

**INSTITUTO ENSINAR BRASIL
FACULDADE DOCTUM DE JOÃO MONLEVADE**

THAIS MACHADO LEITE

**AVALIAÇÃO DE PERDAS EM REDES DE DISTRIBUIÇÃO
DE ENERGIA ELÉTRICA COM GERADORES DISTRIBUÍDOS**

**João Monlevade
2019**

THAIS MACHADO LEITE

FACULDADE DOCTUM DE JOÃO MONLEVADE

**AVALIAÇÃO DE PERDAS EM REDES DE DISTRIBUIÇÃO
DE ENERGIA ELÉTRICA COM GERADORES DISTRIBUÍDOS**

Trabalho de conclusão de curso apresentado à coordenação do curso de Engenharia Elétrica da Faculdade Doctum de João Monlevade, como requisito principal para a obtenção do título de Bacharel em Engenharia Elétrica.

Professora Orientadora: Dr^a.Thaís de Fátima Araújo Silva.

João Monlevade

2019



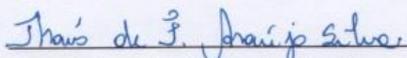
FACULDADE DOCTUM DE JOÃO MONLEVADE

FOLHA DE APROVAÇÃO

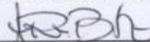
O Trabalho de Conclusão de Curso intitulado: AVALIAÇÃO DE PERDAS EM REDES DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA COM GERADOR DISTRIBUÍDO, elaborado pela aluna THAÍS MACHADO LEITE foi aprovado por todos os membros da Banca Examinadora e aceita pelo curso de Engenharia Elétrica da faculdade Doctum João Monlevade, como requisito parcial da obtenção do título de

BACHAREL EM ENGENHARIA ELÉTRICA.

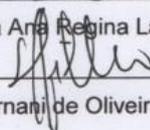
João Monlevade, 10 de dezembro 2019



Draª Thaís de Fátima Araújo Silva



Especialista Ana Regina Lara Bretz



Especialista Hernani de Oliveira Santiago Filho

AGRADECIMENTOS

Agradeço primeiramente a Deus, que foi minha maior força nos momentos mais difíceis, angústia e desespero. Sem ele, não estaria aqui hoje.

A professora orientadora Prof^a. Dr^a. Thais de Fátima Araújo Silva pelo acompanhamento, dedicação, textos encaminhados, orientação correta e competência demonstrada a fim de que concluísse essa etapa com êxito.

À minha família e amigos, que sempre estiveram presentes e todos os momentos da para minha formação e momentos de apoio e carinho nessa nova etapa da minha vida, muito obrigado.

RESUMO

Os sistemas de distribuição são responsáveis pelo fornecimento da energia elétrica aos consumidores residenciais, comerciais e industriais, com isso as concessionárias monitoram seu sistema para verificar suas perdas técnicas e o perfil de tensão na rede elétrica. A conexão de geradores distribuídos na distribuição pode causar impactos nas perdas elétricas do sistema, os quais podem ser tanto positivos quanto negativos, dependendo de alguns fatores, como o nível de geração e a localização do gerador. As perdas nos sistemas elétricos estão diretamente ligadas à distribuição e intensidade do fluxo de potência nas redes que compõem esses sistemas. Este trabalho visou investigar as perdas no sistema de energia sem o gerador e com o gerador para avaliar então se existe uma diferença quando inserido o gerador. Foi aplicado o método de fluxo de potência por varredura direta/inversa. Os estudos feitos mostraram a diferença das perdas no sistema em cada barra. Desta forma, um gerador distribuído tem a capacidade de reduzir as perdas em um sistema, como também pode aumentá-las, dependendo do nível de geração e da localização do GD, da demanda de carga e da topologia da rede. Seguindo o contexto apresentado e sendo ressaltada a importância da análise das perdas em sistemas de distribuição de energia elétrica com geração distribuída, o objetivo deste trabalho foi analisar os impactos de geradores distribuídos nas perdas elétricas em um sistema de distribuição.

Palavras-chave: Sistema de Distribuição. Geração distribuída. Perdas técnicas.

ABSTRACT

Distribution systems are responsible for supplying electricity to residential, commercial and industrial consumers, so utilities monitor their system to check their technical losses and voltage profile in the grid. Connecting distributed generators to the distribution can impact system electrical losses, which can be both positive and negative, depending on some factors, such as generation level and generator location. Losses in electrical systems are directly related to the distribution and intensity of power flow in the networks that make up these systems. This work aimed to investigate the losses in the power system without the generator and the generator to see if there is a difference when the generator is inserted. The forward / reverse sweep power flow method was applied. Studies have shown the difference in system losses in each bar. In this way, a distributed generator has the ability to reduce losses in a system, as well as increase them, depending on the generation level and location of the GD, the load demand and the network topology. Following the presented context and emphasizing the importance of the analysis of losses in distributed generation electricity distribution systems, the objective of this paper is to analyze the impacts of distributed generators on the electrical losses in a distribution system.

Keywords: Distribution System. Distributed generation. Electrical losses.

LISTA DE ABREVIATURAS

ANEEL- Agência Nacional de Engenharia Elétrica

ABRADEE- Associação Brasileira de Distribuição de Energia Elétrica

BT- Baixa Tensão

IEEE- Instituto de Engenheiros Elétricos e Eletrônicos

MT- Média Tensão

PRODIST- Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica

SE- Subestação

GD- Geração Distribuída

LISTA DE SÍMBOLOS

KV- Kilovolt

V- Volt

KW- Quilowatt

MW- Megawatt

δ - Ângulo da tensão

θ - Ângulo do fator de potência

A- Ângulo resultante

I_L - Corrente linha

S- Potência aparente

V_n - Tensão nominal

Z- Impedância

α - Ângulo resultante

LISTA DE FIGURAS

Figura 1- Representação de um sistema de distribuição radial.....	15
Figura 2- Modelo de um transformador com ajustes de tap's.....	21
Figura3- Modelo de regulador de tensão.....	23
Figura 4- Banco de Capacitores.....	24
Figura 5- Modelo trifásico de banco de capacitores em série.....	25
Figura 6- Sistema de distribuição com geração distribuída.....	26
Figura 7- Curva de potência reativa do gerador.....	26
Figura 8- Diagrama unifilar da rede teste IEEE 13 barras.....	35
Figura 9- Carga do sistema com e sem gerador.....	36
Figura 10- Perdas no sistema sem gerador.....	38
Figura 11- Relação das perdas no sistema com gerador.....	39
Figura 12- Tensão quando gerador esta na barra 2.....	40
Figura 13- Tensão quando gerador esta na barra 11.....	40

LISTA DE TABELAS

Tabela 1- Valor das barras modificadas.....	38
Tabela 2- Cargas na rede teste IEEE 13 barra em pu.....	39
Tabela 3- Valor da tensão x potência.....	40
Tabela 4- Linha e Barras.....	40
Tabela 5- Distância entre cada barra.....	40

Sumário

1 INTRODUÇÃO	11
2 OBJETIVOS	12
2.1 Objetivo Geral	12
2.2 Objetivos específicos	12
3 METODOLOGIA	12
4 SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA	13
5 PERDAS NO SISTEMA DE DISTRIBUIÇÃO	15
6 GERADORES DISTRIBUÍDOS	16
7 MODELOS MATEMÁTICOS DA REDE E DE SEUS COMPONENTES	18
7.1 Carga	18
7.1.1 Carga de potência constante com a tensão.....	18
7.1.2 Carga de corrente constante com a tensão	19
7.1.3 Carga de impedância constante com a tensão	19
7.1.4 Cargas constituídas por composição dos modelos anteriores	20
7.2 Transformador	20
7.3 Reguladores de Tensão	22
7.4 Modelo de Capacitores	23
7.4.1 Modelo de Capacitores em derivação.....	23
7.4.2 Modelo de Capacitores em Série.....	24
7.5 Geradores	25
8 FLUXO DE POTÊNCIA	27
8.1 Fluxo de potência em redes radiais	29
8.2 Expressões gerais dos fluxos	30
9 FLUXO DE POTÊNCIA POR VARREDURA DIRETA/INVERSA	31
10 RESULTADOS E ANÁLISES	34
10.1 Rede teste IEEE 13 barras	34
10.2 Resultados das Simulações	38
11 CONCLUSÃO	41
REFERÊNCIAS	42

1 INTRODUÇÃO

O sistema de energia é composto de setores bem definidos: geração, transmissão e distribuição de energia elétrica. As distribuidoras recebem a energia dos agentes supridores (transmissoras, geradores ou outras distribuidoras) e passam aos consumidores finais, sejam eles residenciais, comerciais, rurais ou industriais.

A energia medida pelas distribuidoras dos consumidores finais geralmente é menor que a energia recebida dos agentes supridores das distribuidoras de energia central. Assim, existe uma grande preocupação com perdas de energia elétrica nas empresas distribuidoras, pois essas perdas causam danos aos consumidores finais por diminuição do nível de tensão nos barramentos do sistema, como também, prejuízo às concessionárias.

Os processos que envolvem geração, transmissão e distribuição, são fundamentais para que as concessionárias de energia conheçam a origem das perdas, visto que as mesmas não podem ser evitadas. Para diminuir o prejuízo da empresa é necessário minimizar seus impactos para um nível aceitável (FIGUEIREDO, 2012).

As perdas elétricas são classificadas como perdas técnicas e perdas não técnicas. As perdas técnicas ocorrem devido ao processo físico de transporte da energia, que é relacionado à transformação de energia elétrica em energia térmica nos condutores e também podem ocorrer perdas nos núcleos dos transformadores e nos componentes da rede. As perdas não técnicas são relacionadas ao processo de comercialização (erros de medição, fraudes e furto da energia elétrica).

A Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) possui a responsabilidade de regular a distribuição da energia elétrica, devendo criar mecanismos para mensurar a eficiência das distribuidoras, muitas vezes associando penalidades e incentivos para atingir este objetivo. Para tanto, é necessário conhecer os níveis de perdas técnicas das distribuidoras e desenvolver mecanismos de avaliação dos mesmos.

Nesse contexto, propõe-se nesse trabalho a avaliação das perdas técnicas em sistemas de distribuição simulando o cálculo do fluxo de potência sem gerador distribuído e com o gerador. Para que o objetivo seja atendido foram utilizados dados específicos do sistema teste "Institute of Electrical and Electronics

Engineers” IEEE 13 barras, a utilização desses dados é importante para avaliar o comportamento do sistema de geração de energia na presença de geradores distribuídos.

2 OBJETIVOS

2.1 Objetivo Geral

O objetivo deste trabalho consisti em avaliar o impacto de geradores distribuídos nas perdas de sistemas de distribuição de energia elétrica através do cálculo do fluxo de potência.

2.2 Objetivos específicos

Para que o objetivo geral seja alcançado foram alocados os seguintes objetivos específicos.

- Entender a topologia e constituição do sistema de distribuição apresentando os modelos matemáticos de transformadores, geradores distribuídos e cargas para o cálculo do fluxo de potência;
- Avaliar métodos de cálculo de fluxo de potência específicos para sistemas de distribuição;
- Fazer simulações utilizando dados oriundos do IEEE para avaliar o impacto da injeção de potência pelo gerador no sistema em diferentes barras do sistema nas perdas de um sistema de distribuição de energia elétrica;

3 METODOLOGIA

É proposta uma revisão bibliográfica para avaliação de sistema de distribuição em termos das perdas nos componentes como gerador e cargas de uma rede de distribuição. Foi feito um estudo das perdas através de simulações em uma rede de um sistema teste de distribuição de energia da IEEE.

