

UNIVERSIDADE DE SÃO PAULO
ESCOLA DE ENGENHARIA DE SÃO CARLOS
Departamento de Engenharia Elétrica e de Computação
Engenharia Elétrica – Ênfase em Sistemas de Energia e
Automação

BRUNO MINAMIOKA DE MATTOS

**ANÁLISE DE IMPACTOS DA GERAÇÃO DISTRIBUÍDA NO
SISTEMA DE PROTEÇÃO DAS REDES RETICULADAS DE
DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA**

São Carlos
2016

BRUNO MINAMIOKA DE MATTOS

**ANÁLISE DE IMPACTOS DA GERAÇÃO DISTRIBUÍDA NO
SISTEMA DE PROTEÇÃO DAS REDES RETICULADAS DE
DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA**

Trabalho de Conclusão de Curso apresentado à Escola de
Engenharia de São Carlos, da Universidade de São Paulo

Curso de Engenharia Elétrica com ênfase em
Sistemas de Energia e Automação

Orientador: Prof. Dr. José Carlos de Melo Vieira Júnior

São Carlos

2016

AUTORIZO A REPRODUÇÃO TOTAL OU PARCIAL DESTE TRABALHO,
POR QUALQUER MEIO CONVENCIONAL OU ELETRÔNICO, PARA FINS
DE ESTUDO E PESQUISA, DESDE QUE CITADA A FONTE.

M435a

Mattos, Bruno Minamioka de
Análise de impactos da geração distribuída no
sistema de proteção das redes reticuladas de
distribuição de energia elétrica / Bruno Minamioka de
Mattos; orientador José Carlos de Melo Vieira Júnior.
São Carlos, 2016.

Monografia (Graduação em Engenharia Elétrica com
ênfase em Sistemas de Energia e Automação) -- Escola de
Engenharia de São Carlos da Universidade de São Paulo,
2016.

1. Geração Distribuída. 2. Rede Reticulada. 3.
Protetor de Rede. 4. Fluxo de Potência. I. Título.

FOLHA DE APROVAÇÃO

Nome: Bruno Minamioka de Mattos

Título: "Análise de impactos da geração distribuída no sistema de proteção das redes reticuladas de distribuição de energia elétrica"

Trabalho de Conclusão de Curso defendido e aprovado
em 21/11/2016,

com NOTA 9,0 (nove, zero), pela Comissão Julgadora:

*Prof. Associado José Carlos de Melo Vieira Júnior - Orientador -
SEL/EESC/USP*

Mestre Leandro Tolomeu Marques - Doutorando - SEL/EESC/USP

Prof. Associado Rogério Andrade Flauzino - SEL/EESC/USP

Coordenador da CoC-Engenharia Elétrica - EESC/USP:
Prof. Associado José Carlos de Melo Vieira Júnior

Agradecimentos

Agradeço primeiramente a minha família, principalmente meus pais pela educação e apoio para seguir meus sonhos e por tudo que já aprendi e continuo aprendendo com eles. Ao meu orientador José Carlos, um dos melhores professores que já tive, espero que haja mais professores como ele. A todos que se tornaram meus amigos ao longo da graduação, por tudo que passamos juntos e ao apoio que tivemos uns com os outros. Por fim, a minha namorada que sempre me ajudou nos momentos mais difíceis, e um agradecimento especial pela ajuda com as vírgulas.

Resumo

Mattos, Bruno Minamioka de, **Análise de Impactos da Geração Distribuída no Sistema de Proteção das Redes Reticuladas de Distribuição de Energia Elétrica**. Trabalho de Conclusão de Curso – Escola de Engenharia de São Carlos, Universidade de São Paulo, São Carlos, 2016.

A geração distribuída está ganhando cada vez mais incentivos para ser utilizada devido a seus vários benefícios, como maior diversidade da matriz energética, redução do carregamento das linhas e redução de perdas energéticas. Porém, não se sabe ao certo todos os seus impactos negativos quando implantado no sistema elétrico, principalmente em redes reticuladas de distribuição. As redes reticuladas são bem menos usuais que as radiais, entretanto possuem uma maior confiabilidade em relação à disponibilidade de energia elétrica e para tal é necessário um mecanismo de proteção chamado protetor de rede. Ele impede que o fluxo de potência se inverta, saindo da rede de baixa tensão em direção à média tensão. Este trabalho tem como objetivo estudar e analisar os impactos da geração distribuída em uma rede reticulada e nos protetores de rede, focando principalmente em uma análise de tensão e potência do sistema. Para isso foi realizado um conjunto de simulações que tendem a imitar situações reais e possíveis para uma rede, então descobrir onde está a origem do problema e propor uma solução. Por fim, foi observado que para a rede funcionar de maneira confiável e com qualidade é preciso um controle ou uma limitação da potência da geração distribuída no sistema, porém ainda há muitas oportunidades de pesquisas e estudos para ter maior conhecimento de outros aspectos do sistema não abordado neste trabalho.

Palavras chave: Fluxo de Potência, Geração Distribuída, Protetor de Rede, Rede Reticulada.

Abstract

Mattos, Bruno Minamioka de, ***Analysis of Distributed Resources Impacts in Grid Network Distribution System's Protection.*** Trabalho de Conclusão de Curso – Escola de Engenharia de São Carlos, Universidade de São Paulo, São Carlos, 2016.

