto arrumando as Equações (2)-(6) têm-se,

$$I_o = \frac{I_{sc}(R_{sh} + R_s) - V_{oc}}{R_{sh} \left[\exp\left(\frac{V_{oc}}{N_s V_t}\right) - \exp\left(\frac{I_{sc} R_s}{N_s V_t}\right) \right]} \quad (7)$$

$$I_{ph} = I_o \left[\exp\left(\frac{V_{oc}}{N_s V_t}\right) - 1 \right] - \frac{V_{oc}}{R_{sh}} \quad (8)$$

$$\left[I_{sc} - I_{MPP} \right] (R_{sh} + R_s) - V_{MPP} - \left[V_{oc} - V_{MPP} - I_{MPP} (R_s + R_{sh}) \right] \exp\left(\frac{I_{sc} R_s - V_{oc}}{N_s V_t}\right) - \left[I_{sc} (R_{sh} + R_s) - V_{oc} \right] \exp\left(\frac{V_{MPP} + I_{MPP} R_s - V_{oc}}{N_s V_t}\right) = 0 \quad (9)$$

$$\left[-V_{MPP} N_s V_t + N_s V_t I_{MPP} (R_{sh} + R_s) \right] \left[1 - \exp\left(\frac{I_{sc} R_s - V_{oc}}{N_s V_t}\right) \right] + \left[I_{sc} (R_{sh} + R_s) - V_{oc} \right] (-V_{MPP} + I_{MPP} R_s) \exp\left(\frac{V_{MPP} + I_{MPP} R_s - V_{oc}}{N_s V_t}\right) = 0 \quad (10)$$

$$N_s V_t R_s \left[1 - \exp\left(\frac{I_{sc} R_s - V_{oc}}{N_s V_t}\right) \right] + \left[I_{sc} (R_{sh} + R_s) - V_{oc} \right] (R_s - R_{sh}) \exp\left(\frac{I_{sc} R_s - V_{oc}}{N_s V_t}\right) = 0 \quad (11)$$

Segundo (ZHU et al., 2011) o termo $\exp((I_{sc} R_s - V_{oc})/N_s V_t)$ é muito menor que outros termos similares, logo as Equações (9)-(11) podem ser reescritas como.

$$\left[I_{sc} - I_{MPP} \right] (R_{sh} + R_s) - V_{MPP} - \left[I_{sc} (R_{sh} + R_s) - V_{oc} \right] \exp\left(\frac{V_{MPP} + I_{MPP} R_s - V_{oc}}{N_s V_t}\right) = 0 \quad (12)$$

$$\begin{aligned}
& [-V_{MPP}N_sV_t + N_sV_tI_{MPP}(R_{sh} + R_s)] \\
& + [I_{sc}(R_{sh} + R_s) - V_{oc}](-V_{MPP} \\
& + I_{MPP}R_s) \exp\left(\frac{V_{MPP} + I_{MPP}R_s - V_{oc}}{N_sV_t}\right) = 0
\end{aligned} \tag{13}$$

$$N_sV_tR_s + [I_{sc}(R_{sh} + R_s) - V_{oc}](R_s - R_{sh}) \exp\left(\frac{I_{sc}R_s - V_{oc}}{N_sV_t}\right) = 0 \tag{14}$$

Segundo (CHATTERJEE; KEYHANI; KAPOOR, 2011) um bom meio para ser feita a implementação do equacionamento é fazer uma mudança no nome das variáveis, essa mudança será mostrada na Tabela 1.

Tabela 1 – Mudança na nomenclatura das variáveis

Dados que constam no Datasheet usualmente		
I_{sc}	a1	Corrente de curto circuito
V_{oc}	a2	Tensão de circuito aberto
V_{MPP}	a3	Tensão no ponto de máxima potência
I_{MPP}	a4	Corrente no ponto de máxima potência
N_s	a5	Número de células em série no módulo
Parâmetros desconhecidos		
I_{ph}	x1	Corrente gerada no efeito fotoelétrico
I_o	x2	Corrente de saturação reversa
V_t	x3	Tensão de junção
R_s	x4	Resistência Série
R_{sh}	x5	Resistência em paralelo (shunt)
R_{sho}	x6	Resistência equivalente durante o curto circuito
Variáveis de saída do módulo		
I	y1	Corrente de saída
V	y2	Tensão de saída
P	y3	Potência de saída

Fonte: Adaptado de Chatterjee, Keyhani e Kapoor (2011)

A partir dessa mudança fica relativamente mais simples de fazer as manipulações algébricas. De posse das Equações (7)-(8) e (12)-(14) e fazendo a troca das variáveis pode ser aplicado o método iterativo de Gauss-Seidel. O método iterativo de Gauss-Seidel é um método utilizado para resolver um sistema de

equações lineares, onde novos valores para as variáveis são fornecidos após cada iteração, seguindo a Equação 15.

$$x^{k+1} = f(x^k) \quad (15)$$

Onde x representa a variável que se deseja descobrir, e seu novo valor a cada iteração provém do valor antigo aplicado à função. Esse processo se repete até que a tolerância de convergência seja estabelecida, esse processo compara o novo com o antigo valor de x . Na implementação feita por (CHATTERJEE; KEYHANI; KAPOOR, 2011) as cinco equações foram rearranjadas de modo que apenas 3 variáveis fossem utilizadas para o método iterativo, no caso x_3 , x_4 e x_5 . E depois de estimados esses valores os parâmetros, x_1 e x_2 seriam calculados. As equações utilizadas na implementação do método iterativo, já com a mudança de variável feita são,

$$x_3 = \frac{a_4 \cdot x_4 + a_3 - a_2}{a_5 \cdot \ln \left[\frac{(a_1 - a_4)(x_4 + x_5) - a_3}{a_1(x_4 + x_5) - a_2} \right]} \quad (16)$$

$$x_4 = \frac{a_2 - a_3 + a_5 x_3 \ln(M)}{a_4} \quad (17)$$

onde

$$M = \frac{a_5 x_3 (a_4 x_4 + a_4 x_5 - a_3)}{a_1 x_4 a_3 + a_1 x_5 a_3 + a_4 a_2 x_4 - a_4 a_1 x_4^2 - a_4 a_1 x_5 x_4 - a_3 a_2} \quad (18)$$

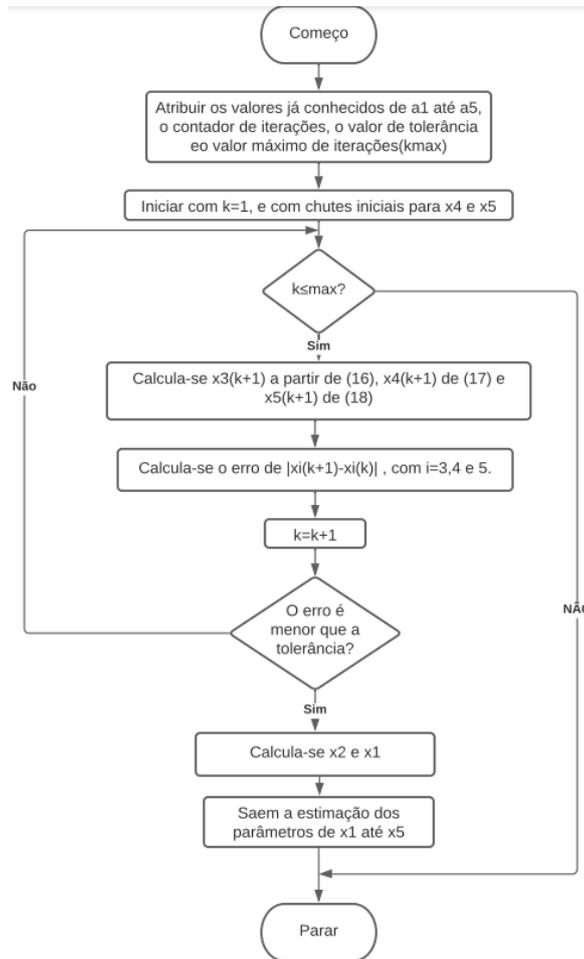
$$x_5 = \frac{a_5 x_3 x_4 + a_5 x_3 x_5 + N}{a_5 x_3 + N} \quad (19)$$

sendo por fim,

$$N = x_4 \exp\left(\frac{a_1 x_4 - a_2}{a_5 x_3}\right) (a_1 x_4 + a_1 x_5 - a_2)$$

Na Figura 4 é mostrado o fluxograma utilizado para implementação do método de Gauss-Seidel utilizado nesse trabalho.

Figura 4 – Fluxograma da implementação do método de Gauss-Seidel



Fonte: Autoria Própria (2022)

Após a estimação dos parâmetros de x_3 , x_4 e x_5 , o computo dos parâmetros x_1 e x_2 é feito seguindo as Equações 19 e 20.

$$x_1 = x_2 \exp\left(\frac{a_2}{a_5 x_3}\right) + \frac{a_2}{x_5} \quad (20)$$

$$x_2 = \left(a_1 \frac{a_2 - a_1 x_4}{x_5}\right) \exp\left(-\frac{a_2}{a_5 x_3}\right) \quad (21)$$

Com esses valores estimados, em conjunto com os valores do *datasheet* da placa é possível reproduzir os gráficos de I-V e P-V de alguns módulos. Em (CHATTERJEE; KEYHANI; KAPOOR, 2011) é feita a estimação para dois modelos de placas SQ80 STC e KC200GT STC. Utilizando os dados dos *datasheets* dos módulos estudados contidos na Tabela 2, foi feita a estimação dos dados e em

comparação com os resultados de (SHONGWE; HANIF, 2015), conforme a Tabela 3.

Tabela 2 – Dados encontrados no Datasheet dos módulos

Parâmetros	SQ800	KC200GT
N_s	36	54
I_{sc}	4.85 A	8.21 A
V_{OC}	21.8 V	32.9 V
V_{MPP}	17.5 V	26.3 V
I_{MPP}	4.58 A	7.61 A
K_I	0.0014 A/°C	0.00318 A/°C
K_V	-0.081 V/°C	-0.123 V/°C

Fonte: Shongwe e Hanif (2015)

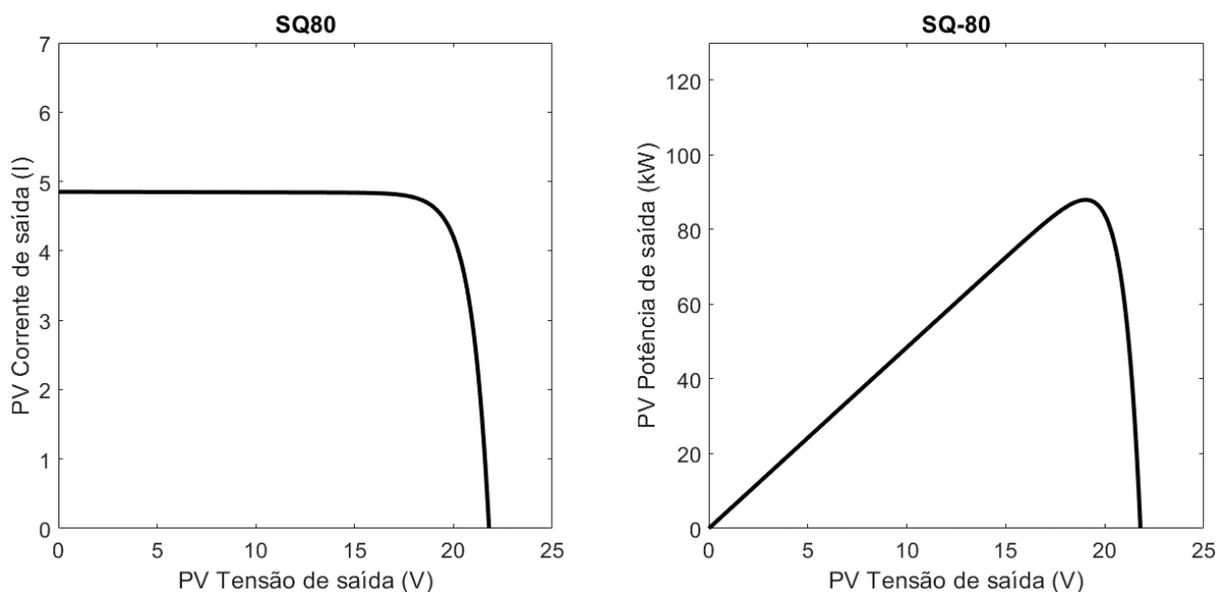
Tabela 3 – Resultados da estimação dos parâmetros

Parâmetros	SQ80 STC			KC200GT		
	Modelo Utilizado	Modelo Verificado	Erro (%)	Modelo Utilizado	Modelo Verificado	Erro (%)
R_s	0.3687 Ω	0.3085 Ω	19.5	0.2155 Ω	0.2163 Ω	0.37
R_{sh}	1.354 k Ω	1.676 k Ω	19.2	1.025 k Ω	0.993 k Ω	3.22
V_t	0.002472 V	0.002739 V	0.02	0.03458 V	0.0345 V	0.23
I_0	1.112×10^{-9}	1.207×10^{-9}	7.9	1.826×10^{-7}	1.772×10^{-7}	3.04
I_{ph}	4.8513 A	4.85 A	0.03	8.212 A	8.212 A	0.0

Fonte: Shongwe e Hanif (2015)

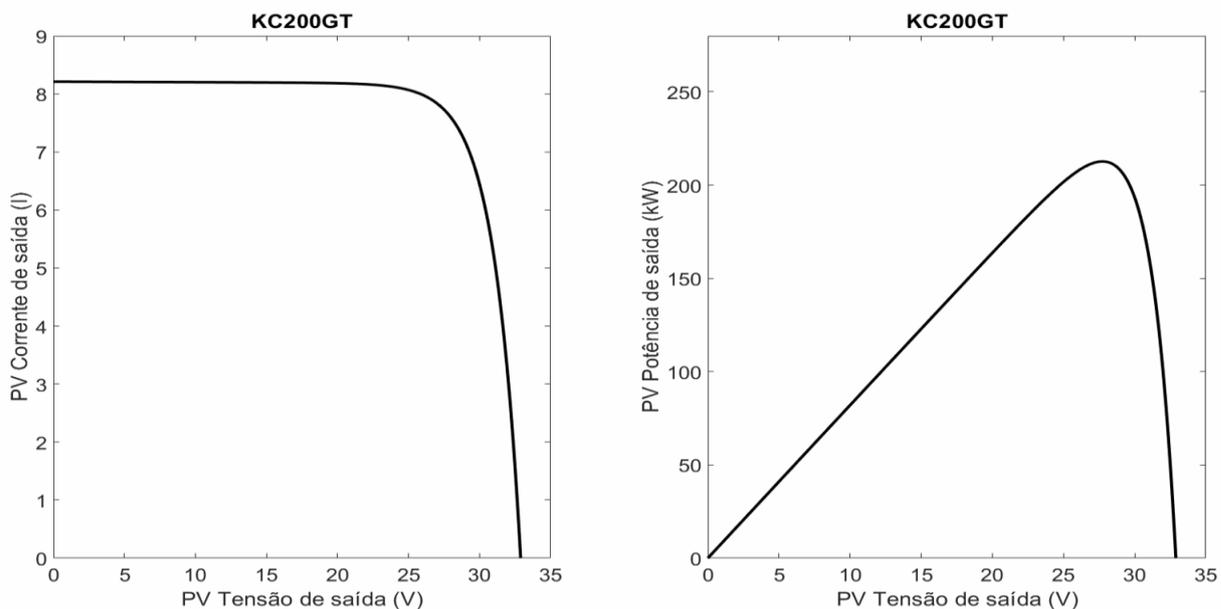
Com os valores obtidos é possível notar que foram obtidos valores próximos dos obtidos em (SHONGWE; HANIF, 2015), diferenças foram encontradas e têm correlação com a primeira estimativa, que pode variar, e como é feito um processo iterativo, dependendo do valor inicial o método pode convergir para valores diferentes. Isso se deve ao fato de que métodos iterativos convergem para dados valores e os sistemas resolvidos podem ter mais de uma solução, logo, ao se inicializar com valores diferentes é possível encontrar resultados distintos, porém que ainda resolvam o sistema. Com os valores das Tabelas 2 e 3 é possível encontrar as curvas I-V e P-V para ambos os módulos.

Figura 5 - Gráficos encontrados para o módulo SQ80



Fonte: Autoria Própria (2022)

Figura 6 - Gráficos encontrados para o módulo KC200GT



Fonte: Autoria Própria (2022)

Os gráficos encontrados e dispostos nas Figuras 5 e 6, levam em consideração um valor de irradiância de 1kW/m^2 e temperatura de 25°C .

2.2 Equacionamento adicionando efeitos de temperatura e irradiação

Em (CHATTERJEE; KEYHANI; KAPOOR, 2011) também é disposto modos de adicionar os efeitos de temperatura e irradiação no desempenho da placa fotovoltaica. Na literatura os valores de R_s , R_{sh} e A como constante quando se tem variações de temperatura e irradiação, sendo assim apenas I_o e I_{ph} variam conforme a temperatura e a irradiação. São cinco combinações de equações que são utilizadas geralmente em todos os modelos matemáticos, e as mesmas serão dispostas abaixo.

1) Modelo um: Segundo (CHATTERJEE; KEYHANI; KAPOOR, 2011) e (SERA; TEODORESCU; RODRIGUEZ, 2007) os valores da tensão de circuito aberto e da corrente de curto circuito são dependentes da variação da temperatura.

$$V_{OC}(T) = V_{OC} + K_v \Delta T \quad (22)$$

$$I_{SC}(T) = I_{SC} + K_I \Delta T \quad (23)$$

$$I_{ph} = G \left[I_o \left(\exp \left(\frac{V_{OC} + K_v \Delta T}{N_s V_t} \right) - 1 \right) + \frac{V_{OC} + K_v \Delta T}{R_{sh}} \right] \quad (24)$$

E com isso as equações podem ser reescritas. Nas equações acima o termo ΔT representa a diferença de temperatura entre T (em Kelvin) e T_{STC} , sendo T_{STC} igual a 298K, com G sendo o valor da irradiação dado em kW/m^2 .

2) Modelo dois: segundo (SOON; LOW, 2012) e (VILLALVA; GAZOLI; FILHO, 2009) considera-se que R_{sh} é muito grande e portando o segundo termo em (8) fica como zero, e considerando as relações em (21), (22) e (23) as equações para I_o e I_{ph} tornam-se,

$$I_o = \frac{I_{sc} + K_I \Delta T}{\exp \left(\frac{V_{oc} + K_v \Delta T}{N_s V_t} \right) - 1} \quad (25)$$

$$I_{ph} = (I_{ph,STC} + K_I \Delta T) G \quad (26)$$

Neste presente trabalho foi utilizado o modelo 2, de modo que os outros modelos estarão sendo apenas brevemente citados.

3) Modelo três: Segundo (MAHMOUD; XIAO; ZEINELDIN, 2013) e (MAHMOUD; XIAO; ZEINELDIN, 2012) novamente considera-se a resistência R_{sh} muito alta e usa-se o fato de que,

$$V_{OC}(G, T) - V_{OC}(G, T_{STC}) = -|K_V|\Delta T$$

E com

$$I_{ph} = (I_{sc} + K_I\Delta T)G$$

As equações podem ser reescritas e novas relações são obtidas.