As etapas metodológicas foram:

- Realizar um estudo sobre o funcionamento do sistema de distribuição e fazer um levantamento bibliográfico sobre as características do sistema de distribuição e seus principais componentes;
- Avaliar qual método mais adequado para o cálculo do fluxo de potência na distribuição;
- Fazer uma simulação base do cálculo do fluxo de potência, sendo a primeira sem gerador para avaliar as perdas do sistema distribuído, e depois será feita uma simulação com geradores nos sistemas em diferentes barras para avaliar os índices de perdas utilizando o sistema de teste da IEEE;

4 SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA

A Associação Brasileira de Distribuição de Energia Elétrica (ABRADEE, 2018) define que o sistema de distribuição de energia é aquele que se confunde com a própria topografia das cidades, ramificado ao longo de ruas e avenidas para conectar fisicamente o sistema de transmissão, ou mesmo unidades geradoras de médio e pequeno porte, aos consumidores finais da energia elétrica.

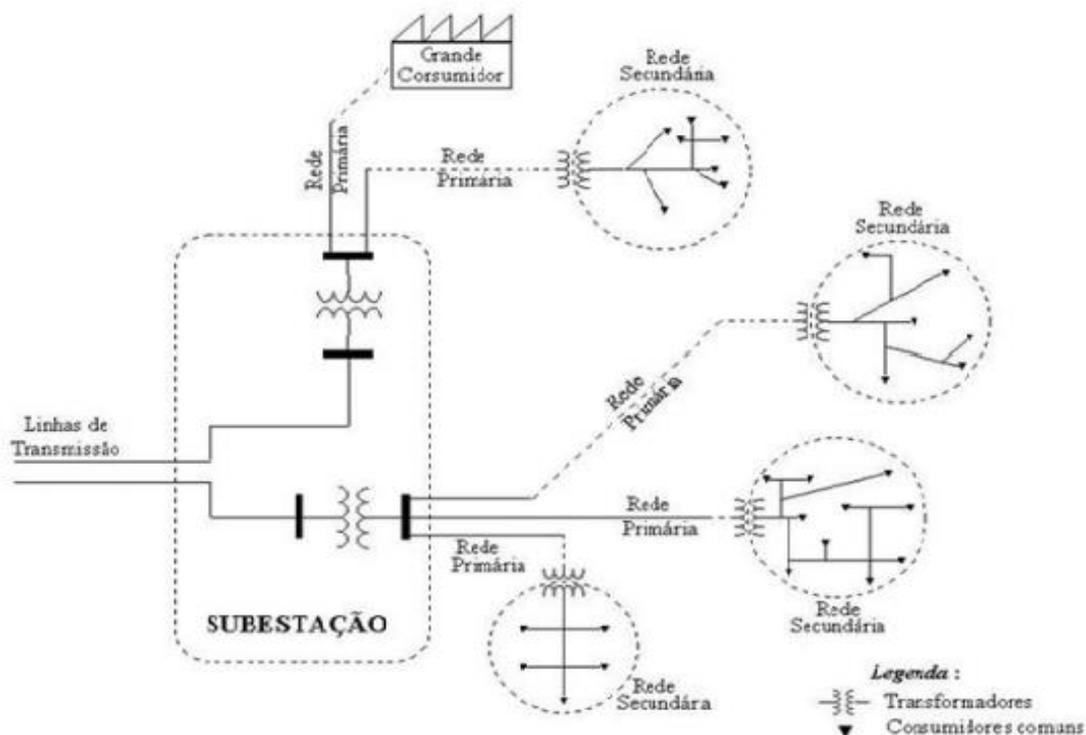
O sistema de distribuição é constituído por alguns seguimentos, que de acordo com Bernardon (2015), são os conjuntos de componentes elétricos: subestação de distribuição, redes de distribuição, bancos de capacitores, equipamentos de proteção e manobra, reguladores de tensão e transformadores de distribuição.

Silva (2016) destaca que as subestações de distribuição têm objetivo de transportar energia até seus consumidores primários, que possuem uma demanda superior a 2500 KW, frequentemente recebem a energia em um nível de tensão que varia de 2,3 KV a 13,8 KV, conforme ilustrado na figura 1. Essa energia chega até o consumidor final através de redes subterrâneas ou aéreas e postes, tendo uma capacidade de 12MW. Referem-se os consumidores como secundários as residências, comércios e pequenas indústrias, que já recebem a energia da rede, em níveis de tensão prontos para o consumo. Ao longo da rede existem transformadores de distribuição e estações transformadoras que realizam a

conversão de tensão primária para secundária, em valor de 127V e 220V, para este consumidor final (SILVA, 2016).

De acordo com Mantovani, Casari e Romero (2000), o sistema de distribuição de energia elétrica é configurado radialmente para facilitar fatores inerentes à proteção, como: coordenação e atenuação de correntes de curto-circuito, visando diminuir custos com equipamentos. Geralmente o sistema de distribuição apresenta probabilidade de alteração de sua topologia, pelo meio da abertura e fechamento de chaves seccionadoras que são situadas em pontos estratégicos. De modo a reduzir as perdas ativas nos alimentadores, a alteração da topologia, aprimora o perfil de tensão para os consumidores isolando faltas e aumentando o nível de confiabilidade revigorando o fornecimento de energia. Com isso as chaves seccionadoras são usadas para proteção e gerenciamento da configuração (MANTOVANI, CASARI E ROMERO, 2000).

Figura 1 – Representação de um sistema de distribuição radial



Fonte: Marquez (2014)

As perdas são partes inerentes dos sistemas elétricos de potência, com isso não podem ser evitadas e sim reduzidas para níveis aceitáveis. Essas são divididas em duas categorias, de acordo com sua origem, em perdas técnicas e não técnicas apresentadas no próximo capítulo.

5 PERDAS NO SISTEMA DE DISTRIBUIÇÃO

Os processos que envolvem geração, transmissão e distribuição, conhecer a origem das perdas são fundamentais para as concessionárias de energia. Uma vez que estas não podem ser evitadas, o que se pode fazer é tentar minimizar seus impactos para um nível aceitável, buscando menor prejuízo para empresa (FIGUEIREDO 2012). As perdas na distribuição são definidas entre a diferença da energia injetada e a energia fornecida pela distribuidora, sendo composta pelas perdas de origem técnica e não técnica, conforme Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico – PRODIST (ANEEL, 2017).

Essas perdas podem ser divididas em dois tipos, sendo as perdas técnicas e as perdas não técnicas. As perdas técnicas consistem no desperdício de energia no transporte pela rede através dos componentes do sistema elétrico, como condutores, transformadores, medidores e equipamentos (KEBIR e MAAROUFI, 2017). As perdas não técnicas estão associadas a problemas de faturamento pelas distribuidoras e de práticas ilegais, tanto dos usuários, por fraudes e conexões clandestinas, como também por práticas de corrupção de funcionários das empresas (AHMAD, 2017).

As perdas técnicas decorrem de forma natural nos sistemas elétricos, pertinente a ações internas nos materiais, específicos aos processos de transporte de energia. A perda nos condutores é o caso mais comum, conhecida como Perda Joule, gerada pela resistência elétrica do condutor e proporcional ao quadrado da corrente passante. Porém, todos os equipamentos do sistema apresentam perdas técnicas, que podem ser medidas e estimadas através de modelos matemáticos, que podem ser como os dos cálculos de fluxo de potência, sendo necessário entender a carga e as características do sistema elétrico (PENIN, 2008).

As perdas técnicas no sistema de distribuição de energia elétrica diferenciam de acordo com o carregamento, pois quando maior for o carregamento nos alimentadores, maiores serão as perdas. Com isso a inserção de geradores fotovoltaicos próximos às cargas pode ocasionar a redução dessas perdas. Com o auxílio dos geradores no suprimento da demanda de potência ativa, corrente que flui pelo alimentador, resultante da subestação, diminui e, portanto, haverá uma redução das perdas totais do sistema. O cálculo das perdas através do fluxo de potência utiliza a seguinte fórmula:

$$\Delta S_{rede} = \sum_{trechos} \Delta S_{jk} = \sum (r_{jk} i_{jk}^2 + j x_{jk} i_{jk}^2) \quad (1)$$

Onde:

i_{jk} – fasor representativo da corrente que flui pelo trecho entre as barras j e k ;
 r_{jk} ; x_{jk} – impedância total do trecho.

As perdas nas redes podem ser determinadas pela diferença entre potência fornecida à rede na SE da equação 2, e a soma das potências complexas fornecidas às cargas de acordo com a equação 3.

$$S_{SE} = v_{SE} \times i_{SE} \quad (2)$$

$$\sum_{k=1,n} S_k \quad (3)$$

Conforme Esslinger (2012) se utilizados geradores fotovoltaicos na compensação de potência reativa, a redução das perdas também pode ocorrer. Do mesmo modo que para a potência ativa, a compensação de potência reativa poderia ser feita, com isso reduzindo o fluxo resultante do transformador da subestação. Caso o gerador fotovoltaico possua a função de absorver potência reativa, poderá ter uma elevação das perdas, com objetivo de reduzi a tensão do alimentador. A maior dificuldade para determinação das perdas técnicas, de energia e de potência, é que elas são definidas somente através de cálculos de fluxo de potência ou da aplicação de métodos para sua estimativa.

6 GERADORES DISTRIBUÍDOS

Segundo a ANEEL, as gerações distribuídas são “centrais geradoras de energia elétrica, de qualquer potência, com instalações conectadas diretamente no

sistema elétrico de distribuição ou através de instalações de consumidores, podendo operar em paralelo ou de forma isolada.

A distribuição de energia, quando os sistemas de distribuição foram projetados, se dava de maneira unidirecional, onde, a energia iniciava na unidade geradora atendendo os consumidores, não se tinha a instituição de novas pequenas centrais geradoras nas redes de distribuição, a partir do momento da realização de sistemas solares fotovoltaicos conectados à rede iniciou-se um novo tipo de geração de energia, a geração distribuída (GD), onde a distribuição pode estar localizada em vários pontos do sistema (SHAYANI, 2010).

Os motivos pelo crescimento e interesse na geração distribuída estão fortemente ligados a questões econômicas, técnicas e ambientais, como por exemplo: desenvolvimento tecnológico para aproveitamento de fontes renováveis locais, baixo custo e curto tempo de instalação em relação às grandes centrais elétricas tradicionais, fornecimento de energia em picos de carga do sistema, redução nas perdas das linhas de transmissão e distribuição.

A geração distribuída pode ser definida como um sistema de potência de capacidade reduzida alocadas próximo ao centro de consumo permitindo importantes vantagens, como geração de energia diretamente no ponto de consumo, reduzindo assim as perdas na transmissão e distribuição de energia como também a redução de investimentos ampliando essas linhas.

A Resolução Normativa ANEEL nº482, de 2012 estabelece condições gerais para o acesso de microgeração e minigeração distribuídas aos sistemas de distribuição de energia elétrica, sistema de compensação de energia elétrica e outras providências (ANEEL, 2012).