Distributed Resources incentives are increasing because of theirs benefits, such as higher diversity of energy sources, reduction of the congestion in the network and less energy loss. However, its unknown all the negative impacts when they are installed in a grid network. The grid networks are not so common as the radial networks, but they are more reliable in energy supply and they need an extra protection device called network protector. It prevents the power flow to change its direction, from the low voltage network to the medium voltage network. The objective of this work is to study and analyze the distributed resources effects in a grid network and in the network protectors, focusing essentially in the analysis of the grid network voltage and power. A series of simulations was performed, trying to mimic real life situation and find out the problems source to propose a solution. Finally, it was concluded that for the grid network have reliability and good energy quality, it demands a control or limit of the distribution generation power, but there are a need to study other aspects of the network that weren't described in this work.

Key Words: Distributed Resources, Grid Network, Network Protector, Power Flow.

Lista de Ilustrações

Figura 1: Sistema Radial com Primário em Anel de Distribuição de Energia Elétrica	19
Figura 2: Rede Reticulada Dedicada de Distribuição de Energia Elétrica.	22
Figura 3: Rede Grid de Distribuição de Energia Elétrica.	24
Figura 4: Protetor de Rede.....	27
Figura 5: Limitadores de Cabo.....	27
Figura 6: Rede Primária Estudada.....	30
Figura 7: Rede Secundária Estudada.	31
Figura 8: Rede Secundária Estudada com Adição de Geração Distribuída.....	34
Figura 9: Gráfico das tensões das barras da rede secundária ao variar a geração distribuída quando as cargas do sistema estão a 50%.....	40
Figura 10: Gráfico das tensões das barras da rede secundária ao variar a geração distribuída quando as cargas do sistema estão a 75%.	41
Figura 11: Gráfico das tensões das barras da rede secundária ao variar a geração distribuída quando as cargas do sistema estão a 100%.	42
Figura 12: Gráfico de barras das potências dos geradores do sistema com cargas a 50%..	45
Figura 13: Gráfico de barras das potências dos geradores do sistema com cargas a 75%..	46
Figura 14: Gráfico de barras das potências dos geradores do sistema com cargas a 100%.	47
Figura 15: Gráfico das potências dos transformadores, cargas a 50% e GD a 30% com a atuação dos protetores de rede.	50
Figura 16: Gráfico das tensões do sistema com carga a 50% e GD a 30% com atuação dos protetores de rede.	51
Figura 17: Gráfico das potências dos Transformadores, cargas a 50% e GD a 40% com a atuação dos protetores de rede.	52

Figura 18: Gráfico das tensões do sistema com carga a 50% e GD a 40% com atuação dos protetores de rede.	53
Figura 19: Gráfico das tensões do sistema com carga a 50% e GD a 50% com atuação dos protetores de rede.	55
Figura 20: Gráfico das potências dos Transformadores, cargas a 50% e GD a 50% com a atuação dos protetores de rede	56
Figura 21: Gráfico das tensões do sistema com carga a 75% e GD a 40% com atuação dos protetores de rede.	57
Figura 22: Gráfico das potências dos Transformadores, cargas a 75% e GD a 40% com a atuação dos protetores de rede.	58
Figura 23: Gráfico das potências dos Transformadores, cargas a 75% e GD a 50% com a atuação dos protetores de rede.	58
Figura 24: Gráfico das tensões do sistema com carga a 75% e GD a 50% com atuação dos protetores de rede.	59
Figura 25: Gráfico das potências dos Transformadores, cargas a 100% e GD a 50% com a atuação dos protetores de rede.	60
Figura 26: Gráfico das tensões do sistema com carga a 100% e GD a 50% com atuação dos protetores de rede.	61
Figura 27: Potência dos Transformadores para as três situações de carga com GD a 24%.62	
Figura 28: Tensão nas barras para as três situações de carga com GD a 24%.63	

Lista de Tabelas

Tabela 1: Dados da subestação e transformadores do sistema para carga com 100% da potência nominal.....	32
Tabela 2: Valores de potência dos geradores de 5% a 50% da carga nominal do sistema..	35
Tabela 3: Perdas do sistema para as 3 situações de carga e diferentes valores de GD.	64
Tabela 4: Potência e tensões das cargas (valores nominais).....	70
Tabela 5: Parâmetros de Resistência das Linhas do sistema.	71
Tabela 6: Parâmetros dos Transformadores.....	73

Lista de Siglas

ABRADEE	Associação Brasileira de Distribuidores de Energia Elétrica
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
COPEL	Companhia Paranaense de Energia
EPRI	<i>Electric Power Research Institute</i>
IEEE	<i>Institute of Electrical and Electronics Engineers</i>
INEE	Instituto Nacional de Eficiência Energética
GD	Geração Distribuída
PRODIST	Procedimentos de Distribuição

Sumário

1.	Introdução.....	17
1.2	Objetivos	18
1.3	Estrutura do Trabalho	18
2.	Redes de Distribuição de Energia.....	19
2.1	Spot Networks	21
2.2	Grid Networks.....	23
2.3	Geração Distribuída.....	25
2.4	Sistemas de Proteção de Redes Reticuladas	26
3.	Metodologia	29
3.1	Sistema Elétrico.....	29
3.2	OpenDSS	32
3.3	Métodos Utilizados para Simulações	33
3.3.1	Inversão do Fluxo de Potência.....	34
3.3.2	Proposta de Solução	36
4.	Resultados.....	39
4.1	Primeira Etapa	39
4.2	Segunda Etapa.....	49
4.3	Terceira Etapa	62
5.	Conclusão.....	66
6.	Referências	68
7.	Apêndices.....	70

1. Introdução

Os sistemas elétricos de potência podem ser divididos em três partes: geração, transmissão e distribuição. O segmento de distribuição de energia elétrica é responsável pela entrega da energia diretamente para os consumidores. De acordo com a Associação Brasileira de Distribuidores de Energia Elétrica (ABRADEE), o Brasil possui mais de 77 milhões de unidades consumidoras.