4) Modelo quatro: Segundo (GUPTA et al., 2012) e (ADAMO et al., 2011) a corrente de saturação é relacionada com o gap de energia dos elétrons e a temperatura através de,

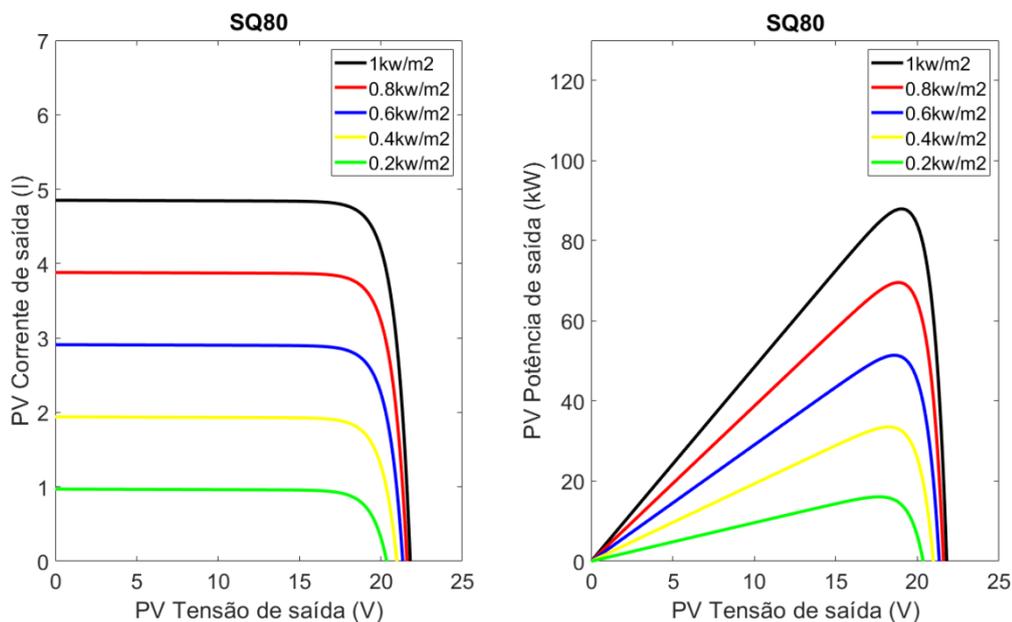
$$I_o = DT^3 \exp\left(\frac{-qE_g}{AkT}\right)$$

Sendo D é uma constante dependente de propriedade de difusão e E_g se relaciona com a energia necessária para um elétron sair da banda de valência e ir para a banda de condução.

5) Modelo cinco: Segundo (SIDDIQUE; XU; DE DONCKER, 2013) utilizando as condições de curto circuito e com $V=V_{OC}$ as equações podem ser reescritas ao se considerar a dependência de I_{sc} e V_{OC} com a temperatura e também é incluída a dependência da irradiação através de V_{OC} .

Conforme já foi dito, nesse trabalho será seguido o modelo dois pela sua facilidade de implementação, já que segundo (SHONGWE; HANIF, 2015) os cinco modelos são bastante similares em seus resultados. A implementação foi feita e comparada com os resultados obtidos por (SHONGWE; HANIF, 2015). Começando pelo efeito da irradiação na placa SQ80 nas curvas I-V e P-V.

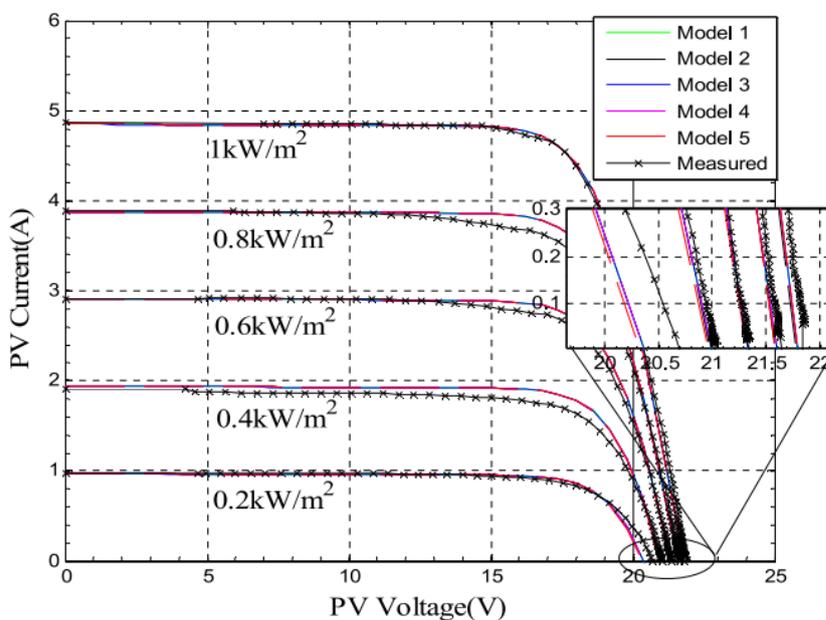
Figura 7 - Efeitos da irradiação na placa SQ80



Fonte: Autoria Própria (2022)

Os resultados obtidos por (SHONGWE; HANIF, 2015) para o efeito da radiação na mesma placa pode ser conferido na imagem abaixo.

Figura 8 - Curvas para diferentes irradiações na placa SQ80

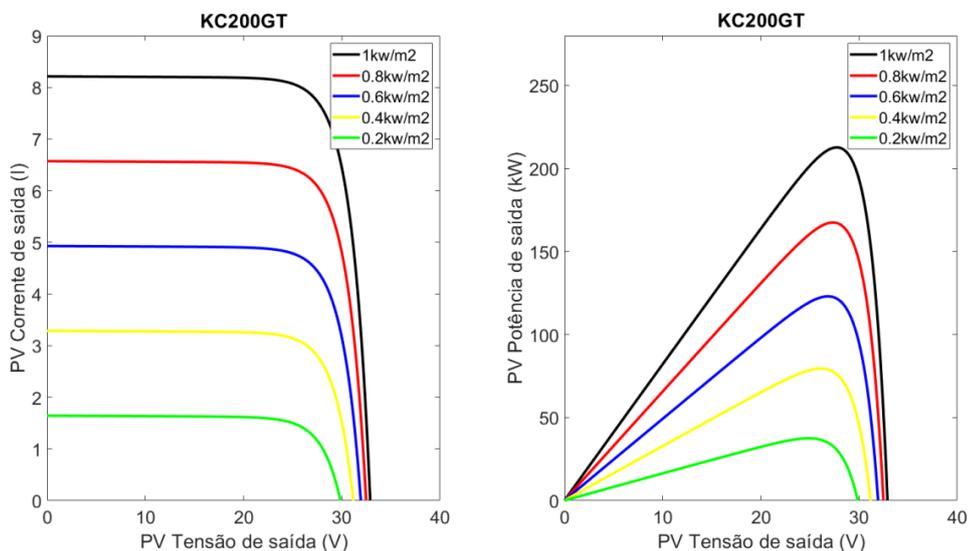


Fonte: Shongwe e Hanif © 2015 IEEE

É possível notar grande semelhança entre os resultados e vale ressaltar que no trabalho feito por (SHONGWE; HANIF, 2015) não há as curvas P-V com variação

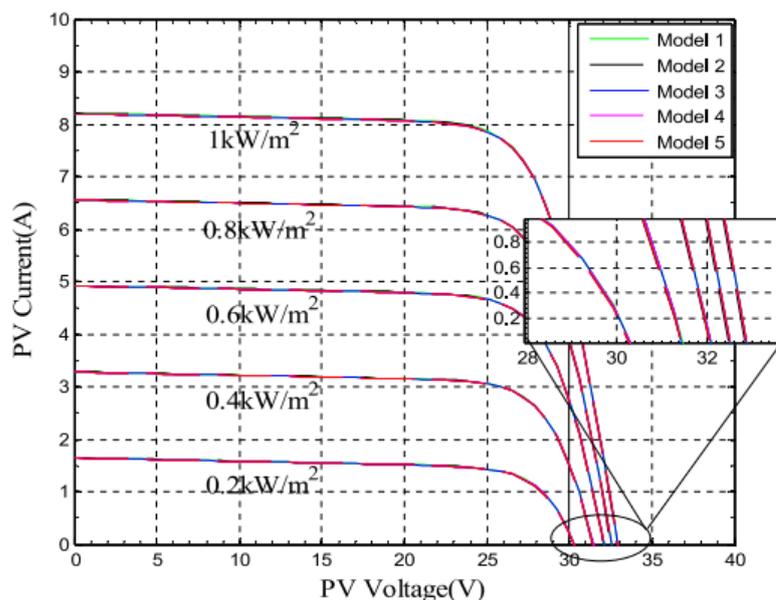
de irradiação e nem considerando a variação de temperatura. Partindo agora para gráficos da mesma ordem dos encontrados na Figura 7, só que agora para a placa KC200GT.

Figura 9 - Resultados do efeito da irradiação na placa KC200GT



Fonte: Autoria Própria (2022)

Figura 10 - Resultados do efeito da irradiação na placa KC200GT

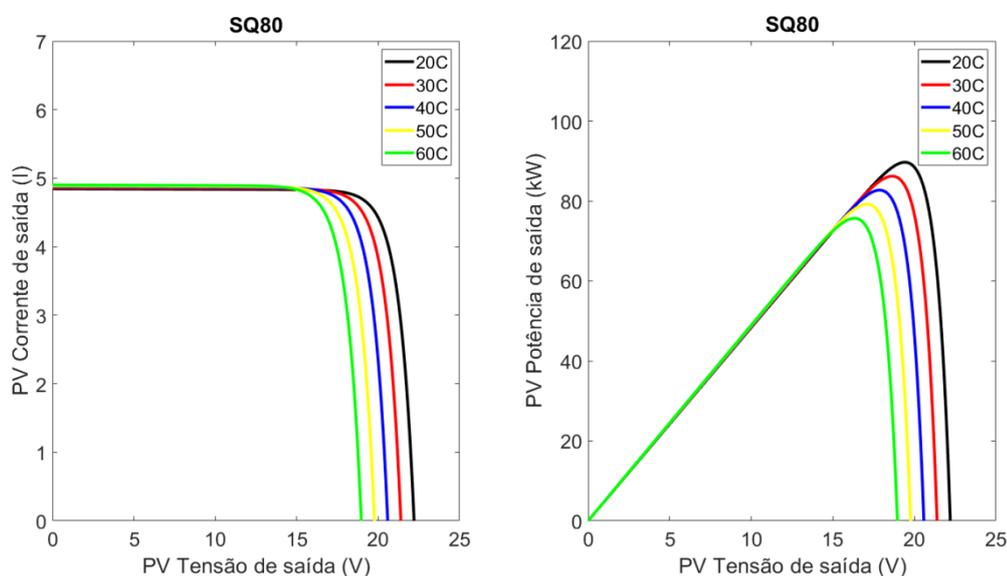


Fonte: Shongwe e Hanif © 2015 IEEE

Novamente resultados próximos foram encontrados, de modo que é possível inferir que a implementação foi realizada com sucesso. Partindo para os resultados

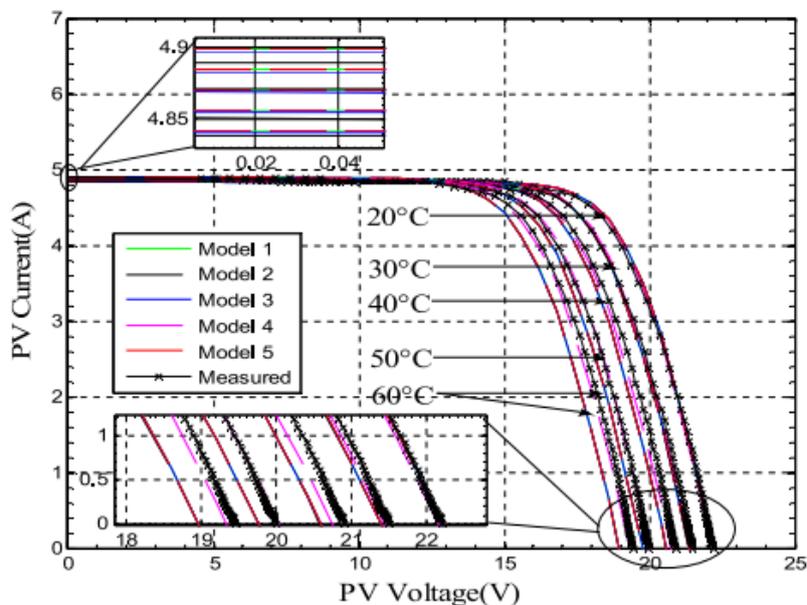
do efeito da temperatura nas curvas I-V e P-V têm-se os resultados dados na Figura 11 e comparados na Figura 12.

Figura 11 - Efeitos da temperatura na placa SQ80



Fonte: Autoria Própria (2022)

Figura 12 - Efeito da temperatura na placa SQ80

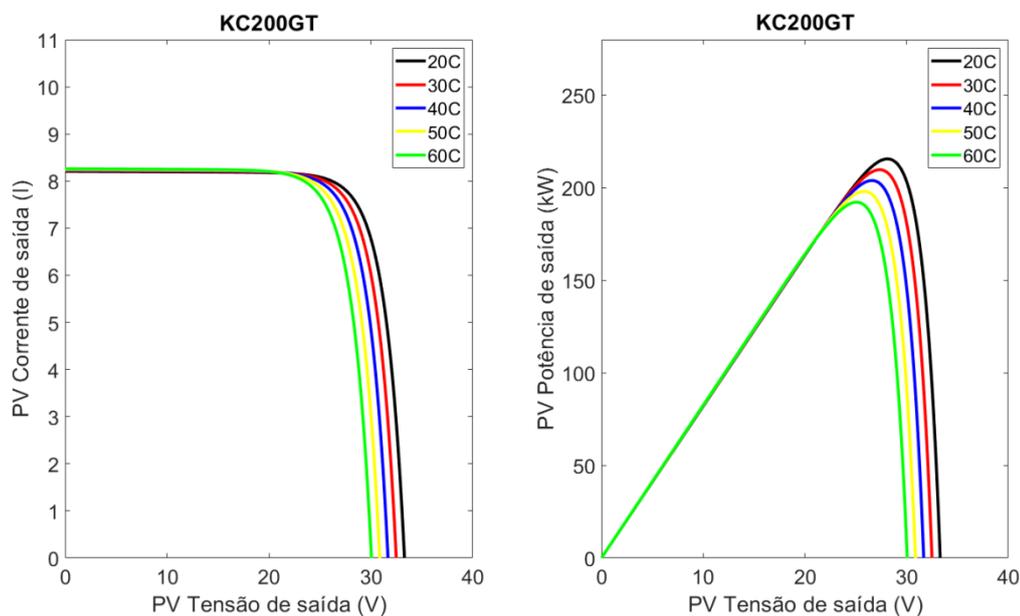


Fonte: Shongwe e Hanif © 2015 IEEE

Os resultados no efeito da temperatura estiveram dentro de um padrão parecido ao encontrado em (SHONGWE; HANIF, 2015), logo pode ser comprovado o efeito da temperatura na eficiência da placa SQ80. Seguindo para os resultados

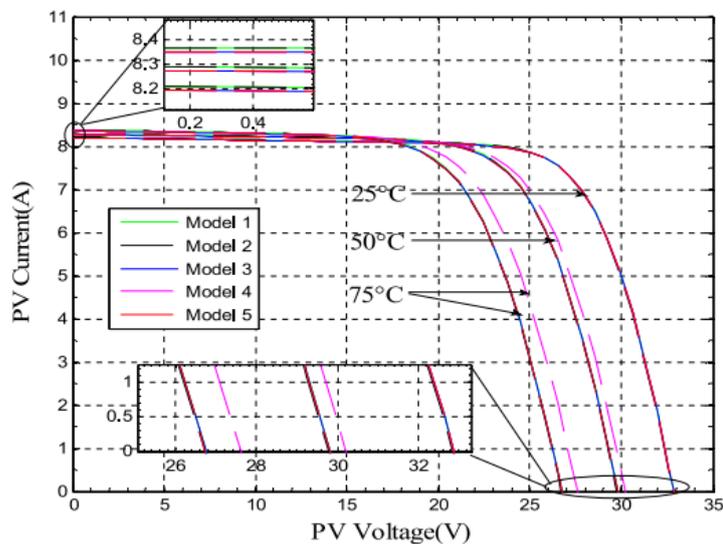
referentes a placa KC200GT, a relação pode ser visualizada por meio das Figuras 13 e 14.

Figura 13 - Efeitos da temperatura na placa KC200GT



Fonte: Autoria Própria (2022)

Figura 14- Efeito da temperatura na placa KC200GT



Fonte: Shongwe e Hanif © 2015 IEEE

Ao longo de todas as implementações e testes para diferentes placas, foram obtidos resultados próximos aos presentes em outros trabalhos, desse modo é possível inferir que a implementação e o equacionamento para uma placa

fotovoltaica foram corretamente feitos e pode então se dar seguimento à proposta do trabalho.

Algumas considerações podem ser feitas quanto aos efeitos da irradiância e da temperatura na eficiência de um módulo, como por exemplo, quanto mais irradiância sobre a placa maiores serão seus níveis de produção. Outro fato notável é que quanto maior a temperatura menor é a produção. Logo o ideal para um módulo obter sua máxima eficiência ao se analisar as curvas mostradas nesse trabalho é encontrar uma localidade onde se tenha o maior valor possível de irradiância e buscar reduzir a temperatura dos módulos o máximo possível.

3 EQUACIONAMENTO DO FLUXO DE POTENCIA

No Capítulo 3 estará sendo demonstrada a teoria do método iterativo de Newton-Raphson, utilizado para o cálculo do fluxo de potência. Também será apresentado o equacionamento utilizado no método de Newton-Raphson e Newton-Raphson modificado.

3.1 Equacionamento do fluxo de potência tradicional

Esta seção se inicia com a explicação teórica do cálculo do método iterativo de Newton-Raphson. Em seguida é exibido como essa teoria é aplicada para o cálculo do fluxo de potência.

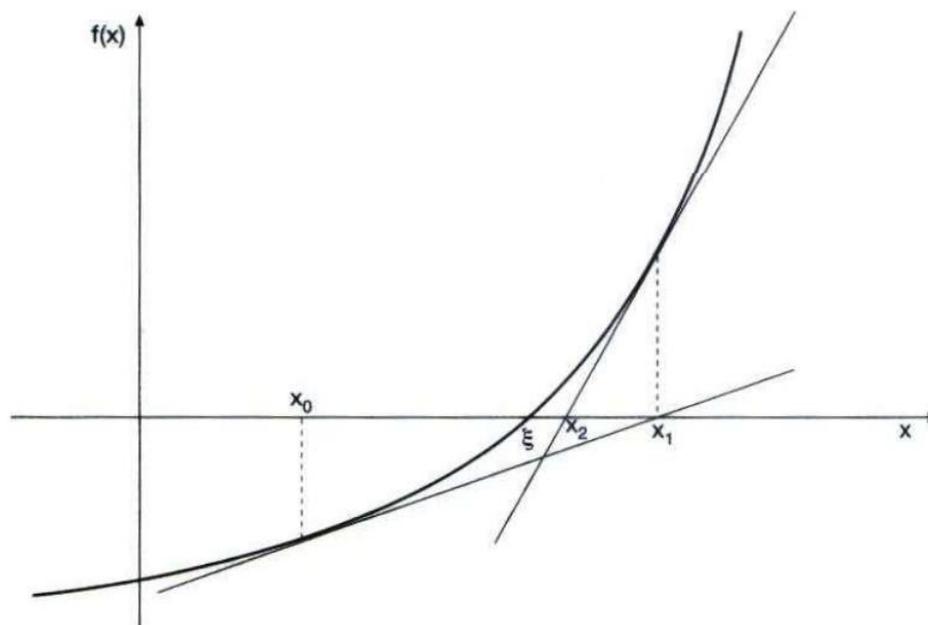
3.1.1 Explicação teórica do método de Newton-Raphson

O método mais tradicional de se calcular o fluxo de potência é através do método iterativo de Newton-Raphson. Esse método é diferente do utilizado no capítulo 2 deste trabalho (Gauss-Seidel), já que a atualização dos valores se dá por outra forma, como na equação abaixo,

$$x^{i+1} = x^i - \frac{f(x^i)}{f'(x^i)} \quad (27)$$

Na Equação (26) o termo $f(x^i)$ representa o valor da função no ponto x na iteração i . Em quanto que o termo $f'(x^i)$ representa a derivada no ponto x durante a iteração i . Esse método consiste no fato do cálculo da raiz da reta tangente, graficamente isso pode ser visto como,

Figura 15 - Gráfico demonstrando a ideia do método de Newton Raphson



Fonte: Ruggiero e Lopes (2000)

Segundo a Figura 15 na primeira iteração (x_0) é calculada a derivada no seu ponto e se busca formar a reta tangente a esse ponto, com isso busca-se o ponto que essa reta encontra o eixo x , com isso o valor é atualizado. Na próxima iteração é calculada a derivada no ponto x_1 e novamente busca-se o ponto que essa reta tangente encontra o eixo x , no caso x_2 . Esse processo se repete até que esteja suficiente próximo da solução, dentro de um limite de tolerância. Para o método funcionar também é necessário definir um chute inicial (x_0) plausível já que sem isso o método pode não convergir. Além disso, a função deve ser derivável em todo o domínio. O que foi dito acima pode ser mostrado matematicamente como se segue abaixo.