Essa normativa também estabelece os limites das centrais geradoras de energia elétrica, com uma potência instalada menor ou igual 100KW para a microgeração e de uma potência maior que 100KW e menor ou igual a 1MW para a minigeração distribuída. O principal intuito da normativa é reduzir barreiras regulatórias existentes para a conexão de geração distribuída de pequeno porte disponível na rede de distribuição, implantar o sistema de compensação de energia elétrica e estabelecer adequações necessárias no PRODIST. A compensação de energia elétrica funciona de maneira que a unidade consumidora produz sua energia e o excedente é injetado na rede, cedido à distribuidora local, gerando

assim créditos que serão compensados posteriormente com consumo de energia elétrica dessa mesma unidade consumidora (ANEEL, 2012).

Houve uma mudança do processo de compensação na norma 687/2015 da Aneel, que é um sistema no qual a energia ativa injetada por unidade consumidora com microgeração ou minigeração distribuída é cedida, por meio de empréstimo gratuito, à distribuidora local e posteriormente compensada com o consumo de energia elétrica ativa.

Porém, a conexão de geradores distribuídos, na rede de distribuição deve passar por uma série de estudos técnicos, visando então determinar condições de operação, controle e proteção desses geradores de forma a minimizar eventuais impactos negativos aos sistemas de energia elétrica como um todo (PEPERMANS et al.; JENKINS et al., 2005). Esse estudo pode ser feito através do fluxo de potência.

7 MODELOS MATEMÁTICOS DA REDE E DE SEUS COMPONENTES

Os modelos matemáticos dos componentes convencionais de um sistema de distribuição são apresentados na sequência.

7.1 Carga

Para Kagan (2010), as cargas de um sistema são classificadas em função de suas características, tais como: localização geográfica; tarifação; tensão de fornecimento; perturbações causadas. Enquanto, a potência da carga varia de acordo com sua natureza, com o módulo e a frequência da tensão de suprimento.

7.1.1 Carga de potência constante com a tensão

Para Kagan (2010), esta condição, indiferente do valor da tensão a potência ativa e reativa não variam. As potências são iguais ao seu valor nominal, independente da tensão de fornecimento, ou seja, a corrente absorvida é inversamente proporcional à tensão.

$$I_L = \left(\frac{S}{V_n}\right)^* = \frac{|S|}{|V_n|} < (\delta - \theta) = |I_L| < \alpha \quad (4)$$

Onde:

- δ – Ângulo da tensão de fase;
- θ – Ângulo do fator de potência;
- α – Ângulo resultante;
- I_L – Corrente de linha;
- s – Potência aparente;
- V_n – Tensão nominal.

7.1.2 Carga de corrente constante com a tensão

Segundo Kagan (2010), são as cargas em que o ângulo de rotação de fase entre a tensão e a corrente são invariantes. Portanto não sofre variação quando o valor da tensão se altera.

$$I_L = |I_I| < (\delta - \theta) \quad (5)$$

Onde:

- δ – Ângulo da tensão de fase;
- θ – Ângulo do fator de potência;
- I_L – Corrente de linha.

7.1.3 Carga de impedância constante com a tensão

A carga da impedância é obtida a partir das potências ativas e reativas, absorvida pela carga e se mantém constante. São exemplos destas cargas, os capacitores, torneiras elétricas (KAGAN, 2010).

$$\frac{1}{Y} = Z = \frac{|V_n|^2}{S^*} = \frac{|V_n|^2}{S} < \theta = |Z| < \theta \quad (6)$$

As correntes de carga são dadas por:

$$I_L = \frac{V_n}{Z} = \frac{|V_n|}{|Z|} < (\delta - \theta) = |I_L| < \alpha \quad (7)$$

Onde:

Z – Impedância;

δ – Ângulo da tensão de fase;

θ – Ângulo do fator de potência;

α – Ângulo resultante;

I_L – Corrente de linha;

s – Potência aparente;

V_n – Tensão nominal.

7.1.4 Cargas constituídas por composição dos modelos anteriores

Atribuindo um percentual dos três modelos citados anteriormente, modela-se uma carga. Obtendo a corrente de linha total que será atribuída a carga.

$$I_L = aI_L^P + bI_L^Z + cI_L^I \quad (8)$$

Onde:

$$0 \leq a, b, c \leq 1 \quad (9)$$

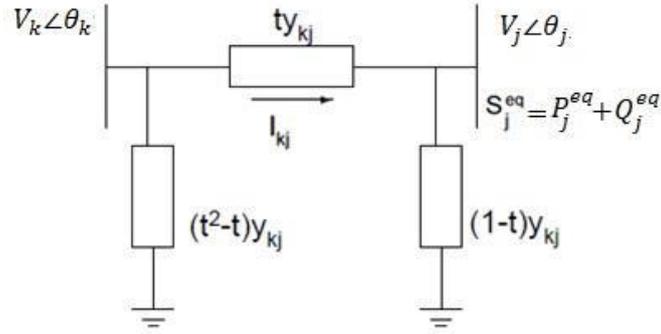
$$a + b + c = 1 \quad (10)$$

7.2 Transformador

Segundo Dias (2018), os transformadores de distribuição têm como objetivo reduzir o nível de tensão, com o primário no nível de tensão em 13,8KV e o secundário entre 380/220V e 220/127V. No primário do transformador existem proteções sobre corrente e descarga atmosférica, já no secundário não há proteções de saída.

As potências especificadas são padronizadas entre 10, 15, 30, 45, 75, 112,5 e 150KV (KAGAN, 2010). A figura 02, conforme abaixo, apresenta um modelo de transformador que possui ajuste de tap's.

Figura 2 – Modelo de um transformador com ajustes de tap's



Fonte: Dias (2018)

A corrente através das barras k e j, tendo um transformador com tap's ajustável para controle de tensão.

$$I_{Kj} = y_{Kj}t^2V_k - y_{kj}tV_j = (g_{kj} + jb_{kj})t^2V_k - (g_{kj} + jb_{kj})tV_j \quad (11)$$

$$I_{Kj} = -y_{Kj}tV_j + y_{kj}tV_k = -(g_{kj} + jb_{kj})tV_j + (g_{kj} + jb_{kj})V_k \quad (12)$$

Onde:

I_{Kj}, I_{jk} = Correntes entre as barras k e j;

y_{kj} = Impedância da linha;

g_{kj}, g_{jk} = Resistência e reatância da linha;

t = Variável do tap.

V_k, V_j = Tensões nas barras j e k;

Parâmetros de descrição da linha através da equação biquadrática, pelos parâmetros A, B, C, e D:

$$A|V_j|^4 + B|V_j|^2 + C = 0 \quad (13)$$

Utilizando a equação a seguir, torna-se possível o cálculo de fase da tensão na barra j e o cálculo da tensão de barra:

$$A = D = |y_{kj}|^2 = g_{kj}^2 + b_{kj}^2 \quad (14)$$

$$B = 2(P_j^{eq}g_{kj} - Q_j^{eq}b_{kj}) - y_{kj}^2|tV_k|^2m \quad (15)$$

$$C = (P_j^{eq})^2 + (Q_j^{eq})^2 \quad (16)$$

$$\theta_j = \theta_k + \varphi_{kj} + \arctan\left(\frac{Q_j^{eq} - b_{kj}|V_j|^2}{P_j^{eq} - g_{kj}|V_j|^2}\right)$$

(17)

Onde:

P_j^{eq}, Q_j^{eq} = Potência ativa e reativa equivalente da barra;

g_{kj}, b_{kj} = Resistência e Reatância da linha;

θ_j, θ_k = Fases das tensões de barra;

Calculando o fluxo de potência em ambos os sentidos, o cálculo das perdas é apresentado da seguinte forma:

$$S_{kj} = V_k I_{kj}^* = P_{kj} + jQ_{kj} \quad (18)$$

$$PL_{kj} = P_{kj} + P_{jk} \quad (19)$$

$$QL_{kj} = Q_{kj} + Q_{jk} \quad (20)$$

Onde:

S_{kj} = Potência aparente;

I_{kj}^* = Conjugado das correntes entre as barras K e j;

P_{kj}, P_{jk} = Potência ativa entre as barras k e j;

Q_{kj}, Q_{jk} = Potência reativa entre as barras k e j;

PL_{kj}, QL_{jk} = Perdas de potência ativa e reativa no transformador;

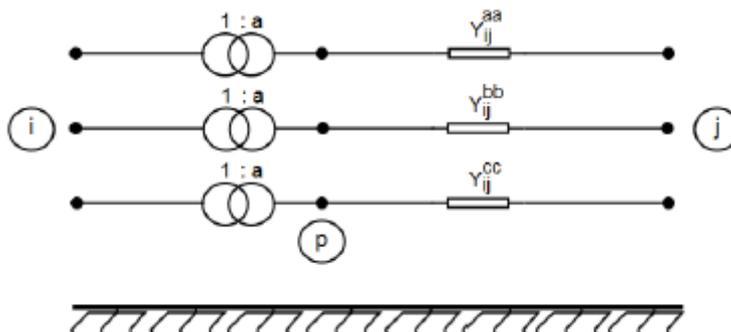
7.3 Reguladores de Tensão colocar referencia

Tendo como finalidade controlar os níveis de tensão em um circuito elétrico, tentando mantê-los dentro dos limites operacionais é denominado o regulador de tensão. Utiliza-se o TAP (*Transformer Adjustment Position*) do enrolamento do transformador, para alteração do controle da tensão no qual se respeita o tempo que a tensão leva para se adequar dentro da faixa definida, segundo (MARQUES, 2018).

Conforme a NBR 11809 (1992), possuindo um enrolamento de excitação e tendo sua ligação em paralelo junto à rede, no qual induz no enrolamento um valor de tensão que pode ser adicionada ou subtraída automaticamente da tensão do

lado da fonte, de acordo com o valor da tensão de referência ajustado. Conforme a figura 3, pode-se ver como é o modelo de um regulador de tensão.

Figura 3 – Modelo de regulador de tensão



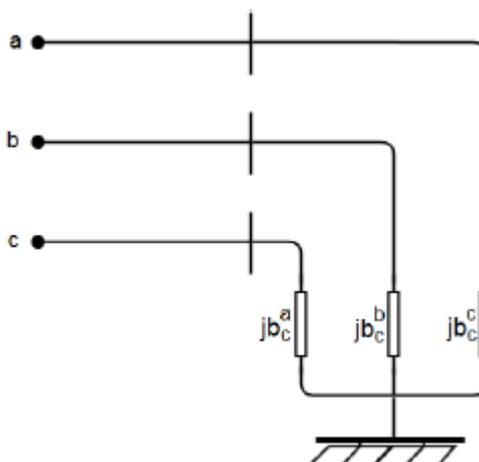
Fonte – Silva (1995)

7.4 Modelo de Capacitores

7.4.1 Modelo de Capacitores em derivação

Para corrigir o fator de potência das cargas, é utilizado elementos para compensação de reativos, que melhoram os níveis de tensão na rede elétrica e reduzem as perdas de potência nos sistemas, através da diminuição da necessidade de transporte de potência reativa pela rede. Os bancos de capacitores são trifásicos e ligados em estrela com neutro aterrado, conforme a figura 4.