A rede de distribuição é composta pela rede primária ou média tensão, que vai de 2,3kV a 34,5kV, e pela rede secundária ou baixa tensão, com valores de 110V a 440V (ABRADDE). A rede pode ser tanto aérea, suportada por postes, quanto subterrânea, localizada no subsolo dentro de dutos subterrâneos. No que tange à topologia, existem duas classes principais, radial e reticulada.

As redes radiais de distribuição são as mais comuns, elas são organizadas de forma que os alimentadores fornecem energia para os transformadores e estes alimentam as cargas, porém não há nenhuma interligação na rede secundária, assim cada carga é alimentada por apenas um transformador, ou seja, há apenas uma fonte de alimentação para cada parcela de carga. As redes radiais são simples e pouco custosas.

Já as redes reticuladas são mais complexas, diversos alimentadores são conectados a diferentes transformadores e esses, por sua vez, fornecem energia aos consumidores. Como a energia vem de vários alimentadores e as cargas estão conectadas a todos os transformadores do sistema, a rede é planejada possibilitando que pelo menos um transformador possa estar inoperante sem afetar o fornecimento de energia, é uma rede mais confiável, porém mais custosa que a rede radial.

Devido a essa complexidade, ao se aplicar o conceito de geração distribuída nas redes reticuladas não se sabe ao certo como ela pode impactar a rede. Nesse tipo de geração os consumidores podem gerar sua própria energia, usualmente a partir de fontes renováveis, e conectar seus geradores a rede. Isso traz vantagens tanto para os consumidores quanto para as distribuidoras de energia. Para os consumidores, a possibilidade de gerar a própria energia e posteriormente vendê-la. Para as distribuidoras, a possibilidade de redução das perdas nas linhas devido à proximidade da geração com os consumidores e de redução do carregamento das redes. Também há baixo impacto ambiental ao utilizar fontes renováveis para geração. Por estes motivos a geração distribuída tem sido muito incentivada.

Ao aplicar o conceito de geração distribuída às redes reticuladas, alguns problemas como a inversão do fluxo de potência, podem ser intensificados, ou seja, invés da energia

sair dos alimentadores passando pelos transformadores para alimentar os consumidores, esse sentido se inverte fazendo que o fluxo saia da baixa tensão (consumidores) em direção a média tensão (alimentador).

A inversão de fluxo de potência já é um problema existente em redes reticuladas sem geração distribuída. Isso pode ocorrer em momentos que as cargas do sistema estão muito baixas, como nos finais de semana. Para que isso não ocorra há um dispositivo de proteção chamado de protetor de rede que impede que essa inversão de fluxo de potência ocorra, desligando o transformador temporariamente da rede de distribuição. Já foi documentado no artigo de CODDINGTON et al (2009), que em algumas redes que possuem geração distribuída instalada em momentos em que a carga do sistema é baixa, como aos sábados e domingos, há um aumento do número de operações do protetor de rede. Porém, não se sabe ao certo os efeitos da geração distribuída na rede reticulada e como isso contribui para falhas ou mal funcionamento dos protetores de rede.

1.2 Objetivos

O objetivo deste trabalho de conclusão de curso é estudar e analisar os efeitos da geração distribuída no sistema de proteção das redes reticuladas de distribuição de energia elétrica e verificar seus impactos nos protetores redes. Assim tem-se duas ações principais:

- Simulação e obtenção de resultados de uma rede reticulada ao se aplicar geração distribuída em seu sistema;
- Análise dos resultados e busca de possíveis soluções.

1.3 Estrutura do Trabalho

A estrutura deste trabalho está dividida em sete capítulos. O primeiro traz uma contextualização e motivação sobre o tema e os objetivos do trabalho. O Capítulo 2 apresenta um embasamento teórico dos conceitos que serão utilizados no estudo. Já no Capítulo 3 é explicada a linha de raciocínio e a ordem dos passos seguidos para a realização das simulações. O quarto capítulo trata da apresentação dos resultados obtidos pelas simulações. O quinto apresenta as conclusões e considerações finais. E por fim, os últimos dois capítulos apresentam as referências e dados da rede reticulada utilizada.

2. Redes de Distribuição de Energia

Como mencionado anteriormente, existem duas configurações principais de redes de distribuição de energia elétrica: a radial e a reticulada. No sistema radial a potência flui da subestação para os transformadores e então para a rede secundária que supre as cargas, como esquematizado na Figura 1.