Na Figura 16 é possível notar que a derivada da função no ponto é equivalente ao valor da tangente do ângulo formado entre o ponto anterior e o novo, logo,

$$tg(\alpha) = f'(x_i) \quad (28)$$

Como a tangente pela sua definição é formulada pela razão entre os catetos do triângulo retângulo formado têm-se.

$$tg(\alpha) = \frac{\text{cat. Oposto}}{\text{cat. Adjacente}} = \frac{f(x_i) - 0}{x_i - x_{i+1}} \quad (29)$$

Das Equações (27) e (28), têm-se,

$$tg(\alpha) = f'(x_i) = \frac{f(x_i)}{x_i + x_{i+1}}$$

Isolando o termo x_{i+1} .

$$x_{i+1} = x_i - \frac{f(x_i)}{f'(x_i)} \quad (30)$$

É possível notar que a relação encontrada graficamente e disposta na Equação (29) é igual ao proposto pela equação (27). Esse método pode ser expandido para um conjunto de variáveis, desse modo dada uma função f com n variáveis têm-se,

$$f(x_1 + \Delta_1, \dots, x_i + \Delta_i, \dots, x_n + \Delta_n) \quad (31)$$

Fazendo a derivada dessa função resulta aproximadamente em,

$$f(x_1, \dots, x_i, \dots, x_n) + \frac{df}{dx_1} \Delta_1 + \dots + \frac{df}{dx_i} \Delta_i + \dots + \frac{df}{dx_n} \Delta_n = 0 \quad (32)$$

A Equação (31) pode ser utilizada para um conjunto de equações e é isso que acontece para o caso do cálculo do fluxo de potência, conforme a Equação abaixo.

$$\begin{pmatrix} \frac{df_1}{dx_1} & \dots & \frac{df_1}{dx_i} & \dots & \frac{df_1}{dx_n} \\ \dots & \dots & \dots & \dots & \dots \\ \frac{df_i}{dx_1} & \dots & \frac{df_i}{dx_i} & \dots & \frac{df_i}{dx_n} \\ \dots & \dots & \dots & \dots & \dots \\ \frac{df_n}{dx_1} & \dots & \frac{df_n}{dx_i} & \dots & \frac{df_n}{dx_n} \end{pmatrix} \begin{pmatrix} \Delta_1 \\ \vdots \\ \Delta_i \\ \vdots \\ \Delta_n \end{pmatrix} = - \begin{pmatrix} f_1(x_0) \\ \vdots \\ f_i(x_0) \\ \vdots \\ f_n(x_0) \end{pmatrix} \quad (33)$$

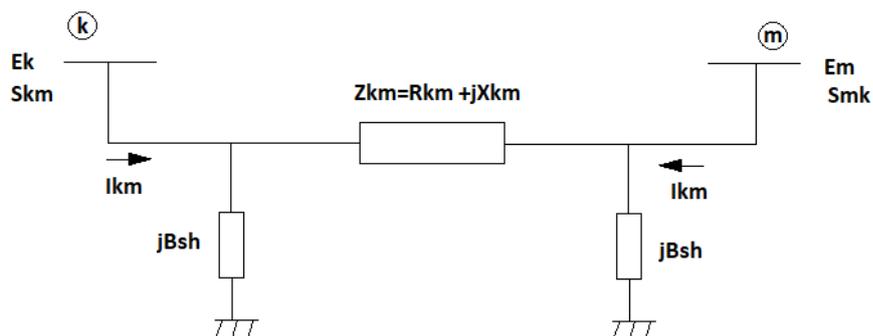
Na Equação (33) a primeira matriz representa a matriz Jacobiana, a segunda matriz a da variação dos valores de x e por fim a matriz da direita é a matriz dos valores da função no ponto inicial. A Equação acima pode ser escrita de modo mais genérico conforme abaixo.

$$x_{i+1} = x_i - \left[\frac{\partial f^i}{\partial x} \right]^{-1} f(x_i) \quad (34)$$

3.1.2 Newton-Raphson aplicado ao fluxo de potência

A relação apresentada na Equação (34) pode ser comparada com as relações encontradas em (30) e (27), denotando que a relação em (34) representa o método de Newton Raphson aplicado para um conjunto de várias funções com n variáveis. De posse desse equacionamento é possível identificar como o método de fluxo de potência tradicional funciona, primeiramente é necessário conhecer as equações que regem o fluxo de potência. Supondo um sistema simples de duas barras conforme a Figura 16.

Figura 16 - Fluxo de potência da barra k para m



Fonte: Autoria Própria (2022)

Nesse sistema estão presentes duas barras, m e k , na qual uma corrente I_{km} flui entre elas. Também estão representadas as impedâncias entre as linhas assim como a capacitância shunt. Cada barra possui sua tensão e seu valor de potência aparente conhecido. Com esses dados de entrada é possível calcular o fluxo de potência e reativa presente nesse circuito. No caso supondo que o fluxo de potência vai de k para m têm-se;

$$S_{km}^* = P_{km} + jQ_{km} = E_{km}^* I_{km} \quad (35)$$

Através do circuito é possível definir o valor de I_{km} como,

$$I_{km} = (y_{km} + jB_{km}^{sh})E_k + (-y_{km})E_m \quad (36)$$

Sendo que o termo y_{km} é referente a admitância entre as barras k e m, e pode ser calculada pelo inverso da impedância entre as linhas. Substituindo a equação (36) na Equação (35) e separando as partes reais da imaginária da Equação resultante é possível se definir os fluxos de potência P e Q entre as barras, como sendo.

$$P_{km} = g_{km}V_m^2 - V_kV_m(g_{km} \cos \theta_{km} + b_{km} \sin \theta_{km}) \quad (37)$$

$$Q_{km} = -(b_{km} + b_{km}^{sh})V_k^2 - V_kV_m(g_{km} \sin \theta_{km} - b_{km} \cos \theta_{km}) \quad (38)$$

O Equacionamento completo pode ser encontrado em (MONTICELLI, 1983). Com as Equações (37) e (38) é possível expandir essa definição para um conjunto maior de barras e desse modo as equações de potência ativa e reativa para uma barra presente em um grupo de n barras é.

$$P_k = V_k \sum_{m \in \Omega} V_m (g_{km} \cos \theta_{km} + b_{km} \sin \theta_{km}) \quad (39)$$

$$Q_k = V_k \sum_{m \in \Omega} V_m (g_{km} \sin \theta_{km} - b_{km} \cos \theta_{km}) \quad (40)$$

O termo Ω representa todas as barras vizinhas da barra k e a barra k. A partir das equações (39) e (40) é possível construir um sistema de equações e encontrar o fluxo de potência do sistema de n barras e resolver esse sistema via o método iterativo de Newton-Raphson.

O sistema de equações será composto com um conjunto de quatro variáveis, que necessitam ser encontradas para todas as barras, nesse caso V_k , Θ_k , P_k e Q_k . Sendo as mesmas a tensão, o ângulo, a potência ativa e potência reativa respectivamente de cada barra. Para cada barra duas variáveis são conhecidas e outras duas não são, e sendo assim as barras podem ser classificadas como.

Tabela 4 – Tipos de barras usualmente encontradas em sistemas de potência

Tipo	Dados	Incógnitas	Aplicação
PQ	P_k e Q_k	V_k e Θ_k	Barras de carga
PV	P_k e V_k	Q_k e Θ_k	Barras de Geração
V Θ	V_k e Θ_k	P_k e Q_k	Barra de Referência

Fonte: Autoria Própria (2022)

Após ter sido definido os tipos de barras presentes no sistema, é necessário organizar o sistema e resolvê-lo utilizando o método de Newton-Raphson. Para isso é necessário utilizar as relações das Equações (39) e (40), bem como suas derivadas. As derivadas irão formar a matriz Jacobiana e o sistema de equações ficará da forma mostrada na Equação (33). Para o computo das Equações é necessário formar a matriz de admitância Y das barras presentes no circuito, o cálculo da matriz Y depende dos dados das linhas e pode ser feito conforme a relação abaixo.

$$Y_{ij} = \begin{cases} -Z_{ij}^{-1} & \forall i \neq j \\ \sum_{\substack{i=1 \\ i \neq j}} Z_{ij}^{-1} & \forall i = j \end{cases} \quad (41)$$

A matriz Y terá a mesma dimensão do número de barras presente no sistema e será uma matriz esparsa, ou seja, com vários zeros. Essa matriz Y pode ser separada em matriz G referente a condutância (parte real de Y) e susceptância B (parte imaginária de Y), ou seja, $Y=G+jB$. A matriz Jacobiana será formada por quatro submatrizes geralmente chamadas por H , M , N e L . Essas matrizes representam as derivadas das equações (38) e (39) em relação a V e Θ .

$$Jacobiana = \begin{pmatrix} \frac{\partial P}{\partial \theta} & \frac{\partial P}{\partial V} \\ \frac{\partial Q}{\partial \theta} & \frac{\partial Q}{\partial V} \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} H & N \\ M & L \end{pmatrix} \quad (42)$$

As derivadas parciais da matriz Jacobiana, referentes as Equações (39) e (40), podem ser vistas nas equações abaixo.

$$H_{km} = \frac{\partial P_k}{\partial \theta_m} = V_k V_m (G_{km} \sin \theta_{km} - B_{km} \cos \theta_{km}) \quad (43)$$

$$H_{kk} = \frac{\partial P_k}{\partial \theta_k} = -V_k^2 B_{kk} - V_k \sum_{m \in T} V_m (G_{km} \sin \theta_{km} - B_{km} \cos \theta_{km}) \quad (44)$$

$$N_{km} = \frac{\partial P_k}{\partial V_m} = V_k (G_{km} \cos \theta_{km} + B_{km} \sin \theta_{km}) \quad (45)$$

$$N_{kk} = \frac{\partial P_k}{\partial V_k} = V_k G_{kk} + \sum_{m \in T} V_m (G_{km} \cos \theta_{km} + B_{km} \sin \theta_{km}) \quad (46)$$

$$M_{km} = \frac{\partial Q_k}{\partial \theta_m} = -V_k V_m (G_{km} \cos \theta_{km} + B_{km} \sin \theta_{km}) \quad (47)$$

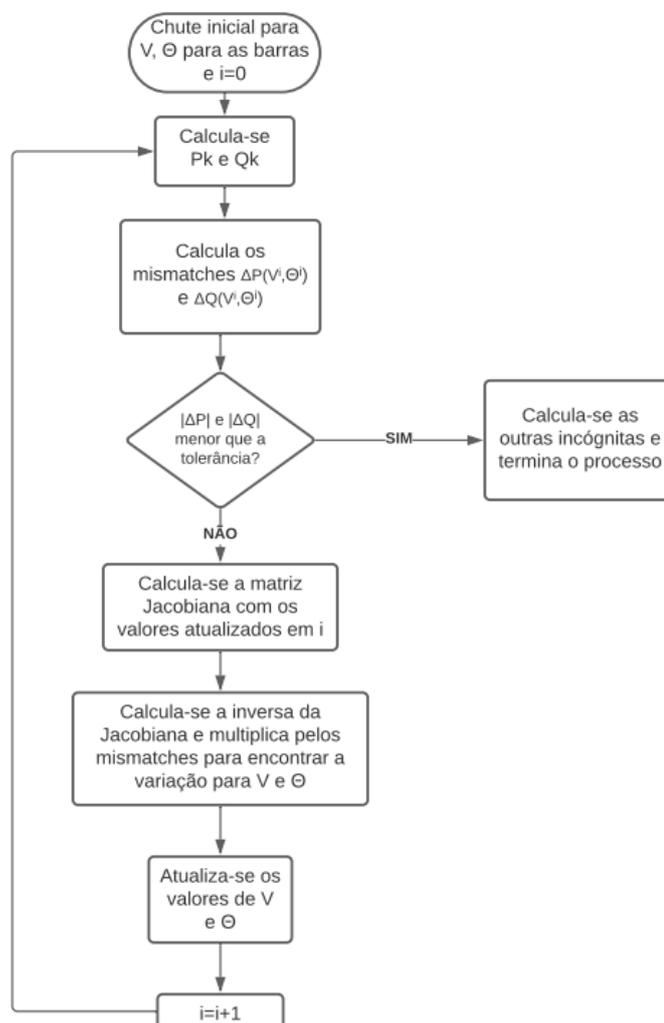
$$M_{kk} = \frac{\partial Q_k}{\partial \theta_m} = -V_k^2 G_{kk} + V_k \sum_{m \in T} V_m (G_{km} \cos \theta_{km} + B_{km} \sin \theta_{km}) \quad (48)$$

$$L_{km} = \frac{\partial Q_k}{\partial V_m} = V_k (G_{km} \sin \theta_{km} - B_{km} \cos \theta_{km}) \quad (49)$$

$$L_{kk} = \frac{\partial P_k}{\partial V_k} = -V_k G_{kk} + \sum_{m \in T} V_m (G_{km} \sin \theta_{km} - B_{km} \cos \theta_{km}) \quad (50)$$

Nas Equações (43)-(50), o termo T representa as barras vizinhas a barra k, sem contar a própria barra k. Com os valores calculados com as Equações (43)-(50) e com os dados do sistema quanto ao tipo de barras e os valores de impedância é possível montar o sistema que será resolvido a cada iteração. Para isso pode ser feito um fluxograma que será mostrado na Figura 17.

Figura 17 - Fluxograma Método Newton Raphson



Fonte: Autoria Própria (2022)

Os *mismatches* citados no fluxograma, são referentes a diferença entre os valores conhecidos de P e Q através dos dados do sistema e os valores calculados com as Equações (39) e (40).

Após a solução dos sistemas, outros dados podem ser encontrados como as perdas entre as barras, as correntes que fluem entre as barras, o sentido do fluxo de energia, dentre outros parâmetros. Deve ser lembrado que para funcionamento desse processo é necessária a presença de uma barra de referência, também chamada de slack bus e todas as outras barras são inicializadas com 1 p.u. de tensão e Θ igual a zero, e seus valores vão sendo alterados a cada iteração.

Esse método de Newton-Raphson não é o único utilizado, o método de Gauss-Seidel também pode ser utilizado, ele é mais simples, porém tem uma convergência mais lenta e a escolha da barra de referência afeta as características de convergência. Já o método de Newton-Raphson tem características mais interessantes quanto ao número de iterações para convergência que independem das dimensões do problema, porém exige mais computacionalmente devido a necessidade de se calcular a inversa da Jacobiana. Além desses fatos pode apresentar várias soluções e é sensível quanto ao valor inicial do problema. (MONTICELLI, 1983).

O método de Newton-Raphson também foi atualizado ao longo do tempo e mais duas versões podem ser utilizadas para um computo mais rápido, porém com um pouco menos de precisão. Um deles é o método de Newton-Raphson desacoplado, onde as matrizes M e N são consideradas como nulas, já que a contribuição das mesmas em relação as outras é muito baixa (e por facilidade de cálculo essas matrizes poderiam ser desconsideradas) e o sistema é resolvido apenas com as outras duas matrizes. Outro método é o método de Newton-Raphson desacoplado rápido, na qual além de M e N serem consideradas nulas, a matriz L é baseada na susceptância B e H é baseada nos valores de reatância, ambas são mantidas constantes durante todas as iterações, o que diminui o esforço computacional. Estes métodos tornam os cálculos mais rápidos, e possuem utilidade para se avaliar o fluxo de potência do sistema quando uma grande precisão não se faz necessária (GRAINGER; STEVENSON, 1994). Estes métodos desacoplados são indicados para redes em que a relação X/R seja alta.

3.2 Equacionamento do Fluxo de Potência para sistema ilhados

O equacionamento descrito na Seção 3.1.2 necessita de uma barra de referência de modo a manter o equilíbrio entre potência e geração. Este método é muito utilizado para grandes redes, na qual é possível inferir que os valores de frequência não variem muito, sendo possível assumir que a frequência do sistema constante. Este fato pode ser observado na formulação da Seção 3.1, no qual em

momento algum durante o desenvolvimento das equações a frequência foi considerada, já que para a solução tradicional é inferido que a mesma não possui grande variação. Porém essa condição não acontece em sistemas ilhados, na qual não se tem uma barra de referência, ou seja, sem o equilíbrio entre potência e geração, o sistema possui dificuldades em regular a quantidade de energia gerada em relação a energia demandada, de modo que a frequência possuirá uma variação considerável, com maior impacto do que os desvios notados em sistemas interligados, nos quais existe a presença de uma barra de referência. Isso faz com que o equacionamento acima não possa ser diretamente aplicado em sistemas ilhados, já que nesses sistemas o efeito da frequência deve ser incluído.

A variação na frequência produz várias mudanças no sistema, a primeira mais notável é que a matriz de admitâncias (Y_{bus}) deve ser calculada para cada valor de frequência já que a reatância da linha depende da frequência. Sendo assim essa variação da matriz Y produz alterações nos valores da matriz Jacobiana. Além disso, não é possível classificar as *droop* bus, nas quais os geradores do sistema ilhado estão conectados, como PV, PQ ou barra de referência já que os valores de geração dependem dos parâmetros do sistema, logo os métodos tradicionais não funcionam de princípio para sistemas ilhados. (WESTERMANN; KRATZ, 2010).

Esse trabalho baseará a resolução do problema de fluxo de potência em redes ilhadas conforme o trabalho feito por (MUMTAZ et al., 2016), no qual é proposta alterações no método de Newton-Raphson com a adição das características das barras *droop*. A adição das características das barras *droop* são implementadas através de três mudanças que no trabalho do (MUMTAZ et al., 2016) foram comprovadas para dois sistemas teste.

3.2.1 Método modificado de Newton-Raphson

Segundo (ABDELAZIZ et al., 2013) o modelo de carga que correlaciona potência com a tensão e a frequência é equacionado de modo exponencial e podem ser representados da seguinte forma.

$$P_{Lk} = P_{Lk0} \left(\frac{|V_k|}{|V_0|} \right)^\alpha (1 + K_{pf}(\omega - \omega_0)) \quad (51)$$

$$Q_{Lk} = Q_{Lk0} \left(\frac{|V_k|}{|V_0|} \right)^\beta (1 + K_{qf}(\omega - \omega_0)) \quad (52)$$

Onde os termos V_0 e ω_0 representam os valores nominais de tensão e frequência; V_k representa a tensão na barra k ; enquanto que P_{Lk0} e Q_{Lk0} são os valores nominais de operação de potência ativa e reativa respectivamente na barra k ; os termos α e β são os expoentes que diferem entre os tipos de cargas, para as cargas avaliadas nesse trabalho os valores dessa constantes podem ser encontrados em (SINGH; MISRA; SINGH, 2007); os termos K_{pf} e K_{qf} são parâmetros de sensibilidade á variação de frequência e neste trabalho foram utilizados os valores de 1 e -1 respectivamente, mais detalhes desses termos podem ser encontrados também em (SINGH; MISRA; SINGH, 2007).