Figura 4 - Banco de Capacitores em Derivação



Fonte – Silva (1995)

Considerando que não há acoplamento mútuo entre as fases, a potência reativa injetada na rede pelo banco de capacitores pode ser dada por:

$$Q_{sh}^a = b_c^a (V_j^a)^2 \quad (21)$$

$$Q_{sh}^b = b_c^b (V_j^b)^2 \quad (22)$$

$$Q_{sh}^c = b_c^c (V_j^c)^2 \quad (23)$$

Sendo:

Q_{sh}^k – Potência reativa injetada pelo capacitor na fase k;

b_c^k – Susceptância da fase k do capacitor;

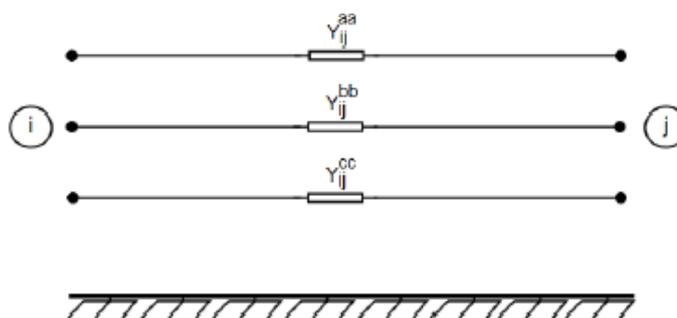
V_j^k – Módulo da tensão na fase k no nó;

7.4.2 Modelo de Capacitores em Série

Os capacitores em série podem afetar o fator de potência do sistema, pela introdução de uma componente de tensão defasada e diretamente em oposição a qualquer queda de tensão reativa causada pela indutância do circuito (DA COSTA, 1968). Nos sistemas de distribuição podem ser conceituados, como uma reatância capacitiva inserida em série com uma linha, neutralizando, parcial ou total, a reatância indutiva do circuito.

A componente real desta admitância assume valor nulo ou desprezível, assim como o acoplamento entre as fases (ARRILAGA et al., 1983). O banco de capacitores pode ser modelado, em cada fase, como uma admitância entre dois nós elétricos, conforme a figura 5.

Figura 5 – Modelo trifásico de banco de capacitores em série



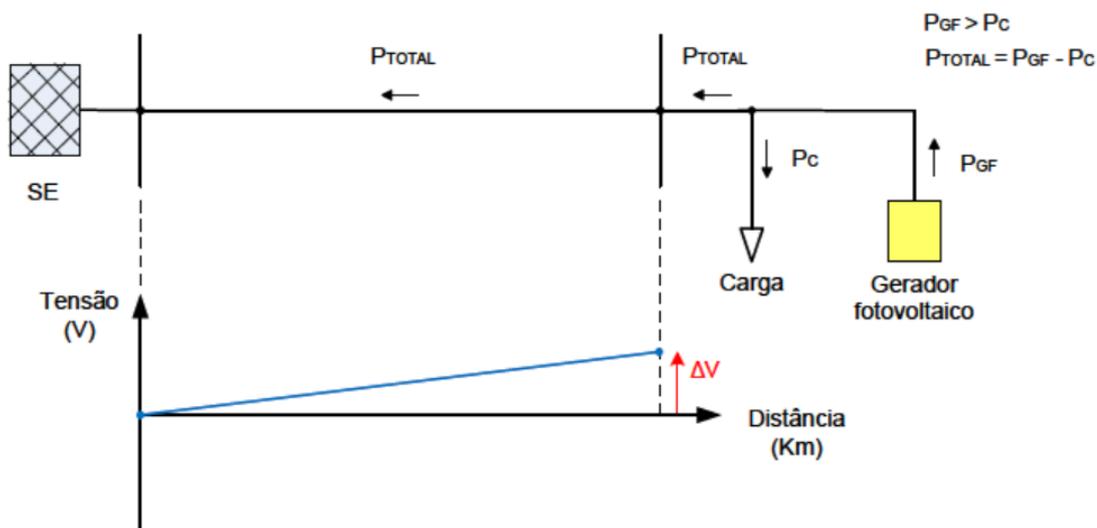
Fonte: Silva (1995)

7.5 Geradores

Os geradores são modelados, no fluxo de carga, como fontes de tensão atrás de suas impedâncias. Quando em estado estacionário os geradores são geralmente configurados para que a potência ativa e a tensão, nos terminais do gerador, sejam mantidos constantes (ANDERSSON, 2012).

A figura 6 mostra o modelo completo de um gerador. No qual a tensão interna gerada, R a resistência, X_{ra} é a reatância da reação de armadura e X_{disp} é a reatância do dispositivo e V_t é a tensão nos terminais.

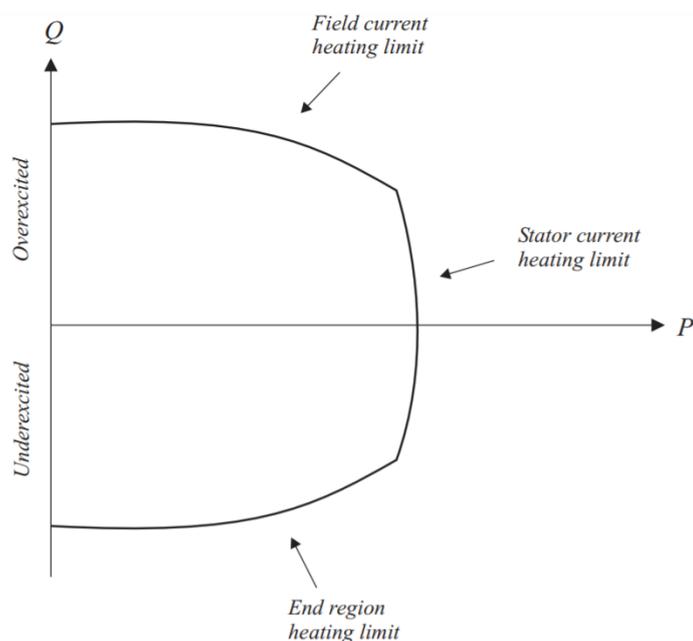
Figura 6 - Sistema de distribuição com geração distribuída



Fonte: Neto (2016)

A tensão do gerador é determinada pela potência reativa que pode ser injetada no nó e deve operar dentro da curva de potência reativa, a Figura 7 mostra um exemplo de curva, a qual é específica para cada gerador e depende das características de projeto, tipo de turbina geradora, restrições de estabilidade. Os geradores podem operar sobreexcitado, quando há injeção de potência reativa na barra e sub-excitado quando a potência é consumida (ANDERSSON, 2012).

Figura 7 - Curva de potência reativa do gerador



Fonte: Andersson (2012)

8 FLUXO DE POTÊNCIA

Com base no estudo do cálculo do fluxo de potência, Kagan (2010) sugere que é possível compreender a topologia de um circuito elétrico e seus componentes, representando a rede elétrica. Assim, utiliza-se o fluxo de potência para simular operações em rede, tendo como finalidade:

- Calcular as tensões nas barras de rede, permitindo a verificação dos níveis de tensão tecnicamente corretos.
- Calcular a corrente e a potência que flui pelos trechos da rede, respeitando os limites de carregamentos.
- Calcular as perdas de potência e de energia. Assim, definindo a necessidade de novos estudos, visando o melhor desempenho técnico e econômico.
- Determinar os níveis de desequilíbrio de corrente e tensão, para redes assimétricas e desequilibradas.

Os métodos utilizados para desenvolver o cálculo do fluxo de potência dependem da simetria da rede, equilíbrio das cargas e das características dos ramais de ligação, inclusive como as concessionárias realizam as conexões dos transformadores (KAGAN, 2010). O cálculo do fluxo de potência é bastante utilizado para calcular as perdas em redes de distribuição de energia elétrica com gerador distribuído.

Os métodos tradicionais para o cálculo do fluxo de potência, segundo Bicalho e Uturbey (2004), possui características frágeis de convergência quando aplicados a redes de distribuição. Os métodos tradicionais para cálculo do fluxo de potência são:

- Método de Gauss- Seidel: indireto é caracterizado por ser insensível às tensões iniciais estimadas e apresenta convergência lenta, muito acentuada em sistemas radiais tornando sua utilização menos frequente. A topologia radial do sistema, segundo Bicalho e Uturbey (2004), faz com que valores da diagonal da matriz Y sejam pequenos. Logo, como o perfil de tensões da próxima interação é inversamente proporcional a tais valores, são produzidas grandes oscilações, tornando lenta a convergência. Embora as

tensões de oscilação se apresentem maiores que no método indireto, o processo global converge mais rapidamente. O método Gauss-Seidel direto é também menos dependente do tamanho do sistema. Posto que a matriz de impedância de nós (matriz Z) é cheia, fornecendo um bom acoplamento matemático entre as tensões de barras. Contudo, esse método apresenta grande desvantagem no que diz respeito ao uso de memória requerida para armazenar a matriz Z e o alto tempo de processamento demandado para obtê-la. Uma possível solução é armazená-la e invertê-la em cada interação para obter a matriz Z . Isto reduz consideravelmente a quantidade de memória, no entanto, aumenta muito a carga computacional, fazendo com que este método não seja muito utilizado no cálculo de fluxo de potência em sistemas de distribuição (BICALHO; UTURBEY, 2004).

- Método de Newton-Raphson: É um método completo e versões desacopladas são conhecidas por terem excelentes características de convergência. Contudo, esse método apresenta como principal desvantagem o fato de ser necessário calcular e inverter a matriz Jacobiana a cada interação do algoritmo, tendo em média o dobro do tamanho da matriz Y . Como a matriz Jacobiana tem características de esparsidade iguais as da matriz Y é possível utilizar técnicas de inversão que reduziriam o tempo processamento. No entanto, as versões desacopladas fazem uso de uma série de aproximações baseadas em considerações sobre razão X/R , que não são efetivos em sistemas de distribuição. Assim, esse método também não é muito atrativo para o cálculo de fluxo de potência em sistemas de distribuição (BICALHO; UTURBEY, 2004).
- Método de varredura direta/inversa: É denominado assim porque apresenta duas etapas distintas no processo de obtenção do estado da rede. O processo se inicia com uma varredura inversa (Backward), em que as correntes de todos os trechos são calculadas das extremidades dos alimentadores seguindo até a subestação, denomina-se então tensões nominais. A varredura direta (Forward), todas as tensões nodais são calculadas utilizando as correntes ou potências obtidas na etapa anterior, o valor da tensão da subestação e os dados de impedância nas linhas. Esse processo é realizado aos poucos considerando os valores previamente

obtidos, até que um critério de convergência seja satisfatório (SRINIVAS, 2000).

As técnicas baseadas em variáveis diferentes para o cálculo de fluxo de potência em redes de distribuição, sendo o método de varredura adotado por apresentar uma solução ágil e amplamente utilizada, levando em consideração sistemas trifásicos com diferentes formas de resistência e reatância em suas linhas de distribuição e sistema pouco carregados. Além de tudo, o método de varredura não utiliza o uso de qualquer mecanismo com interesse em conseguir a convergência, como rotação de eixos, sequências de fases, impedâncias virtuais, o que facilita sua implementação.