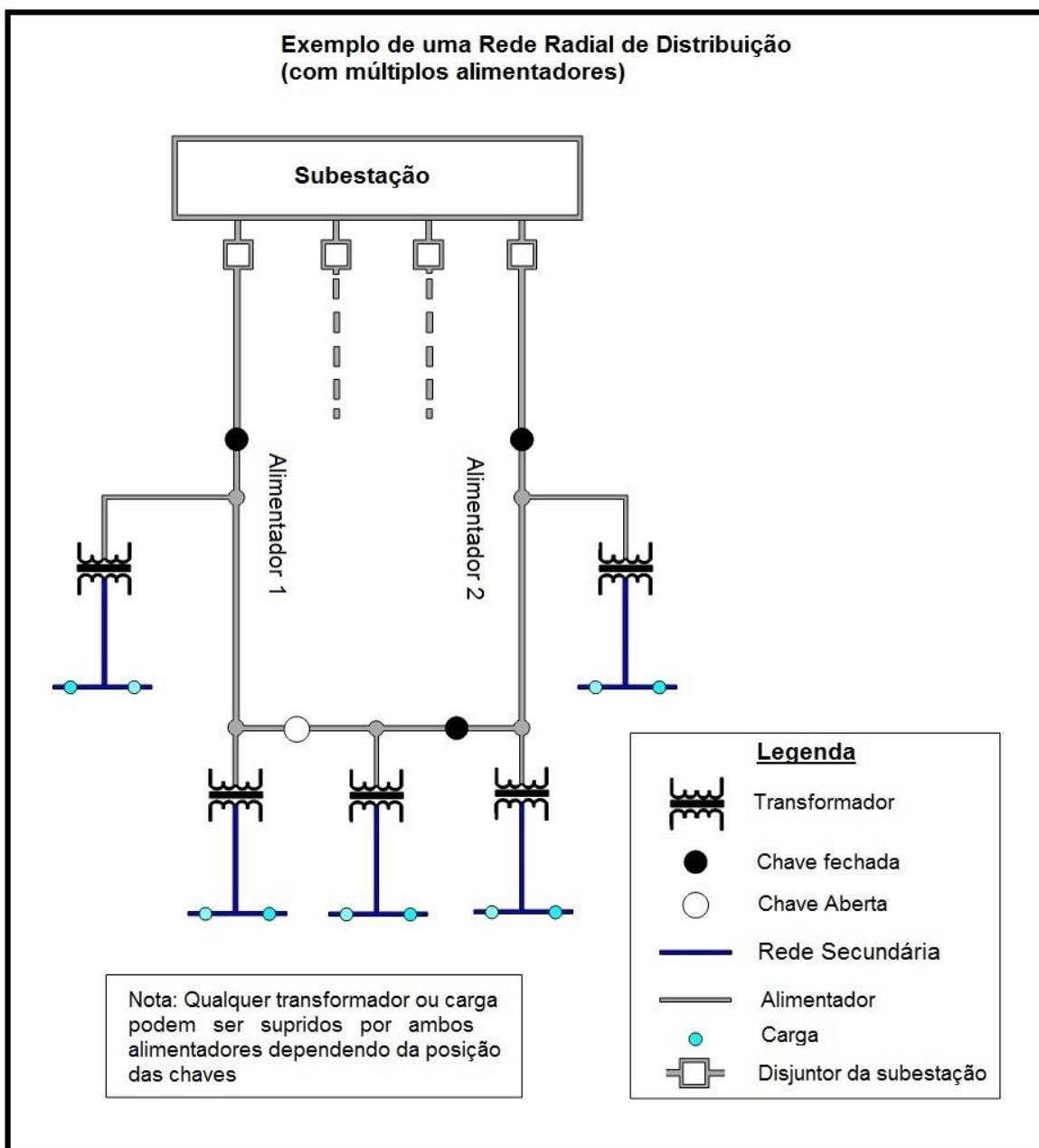


Figura 1: Sistema Radial com Primário em Anel de Distribuição de Energia Elétrica.

Fonte: Adaptado de (CODDINGTON et al, 2011).

Na rede primária, cada alimentador da subestação tem um disjuntor como dispositivo de segurança, que em momentos desfavoráveis, como em caso de uma falta, atua interrompendo o fornecimento de energia. As redes radiais podem ser simples ou com o primário em anel. Para as redes radiais simples, os alimentadores não são interconectados, apenas alimentam seus transformadores. Já para as redes com o primário em anel (Figura 1), os alimentadores são conectados com chaves ao longo de sua extensão, provendo maior segurança e confiabilidade quando comparadas com a anterior (ISONI, [200-?]).

Em relação à rede secundária, as cargas são alimentadas por apenas um transformador e de acordo com certas características de operação da instalação, é possível destacar uma grande vantagem, que é utilizar um transformador com potência nominal inferior à carga instalada. Por outro lado, a utilização de uma única fonte de energia para a carga torna o sistema pobre no quesito de confiabilidade. No caso de uma falta no alimentador (somente para a rede radial simples), ou no transformador, o sistema de proteção atuará interrompendo o fornecimento de energia de todas as cargas por ele alimentadas, e só poderá ser reestabelecido após que os reparos necessários sejam realizados.

Apesar dessa desvantagem o sistema radial é o mais usado pelas empresas distribuidoras de energia, pois tem o planejamento, construção e manutenção mais baratos que o sistema reticulado.