É necessário também equacionar as características que regem a impedância de saída dos geradores. Sabendo que esses geradores possui um conversor de frequência, o controle destes conversores pode ser feito de dois modos, na qual a impedância de saída vista pelo o sistema seja diferente, impedância de saída resistiva ou indutiva. Neste trabalho foi considerada a impedância de saída como indutiva, esse padrão foi escolhido de acordo com o IEEE standard 1547.7, que é uma norma global para geração distribuída para sistemas ilhados (BASSO, 2014) (VANDOORN et al., 2011). Desse modo é possível equacionar como funcionará o compartilhamento de potência ativa e reativa entre os geradores presentes no sistema e sendo assim esse equacionamento se da conforme abaixo (MOHAMED; EL-SAADANY, 2008).

$$\omega = \omega_0 - m_p (P_G - P_o) \quad (53)$$

$$|V| = |V_0| - n_q (Q_G - Q_o) \quad (54)$$

Nas equações acima, os termos P_G e Q_G se relacionam as potências ativa e reativa geradas; os termos m_p e n_q se referem aos coeficientes no modo *droop* de operação para a frequência e tensão respectivamente. Segundo (VASQUEZ et al., 2013) os termos P_o e Q_o podem ser considerados como nulos para a análise. Além dos conceitos citados acima, é importante ressaltar que a matriz de admitâncias

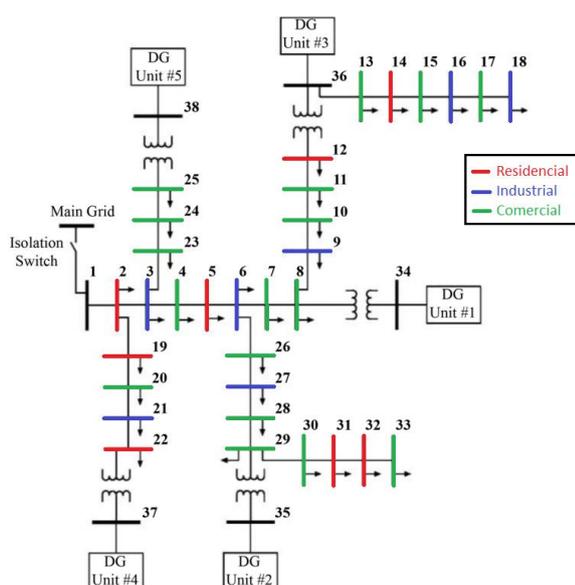
referente ao sistema será alterada a cada iteração em que a frequência do sistema assumir outros valores, isso ocorre por conta da dependência que a reatância tem em relação a frequência.

Com esses conceitos estabelecidos é possível dar início ao equacionamento do método de Newton-Raphson modificado para redes ilhadas. A primeira coisa a se fazer é identificar as barras presente no sistema, elas podem ser identificadas pelos valores conhecidos, por exemplo, barras PQ são conhecidos os valores de potência ativa e reativa da barra e, portanto, a mesma é uma barra de carga. No estudo de (MUMTAZ et al., 2016) os tipos de barras foram reclassificadas em três modelos:

- a) Barra PQ: Quando as potências, ativa e reativa, são conhecidas.
- b) Barra PV: Quando se conhece a tensão e a potência ativa na barra.
- c) Barra VF: Ocorre quando as potências, ativa e reativa, dependem diretamente dos valores de tensão e frequência do sistema.

Também se faz necessário se definir uma das barras do sistema como barra de referência, para o sistema analisado foi definida a barra um como referência, esta barra serve como referência para os ângulos das tensões do sistema. O sistema utilizado para análise nesse trabalho contempla um conjunto de trinta e oito barras e tem seu diagrama unifilar mostrado na Figura 18.

Figura 18 - Diagrama unifilar do sistema a ser analisado



Fonte: Adaptado de Abdelaziz (2012)

É possível identificar que as centrais geradoras se concentram entre as barras 34 até a 38, ou seja, cinco barras. As características das outras barras como seus valores referentes a impedância de linha e afins podem ser encontrados em (SINGH; MISRA; SINGH, 2007). Assim é possível notar que além das barras que possuem geração e da barra de referência, todas as outras são barras do tipo PQ. No método convencional de Newton-Raphson a barra de referência do sistema é fixada em $1\angle 0$ e as outras barras são inicializadas com a mesma condição presente na barra de referência e os valores nas mesmas são atualizados a cada iteração.

Para um sistema com N barras as equações quanto ao fluxo podem, além de como mostrado nas Equações (39) e (40), ser escritas como. (GRAINGER; STEVENSON, 1994).

$$P_{ck} = |V_k| \sum_{n=1}^N |Y_{kn}| |V_n| \cos(\delta_k - \delta_n - \theta_{kn}) \quad (55)$$

$$Q_{ck} = |V_k| \sum_{n=1}^N |Y_{kn}| |V_n| \sin(\delta_k - \delta_n - \theta_{kn}) \quad (56)$$

Nas Equações (55) e (56) os termos P_{ck} e Q_{ck} se referem aos valores calculados de potência ativa e reativa na barra k; os termos δ_k e δ_n se referem aos ângulos das tensões nas barras k e n respectivamente; θ_{kn} é o ângulo da admitância entre as barras. Com os valores das tabelas presentes em (SINGH; MISRA; SINGH, 2007) e os valores calculados via as Equações (55) e (56) é possível calcular parte da matriz de *mismatch* que irá ser utilizada no método modificado de Newton-Raphson. Vale ser ressaltado que para um sistema convencional (não ilhado) a matriz de *mismatch* seria formada apenas pelos valores tabelados e os valores calculados.

No método proposto em (MUMTAZ et al., 2016), foi assumido que a impedância de saída presente nos geradores é do tipo indutivo, e os valores calculados devem ser adicionados a matriz de *mismatch*, sendo assim as potências ativa e reativa na barra k combinando as Equações (53) e (54) e atribuindo para P_o e Q_o o valor de zero conforme (VASQUEZ et al., 2013) ficam conforme abaixo.

$$P_{Gk}^{i+1} = \frac{1}{m_{pk}} (\omega - \omega^i) \quad (57)$$

$$Q_{Gk}^{i+1} = \frac{1}{n_{pk}} (|V_o| - |V_k^i|) \quad (58)$$

Caso durante a iteração o valor calculado para P_{Gk} ou Q_{Gk} superar o limite máximo do gerador, o valor de P_{Gk} ou Q_{Gk} é atribuído como o limite. Os valores limites para os geradores presentes neste trabalho podem ser encontrados em (ABDELAZIZ et al., 2013). Segundo (MUMTAZ et al., 2016) a frequência do sistema serve como um meio de comunicação entre as barras *droop* do sistema de modo a compartilharem as cargas presentes no sistema, ou seja, todas os geradores presentes no sistema irão fornecer potência ativa na mesma frequência angular. Para um número d de barras *droop* no sistema a potência gerada pode ser calculada como o somatório das potências geradas em cada barra, logo.

$$P_{sys} = \sum_{k=1}^d P_{Gk} = \sum_{k=1}^d \frac{1}{m_{pk}} (\omega_o - \omega) \quad (59)$$

$$Q_{sys} = \sum_{k=1}^d Q_{Gk} = \sum_{k=1}^d \frac{1}{n_{pk}} (|V_o| - |V_k|) \quad (60)$$

Com a adição destes termos a matriz de *mismatch* se torna conforme a equação abaixo.

$$\Delta' = [P^T - P_c^T, Q^T - Q_c^T, P_{tot} - P_{sys}, Q_{tot} - Q_{sys}]^T \quad (61)$$

Onde os termos P_{tot} e Q_{tot} se referem a somatória das potências ativas e reativas, respectivamente, em todas as barras mais as perdas relativas a transmissão. O cálculo da potência das cargas pode ser calculado conforme as Equações (51) e (52) em quanto que as perdas são calculadas conforme as Equações abaixo.

$$P_{perdas} = \frac{1}{2} \sum_{K=1}^N \sum_{n=1}^N \Re\{Y_{kn}(V_k^* V_n + V_n^* V_k)\} \quad (62)$$

$$Q_{perdas} = -\frac{1}{2} \sum_{K=1}^N \sum_{n=1}^N \Im\{Y_{kn}(V_k^* V_n + V_n^* V_k)\} \quad (63)$$

Na Equação (61) os termos P e Q são os valores especificados de carga em cada barra e os valores de P_c e Q_c se referem aos valores calculados de potência ativa e reativa referente a cada barra a cada iteração, conforme as Equações (55) e (56). A matriz Jacobiana fundamental para a resolução do fluxo de potência é formada conforme a Equação abaixo.

$$J = \begin{pmatrix} H & M & J'_{13} & J'_{14} \\ N & L & J'_{23} & J'_{24} \\ J'_{31} & J'_{32} & J'_{33} & J'_{34} \\ J'_{41} & J'_{42} & J'_{43} & J'_{44} \end{pmatrix} \quad (64)$$

Onde as submatrizes H, M, N e L podem ser calculadas conforme o conjunto de Equações (43)-(50). Os outros termos da Equação (64) se referem as modificações feitas no método tradicional de Newton-Raphson e podem ser calculadas conforme o conjunto de Equações (65).

$$\begin{aligned} J'_{41} &= \left[\frac{\partial Q_{sys}}{\partial \delta_2} \dots \frac{\partial Q_{sys}}{\partial \delta_N} \right], & J'_{42} &= \left[\frac{\partial Q_{sys}}{\partial |V_2|} \dots \frac{\partial Q_{sys}}{\partial |V_N|} \right] \\ J'_{31} &= \left[\frac{\partial P_{sys}}{\partial \delta_2} \dots \frac{\partial P_{sys}}{\partial \delta_N} \right], & J'_{42} &= \left[\frac{\partial P_{sys}}{\partial |V_2|} \dots \frac{\partial P_{sys}}{\partial |V_N|} \right] \\ J'_{43} &= \left[\frac{\partial Q_{sys}}{\partial \omega} \right], & J'_{23} &= \left[\frac{\partial Q_{c2}}{\partial \omega} \dots \frac{\partial Q_{cN}}{\partial \omega} \right]^T \\ J'_{44} &= \left[\frac{\partial Q_{sys}}{\partial |V_1|} \right], & J'_{24} &= \left[\frac{\partial Q_{c2}}{\partial |V_1|} \dots \frac{\partial Q_{cN}}{\partial |V_1|} \right]^T \\ J'_{33} &= \left[\frac{\partial P_{sys}}{\partial \omega} \right], & J'_{13} &= \left[\frac{\partial P_{c2}}{\partial \omega} \dots \frac{\partial P_{cN}}{\partial \omega} \right]^T \\ J'_{34} &= \left[\frac{\partial P_{sys}}{\partial |V_1|} \right], & J'_{14} &= \left[\frac{\partial P_{c2}}{\partial |V_1|} \dots \frac{\partial P_{cN}}{\partial |V_1|} \right]^T \end{aligned} \quad (65)$$

Na Relação de Equações apresentada em (65) é valido ressaltar que os termos que começam já no índice dois, pois foi definido que a barra um será

considerado como barra de referência e sendo assim já são conhecidos seus valores de tensão e ângulo. Com isso não se faz necessário o cálculo da primeira linha e da primeira coluna das matrizes acima mostradas, bem como nas matrizes H, M, N e L. As derivadas mostradas no conjunto de Equações (65) podem ser calculadas conforme as equações abaixo.

$$\frac{\partial P_{ck}}{\partial \omega} = |V_k| \sum_{n=1}^N \left[\frac{\partial |Y_{kn}|}{\partial \omega} |V_n| \cos(\delta_k - \delta_n - \theta_{kn}) + \frac{\partial \theta_{kn}}{\partial \omega} |Y_{kn}| |V_n| \sin(\delta_k - \delta_n - \theta_{kn}) \right] \quad (66)$$

onde,

$$\frac{\partial |Y_{kn}|}{\partial \omega} = -\frac{X_{kn}^2/\omega}{(R_{kn}^2 + X_{kn}^2)^{3/2}}, \quad \frac{\partial \theta_{kn}}{\partial \omega} = -\frac{X_{kn}/(\omega R_{kn})}{1 + (R_{kn}/X_{kn})^2}$$

$$\frac{\partial Q_{ck}}{\partial \omega} = |V_k| \sum_{n=1}^N \left[\frac{\partial |Y_{kn}|}{\partial \omega} |V_n| \sin(\delta_k - \delta_n - \theta_{kn}) - \frac{\partial \theta_{kn}}{\partial \omega} |Y_{kn}| |V_n| \cos(\delta_k - \delta_n - \theta_{kn}) \right] \quad (67)$$

$$\frac{\partial P_{ck}}{\partial |V_1|} = |V_k| |Y_{k1}| \cos(\delta_k - \delta_1 - \theta_{k1}) \quad (68)$$

$$\frac{\partial Q_{ck}}{\partial |V_1|} = |V_k| |Y_{k1}| \sin(\delta_k - \delta_1 - \theta_{k1}) \quad (69)$$

Segundo (MUMTAZ et al., 2016) as derivadas de P_{sys} e Q_{sys} dependem de como é assumida a impedância de saída dos geradores e como este trabalho utiliza o conceito da impedância de saída ter características indutivas, as derivadas de P_{sys} em relação ao ângulo de todas as barras e as tensões de todas as barras é zero. Logo as submatrizes J'_{31} , J'_{32} e J'_{44} são nulas. Quanto a derivada de P_{sys} em relação a frequência é dada pela equação abaixo.

$$\frac{\partial P_{sys}}{\partial \omega} = \sum_{k=1}^d -\frac{1}{m_{pk}} \quad (70)$$

As derivadas de Q_{sys} em relação aos ângulos das barras e a frequência do sistema são nulas, e a derivada quanto a tensão somente não será nula caso a

barra seja do tipo *droop*. Caso seja do tipo *droop* pode ser calculada conforme a equação abaixo.

$$\frac{\partial Q_{sys}}{\partial |V_k|} = -\frac{1}{n_{qk}} \quad (71)$$

Com essas considerações as submatrizes J'_{41} , J'_{43} , J'_{44} também serão nulas para o sistema de 38 barras analisado. Após calculados todos os termos presentes na Jacobiana e a *mismatch* matriz é possível encontrar os novos valores para a próxima iteração segundo a relação abaixo.

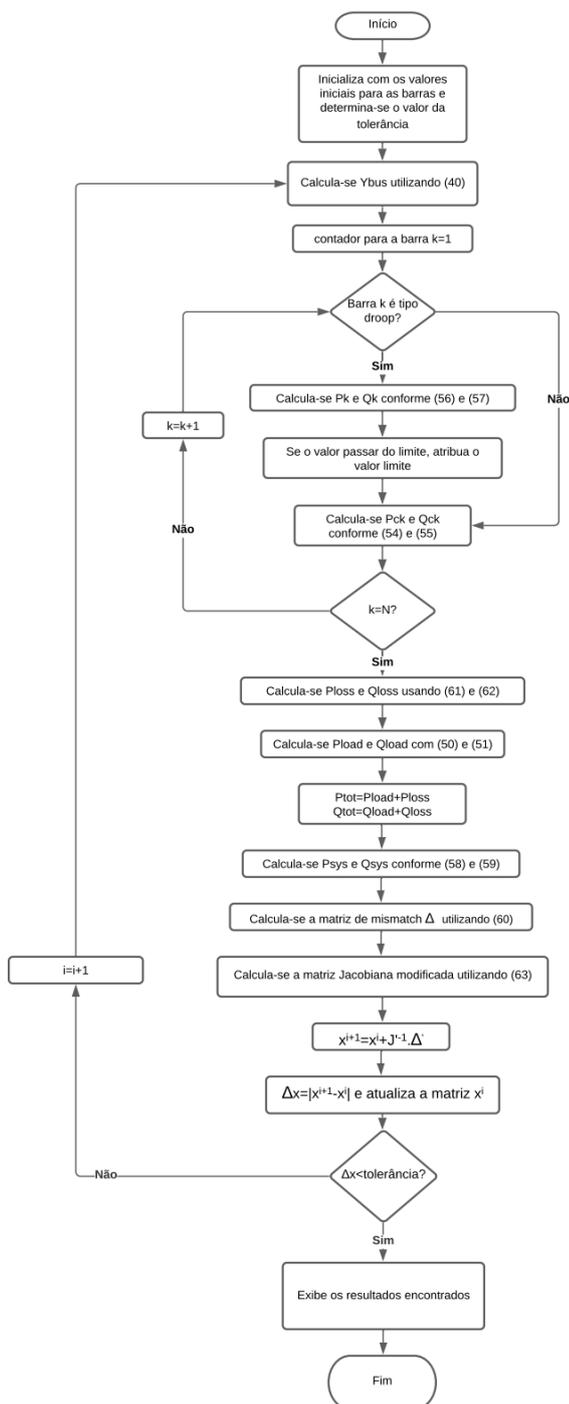
$$x^{i+1} = x^i + J'^{-1}\Delta' \quad (72)$$

Após esse cálculo é conferido se a diferença entre o novo valor para a matriz x^i com o antigo valor da matriz x^i é menor que a tolerância, se for, o processo se encerra e é encontrado os valores do sistema. Deve ser lembrado que a matriz x^i é formada pelos valores conforme a Equação (72).

$$x^i = [\delta^T |V|^T \omega |V_1|] \quad (73)$$

Onde δ é a matriz com todos os ângulos das tensões das barras e V é a matriz com as tensões em todas as barras. Abaixo será mostrado um fluxograma mostrando de modo mais sequencial como se procede o processo iterativo deste método modificado de Newton-Raphson.

Figura 19 - Fluxograma para o método de Newton-Rapshon modificado



Fonte: Autoria Própria (2022)

4 RESULTADOS

Neste Capítulo serão apresentados e analisados os principais resultados encontrados. Dentre eles podem ser citadas as análises de perdas e dos perfis de tensão e carga do sistema. Será iniciada a seção com a metodologia utilizada para obtenção dos resultados e em seguida a apresentação e análise dos mesmos.

4.1 Metodologia dos testes para os resultados

Um dos objetivos deste trabalho é identificar como os valores de irradiância e temperatura afetam a geração nos módulos, esta discussão foi realizada no Capítulo dois, porém não foi avaliado o comportamento da geração para o período de um dia. Esta análise será feita avaliando alguns dias do ano, variando entre as quatro estações para entender como é a geração em diferentes períodos do ano.