8.1 Fluxo de potência em redes radiais

Depois de fixar a topologia da rede, devem-se obter os dados elétricos referentes a cada elemento do circuito. Os dados podem ser subdivididos em dados de barras e dados de trecho. As barras são classificadas como:

- Barra de tensão controlada: são as barras que mantêm o valor da tensão constante.
- Barra de carga: são as barras que compensam o valor da carga.
- Barra de passagem: são barras que fazem a interconexão com trecho de tensão controlada ou com carga.

Por outro lado, os trechos da rede identificados por barras extremas têm o seu comprimento como característica básica, a seção dos cabos e sua configuração geométrica no poste (KAGAN, 2010).

O método de varredura direta rede é representada por uma árvore orientada, onde a raiz representa a subestação, o tronco o ramal principal e os ramos são associados aos ramais secundários. É recomendado principalmente para sistemas puramente radiais. O método de varredura reversa fundamenta-se nos extremos utilizando uma estimativa inicial das tensões nodais, ao qual, calcula as correntes ou fluxo nas linhas até o nó raiz. É repetido este processo até que não se variem mais que um valor de tolerância pré-estabelecido. Sendo duas versões soma de corrente e soma das potências.

Já o de matriz implícita nodal manipula uma definição mais adequada para sistemas malhados. Baseando na formação e fatoração da matriz de admitância nodal como injeções de corrente equivalentes para resolução, o efeito da fonte e das cargas é representado separadamente por superposição (SRINIVAS, 2000).

Antes de apresentar detalhadamente a técnica do fluxo de potência que será utilizado, são apresentadas as expressões matemáticas desse cálculo.

8.3 Expressões gerais dos fluxos

Segundo Monticelli e Garcia (2011), os fluxos de potência ativa e reativa em linhas de transmissão, transformadores em fase, defasadores puros e defasadores, obedecem às expressões gerais:

$$P_{km} = (a_{km}V_k)^2 g_{km} - (a_{km}V_k)V_m g_{km} \cos(\theta_{km} + \varphi_{km}) - (a_{km}V_k)V_m b_{km} \text{sen}(\theta_{km} + \varphi_{km}), \quad (24)$$

$$Q_{km} = -(a_{km}V_k)^2 (b_{km} + b_{km}^{sh}) + (a_{km}V_k)V_m b_{km} \cos(\theta_{km} + \varphi_{km}) - (a_{km}V_k)V_m g_{km} \text{sen}(\theta_{km} + \varphi_{km}) \quad (25)$$

As linhas de transmissão, $a_{km} = 1$ e $\varphi_{km} = 0$. Para transformadores em fase, $b_{km}^{sh} = 0$ e $a_{km} = 1$. Para os defasadores, $b_{km}^{sh} = 0$.

O fluxo de carga, segundo Monticelli e Garcia (2011), pode ser formulado por um sistema de equações e inequações algébricas não lineares que correspondem às leis de Kirchhoff e um conjunto de restrições operacionais da rede elétrica e seus componentes. A formulação básica do problema, a cada barra da rede é associada quatro variáveis, duas delas entram no problema como dados e duas como incógnitas:

- V_k - magnitude da tensão nodal (barra k);
- θ_k - ângulo da tensão nodal;
- P_k - geração líquida (geração menos carga) de potência ativa;
- Q_k - injeção líquida de potência reativa.

Sendo assim, dependem quais variáveis nodais entram como dados e quais são incógnitas, são definidos então três tipos de cargas:

- PQ – são dados P_k e Q_k , e calculados V_k e θ_k ;

- P_V – são dados P_k e V_k , e calculados Q_k e θ_k ;
- V_θ – são dados V_k e θ_k , e calculados P_k e Q_k .

As barras de carga e geração é PQ e PV. A barra V_θ , ou barra de referência tem dupla função: fornece a referência angular do sistema; utilizada para fechar o balanço de potência do sistema, levando em conta as perdas de transmissão não conhecidas antes de se ter a solução final do problema. Os três tipos de cargas que aparecem na formulação básica são as mais frequentes e importantes (MONTICELLI, GARCIA 2011).

O conjunto das equações do fluxo de carga é formado por duas equações para cada barra, sendo representado o fato de as potências ativas e reativas injetadas em uma barra serem iguais à soma dos fluxos correspondente, que deixam as barras através de linhas de transmissão e transformadores. Pode ser expresso matematicamente por:

$$P_k = \sum_{m \in \Omega_k} P_{km}(V_k, V_m, \theta_k, \theta_m), \quad (26)$$

$$Q_k + Q_k^{sh}(V_k) = \sum_{m \in \Omega_k} Q_{km}(V_k, V_m, \theta_k, \theta_m). \quad (27)$$

Onde:

- $k = 1, \dots, N$, sendo N o número de barras da rede;
- Ω_k – conjunto das barras vizinhas da barra K;
- V_k, V_m – magnitudes das tensões das barras terminais do ramo $k - m$;
- θ_k, θ_m – ângulos das tensões das barras terminais do ramo $k - m$;
- P_{km} – fluxo de potência ativa o ramo $k - m$;
- Q_{km} – fluxo de potência reativa no ramo $k - m$;
- Q_k^{sh} – componente da injeção de potência reativa ao elemento shunt da barra k ($Q_k^{sh} = b_k^{sh} V_k^2$), sendo b_k^{sh} a susceptância shunt ligada à barra.

9 FLUXO DE POTÊNCIA POR VARREDURA DIRETA/INVERSA

9.1 Varredura Direta

O processo da varredura direta consiste na somatória das correntes das cargas para se determinar as correntes dos ramos. Então começando nas

últimas barras de cada ramo e deslocando em direção da subestação, em cada ramo pode calcular a corrente I_{km} como a seguir:

$$I_{km} = I_m + \sum_{j \in F_m} I_{mj} \quad (28)$$

onde,

F_m é o conjunto das barras alimentadas pela barra m .

A corrente I_{km} pode ser separada na parte real e imaginária, a seguir:

$$I_{kmr} = \Re\{I_{km}\} \quad (29)$$

$$I_{kmi} = \Im\{I_{km}\} \quad (30)$$

9.2 Varredura Inversa

A técnica de varredura inversa demanda o valor de tensão em cada barra para enfim calcular as correntes nodais de demanda por parte da carga, geração e parcelas shunt (FARAG et al., 2011).

Partindo da subestação em direção as últimas barras de cada ramo, são calculadas as tensões das barras, a seguir:

$$V_m = V_k - Z_{km} * I_{km} \quad (31)$$

Onde,

$$Z_{km} = r_{km} + j * x_{km} \quad (32)$$

Que pode ser separada na parte imaginária e real:

$$V_{kmr} = \Re\{V_{km}\} \quad (33)$$

$$V_{kmi} = \Im\{V_{km}\} \quad (34)$$

Segundo Kagan (2010), a determinação da queda de tensão num trecho de rede é que a rede é trifásica, suprida por trifásico com sequencia de fase direta e com carga trifásica equilibrada ligada entre os terminais de fase e o neutro. Já a rede trifásica simétrica a carga do trecho da rede, é suprida entre os terminais de fase e o neutro é trifásica desequilibrada, podendo ser ainda bifásica ou monofásica. A rede trifásica assimétrica e a carga do trecho, suprida entre os

terminais de fase e o neutro, é equilibrada ou desequilibrada, sendo bifásica ou monofásica.

$$i = \frac{s_p}{v} + i_{cont} \cdot \frac{v}{v} + y_z \text{ const } v \quad (35)$$

As redes trifásicas simétricas e equilibradas podem ser resolvidas utilizando o diagrama de sequência direta, representação monofásica da rede. O procedimento pode ser resumido nos passos a seguir:

- Levando-se os dados da barra SE referentes à sua tensão, ao seu número e código de identificação.
- Levantam-se dados de barras compreendendo: número e código de identificação da barra, demanda da carga da barra em termos de potência complexa e sua modelagem, dados de banco de capacitores, potência e tensão nominal, se existirem.
- Dados dos trechos da rede referentes ao seu comprimento, tipo de condutor utilizado com sua seção, existência no trecho da chave de proteção ou comando, com seu estado NA ou NF, e dados regulador de tensão, tensão nominal, corrente passante, ajuste de tensão, se existir.
- Ordena-se a rede e monta-se uma tabela contendo o número interno e externo da barra, o apontador para a barra anterior, a impedância série total de sequência direta do trecho, a demanda em termos das componentes ativa e reativa da corrente na barra, a queda de tensão no trecho e a tensão da barra.
- Calcula-se para a última barra da rede ordenada a queda de tensão no trecho conforme a equação 35, e a seguir, acumula-se através do apontador da barra anterior, a corrente desse trecho no trecho anterior.
- Repete-se o procedimento com as demais barras até se alcançar a primeira barra da rede.
- Calcula-se a tensão da primeira barra da rede, cuja barra da SE, pela diferença entre a tensão na SE e a queda de tensão no trecho “barra da SE – primeira barra”.
- Repete-se o procedimento para as demais barras, determinando-se sua tensão pela diferença entre a tensão de sua barra anterior e a queda de tensão no trecho.

10 RESULTADOS E ANÁLISES

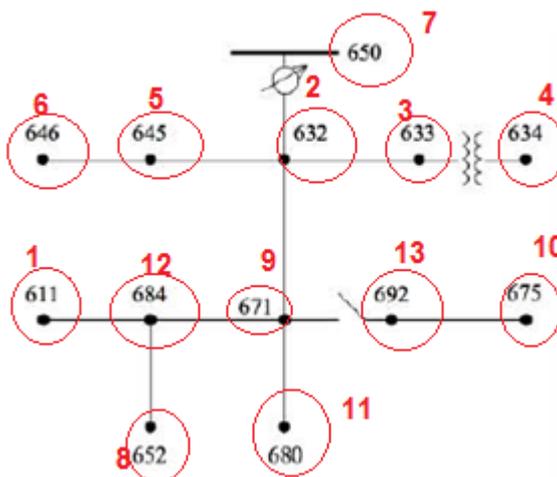
As simulações dos fluxos de potência foram realizadas através do programa MATLAB R2013b, onde os dados usados são do PVSyst, um programa que fornece dados de geração fotovoltaica, usando-se a média da radiação dos 31 dias de janeiro. Considera-se apenas a injeção de potência ativa e um gerador por simulação, onde o nível de injeção de potência ativa através do sistema fotovoltaico e aumentado gradualmente. Consideram-se cargas com o fator de potência 0,85, todas simétricas, com valores compatíveis ao nível de geração fotovoltaica.

10.1 Rede teste IEEE 13 barras

O primeiro sistema escolhido para teste foi o sistema IEE 13 barras, que foi desenvolvido pelo *Institute of Electrical and Electronics Engineers* (IEEE) o qual vai ser apresentado resumidamente. Segundo IEEE (2013) as cargas dos sistemas de distribuição podem ser trifásicos, bifásicos ou monofásicos. As cargas dos sistemas trifásicos podem ser conectadas em estrela ou delta enquanto cargas monofásicas podem ser conectadas de linha-terra e linha-linha e neutro. Neste trabalho foi utilizado apenas cargas trifásicas simétricas em estrela.