O sistema reticulado de distribuição é usado para áreas com alta densidade de carga nas cidades e para importantes consumidores que não podem sofrer com interrupções no fornecimento de energia, utilizando muitas vezes a distribuição subterrânea, em que os condutores se encontram em dutos no subsolo (ISONI, [200-?]).

O sistema reticulado é o mais sofisticado das configurações de redes de distribuição, principalmente para a rede secundária. Ela possui uma grande vantagem em relação ao sistema radial: a confiabilidade. Uma falta que ocorra em qualquer ponto do sistema não causará interrupção do fornecimento de energia para todos os consumidores, apenas para uma pequena parcela ou até mesmo para nenhum.

Para que isso seja possível, a rede é planejada para que cada carga do sistema seja suprida por vários transformadores e estes, por sua vez, sejam supridos por diferentes alimentadores. A fim de atingir esses requisitos, é feita uma interligação dos enrolamentos do lado de baixa tensão dos transformadores em paralelo, juntamente com as cargas, formando a rede secundária de distribuição.

A rede também é dimensionada de forma que os transformadores e alimentadores tenham capacidade para suprir a carga dos consumidores sem que haja sobrecarga mesmo

quando algum transformador ou alimentador esteja desligado, assim, a interrupção de algum desses equipamentos não afeta o fornecimento de energia elétrica.

Outra diferença que pode ser observada em relação ao sistema radial é que há um dispositivo de segurança instalado nos enrolamentos secundários de cada transformador chamado de protetor de rede ou *network protector*. Ele é controlado por relés e tem como função proteger a rede secundária de distribuição e suas cargas de faltas ocorridas nos transformadores e alimentadores, desconectando o transformador da rede quando há uma inversão do fluxo de potência (CODDINGTON et al, 2009).

As redes reticuladas de distribuição podem ser divididas em dois tipos de acordo com sua função: *spot* ou *grid*. Quando a rede é composta de apenas alguns transformadores em uma localização específica para atender um grande consumidor é chamada de *spot network* ou rede reticulada dedicada. Contudo quando há vários transformadores espalhados em uma grande área suprindo uma grande variedade de consumidores é chamada de *area network* ou *grid network*. Esses dois tipos de redes reticuladas serão explicados mais detalhadamente nos tópicos a seguir.

2.1 Spot Networks

As redes dedicadas são dimensionadas de tal forma que o serviço de fornecimento de energia contratado por um consumidor em específico seja extremamente confiável. Essas redes são aplicadas normalmente para consumidores com uma carga elevada e que necessitam de um fornecimento sem interrupções. As redes reticuladas dedicadas têm três características principais, descritas a seguir (BEHNKE et al, 2005):

- A rede consiste em pelo menos dois transformadores conectados em paralelo pela rede secundária e dois alimentadores para suprir os transformadores. A utilização de três transformadores em redes dedicadas é muito comum.
- Muitas distribuidoras operam as redes dedicadas de forma isolada do sistema de distribuição, mantendo um nível alto de confiabilidade, entretanto algumas distribuidoras podem usar os alimentadores para outros fins além de suprir a rede em questão.
- Dependendo do caso, é possível instalar disjuntores entre as barras da rede secundária, assim, no caso de uma falta na rede secundária, a interrupção não se estende a todas as cargas do sistema. Esse é um ponto importante, pois na maioria das redes não existe redundância nessa parte do sistema. Dependendo do tipo de subestação, uma falta nas barras de média tensão

que abastecem os alimentadores, pode ocasionar uma interrupção do fornecimento de energia.

A Figura 2 ilustra um exemplo de uma rede reticulada dedicada esquematizada em um diagrama unifilar.