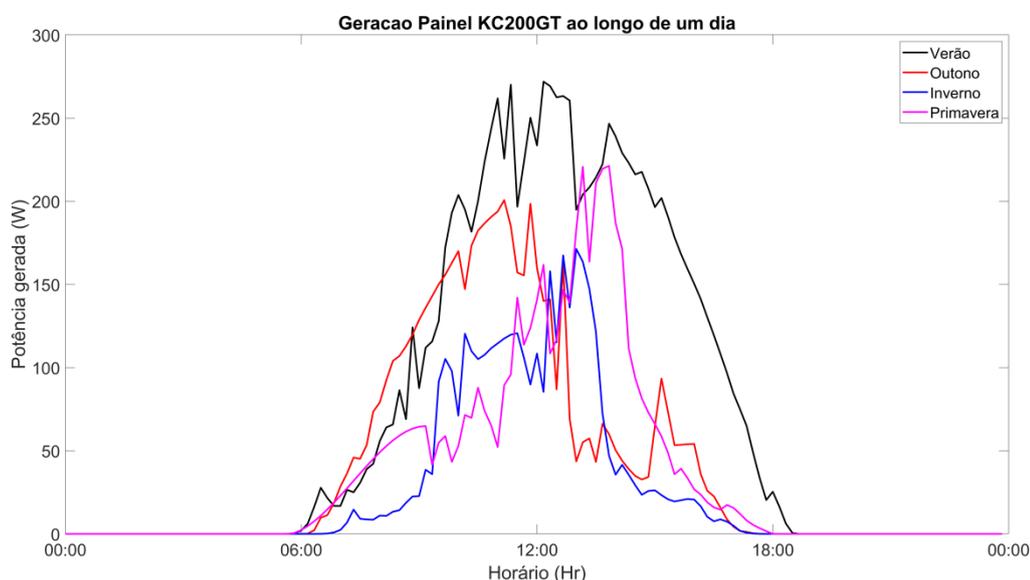
Após esta análise, será utilizada a teoria disposta no Capítulo três e feita a integração do método de fluxo de potência com o algoritmo que prevê a geração com base nos valores de irradiância e temperatura. Para isso foi escolhido um dia durante o verão e a quantidade de geração ficará atrelada ao nível de penetração desejado em relação a carga instalada, ou seja, a geração dependerá do nível de carga na barra que possuirá o gerador fotovoltaico instalado.

Por fim será conduzida uma análise buscando se entender se existe ou não um ponto excelente de nível de penetração, onde as perdas do sistema seriam as mínimas possíveis para certa configuração. Nesta discussão será avaliada diferentes configurações e arranjos de onde terá a instalação da geração fotovoltaica, de modo a evidenciar se existe ou não melhores configurações em relação ao valor de perdas.

4.2 Avaliação da geração para diferentes períodos do ano

Para os resultados foi escolhida uma das placas como padrão que seria instalada no sistema, a placa foi a KC200GT. Os dados de irradiância e temperatura foram gerados utilizando a base de dados do INMET (Instituto Nacional de Meteorologia) como referência, os dados estão disponíveis no site do Instituto. A geração da placa foi testada para quatro dias de diferentes estações utilizando os dados de 2021 como base, o resultado está disposto na Figura 20.

Figura 20 - Geração ao longo do dia da placa KC200GT



Fonte: Autoria Própria (2022)

A geração durante o verão é consideravelmente superior em relação as outras estações do ano, nota-se também que o horário do pico de geração varia ao longo do ano. Além disso durante o verão a geração ocorre por um período mais longo e com níveis mais elevados durante dia, isso se deve ao fato de que o Sol durante o verão fica por mais tempo acima do horizonte e forma um ângulo mais próximo de 90° ao plano onde estaria instalada a placa, dessa forma mais raios de luz incidem no módulo fotovoltaico aumentando a geração.

Essa análise é fundamental para projetar um sistema de geração fotovoltaica, já que com esta ferramenta é possível prever se o sistema instalado irá ou não fornecer a energia necessária. Além disso vale ser ressaltado que a geração

fotovoltaica também é influenciada por dias nublados, chuva, neblina, entre outros. Isso se deve ao fato de que a irradiância sobre as placas fica reduzida por conta dos obstáculos entre o módulo e o sol, como as nuvens, gotas de chuva, entre outros.

Nas próximas seções a questão da geração fotovoltaica, quando aplicada ao sistema estudado seguirá um mesmo padrão, no qual foi escolhido o dia de verão como padrão de resultado de geração, para ser inserido no cálculo do fluxo de potência em cada caso, ou seja, para todos os casos está sendo considerado um dia de verão (com seus dados de temperatura e irradiância ao longo do dia sem alteração).

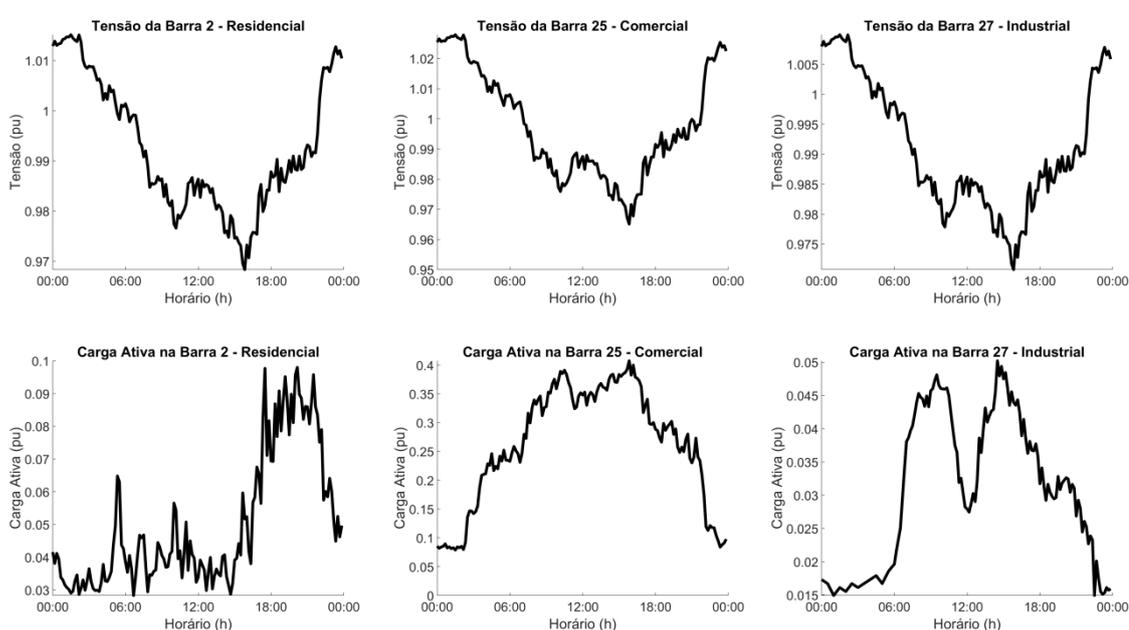
4.3 Resultado para validação do algoritmo

O sistema estudado, que está disposto na Figura 18, possui barras residenciais, comerciais e industriais, para as barras foram utilizadas modelos de curva de carga padrão, de modo a se obter um retrato mais fiel do consumo de energia ao longo do dia. Estas curvas geram um perfil de consumo, este perfil foi mudado para o sistema por unidade (p.u.) e então implementado com relação à carga total instalada na barra. Para cada grupo de cargas foi considerada a mesma curva de carga, ou seja, todas as barras residenciais possuem a mesma curva de carga, porém como a carga total instalada é diferente as curvas possuem valores diferentes. O sistema possui oito barras com carga residencial, dezessete barras com carga comercial, sete barras com carga industrial e cinco barras de geração despachável. Esta relação completa, a carga instalada e os parâmetros construtivos do sistema podem ser encontradas no Anexo A de acordo com (SINGH; MISRA; SINGH, 2007).

Este sistema, além dos geradores despacháveis, terá geração fotovoltaica instalada. Essa geração foi considerada com base no nível de penetração em relação à carga instalada na barra, por exemplo, para um nível de penetração de 20% nas barras residenciais será instalado a geração com valor máximo sendo de 20% da carga total instalada na barra. Foi testada essa penetração para vários casos.

Será utilizado um caso para mostrar a validação do algoritmo, o caso escolhido terá um nível de penetração de 20% de geração fotovoltaica para todas as barras com cargas industriais, segundo o Anexo A. Na Figura 24 estão dispostos os perfis de carga e tensão ao longo do dia para três barras de tipos de carga diferentes do sistema (Barra 2 – Residencial, Barra 25 – Comercial e Barra 27 – Industrial), de modo a evidenciar os diferentes perfis de carga e também como a tensão varia ao longo do dia.

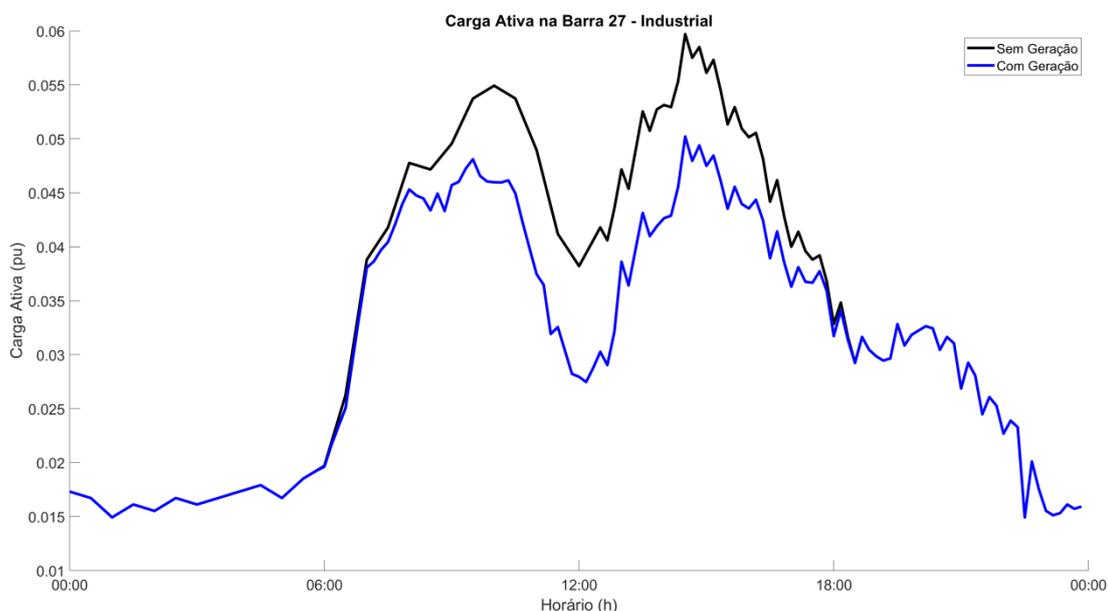
Figura 21 - Perfil de Tensão e Carga para algumas barras



Fonte: Autoria Própria (2022)

A partir da Figura 21 é possível notar que o perfil de tensão para todas as barras é o mesmo, porém com valores diferentes, algo que já era esperado. Analisando o perfil de tensão, após as 12 horas, existe uma queda de tensão em todas as barras, isso é devido ao aumento do consumo, que pode ser visto nos perfis de consumo. Outro fator é que o perfil de consumo para cada tipo de barra é diferente, o que evidencia a necessidade de descobrir em qual tipo de barra a entrada de geração fotovoltaica trará maiores benefícios para este sistema. Para explicitar que a geração fotovoltaica está sendo implementada no código será disposta na Figura 25 um comparativo entre o perfil de carga na Barra 27 com e sem os 20% de penetração fotovoltaica.

Figura 22 - Comparativo do perfil de carga na barra 27 com e sem geração

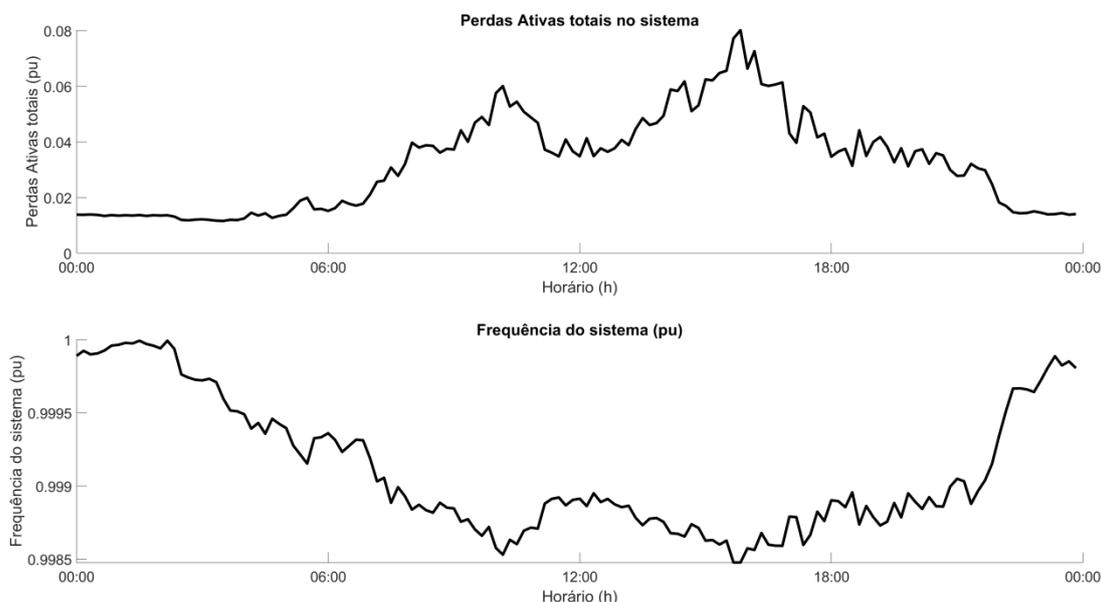


Fonte: Autoria Própria (2022)

É possível comparar a Figura 20 e 22 de modo a notar que o pico de geração (no dia de verão) corresponde ao menor valor de carga instalada, perto das 12 horas, logo a implementação da geração no algoritmo de fluxo de potência foi comprovada. Essa conclusão é possível pois, matematicamente, a geração fotovoltaica funciona como uma “carga negativa”, de modo a abater parte da carga instalada, ou seja, parte da geração necessária para a alimentação da barra analisada é fornecida pelos módulos fotovoltaicos, dessa forma, para o sistema há menos carga instalada na barra.

Além dos gráficos já apresentados, com o algoritmo é possível analisar como a frequência e as perdas ativas totais do sistema se comportam para esse nível de penetração.

Figura 23 - Perdas ativas totais e frequência do sistema ao longo do dia



Fonte: Autoria Própria (2022)

Na Figura 23, na parte superior, há um claro aumento no total das perdas ativas do sistema a partir das 12 horas, o que corrobora com o aumento de consumo das cargas do sistema, já que com mais consumo, maior é o fluxo de potência entre os geradores despacháveis e as cargas, desse modo as perdas ativas do sistema aumentam. Já na parte inferior da Figura 23, a partir das 12 horas, há uma queda de frequência, essa queda ocorre no mesmo momento do aumento de consumo e se for analisado o controle de geração via droop, o aumento de geração implica em uma ação de controle no gerador que reduz a frequência com base na curva de droop. O contrário ocorre no final do dia, quando há uma queda abrupta do consumo (conforme é visto na Figura 21) e com isso a frequência volta a subir a valores mais próximos de 1 p.u..

Com os gráficos dispostos nas Figuras 21 a 23, consegue ser constatado que a implementação da geração fotovoltaica no algoritmo de fluxo de potência obteve resultados esperados de acordo com a bibliografia, pode ser inferido então que o algoritmo foi corretamente implementado e pode ser utilizado para analisar outros casos para diferentes níveis de penetração fotovoltaica.

4.4 Resultados de outros casos testados

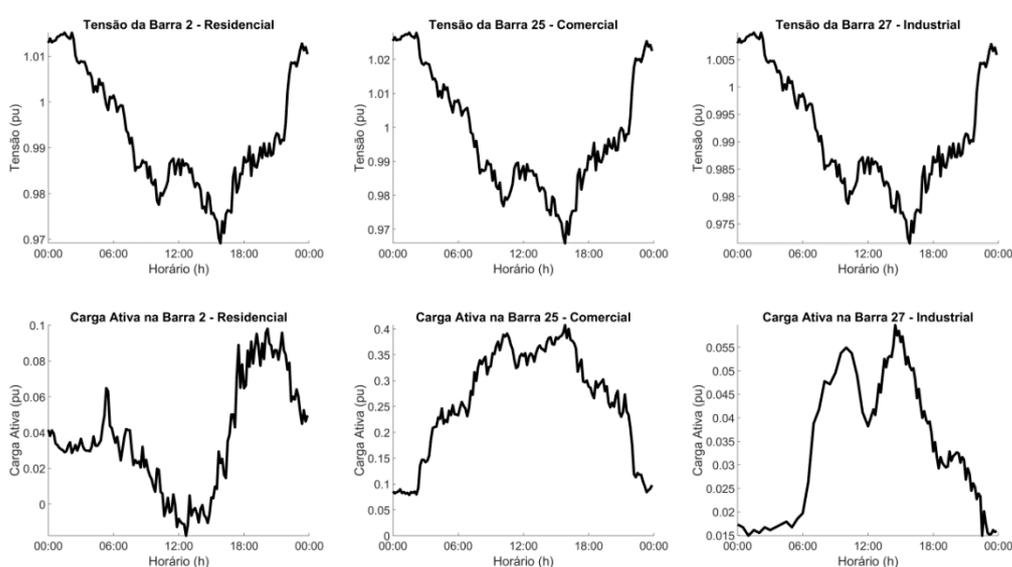
Nesta seção serão apresentados outros resultados encontrados nesta implementação, dentre eles é possível citar análises de perdas em relação à penetração fotovoltaica, análise dos perfis de tensão e frequência para diferentes níveis de geração e também análise da geração ativa e reativa nos geradores despacháveis para diferentes níveis de penetração dos módulos fotovoltaicos.

Estes casos e análises serão dispostos em subseções dentro desta seção, primeiramente será feita a análise de casos com diferentes níveis de penetração, variando entre 20% e 50% em diferentes configurações de barras contendo geração fotovoltaica.

4.4.1 50% de penetração fotovoltaica em barras residenciais

Ao ser simulado este caso aconteceu algo interessante, na qual a geração fotovoltaica nas barras residenciais superava a carga instalada no horário de pico da geração fotovoltaica. Este comportamento pode ser visto na Figura 24.

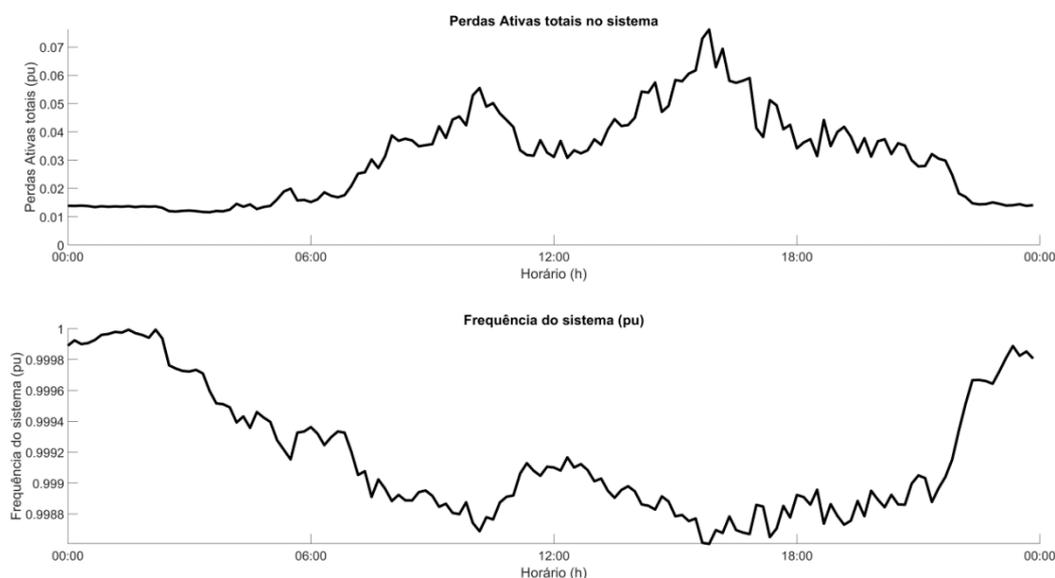
Figura 24 - Perfis de tensão e carga com 50% de penetração



Fonte: Autoria Própria (2022)

No perfil de carga da Barra 2, no horário de pico de geração fotovoltaica (12 horas), a geração supera a carga instalada, isso é notável já que no gráfico a carga ativa na Barra 2 neste horário toma valores negativos. Nessa situação a Barra 2 acaba se tornando fonte de potência ativa para o sistema e alimentando outras cargas presentes na rede. É possível também analisar as perdas ativas totais do sistema e a frequência para essa configuração.