A simulação é feita com dados da rede teste do IEEE de 13 barras, com o intuito de destacar os sistemas para avaliar as perdas e posteriormente realizar o fluxo de potência para uma condição de carregamento específica. A principal característica da rede teste IEEE 13 barras, é apresentar em um tamanho menor os principais desafios presentes em uma rede de distribuição. Sua tensão no primário é de 4,16 kV com o secundário do transformador em ligação Y aterrado (CHIOU, JI-PYNG, 2004). O fator de potência utilizado para cálculo foi de 0,85. Não foi considerado o transformador, capacitores em derivação e a chave conforme a figura 08. Nessa figura pode-se observar como cada barra foi enumerada.

Figura 8: Diagrama unifilar da rede teste IEEE 13 barras



Fonte: IEEE (2013)

A tabela 01 apresenta o perfil de carga de cada barra no horizonte do tempo considerado em 24 horas. Houve uma modificação nos valores das cargas para que a carga do sistema ficasse compatível com o nível de geração.

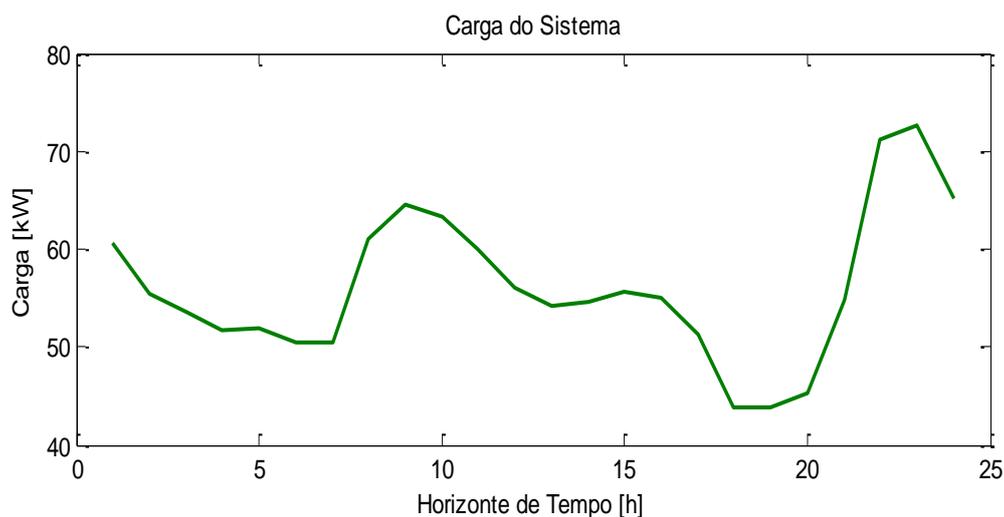
Tabela 1: Cargas na rede teste IEEE 13 barras em pu

Barra/ Hora	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
1	11.640	13.052	7.166	4.329	0	0	0	5.543	0	12.946	0	5.952	0
2	11.323	13.118	6.942	3.391	0	0	0	5.464	0	12.946	0	2.204	0
3	11.402	13.078	6.836	2.692	0	0	0	5.543	0	12.286	0	1.795	0
4	10.967	13.078	6.717	2.613	0	0	0	5.424	0	11.336	0	1.597	0
5	11.046	13.025	6.678	2.811	0	0	0	5.437	0	11.349	0	1.584	0
6	11.138	11.759	6.955	2.573	0	0	0	5.226	0	11.363	0	1.531	0
7	11.178	9.753	8.116	4.065	0	0	0	4.474	0	11.363	0	1.597	0
8	11.006	8.961	9.409	4.131	0	0	0	5.279	0	12.735	0	9.489	0
9	10.901	8.354	10.808	3.035	0	0	0	6.480	0	12.933	0	12.036	0
10	10.558	4.883	11.732	3.0617	0	0	0	7.258	0	13.197	0	12.616	0
11	10.465	2.270	12.630	3.2993	0	0	0	7.628	0	11.072	0	12.695	0
12	10.360	1.702	12.946	3.3748	0	0	0	7.931	0	6.678	0	12.643	0

13	10.162	1.478	12.669	4.5926	0	0	0	7.443	0	5.252	0	12.603	0
14	10.597	1.333	13.131	3.9195	0	0	0	7.667	0	5.147	0	12.854	0
15	10.887	1.333	13.197	3.8139	0	0	0	8.209	0	4.949	0	13.197	0
16	11.125	1.359	13.131	3.194	0	0	0	9.198	0	4.249	0	12.761	0
17	11.600	1.267	13.039	3.629	0	0	0	9.119	0	1.663	0	10.940	0
18	12.313	0.686	12.603	4.922	0	0	0	8.934	0	0.172	0	4.104	0
19	13.197	0.528	12.062	5.820	0	0	0	11.890	0	0.158	0	0.237	0
20	13.144	0.488	11.587	6.598	0	0	0	13.197	0	0.158	0	0.211	0
21	12.498	2.653	11.072	8.789	0	0	0	12.880	0	5.028	0	1.861	0
22	11.838	7.206	10.558	13.197	0	0	0	10.927	0	10.887	0	6.493	0
23	11.521	12.062	8.855	12.920	0	0	0	8.156	0	11.653	0	7.522	0
24	11.323	13.197	8.129	8.142	0	0	0	7.113	0	9.885	0	7.456	0

Na figura 9 pode-se observar como as cargas são plotadas no horizonte do tempo em KW. A carga do sistema ela é de potência constante, sendo atuada para simulação sem o gerador e com o gerador.

Figura 9 – Carga do Sistema com e sem Gerador Distribuído



Os valores da tensão de base e potência base são apresentados na tabela 2.

Tabela 2: Valor tensão e potência

Potência Aparente [VA]	5000×10^3
Tensão [V]	$4,16 \times 10^{16} / 3^{0,5}$

Na tabela 3 pode-se observar os dados das linhas do sistema apresentando como foram utilizados os valores para as simulações.

Tabela 03 – Linhas e Barras

Nº Linhas	De	Para	Comprimento
1	2	3	D1
2	2	5	D1
3	3	4	D2
4	1	2	D3
5	8	12	D4
6	2	7	D3
7	7	8	D2
8	7	13	D5
9	8	9	D2
10	10	11	D1
11	7	10	0
12	5	6	0

Na tabela 4, mostra o comprimento médio dos condutores entre cada barra.

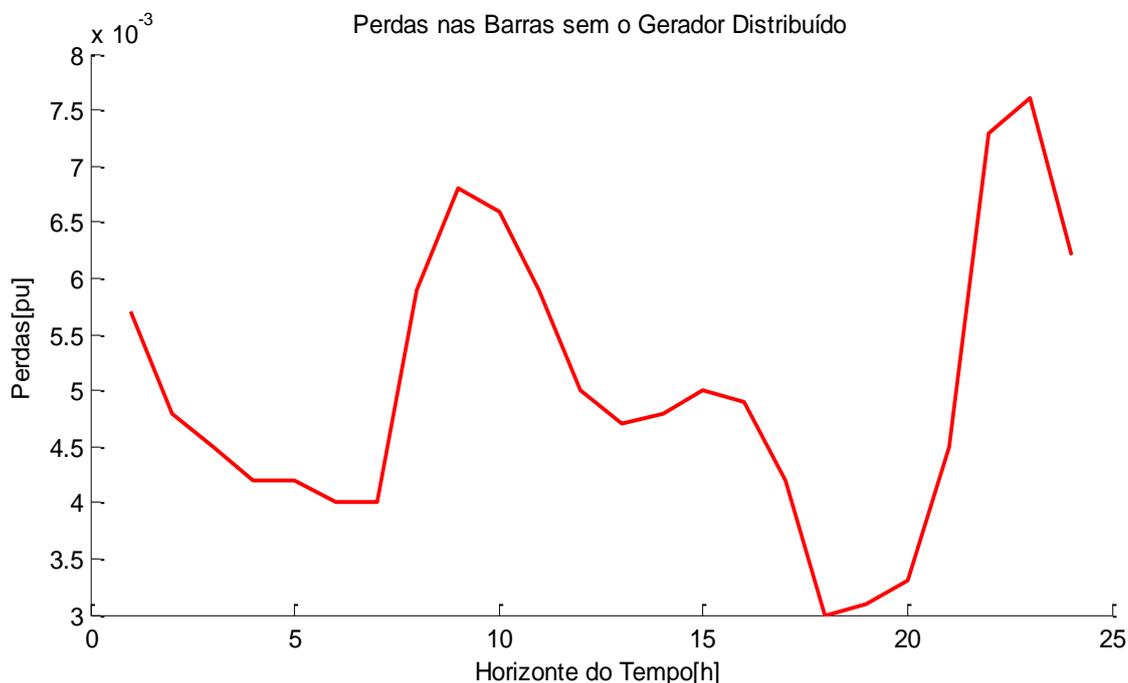
Tabela 4: Distância entre cada barra

D1	0,1524 km
D2	0,09144 km
D3	0,6096 km
D4	0,24384 km
D5	0,3048 km

10.2 Resultados das Simulações

Nesta seção são apresentados os resultados da aplicação das metodologias de perdas estudadas neste trabalho. Em cada simulação o gerador distribuído está conectado a uma barra diferente do sistema, que ocorreu a convergência de parada do método do fluxo de potência atorado. A primeira simulação do fluxo de potência para avaliação das perdas foi realizada sem o gerador, para se avaliar se realmente há uma diferença quando injetado o gerador no sistema em cada barra. Todos os cenários possuem um horizonte de tempo de um dia com 24 intervalos e se diferenciam em relação à posição do gerador distribuído. Com o resultado das perdas sem o gerador, observa-se que elas apresentam uma semelhança com as cargas, onde é aplicado o critério de convergência do fluxo de potência de varredura, conforme a figura 10.