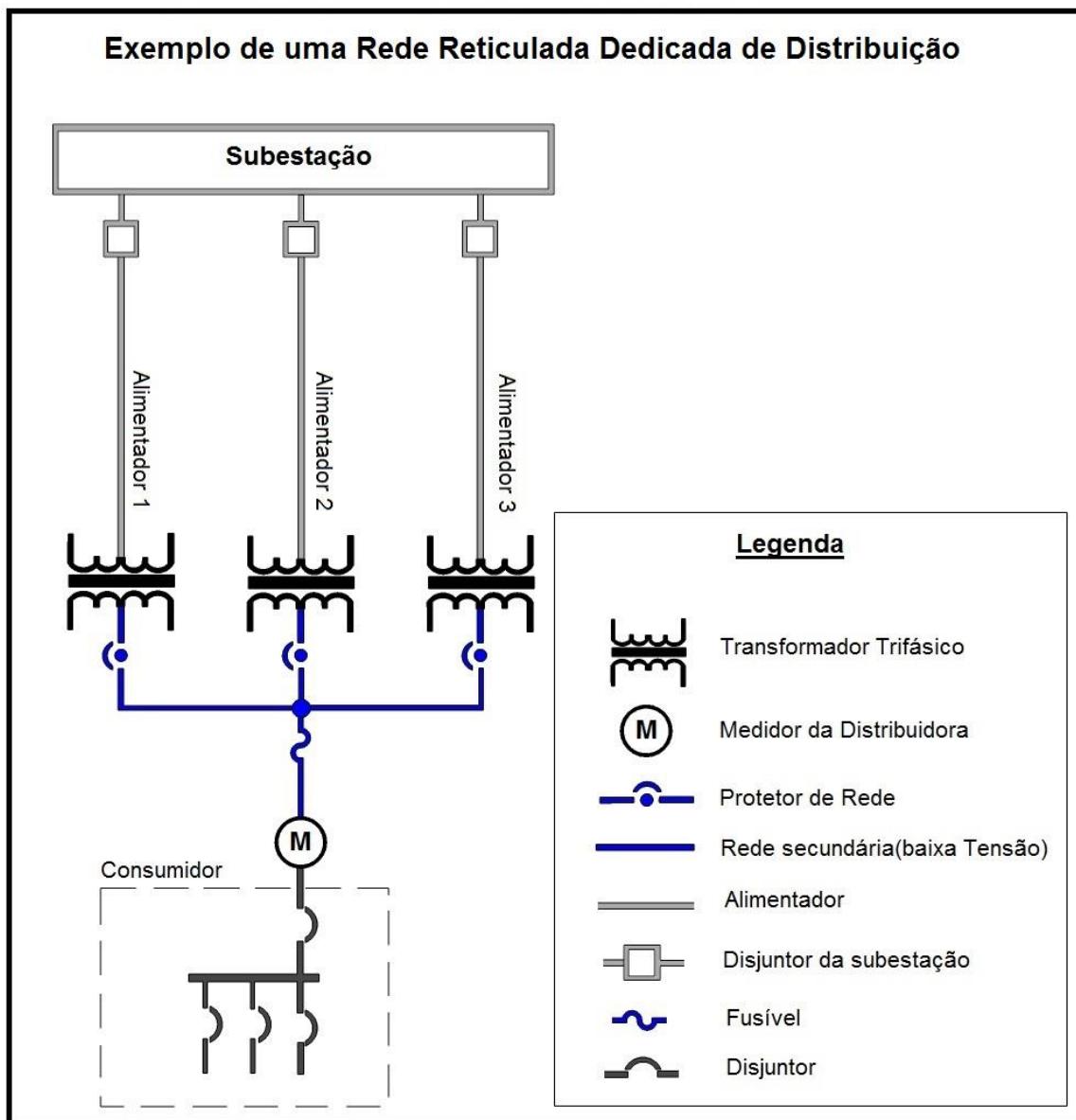


Figura 2: Rede Reticulada Dedicada de Distribuição de Energia Elétrica.

Fonte: Adaptado de (CODDINGTON et al, 2009).

2.2 Grid Networks

Diferentemente das redes dedicadas, as *grid networks* consistem em um sistema interligado de circuitos formando a rede secundária, que é alimentada por diversos transformadores. E esses transformadores, por sua vez, supridos pelos alimentadores de forma que haja redundância no sistema, para que assim seja possível atender uma grande variedade de cargas de forma confiável. São muito utilizadas em grandes áreas urbanas podendo servir todos os tipos de consumidores, residenciais, comerciais e industriais. Possuem tamanho variável, podendo ter mais de mil transformadores e até 35 alimentadores. Dessa forma há um grande número de cabos formando essa rede secundária, criando inúmeros caminhos possíveis para que a energia percorra ao alimentar cada carga da rede. Normalmente os transformadores alimentados pela mesma barra não ficam próximos, assim evita-se o excesso de corrente em alguns cabos no caso em que ocorra um problema na rede primária.

Na rede secundária são utilizados os limitadores de cabo, a fim de isolar os cabos necessários no caso de uma falta. O limitador de cabo é um dispositivo de proteção, parecido com um fusível, ou seja, quando há um valor de corrente mais alto que seu valor limite, ele queima, isolando a seção de cabos onde houve a falta (BEHNKE et al, 2005).

Os condutores seguem a geografia do local onde as cargas estão localizadas, sendo organizados da mesma forma que as ruas e calçadas, tanto para distribuição de energia subterrânea, quanto aérea.

Nesse tipo de rede há uma grande variedade de cargas e todas estão interligadas pela rede secundária. Por causa disso, o fluxo de potência pode ter mudanças relevantes durante os dias. Os fatores principais são as mudanças na operação das cargas pelos consumidores e nos parâmetros da tensão entregues pelos alimentadores e transformadores. No caso de faltas e funcionamento dos limitadores de cabos ao isolar uma parte da rede, mesmo em um caso mais grave, dificilmente os outros consumidores que não sofreram interrupção irão receber energia de baixa qualidade devido a redundância do sistema.

A Figura 3 mostra um exemplo de um diagrama unifilar de uma *grid network*.