Figura 25 - Perdas ativas e frequência do sistema com 50% de penetração nas barras residenciais



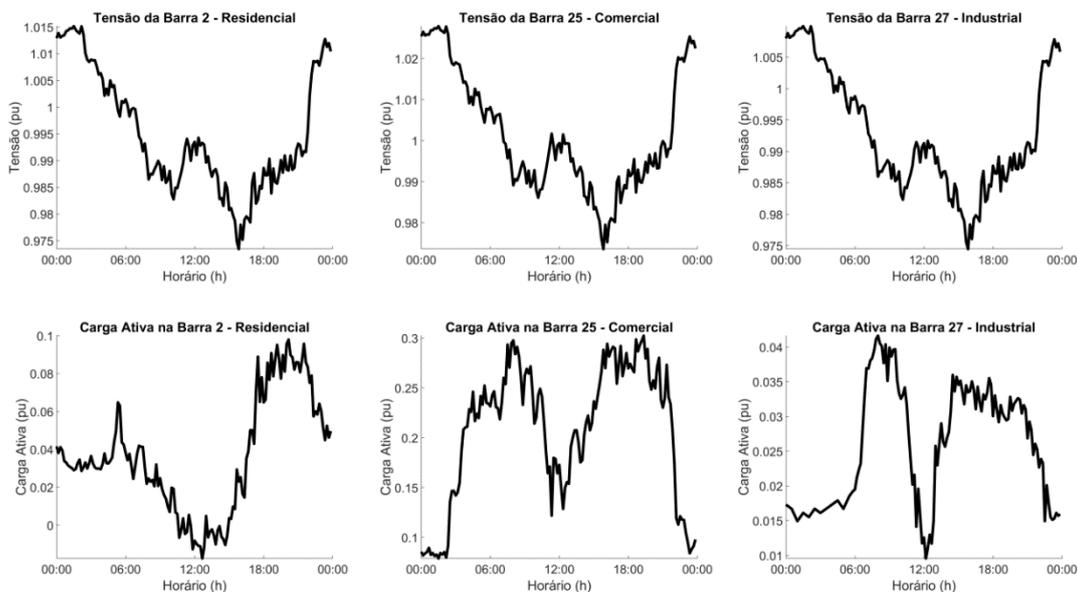
Fonte: Autoria Própria (2022)

Na Figura 25 aconteceu o mesmo comportamento visto no caso de validação, no qual o aumento das cargas no sistema, a partir das 12 horas, gerou um rebaixamento na frequência do sistema e também um aumento das perdas ativas.

4.4.2 50% de penetração fotovoltaica em todas as barras

Neste caso além da geração nas Barras residências ser maior que a carga consumida, implica uma redução drástica nas cargas comerciais e industriais no período de pico de geração fotovoltaica (12 horas). Essa situação está disposta na parte inferior da Figura 26.

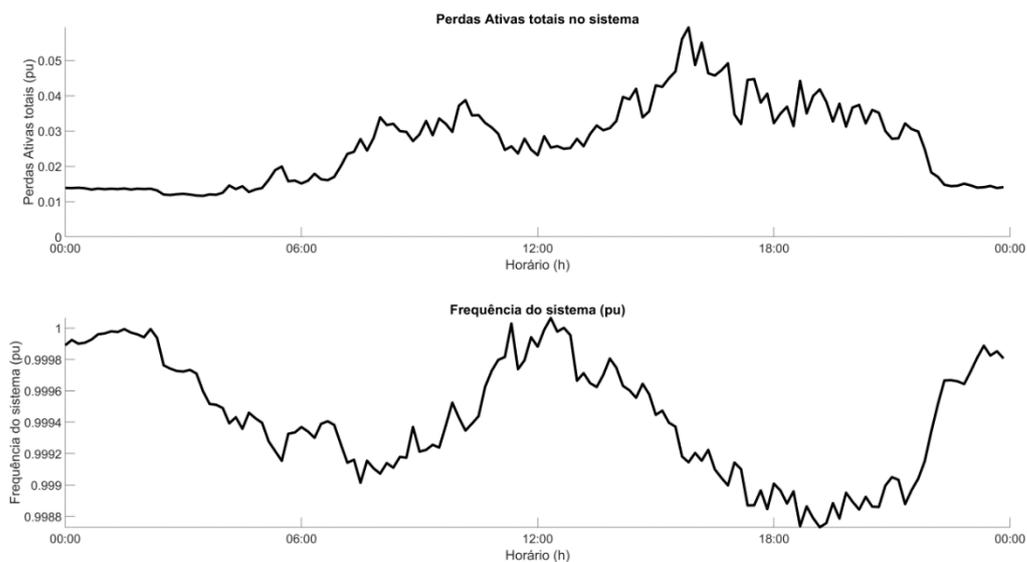
Figura 26 – Penetração de 50% em todas as barras



Fonte: Autoria Própria (2022)

A partir de análises já feitas neste trabalho, essa redução de carga implicará em um aumento de frequência, no horário do pico de geração, e também uma redução das perdas ativas totais do sistema. Esses resultados podem ser vistos na Figura 27.

Figura 27 - Perdas e Frequência para 50% de penetração fotovoltaica

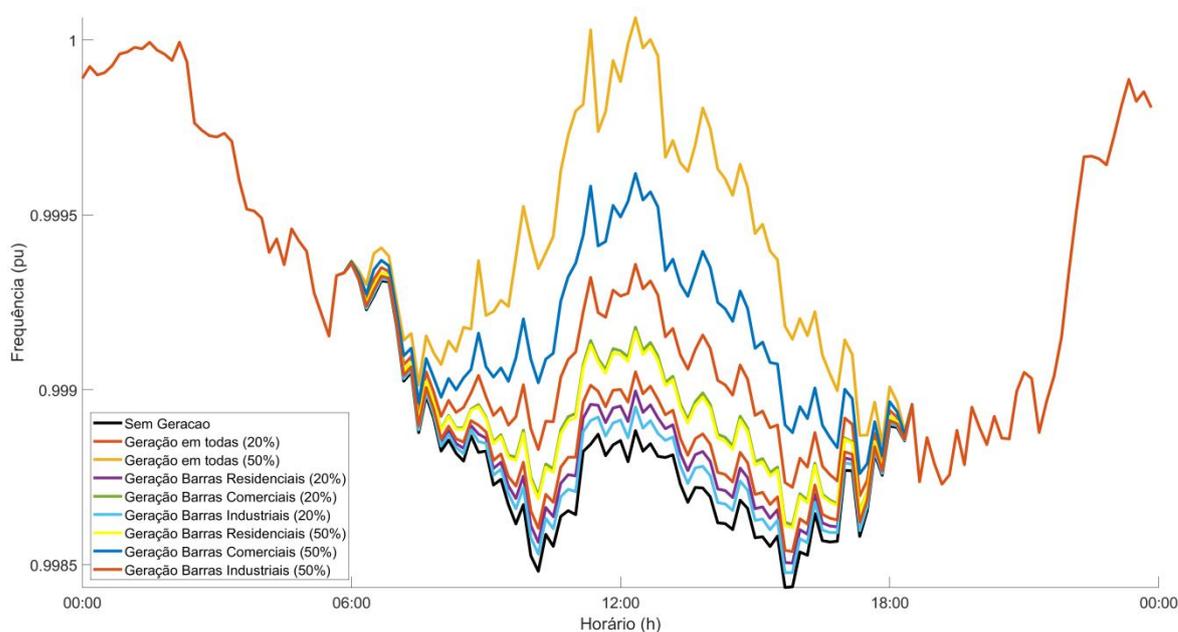


Fonte: Autoria Própria (2022)

Conforme esperado, na Figura 27 há uma elevação considerável na frequência no momento de maior geração fotovoltaica, chegando perto e em alguns momentos até superando 1 p.u. Porém manteve-se o mesmo comportamento em relação ao aumento de carga a partir das 12 horas, na qual há um rebaixamento de tensão e frequência, isso era esperado que fosse acontecer, já que depois do pico de geração, a potência gerada pelos módulos cai vertiginosamente enquanto a potência consumida se eleva. Dessa forma, para esse sistema e para este dia analisado a adição de módulos fotovoltaicos não conseguiu contribuir muito para esta situação.

Foi gerado um gráfico comparando os perfis de frequência para as diferentes configurações de geração fotovoltaica, neste gráfico será possível analisar como a geração fotovoltaica contribui para a alteração da frequência do sistema.

Figura 28 - Comparativo da Frequência do sistema para níveis de geração diferentes



Fonte: Autoria Própria (2022)

Através do comparativo da Figura 28 foi possível constatar que o maior pico de frequência foi quando existia o maior nível de penetração fotovoltaica. Logo caso a penetração seja muito elevada e não se tenha um controle na geração, a frequência pode subir a níveis acima do recomendado para os sistemas de transmissão, uma situação como essa pode colocar as cargas instaladas no sistema

em risco. Segundo o Módulo 8 do PRODIST (Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional) que regula os sistemas de distribuição de energia brasileiros, em regime permanente a frequência deve estar entre 59,9 e 60,1 Hz. Comparando este valor com os resultados da Figura 28 têm-se que o valor mais baixo de frequência ocorre para o sistema sem geração fotovoltaica, perto das 16 horas, na qual o valor chega em 0.9985 p.u., este valor equivale a 59,91 Hz. Dessa forma nota-se que o sistema sem geração neste dia chegou próximo do limite inferior de frequência e que o sistema esteve mais distante deste limite com a adição de geração fotovoltaica, sendo assim constata-se que a adição de módulos fotovoltaicos pode contribuir para o sistema se manter nos limites operacionais de transmissão (“Prodist, Módulo 8”, 2018).

Os valores de frequências mínima e máxima, compreendidos no período que existe geração fotovoltaica, estão dispostas na Tabela 5.

Tabela 5 - Resultados em relação a frequência do sistema

Geração	Frequência Mínima (Hz)	Frequência Máxima (Hz)	Distância para o limite mínimo (Hz)
0% em todas	59.906	59.933	0.0061
20% em todas	59.922	59.962	0.0218
50% em todas	59.931	60.004	0.0307
20% Barras Residenciais	59.910	59.940	0.0102
20% Barras Comerciais	59.917	59.951	0.0168
20% Barras Industriais	59.909	59.937	0.0086
50% Barras Residenciais	59.916	59.950	0.0163
50% Barras Comerciais	59.926	59.977	0.0256
50% Barras Industriais	59.912	59.943	0.0122

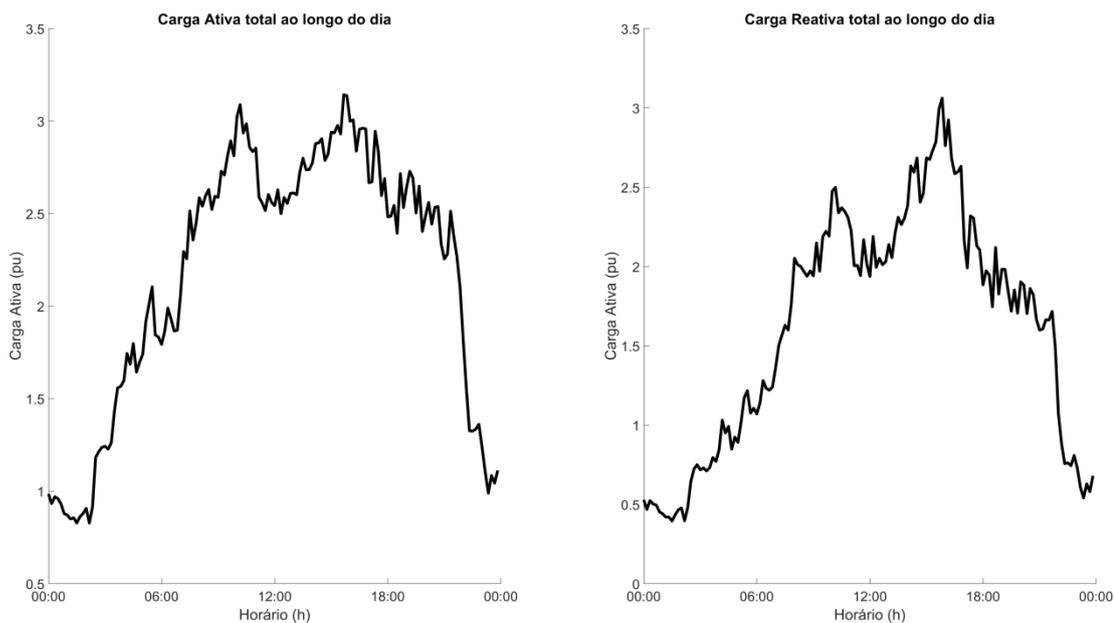
Fonte: Autoria Própria (2022)

Avaliando a Tabela 5, é possível perceber que para vários casos a frequência mínima se aproxima muito do limite mínimo requerido pelo Módulo 8 do PRODIST, com destaque para os casos sem geração e com 20% de penetração nas barras industriais.

4.4.3 Comportamento da Carga, Perdas Ativas e Geração

Com os dados das curvas de carga é possível analisar a carga total do sistema ao longo do dia, esse comportamento está disposto na Figura 29.

Figura 29 - Carga Ativa e Reativa total do sistema



Fonte: Autoria Própria (2022)

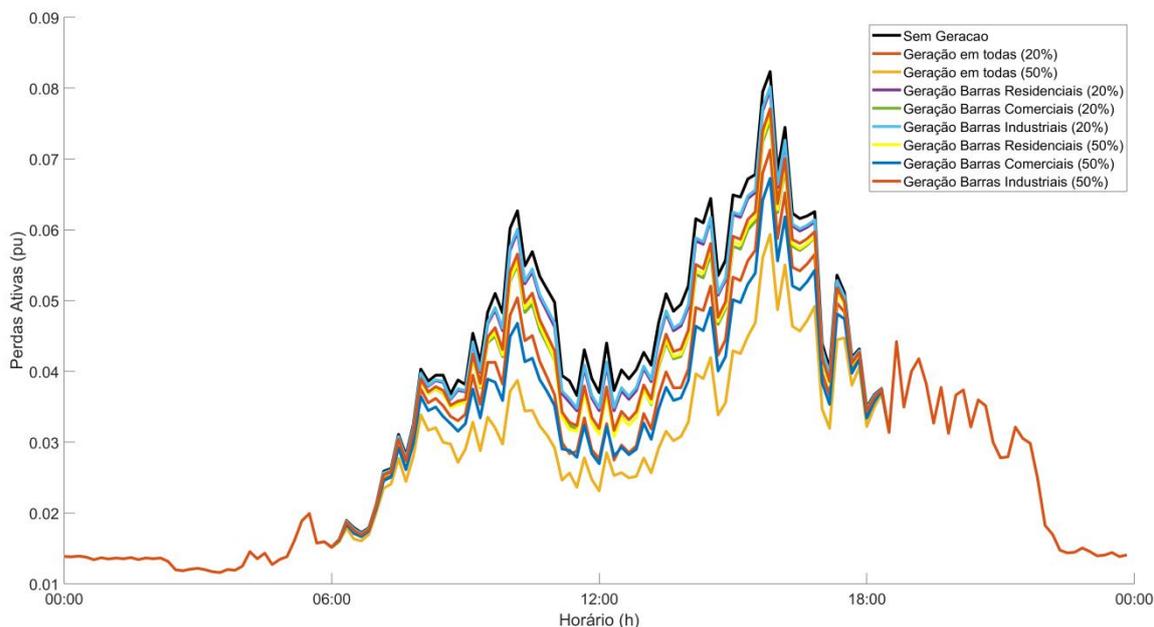
Analisando o comportamento da carga ativa total do sistema foi constatada uma similaridade muito grande ao perfil de consumo de uma barra com carga comercial. Esse comportamento é algo esperado, já que das 33 barras com carga instalada, 18 são do tipo comercial e possuem a maior quantidade de carga instalada, conforme o Anexo A. Na carga desse sistema também há dois picos de aumento de carga reativa. Com essas curvas é possível encontrar o fator de potência das cargas do sistema ao longo do dia.

Figura 30 - Fator de potência do sistema

Fonte: Autoria Própria (2022)

A Figura 30 mostra dois momentos em que existem quedas do fator de potência, perto das 8 horas e mais abruptamente perto das 16 horas, analisando o perfil de carga do sistema na Figura 29, estes são os momentos em que a carga reativa do sistema aumenta de forma mais significativa. O fator de potência do sistema mais próximo de 1 ocorreu nos mesmos momentos em que as perdas tiveram seus valores mais baixos. Desta forma é possível constatar que existe uma correlação entre estes fatores e que uma correção do fator de potência pode contribuir para diminuir as perdas. neste caso uma compensação chaveada poderia ser útil, principalmente nos momentos de maior carga reativa, entre as 8 e as 18 horas. Os gráficos de perdas podem ser agrupados de modo a ser possível a comparação do comportamento das perdas em relação ao nível de geração fotovoltaico.

Figura 31 - Comparativo das Perdas Ativas para os casos analisados



Fonte: Autoria Própria (2022)

Analisando a Figura 31 nota-se que o comportamento das perdas é similar para todos os casos de penetração e tem seu maior valor quando não se tem geração. Sendo assim a adição de módulos fotovoltaicos em todos os casos analisados contribuiu para redução das perdas do sistema, com destaque para o caso com 50% de penetração em todas as barras, que obteve o melhor resultado no quesito de perdas ativas totais do sistema. De modo geral este efeito é esperado já que a geração fotovoltaica alimenta parte da carga consumida, o que diminui a potência requerida pela carga para os geradores, essa redução de potência demandada acaba reduzindo o fluxo de potência dos geradores para as cargas diminuindo as perdas associadas a transmissão. Pode ser gerada uma tabela com os valores totais das perdas ao longo do dia comparando os casos analisados.