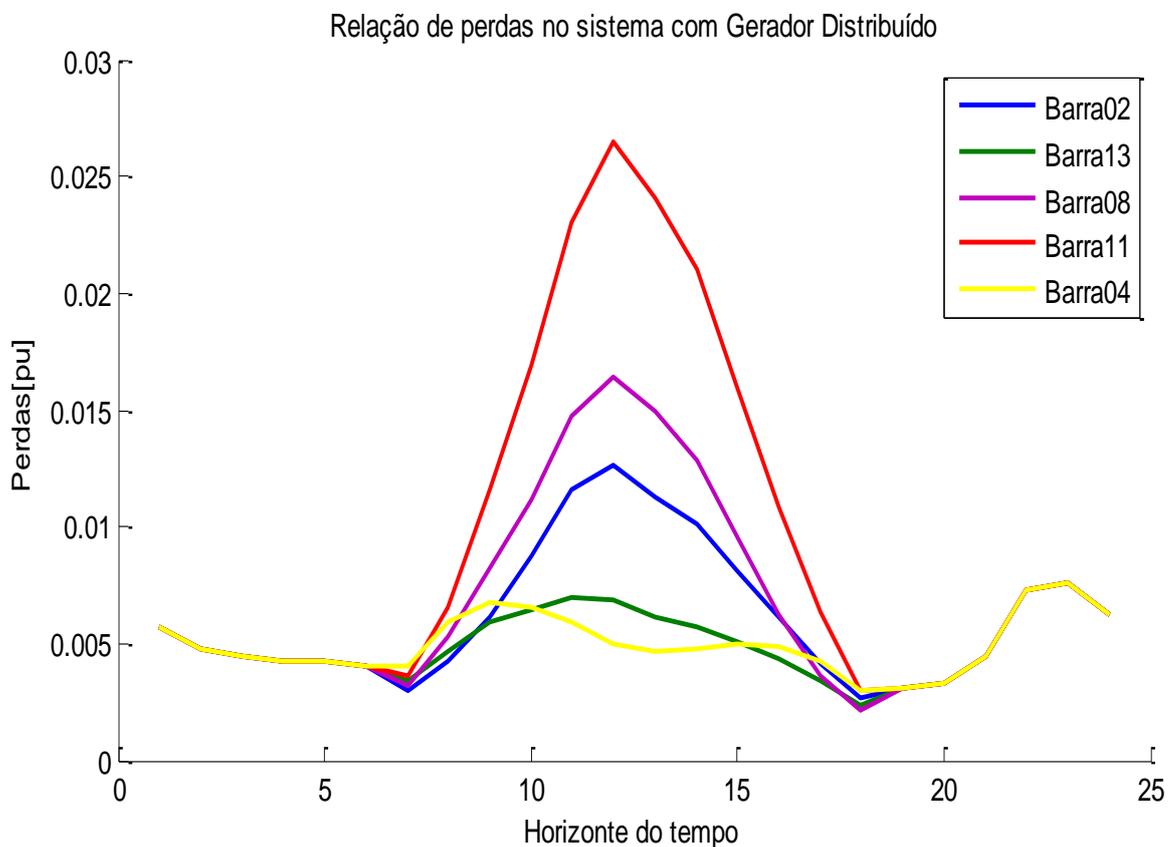
Figura 10 – Perdas nas barras sem o gerador



São realizadas simulações que apresentam a variação das perdas em relação ao nível de geração para cada hora. Esse nível de geração pode ser determinado pela relação entre a geração fotovoltaica em pu e o valor da carga para cada hora. São realizadas dois tipos de simulação. Em cada cenário, o gerador distribuído está

conectado a uma barra diferente do sistema. As perdas apresentam uma variação em relação aos diferentes níveis de penetração e a posição do gerador distribuído (barra de conexão), conforme a figura 11.

Figura 11- Relação das perdas no sistema com Gerador Distribuído



Essas perdas referem-se às perdas totais em pu do alimentador que são computadas para cada hora. O padrão das curvas depende da localização do gerador e do nível da injeção de potência ativa. Observa-se que quando o gerador está conectado na barra 11, que fica longe da subestação, o nível de perdas do sistema é maior. Além disso, observa-se que o menor nível de perda ocorre quando o gerador está conectado na barra 4, relativamente próxima à subestação, representada pela barra 7.

A figura 12 mostra o nível de tensão quando o gerador está conectado à barra 2 do sistema. Pode-se observar que os valores sofrem aumentos relativos.

A figura 13 é a tensão das barras 2, 4 e 8 quando o gerador está na barra 11. Observa-se que a tensão em cada barra praticamente não varia em relação aos níveis apresentados na figura 12.

Figura 12 – Tensão quando o gerador está na barra 2

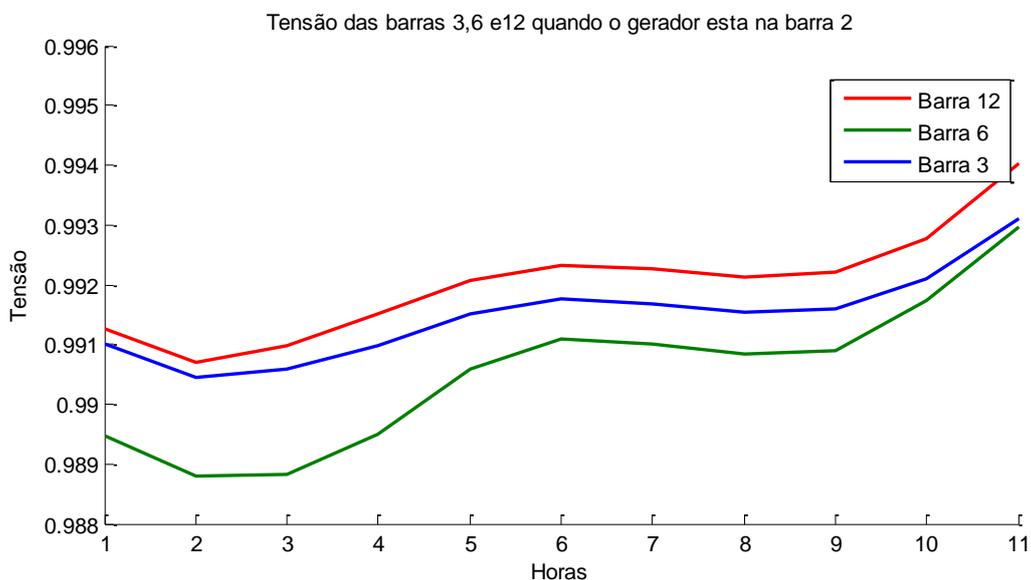
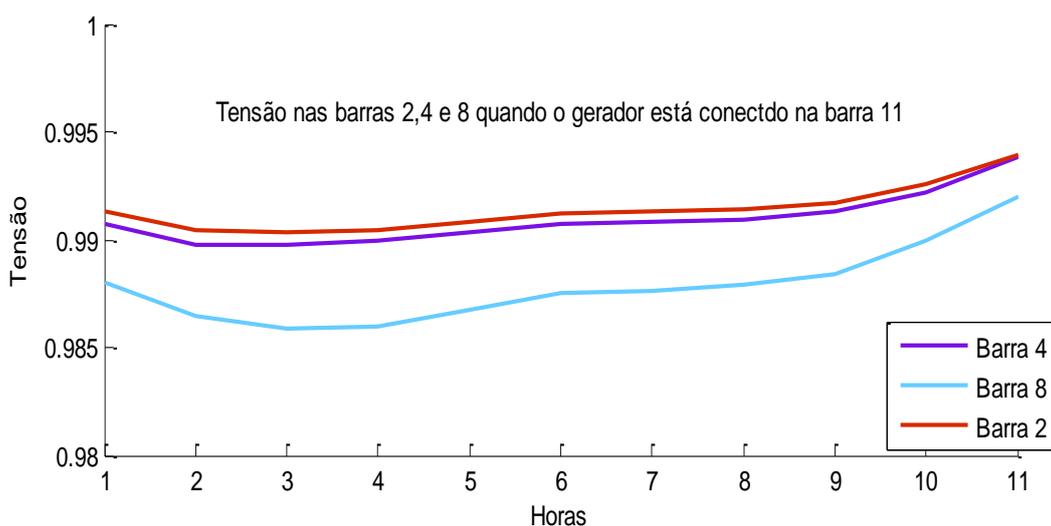


Figura 13 – Tensão quando o gerador está na barra 11



O menor impacto na redução das perdas ocorre quando a usina está conectada mais próxima à subestação. Esses resultados indicam que a conexão de um gerador próximo do centro de carga pode beneficiar o sistema reduzindo de

maneira mais eficiente, isto é, diminuindo o nível de perdas. Conseqüentemente, esse gerador terá um valor monetário superior aos outros em relação à diminuição do nível de perdas.

11 CONCLUSÃO

Este trabalho apresenta metodologias no impacto da geração fotovoltaica nas perdas de um sistema de distribuição. Na maior parte dos casos, os resultados afirmam que a localização da unidade geradora, o seu nível de carregamento, o nível de injeção de potência do gerador e sua topologia influenciam na modificação do perfil de perdas do sistema.

A análise dos resultados fornece informações pertinentes para a concessionária de energia, quanto ao período do dia em que a incidência de perdas comerciais é maior. Além disso, a consideração de perdas em estudos de planejamento operacional revela condições críticas de operação quanto à regulação de tensão, que não seria evidente nos resultados sem considerá-los.

Os impactos negativos nas tarifas de energia elétrica e no desempenho econômico das concessionárias são gerados a partir das perdas não técnicas, que são alimentadas, mas não retornam renda para os negócios de energia.

Os resultados obtidos através das simulações permitem afirmar que não somente a posição, mas como também o nível de injeção do gerador distribuído conectado influencia a modificação do perfil de perdas do sistema.

Enfim, foi demonstrado nos resultados a influência da injeção do gerador que altera o nível de perdas de um sistema. Observa-se que as perdas do sistema sem o gerador possuem o mesmo perfil da carga do sistema. Isso ocorre pois quanto maior a carga maior a corrente que circula pelos condutores, conseqüentemente aumentando-se as perdas. Quando inserido o gerador, as perdas diminuem dependendo da localização do gerador no sistema. A metodologia proposta tem desempenho renovado de convergência, compondo-se em uma alternativa de baixo custo para as empresas do setor de distribuição de energia elétrica no combate às perdas de energia, auxiliando na observação dos gargalos do sistema de energia.

REFERÊNCIAS

<http://www.abradee.com.br/setor-de-distribuicao/a-distribuicao-de-energia>. Acesso em 14 de Agosto de 2019.

AHMAD, T. Non-technical loss analysis and prevention using smart meters. *Renewable And Sustainable Energy Reviews*, [s.l.], v. 72, p.573-589, maio 2017. Elsevier BV. Disponível em: <http://dx.doi.org/10.1016/j.rser.2017.01.100>. Acesso em 20 de novembro de 2019.

ANDERSSON, Goran. *Power system analysis*. Zurich: ETH, 2012. Disponível em: http://research.iaun.ac.ir/pd/bahador.fani/pdfs/UploadFile_6990.pdf. Acesso em 14 de novembro de 2019.

ANEEL. PRODIST – Módulo 7. AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA [Online] 2018. Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/modulo-7>. Acesso em 20 de outubro de 2019.

ANEEL. PRODIST – Módulo 8. AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA [Online] 2017. Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/modulo-8>. Acesso em 10 de novembro de 2019.

ANEEL. Procedimentos de distribuição. AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA [Online] 2008. Disponível em: http://www2.aneel.gov.br/arquivos/PDF/Módulo7_Revisao_4-2_.pdf. Acesso em 20 de outubro de 2019.

ANEEL (2009). *Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional (PRODIST), Módulo 8: Qualidade da Energia Elétrica*, Brasília, 2009. Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/modulo-8>. Acesso em 10 de fevereiro de 2019.

ARRILLAGA, J.; HARKER, B. J. Fast-decoupled three-phase load flow. *Proceedings of the Institution of Electrical Engineers*, v. 125, n. 8, p. 734–740, 1978. Disponível em: <https://digital-library.theiet.org/content/journals/piee/125/8>. Acesso em 05 de dezembro de 2019.

AYRES, H. M. (2010). *Desenvolvimento de Metodologias de Análise de Geradores Distribuídos em Sistemas de Distribuição de Energia Elétrica*. Tese (Doutorado em Engenharia Elétrica), Universidade Estadual de Campinas, Campinas.

BERNARDON, D.P. *Novos métodos para reconfiguração das redes de distribuição a partir de algoritmos de tomadas de decisão multicriteriais*. Repositório Digital da UFSM. 2015. Disponível em: <https://repositorio.ufsm.br/handle/1/3651>. Acesso em 15 de dezembro de 2019.