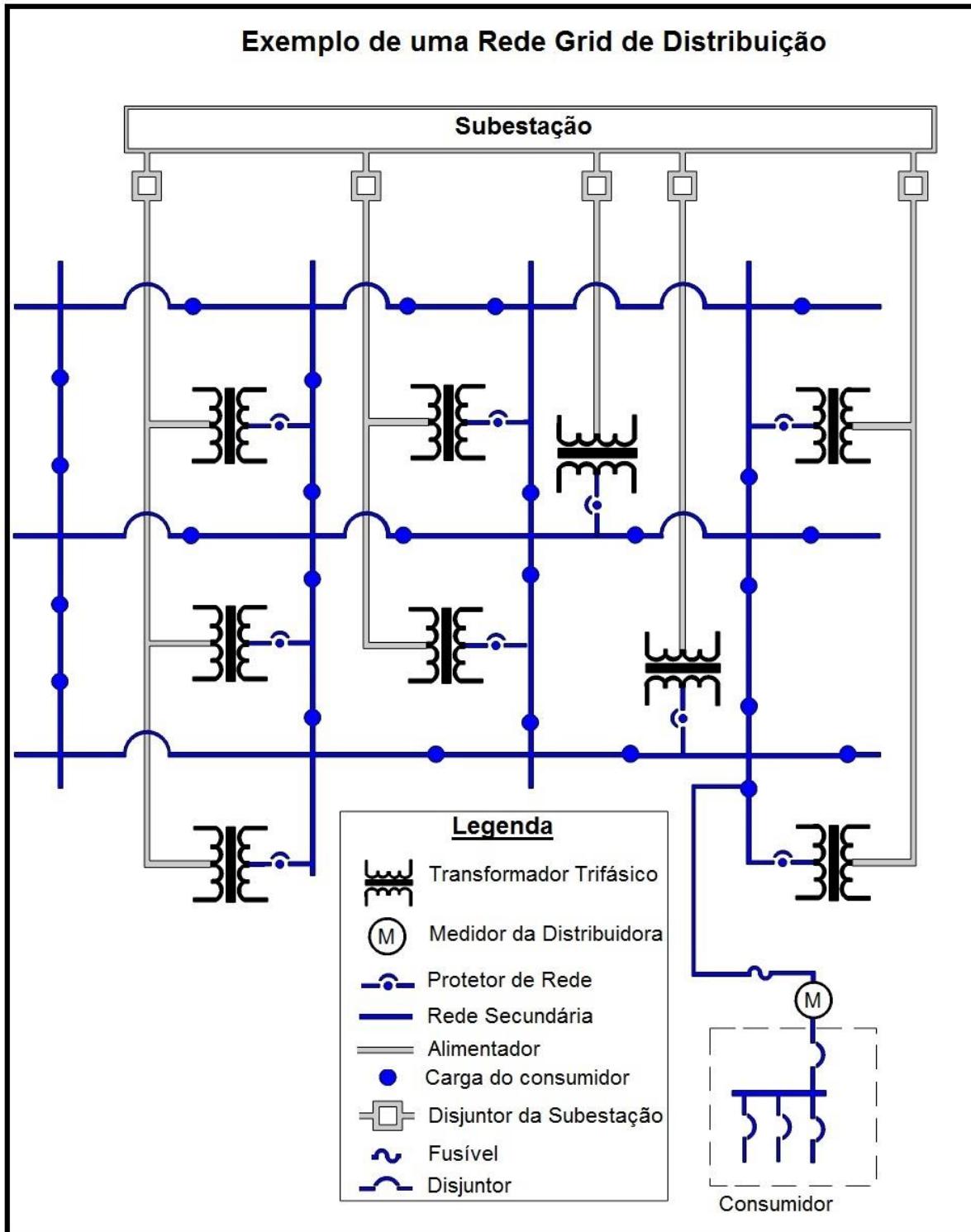


Figura 3: Rede Grid de Distribuição de Energia Elétrica.

Fonte: Adaptado de (CODDINGTON et al, 2009).

2.3 Geração Distribuída

O conceito de geração distribuída é utilizado quando há uma geração de energia próxima do consumidor. Apesar da geração distribuída parecer algo novo, não o é. No início do século XX a geração era sempre próxima do consumidor, como o consumo não era tão intenso, pequenas usinas já supriam as necessidades energéticas. Com o passar do tempo, o consumo de energia elétrica cresceu e as centrais elétricas de grande porte ficaram mais baratas e mais atrativas (INEE). Por serem de grande porte, nem sempre é possível construí-las perto dos centros consumidores. A usina de Itaipu, por exemplo, devido à geologia, relevo e a hidrologia do rio, teve que ser construída na divisa do Brasil com o Paraguai.

Recentemente o cenário tem mudado, as localidades em que era possível a construção de grandes centrais hidrelétricas estão se esgotando, o preço dos combustíveis fósseis está mais alto que algumas décadas atrás e há metas para redução da emissão de gases poluentes. A atenção está voltada para fontes de energias alternativas, principalmente energias renováveis, o que tornou a geração distribuída interessante novamente.

Com a geração distribuída, é possível obter maior eficiência energética, porque é possível reduzir significativamente as perdas na transmissão de energia, devido à proximidade dos consumidores. Além disso, há redução do carregamento das redes de transmissão, adiando investimentos no setor, bem como proporcionando maior estabilidade e confiabilidade no sistema. Podem ser incluídos na geração distribuída os painéis fotovoltaicos, pequenas centrais hidrelétricas, turbinas eólicas, geradores que utilizam biomassa e também geradores de emergência e geradores que são utilizados no horário de ponta.

Desde 2012 a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) permite que o consumidor brasileiro gere sua própria energia a partir de fontes renováveis ou cogeração, e forneça o excedente gerado para a rede de distribuição (ANEEL, 2016). Desde então foram feitas algumas mudanças nas regras relacionadas à geração distribuída, estimulando-a, reduzindo custos e tempo para sua implantação no sistema.

Infelizmente também há desvantagens ao utilizar esse tipo de geração, pois para seu funcionamento correto e em harmonia com o sistema elétrico já existente é preciso de investimentos no setor de distribuição. Alguns dos motivos são a necessidade de equipamentos de medição, controle e comando para organizar as operações dos geradores e controlar as cargas, e assim adaptar a rede às cargas.