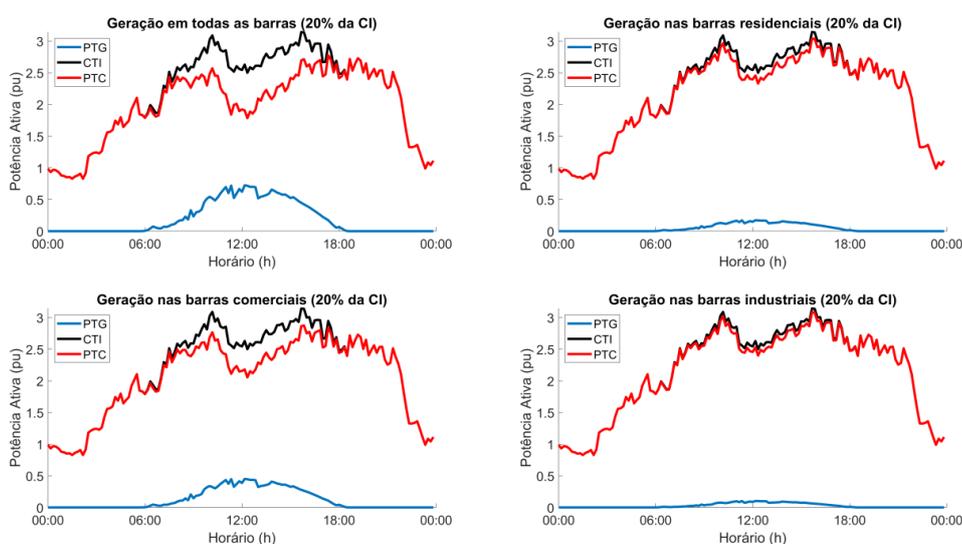
Tabela 6 - Perdas totais do sistema

Geração	Perdas Ativas Totais (p.u.)	Redução em relação ao caso sem geração (p.u)	Economia de Economia (kWh)
0% em todas	4.7972	0	0
20% em todas	4.2609	0.5363	22.34
50% em todas	3.8245	0.9727	40.53
20% Barras Residenciais	4.6616	0.1355	5.65
20% Barras Comerciais	4.4673	0.3299	13.75
20% Barras Industriais	4.6818	0.1154	4.81
50% Barras Residenciais	4.4782	0.3190	13.29
50% Barras Comerciais	4.1455	0.6516	27.15
50% Barras Industriais	4.5214	0.2758	11.49

Fonte: Autoria Própria (2022)

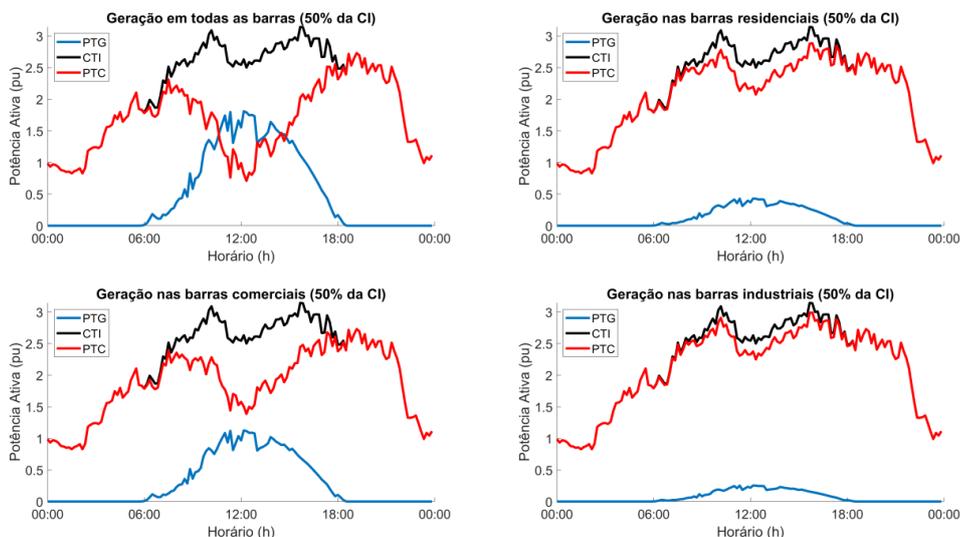
Com base na Tabela 5, o sistema poderia deixar de perder 40.53 kWh por dia na transmissão, essa redução nas perdas tornaria o sistema mais eficiente. Foi estudado também como a geração fotovoltaica total se comporta ao longo do dia, nas Figuras 32 e 33 estão dispostos os gráficos para diferentes níveis de penetração, estes gráficos relacionam Potência Total Gerada (PTG) com a Carga Total Instalada (CTI) e a Potência Total Consumida (PTC).

Figura 32 - Geração para as configurações com 20% de penetração



Fonte: Autoria Própria (2022)

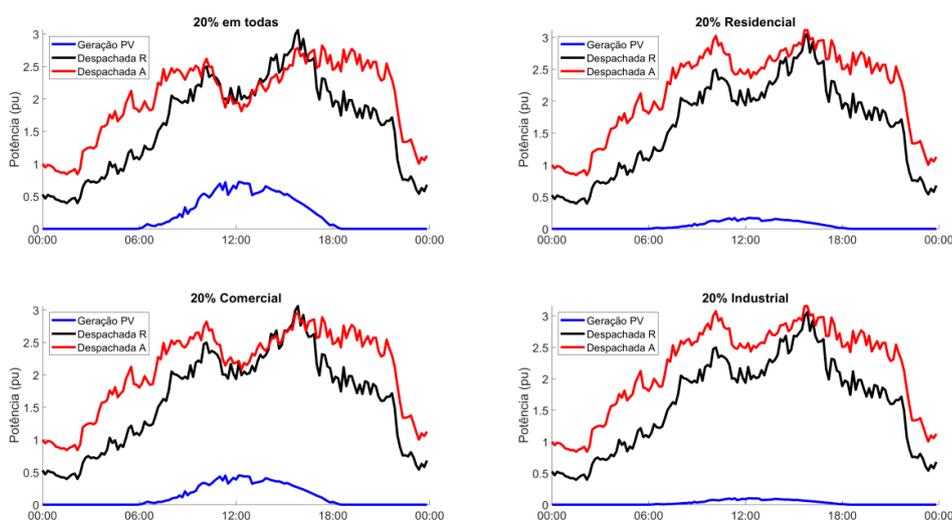
Figura 33 - Geração para as configurações com 50% de penetração



Fonte: Autoria Própria (2022)

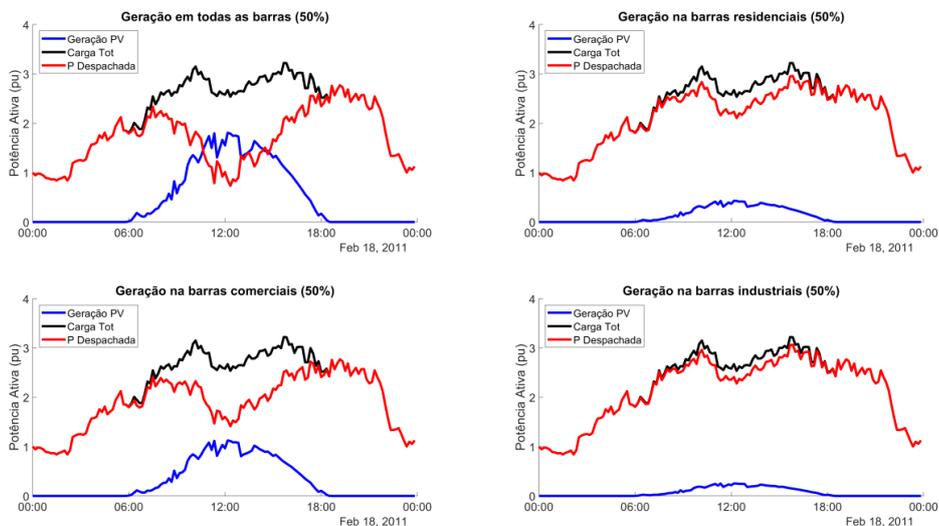
Conforme já foi mencionado anteriormente, boa parte da carga do sistema é de cargas comerciais e como a penetração fotovoltaica é baseada na carga instalada, é esperado se obter maiores níveis de geração nas configurações de geração para todas as barras ou de geração para barras comerciais. Por fim a geração fotovoltaica total dos módulos pode ser comparada com a geração despachável ativa e reativa total dos geradores para os casos analisados.

Figura 34 - Totais de geração de energia do sistema (20% de penetração)



Fonte: Autoria Própria (2022)

Figura 35 - Totais de geração de energia do sistema (50% de penetração)



Fonte: Autoria Própria (2022)

Os geradores despacháveis geram a mesma quantidade de potência reativa, algo esperado já que a geração fotovoltaica contribui para com potência ativa. Para os casos analisados apenas em um deles a geração fotovoltaica total superou a geração despachável, que ocorre na Figura 35 no caso em que a penetração é de 50% de geração em todas as placas.

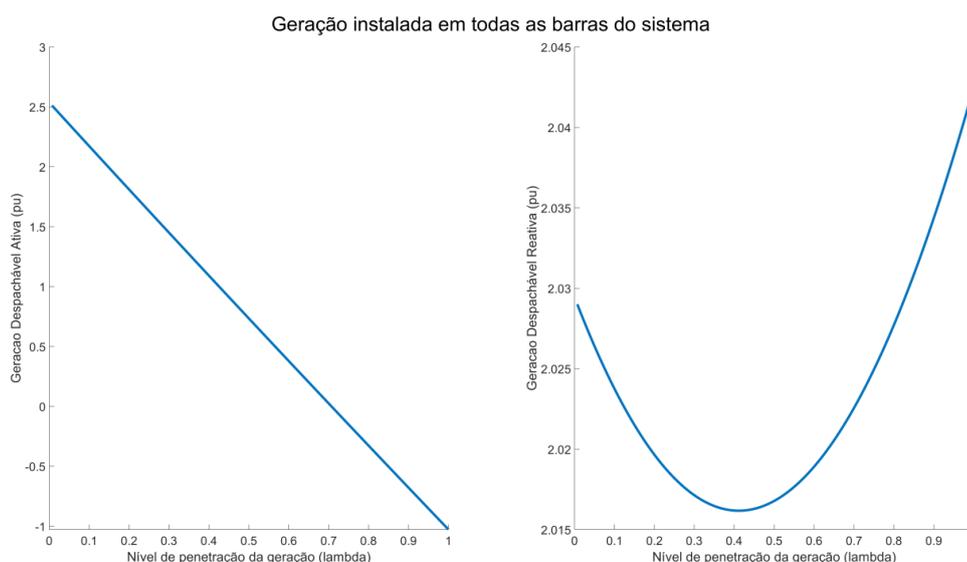
4.3.4 Relação entre penetração fotovoltaica e as perdas no sistema

Para todas as configurações e penetrações testadas e apresentadas neste trabalho, o sistema sempre obteve uma melhora quanto as perdas, porém deseja-se também averiguar se existe um limite de penetração de geração fotovoltaica na qual se obtém o menor valor para as perdas. Para testar essa hipótese foi selecionado o horário das 12 horas, o qual possui maior valor de geração e testado o quanto a penetração fotovoltaica influencia nas perdas do sistema.

Além dos casos já testados de geração em apenas um tipo de barra, serão analisados outros casos buscando evidenciar se o posicionamento e o número de centrais fotovoltaicas podem interferir no resultado. Os casos selecionados são de instalação da geração apenas nas barras das extremidades do alimentador, geração

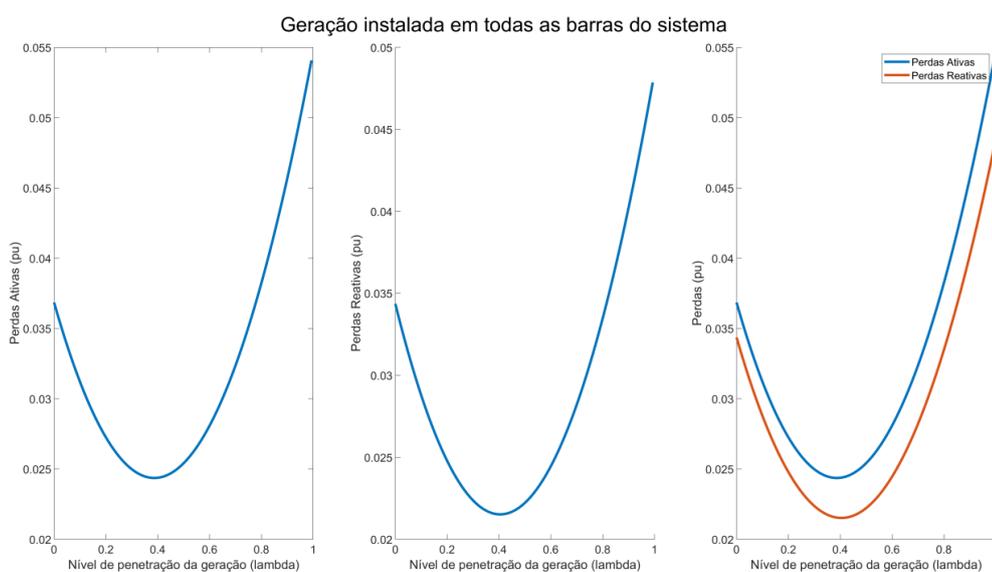
apenas no tronco do alimentador, geração nas 26 barras de menor carga e geração nas 7 barras de maior carga. Os primeiros dois casos foram escolhidos para buscar evidenciar se o posicionamento da geração afeta as perdas e os dois últimos para ser analisado se uma geração mais distribuída tem melhores resultados que uma geração mais pontual. Nas Figuras 36 e 37 estão dispostos os resultados para a geração em todas as barras do sistema.

Figura 36 - Geração despachável em relação a penetração fotovoltaica



Fonte: Autoria Própria (2022)

Figura 37 - Perdas ativas e reativas em relação à penetração



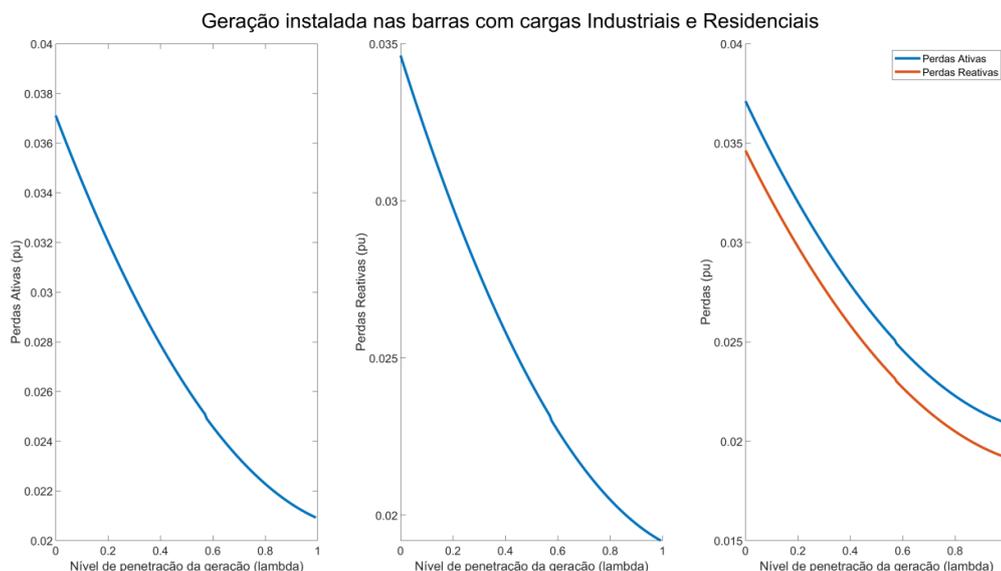
Fonte: Autoria Própria (2022)

O comportamento da geração ativa dos geradores despacháveis mostrada na Figura 36 é esperado, tendo em vista que a penetração fotovoltaica reduz a carga ativa nos geradores. Em relação à geração despachável reativa nota-se um comportamento parabólico, no qual a geração é menor quando a penetração é em torno de 40%. Esse mesmo comportamento parabólico é visto na Figura 37, porém agora em relação às perdas do sistema e deste comportamento é possível inferir que a partir de um determinado nível de penetração (nesse caso 40%) as perdas do sistema aumentam (ativas e reativas). A explicação por trás desse comportamento é a alteração do sentido do fluxo de potência, o que não deixa de acarretar perdas frente ao aumento da geração renovável.

A geração despachável ativa na Figura 36 toma valores negativos a partir de um nível de penetração de 70%, isso acontece devido ao fato das curvas de carga, que implicam que para o horário escolhido a carga consumida nas barras que não é o valor de carga instalada, valor ao qual a penetração fotovoltaica utiliza como referência. Nesse sentido, os geradores despacháveis tornam-se as cargas do sistema, consumindo a energia ativa gerada pela geração fotovoltaica do sistema, algo que não é desejável para um sistema real. Esse comportamento foi notado apenas para este caso, para os demais a geração despachável sempre ficou positiva, mesmo com o nível de penetração em 100%. Para os próximos casos os gráficos de geração despachável em relação à penetração fotovoltaica serão omitidos por conterem um comportamento muito similar aos da Figura 36.

Para o próximo caso será testada as perdas para penetração fotovoltaicas tanto nas barras residenciais quanto industriais. Este caso foi escolhido pois as cargas residenciais e industriais totais, quando sozinhas representam um valor baixo de potência em relação ao total do sistema.

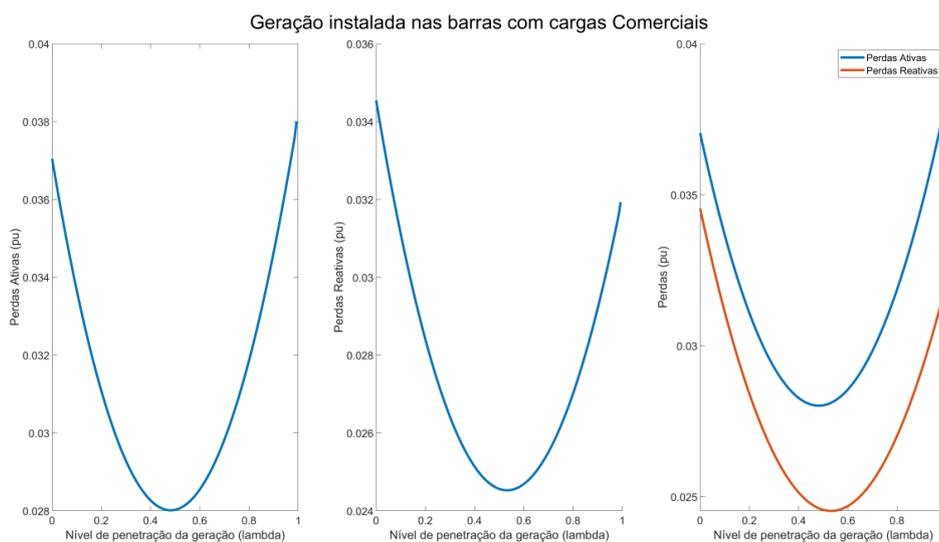
Figura 38 – Perdas para geração nas barras residências e industriais



Fonte: Autoria Própria (2022)

A partir da Figura 38 é possível inferir que a penetração fotovoltaica nessa configuração é sempre benéfica ao sistema no quesito perdas. Essa situação também ocorre para a geração apenas nas barras industriais ou apenas nas barras residenciais. Na Figura 39 estão os resultados para a geração nas barras comerciais.