BICALHO, H. F; UTURBEY, W. Estudo e implementação de algoritmos de fluxo de potência para redes de distribuição. Universidade Federal de Minas Gerais – Departamento de Engenharia Elétrica. Belo Horizonte, 2004. Disponível em: https://www.academia.edu/24769064/Estudo_e_implementa%C3%A7%C3%A3o_de_algoritmos_de_fluxo_de_pot%C3%A7%C3%A3o_para_redes_de_distribui%C3%A7%C3%A3o. Acesso em 15 de setembro de 2019.

CHENG, C.; SHIRMOHAMMADI, D. A three-phase power flow method for real-time distribution system analysis. *IEEE Transactions on Power Systems*, v. 10, n. 2, p. 671–679, May 1995. Disponível em: <https://pdfs.semanticscholar.org/319a/610dff610204bd5e9c512ce2697aced4e68b.pdf>. Acesso em 25 novembro de 2019.

CHIOU, JI-PYNG. “Ant direction hybrid differential evolution for solving large capacitor placement problems.” Disponível em: *IEEE Transactions on Power Systems*. Acesso em 15 novembro de 2019.

COSTA, P. M., e Matos, M. A., 2009. Avoided losses on LV networks as a result of microgeneration. *Electric Power Systems Research*, vol. 79, n. 4, pp. 629-634. Disponível em: POST-PEER-REVIEW-NON-PUBLISHERS.PDF. Acesso em 14 de novembro de 2019.

DIAS, B. M. Restauração de redes de distribuição de energia elétrica considerando geradores distribuídos. Universidade Federal de Ouro Preto – Departamento de Engenharia Elétrica. João Monlevade, 2018. Disponível em: https://www.monografias.ufop.br/bitstream/35400000/1337/6/MONOGRAFIA_Restaura%C3%A7%C3%A3oRedesDistribui%C3%A7%C3%A3o.pdf. Acesso em 15 de setembro de 2019.

EI-KHATTAM, W.; SALAMA, M. M. A. (2004). Distributed generation technologies, definitions and benefits. *Electric Power Systems Research*, v. 71, p. 119-128. Disponível em: [https://www.scirp.org/\(S\(351jmbntvnsjt1aadkposzje\)\)/reference/ReferencesPapers.aspx?ReferenceID=1740018](https://www.scirp.org/(S(351jmbntvnsjt1aadkposzje))/reference/ReferencesPapers.aspx?ReferenceID=1740018). Acesso em: 10 de outubro de 2019.

ESSLINGER, P. Increasing grid transmission capacity and power quality by a new solar inverter concept and inbuilt data communication. Disponível em: *IEEE Innovative Smart Grid Technologies Conference Europe (ISGT Europe), 2010 IEEE PES*. [S.l.], 2010. p. 1–8. Acesso em: 10 de outubro de 2019.

FARAG, H. E. et al. A generalized power flow analysis for distribution systems with high penetration of distributed generation. Disponível em: *Electric Power Systems Research*, v. 81, n. 7, p. 1499– 1506, 2011. Acesso em 17 de dezembro de 2019.

FIGUEIREDO, G. A. D. Caracterização das perdas na rede de distribuição de média tensão. Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto. 2012. Disponível em: <https://repositorio-aberto.up.pt/bitstream/10216/65740/1/000151451.pdf>. Acesso em 20 de setembro de 2019.

<https://www.ieee.org/>. Acesso em 10 de abril de 2019.

HATZIARGYRIOU, N. *et al.* MICROGRIDS Large Scale Integration on Micro-Generation to Low Voltage Grids – Deliverable DC1: MicroGrid Central Controller Strategies and Algorithms. 2005. Disponível em: <https://hal-mines-paristech.archives-ouvertes.fr/hal-00526633/document>. Acesso em: 15 de outubro de 2019.

J.A CIPOLI, M.A. MARCO, N. SIMÃO, *et al.* “Metodologia para Avaliação e Medição das Perdas Técnicas, Comerciais e Totais da Distribuição”, I CITENEL – ANNEL 2001, Brasília / DF, 2001.

JENKINS, N. *et al.* (2008). Embedded Generation. IET Power and Energy Series, 31. Herts: The Institution of Engineering and Technology, 292 p.

KAGAN, N. Introdução aos sistemas de distribuição de energia elétrica. 2. ed. São Paulo: Edigar Blucher LTDA, 2010. Disponível em: <https://www.docsity.com/pt/introducao-aos-sistemas-de-distribuicao-de-energia-eletrica-nelson-kagan-carlos-oliveira-e-enertos-robba/4865837/>. Acesso em 10 de setembro de 2019.

KEBIR, N.; MAAROUFI, M. Technical losses computation for short-term predictive management enhancement of grid-connected distributed generations. Renewable And Sustainable Energy Reviews, [s.l.], v. 76, p.1011-1021, set. 2017. Elsevier BV. Disponível em: <http://dx.doi.org/10.1016/j.rser.2017.03.122>. Acesso em 25 de novembro de 2019.

MANTOVANI, J. R. S.; CASARI, F.; ROMERO, R. A. Reconfiguração de sistemas de distribuição radiais utilizando o critério de queda de tensão. SBA Controle e Automação. Set./dez. 2000. Disponível em: <https://repositorio.unesp.br/bitstream/handle/11449/66242/2-s2.0-0034262373.pdf?sequence=1>. Acesso em 15 de outubro de 2019.

MARQUEZ, R. A. C. Restabelecimento de energia em sistemas de distribuição de energia elétrica com priorização de chaves automáticas. Universidade de São Carlos - Departamento de Engenharia Elétrica e de Computação. São Carlos, 2014. p.120. Disponível em: <http://dspace.unipampa.edu.br:8080/handle/rii/3686>. Acesso em 18 de setembro de 2019.

MARQUES, R.C. Estratégia de reconfiguração de redes de distribuição com recursos distribuídos via algoritmos genéticos. 2018. Disponível em: <http://dspace.unipampa.edu.br:8080/handle/rii/3686>. Acesso em 18 de setembro de 2019.

MITRA, P., HEYDT, G. T., & VITTAL, V., 2012. The impact of distributed photovoltaic generation on residential distribution systems. In IEEE North American Power Symposium (NAPS), pp. 1-6. Disponível em: <https://ieeexplore.ieee.org/xpl/topAccessedArticles.jsp?punumber=6329735&topArticlesDate=February%202016>. Acesso em 15 de novembro de 2019.

MONTICELLI, A. J., & GARCIA, A. (2011). *Introdução a sistemas de energia elétrica*. Ed Unicamp. Disponível em : <https://scholar.google.com.br/scholar?hl=pt->

BR&as_sdt=0%2C5&q=introdu%C3%A7%C3%A3o+a+sistemas+de+energia+elet rica&btnG=#. Acesso em 15 de outubro de 2019.

NETO, Argemiro Oliveira. Análise do impacto da geração distribuída em um sistema de distribuição. Estudo de caso: Alimentador do setor de embaixadas sul, Brasília - DF. 2016. 104 f. Monografia (Especialização) - Curso de Engenharia de Energia, Universidade de Brasília, Brasília, 2016.
https://repositorio.unesp.br/bitstream/handle/11449/87147/mathiasneto_wp_me_ilha.pdf?sequence=1. Acesso em 25 de setembro de 2019.

NUNES, Carlos Manuel de Pinho. Redução do Consumo Através de equipamentos de Regulação de tensão. 2011. 109 f. Dissertação (Mestrado) - Curso de Engenharia Electrotécnica e de Computadores, Universidade do Porto, Porto, 2011. Disponível em:
https://repositorio.ufsc.br/bitstream/handle/123456789/183125/Tcc_Luiza%20Aguiar%20Adam.pdf?sequence=1&isAllowed=y. Acesso em 20 de outubro de 2019.

OLIVEIRA, B. V.; Uturbey, W. (2009). Incentivos para a Conexão de Geradores Distribuídos em Redes de Média e Baixa Tensão. In: The 8th Latin American Congress on Electricity Generation and Transmission – CLAGTEE 2009, Ubatuba, 9 p. Disponível em: <https://docplayer.com.br/147573916-Universidade-federal-de-minas-gerais-brasil.html>. Acesso em 13 de setembro de 2019.

PADILHA, L. N. (2010). Análise Comparativa de Estratégias para Regulação de Tensão em Sistemas de Distribuição de Energia Elétrica na Presença de Geradores Distribuídos. Dissertação (Mestrado em Ciências), Escola de Engenharia de São Carlos – Universidade de São Paulo, São Carlos. Pepermans, G. et al. (2005). Distributed generation: definition, benefits and issues. Energy Policy, v. 33, p. 787-798. Disponível em:
<https://teses.usp.br/teses/disponiveis/18/18154/tde-10082010-141601/publico/Lucas.pdf>. Acesso em 20 de abril de 2019.

PEPERMANS, G. et al. JEANKINS et. al. Distributed generation: definition, benefits and issues (2005). Disponível em: Energy Policy, v. 33, p. 787-798. Acesso em 02 de dezembro de 2019.

PINTO, A.; ZILLES, R.; BET, I. Excedente de reativos em sistemas fotovoltaicos conectados à rede. In: IV Congresso Brasileiro de Energia Solar e V Conferência Latino-Americana da ISES, São Paulo, set. 2012. Disponível em:
www.aneel.gov.br/2012/contribuicao/aime_pinto_ap100_2012. Acesso em: 02 de dezembro de 2019.

Resolução Normativa ANEEL nº482, de 2012. Disponível em:
<http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2012482.pdf>. Acesso em 20 de maio de 2019.

SHAYANI, Rafael Amaral. Método para determinação do limite de penetração da geração distribuída fotovoltaica em redes radiais de distribuição. 2010. 186 f. Tese (Doutorado) - Curso de Engenharia Elétrica, Universidade de Brasília, Brasília, 2010. Disponível em:
https://repositorio.unb.br/bitstream/10482/7117/1/2010_RafaelAmaralShayani.pdf. Acesso em 15 de novembro de 2019.

SILVA, R.K. Análise de Fluxo de Potência em Redes Radiais de Distribuição de Energia Elétrica.1995. Dissertação (Mestrado em Engenharia), UFPA, Belém.

Disponível em:

http://ppgee.propesp.ufpa.br/ARQUIVOS/dissertacoes/DM%2021_2017%20Rafael%20Cavalcante%20de%20Oliveira.pdf. Acesso em 20 de novembro de 2019.

SILVA, D. M. K. Fluxo de potência para sistemas de distribuição considerando redução de barras. Universidade Estadual de Londrina – Departamento de Engenharia Elétrica, Londrina 2016. Disponível em:

<http://www.uel.br/ctu/deel/TCC/TCC2015-DavidMaykonKrepkySilva.pdf>. Acesso em 1 de junho de 2019.

SOLANKI, S. K.; RAMACHANDRAN, V.; SOLANKI, J. Steady State Analysis of High Penetration PV on Utility Distribution Feeder. In: Transmission and Distribution Conference and Exposition (T&D),. Disponível em: IEEE PES, 2012. Acesso em: 25 de novembro de 2019.

SRINIVAS, M. S. Distribution load flows: a brief review. Proceedings of the 2000. IEEE PES Summer Meeting. 2000. Disponível em: <https://ieeexplore.ieee.org/abstract/document/850058>. Acesso em 15 de novembro de 2019.