Figura 39 – Perdas para geração nas barras comerciais

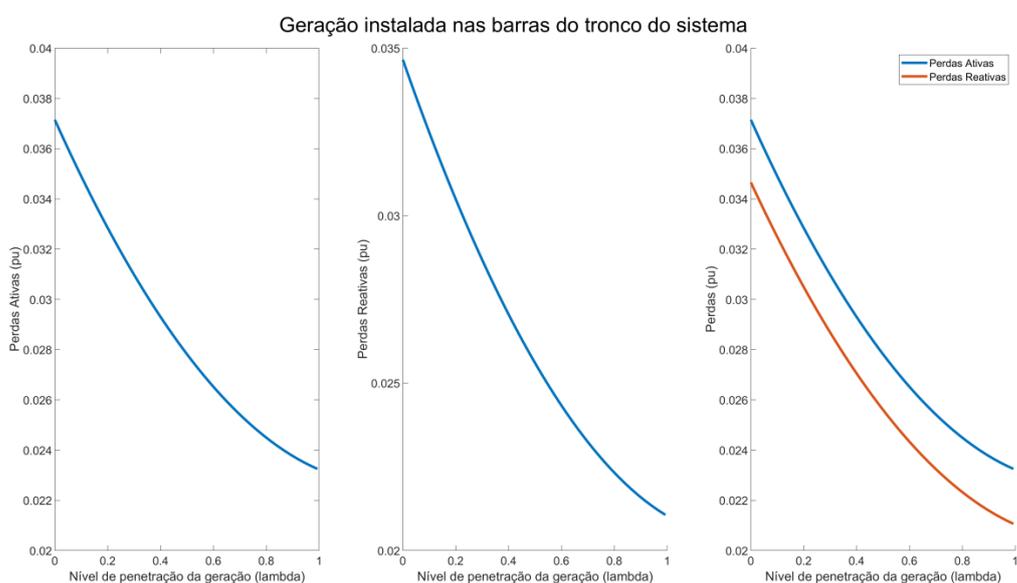


Fonte: Autoria Própria (2022)

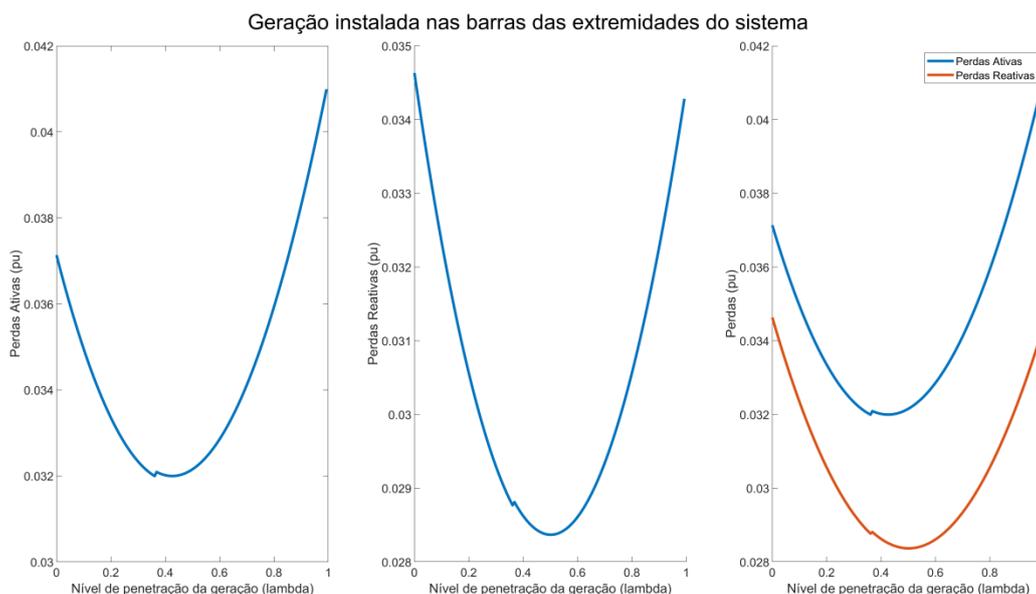
O comportamento das perdas novamente apresentou um comportamento parabólico, conforme foi encontrado na Figura 37, isso novamente implica que se a geração for instalada acima de certo nível de penetração as perdas ativas e reativas do sistema aumentam.

Outras configurações testadas foram de instalar apenas nas barras centrais/tronco (vide Figura 21) do sistema e nas barras das extremidades para ser testado se o posicionamento da geração pode contribuir na redução das perdas, os resultados estão dispostos nas Figuras 40 e 41.

Figura 40 - Perdas para geração nas barras do tronco do alimentador



Fonte: Autoria Própria (2022)

Figura 41 - Perdas para geração nas barras das extremidades

Fonte: Autoria Própria (2022)

Para este sistema foi encontrada uma evidência de que o posicionamento ajudou na redução das perdas, isso pode ser averiguado ao se comparar as perdas em níveis iguais de penetração, utilizando o ponto mínimo de perdas para geração nas barras das extremidades (penetração de 43.06%) e comparando com o valor de perdas nas barras centrais têm-se o seguinte resultado disposto na Tabela 7.

Tabela 7 - Comparativo das perdas entre dois casos

Configuração	Perdas Ativas (p.u.)	Perdas Reativas (p.u.)	Geração Ativa Despachável (p.u.)	Penetração (%)
Centrais	0.02882	0.02659	2.089	43.06
Extremidades	0.03200	0.02837	1.773	43.06

Fonte: Autoria Própria (2022)

Através da Tabela 7 é possível inferir que o posicionamento da geração pode ajudar ou atrapalhar em relação as perdas, já que a geração fotovoltaica na configuração das extremidades é superior a geração nas barras centrais, porém as perdas na configuração de geração no tronco do sistema são mais baixas mesmo com um menor nível de geração fotovoltaico. Mas novamente o perfil parabólico de perdas pela penetração foi encontrado em uma configuração e o perfil decrescente de perdas conforme o aumento de geração. Os foram agrupados na Tabela 8.

Tabela 8 - Valores mínimos de perdas para diferentes configurações de geração

Configuração da Geração	Valor mínimo de perdas (p.u.)		Valor da penetração no ponto mínimo (%)	
	Ativas	Reativas	Ativas	Reativas
Sem Geração	0.03685	0.03436	-	-
Barras Comerciais	0.02802	0.02453	47.92	53.47
Barras Industriais	0.02735	0.02534	100	100
Barras Residenciais	0.02654	0.02444	100	100
Todas as Barras	0.02437	0.02152	38.19	40.28
Barras IND+RES	0.02093	0.01919	100	100
Barras das Extremidades	0.03200	0.02837	43.06	50.69
Barras do Tronco do Alimentador	0.02325	0.02107	100	100
Sete barras com maior carga	0.03159	0.02782	45.83	52.78
Vinte e Seis Barras de menor carga	0.02136	0.01924	76.39	78.47

Fonte: Autoria Própria (2022)

Com os resultados da Tabela 8 algumas conclusões podem ser obtidas. Para algumas configurações, considerando que não será instalado mais que a carga total da barra, não existe um limite para a penetração fotovoltaica, isto ocorre para os casos no qual o valor da penetração no ponto mínimo é 100%. Analisando apenas os valores de mínimo, o melhor resultado para este sistema foi uma penetração de 100% nas cargas residenciais e industriais, sendo um resultado melhor do que geração em todas as barras. Outra configuração que obteve um resultado similar foi instalar nas vinte e seis barras de menor carga. O pior resultado ficou para a configuração de geração nas barras das extremidades, isso pode ser entendido já que essa configuração não diminui como um todo o fluxo de potência entre as outras barras, ou seja, o fato de a geração fotovoltaica estar mais distribuída pelo sistema diminui o fluxo de potência como um todo para o sistema, gerando uma redução das perdas da transmissão. Isso pode ser comprovado já que os casos em que se obteve os piores resultados foram aqueles em que um menor número de barras estava com geração fotovoltaica e os melhores resultados para os quais um maior número de barras possuíam geração fotovoltaica.

Outra questão interessante é que para este sistema a instalação dos módulos no tronco do alimentador obteve melhores resultados do que a instalação

nas extremidades. Esta situação provavelmente não ocorreria em um sistema real, já que nele a geração usualmente se concentra no tronco do alimentador de modo que o ideal seria instalar a geração nas extremidades do para redução do fluxo de potência e conseqüentemente das perdas. Porém para o sistema analisado as centrais geradoras despacháveis se encontram nas extremidades dos ramos do alimentador, isso explica o fato de se obter um melhor resultado instalando a geração fotovoltaica no tronco do alimentador, já que desta maneira o fluxo de potência reduz e terá uma maior redução ao se comparar com a instalação da geração nas extremidades dos ramos.

5 CONCLUSÃO

Analisar a influência de parâmetros como irradiância e temperatura no desempenho de painéis fotovoltaicos mostrou-se fundamental ao término desse trabalho, já que a simples análise através da possível geração máxima dos módulos não refletiria a situação real de geração para um sistema com geração fotovoltaica durante todo o ano e até mesmo durante um dia inteiro. Sendo assim torna-se fundamental uma análise mais completa da geração, principalmente em relação às condições externas que influenciam a operação dos painéis. Por fim o efeito da irradiância tem um efeito mais impactante na geração do que a temperatura, porém uma elevada temperatura de operação pode prejudicar eficiência do módulo.

Em relação ao sistema estudado, constatou-se que a entrada de geração fotovoltaica influenciou de forma positiva no valor das perdas e também de parâmetros que atendem os clientes, como tensão e frequência. Porém deve ser levado em consideração o posicionamento de instalação (quando possível) e a potência de geração instalada, pois foram obtidos resultados melhores quando um maior número de barras (ou em pontos estratégicos) continham geração fotovoltaica e em determinados níveis de geração instalada.

Sendo assim é seguro dizer que a geração distribuída para esta microrrede melhorou o desempenho dos principais parâmetros estáticos do sistema, sendo que para a frequência no dia avaliado a entrada da geração fotovoltaica deixaria o sistema operando mais distante dos limites operativos inferiores, como no caso da frequência. Já o objetivo de avaliar o comportamento do perfil de perdas foi alcançado de modo que demonstrou que para diferentes situações e configurações os resultados apresentam comportamentos distintos, porém é notável que até certo nível de penetração de geração fotovoltaica são notados apenas melhorias no desempenho do sistema de transmissão.

Futuramente para enriquecer esta análise a adição do comportamento de um sistema de armazenamento de energia (como baterias, por exemplo) poderia resolver a questão da limitação de geração quanto a redução de perdas. O sistema entraria de modo a armazenar parte da energia excedente (em relação ao nível

máximo de geração que reduz as perdas) para ser utilizada em outro momento, evitando que o alto nível da penetração fotovoltaica aumentasse as perdas do sistema.

O estudo das microrredes tem crescido muito ultimamente e ainda enfrenta muitas dificuldades técnicas para que elas possam ser implementadas em prática, mas os avanços e resultados teóricos que estão sendo obtidos, comprovam que esse modo de sistema de transmissão tem um grande futuro, bem como possui aplicabilidade. Essas redes que são formadas por geração distribuída também irão fomentar de maneira indireta as tecnologias mais renováveis de geração de energia (como a solar, eólica, biomassa, etc), de modo que além de serem um modo mais eficiente de transmissão de energia, elas estão alinhadas com um futuro sustentável do planeta.

REFERÊNCIAS

- ABDELAZIZ, M. M. A. *et al.* **A Novel and Generalized Three-Phase Power Flow Algorithm for Islanded Microgrids Using a Newton Trust Region Method.** IEEE Transactions on Power Systems, v. 28, 2012.
- ADAMO, F. *et al.* **Characterization and testing of a tool for photovoltaic panel modeling.** IEEE Transactions on Instrumentation and Measurement, v. 60, n. 5, p. 1613–1622, 2011.
- BAL, S.; ANURAG, A.; BABU, B. C. **Comparative analysis of mathematical modeling of Photo-Voltaic (PV) array.** 2012 Annual IEEE India Conference, INDICON 2012, v. 008, p. 269–274, 2012.
- BASSO, T. **IEEE 1547 and 2030 Standards for Distributed Energy Resources Interconnection and Interoperability with the Electricity Grid IEEE 1547 and 2030 Standards for Distributed Energy Resources Interconnection and Interoperability with the Electricity Grid**Nrel. [s.l: s.n.]. 2014
- BHOWMIK, P. S. *et al.* **Power flow analysis of power system using power perturbation method.** PEAM 2011 - Proceedings: 2011 IEEE Power Engineering and Automation Conference, v. 3, n. 2, p. 380–384, 2011.
- CHATTERJEE, A.; KEYHANI, A.; KAPOOR, D. **Identification of photovoltaic source models.** IEEE Transactions on Energy Conversion, v. 26, n. 3, p. 883–889, set. 2011.
- DE SOTO, W.; KLEIN, S. A.; BECKMAN, W. A. **Improvement and validation of a model for photovoltaic array performance.** Solar Energy, v. 80, n. 1, p. 78–88, 2006.
- ELRAYYAH, A.; SOZER, Y.; ELBULUK, M. E. **A novel load-flow analysis for stable and optimized microgrid operation.** IEEE Transactions on Power Delivery, v. 29, n. 4, p. 1709–1717, 2014.
- GRAINGER, J.; STEVENSON, W. **Power System Analysis.** Nova Yorque: McGraw-Hill, 1994.
- GUPTA, S. *et al.* **Development of a two diode model for photovoltaic modules suitable for use in simulation studies.** Asia-Pacific Power and Energy Engineering Conference, APPEEC, n. 2, p. 5–8, 2012.
- HANNAH, R.; ROSER, M. **Energy Production and Consumption.** Our World in Data, 2020.
- HEGEDUS, S.; LUQUE, A. **Achievements and Challenges of Solar Electricity from Photovoltaics.** [s.l.] John Wiley & Sons, Ltd, 2011.
- KYOTO PROTOCOL TO THE UNITED NATIONS FRAMEWORK CONVENTION ON

CLIMATE CHANGE. **Prispevki za Novejšo Zgodovino**, v. 58, n. 2, 1998.

LI, C. *et al.* **Power flow analysis algorithm for islanded LV microgrids including distributed generator units with droop control and virtual impedance loop.**

Conference Proceedings - IEEE Applied Power Electronics Conference and Exposition - APEC, p. 3181–3185, 2014.

MAHMOUD, Y. A.; XIAO, W.; ZEINELDIN, H. H. **A parameterization approach for enhancing PV model accuracy.** IEEE Transactions on Industrial Electronics, v. 60, n. 12, p. 5708–5716, 2013.

MAHMOUD, Y.; XIAO, W.; ZEINELDIN, H. H. **A simple approach to modeling and simulation of photovoltaic modules.** IEEE Transactions on Sustainable Energy, v. 3, n. 1, p. 185–186, 2012.

MOHAMED, Y. A. R. I.; EL-SAADANY, E. F. **Adaptive decentralized droop controller to preserve power sharing stability of paralleled inverters in distributed generation microgrids.** IEEE Transactions on Power Electronics, v. 23, n. 6, p. 2806–2816, 2008.

MONTICELLI, A. J. **Fluxo de Carga em Redes de Energia Elétrica.** Rio de Janeiro: Editora E. Blucher, 1983.

MUMTAZ, F. *et al.* **A Novel Approach to Solve Power Flow for Islanded Microgrids Using Modified Newton Raphson with Droop Control of DG.** IEEE Transactions on Sustainable Energy, v. 7, n. 2, p. 493–503, 1 abr. 2016.

PARIS AGREEMENT. **Towards a Climate-Neutral Europe: Curbing the Trend**, p. 24–45, 2015.

PERERA, J. Heat and dust. **Green Magazine**, v. 1, n. 13, p. 58–61, 2015.
Prodist, Módulo 8. Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional, 2018.

ROSEN, J. **The Science of Climate Change Explained: Facts, Evidence and Proof.** Disponível em: <https://www.nytimes.com/article/climate-change-global-warming-faq.html>. Acesso em: 30 set. 2021.

RUGGIERO, M. A. G.; LOPES, V. L. DA R. **Cálculo Numérico - Aspectos Teóricos e Computacionais.** 2. ed. São Paulo: Pearson Universidades, 2000.

SERA, D.; TEODORESCU, R.; RODRIGUEZ, P. **PV panel model based on datasheet values.** IEEE International Symposium on Industrial Electronics, n. 4, p. 2392–2396, 2007.

SHONGWE, S.; HANIF, M. **Comparative Analysis of Different Single-Diode PV Modeling Methods.** IEEE Journal of Photovoltaics, v. 5, n. 3, p. 938–946, 2015.

SIDDIQUE, H. A. B.; XU, P.; DE DONCKER, R. W. **Parameter extraction algorithm for one-diode model of PV panels based on datasheet values**. 4th International Conference on Clean Electrical Power: Renewable Energy Resources Impact, ICCEP 2013, p. 7–13, 2013.

SINGH, D.; MISRA, R. K.; SINGH, D. **Effect of Load Models in Distributed Generation Planning**. IEEE Transactions on Power Systems, v. 22, n. 4, p. 2204–2212, 2007.

SOON, J. J.; LOW, K. S. **Optimizing photovoltaic model parameters for simulation**. IEEE International Symposium on Industrial Electronics, n. 1, p. 1813–1818, 2012.

SUTHAR, M.; SINGH, G. K.; SAINI, R. P. **Comparison of mathematical models of photo-voltaic (PV) module and effect of various parameters on its performance**. 2013 International Conference on Energy Efficient Technologies for Sustainability, ICEETS 2013, p. 1354–1359, 2013.

Transforming our world: the 2030 Agenda for Sustainable Development. Disponível em: <https://sdgs.un.org/2030agenda>. Acesso em: 30 set. 2021

VANDOORN, T. L. *et al.* **A control strategy for islanded microgrids with DC-link voltage control**. IEEE Transactions on Power Delivery, v. 26, n. 2, p. 703–713, 2011.

VASQUEZ, J. C. *et al.* **Modeling, analysis, and design of stationary-reference-frame droop-controlled parallel three-phase voltage source inverters**. IEEE Transactions on Industrial Electronics, v. 60, n. 4, p. 1271–1280, 2013.

VILLALVA, M. G.; GAZOLI, J. R.; FILHO, E. R. **Comprehensive approach to modeling and simulation of photovoltaic arrays**. IEEE Transactions on Power Electronics, v. 24, n. 5, p. 1198–1208, 2009.

WESTERMANN, D.; KRATZ, M. **A real-time development platform for the next generation of power system control functions**. IEEE Transactions on Industrial Electronics, v. 57, n. 4, p. 1159–1166, 2010.

WU, D. *et al.* **Control and analysis of droop and reverse droop controllers for distributed generations**. 2014 IEEE 11th International Multi-Conference on Systems, Signals and Devices, SSD 2014, n. 3, p. 1–5, 2014.

ZHU, X. G. *et al.* **Sensitivity analysis and more accurate solution of photovoltaic solar cell parameters**. Solar Energy, v. 85, n. 2, p. 393–403, 2011.

ANEXO A - Dados do sistema e das cargas

Barras		Impedância da linha em p.u.		Carga instalada na barra para (p.u.)		
De	Para	R (p.u.)	X (p.u.)	P	Q	Tipo
1	2	0.000574	0.000293	0.1	0.06	R
2	3	0.00307	0.001564	0.09	0.04	I
3	4	0.002279	0.001161	0.12	0.08	C
4	5	0.002373	0.001209	0.06	0.03	R
5	6	0.0051	0.004402	0.06	0.02	I
6	7	0.001166	0.003853	0.2	0.1	C
7	8	0.00443	0.001464	0.2	0.1	C
8	9	0.006413	0.004608	0.06	0.02	I
9	10	0.006501	0.004608	0.06	0.02	C
10	11	0.001224	0.000405	0.045	0.03	C
11	12	0.002331	0.000771	0.06	0.035	R
12	13	0.009141	0.007192	0.06	0.035	C
13	14	0.003372	0.004439	0.12	0.08	R
14	15	0.00368	0.003275	0.06	0.01	C
15	16	0.004647	0.003394	0.06	0.02	I
16	17	0.008026	0.010716	0.06	0.02	C
17	18	0.004558	0.003574	0.09	0.04	I
2	19	0.001021	0.000974	0.09	0.04	R
19	20	0.009366	0.00844	0.09	0.04	C
20	21	0.00255	0.002979	0.09	0.04	I
21	22	0.004414	0.005836	0.09	0.04	R
3	23	0.002809	0.00192	0.09	0.05	C
23	24	0.005592	0.004415	0.42	0.2	C
24	25	0.005579	0.004366	0.42	0.2	C
6	26	0.001264	0.000644	0.06	0.025	C
26	27	0.00177	0.000901	0.06	0.025	I
27	28	0.006594	0.005814	0.06	0.02	C
28	29	0.005007	0.004362	0.12	0.07	C
29	30	0.00316	0.00161	0.2	0.6	C
30	31	0.006067	0.005996	0.15	0.07	R
31	32	0.001933	0.002253	0.21	0.1	R
32	33	0.002123	0.003301	0.06	0.04	C
8	34	0.012453	0.012453	0	0	
9	35	0.012453	0.012453	0	0	
12	36	0.012453	0.012453	0	0	
18	37	0.003113	0.003113	0	0	
25	38	0.003113	0.003113	0	0	

Tipo R=Residencial, C=Comercial, I=Industrial, P=Carga Ativa em MW (p.u), Q=Carga Reativa em MVar (p.u.), R=Resistência da linha (p.u), X=reatância da linha (p.u.)

Fonte: Singh, Misra e Singh (2007)