Apesar da geração distribuída ter recebido muitos incentivos para que a população possa gerar energia e injetá-la na rede, não se sabe ainda os reais impactos que podem causar no resto do sistema. Nas redes que possuem um sistema reticulado, a inserção de geradores pode afetar o funcionamento dos dispositivos de proteção da mesma, como o protetor de rede (CODDINGTON et al, 2009). Seu funcionamento será abordado mais a fundo na seção 2.4.

2.4 Sistemas de Proteção de Redes Reticuladas

Os protetores de rede ou *network protectors* são dispositivos de proteção utilizados em redes reticuladas, tanto nas redes dedicadas, quanto nas *grid networks*. Ele é composto basicamente de um disjuntor, que pode estar aberto ou fechado de acordo com o relé de proteção, que monitora a tensão e corrente do transformador. Muitos dos protetores de rede devem ter um encapsulamento resistente a água ou submersão, devido ao seu local de instalação, nas redes aéreas há o problema das chuvas e nas subterrâneas pode haver acúmulo de água.

O protetor de rede não atua enquanto a rede primária está suprindo as cargas, porém quando a rede secundária começar a alimentar a rede primária o protetor atuará abrindo os disjuntores e isolando o transformador da rede de baixa tensão. Se a reversão de fluxo for de pequena duração o protetor de rede irá ignorá-la. Vale citar que o protetor de rede não possui proteção contra sobrecorrente, para isso é necessário instalar um fusível em série com o protetor. A utilização de fusíveis é interessante, pois atua como uma proteção redundante no caso de uma falta na rede primária e uma falha no protetor de rede. Para transformadores que possuem a ligação do lado de alta tensão em delta não há essa proteção extra dos fusíveis, porque a corrente reversa para uma falta fase-terra é muito baixa ou zero (IEEE Standards Coordinating Committee 21, 2011). A Figura 4 ilustra um protetor de rede.

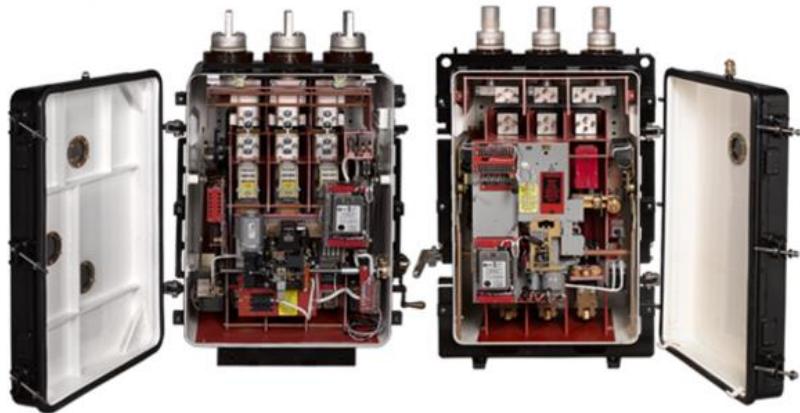


Figura 4: Protetor de Rede.

Fonte: Website de Richards Manufacturing CO, Network Protectors.

Os limitadores de cabo têm funcionamento similar aos fusíveis, ou seja, queimam dependendo do comportamento da corrente, impedindo que danifique a rede isolando a falta. Vale ressaltar que diferente dos fusíveis, a proteção dos limitadores de cabo foi desenvolvida para atuar contra curtos-circuitos e não contra efeitos de sobrecarga. E eles são dimensionados de acordo com a bitola do condutor em que irão atuar, pois sua função é proteger os cabos da rede e não as cargas do sistema. Como os cabos de baixa tensão fazem uma rede totalmente interligada, uma falta nesses cabos pode prejudicar a isolação dos cabos adjacentes devido à alta temperatura (IEEE Standards Coordinating Committee 21, 2011). Para impedir essas complicações, os limitadores de cabo são instalados em certos pontos da rede secundária, como em cabos que vão alimentar os consumidores e entre os protetores de rede e barras de distribuição de baixa tensão. A Figura 5 ilustra alguns limitadores de cabo.



Figura 5: Limitadores de Cabo.

Fonte: Website de Cooper Industries, Cable Limiters.

Para sistemas radiais que não possuem geração distribuída, em caso de uma falta na rede de média tensão basta abrir o disjuntor na subestação que é o suficiente para desenergizar o alimentador, porém em redes reticuladas não é tão simples assim. É necessário pelo menos mais uma operação, ativar os protetores de rede dos transformadores que são supridos pelo alimentador em questão, assim isolando o transformador da rede secundária, o que impede que nenhuma fonte alimente a falta na média tensão.

Para que os protetores de rede sejam ativados é necessário que ocorra a inversão de fluxo de potência, e normalmente ele opera apenas utilizando a potência real (Watts) que atravessa o transformador (BEHNKE et al, 2005). Há três casos principais para o protetor de rede entrar em funcionamento: quando a potência flui da rede secundária para uma falta no alimentador; ao fluir da rede para alimentar as perdas do transformador; e quando a potência advém da rede secundária para outras cargas ou redes também conectadas no alimentador. Há alguns casos específicos em que somente a leitura da potência real não é suficiente para que o protetor de rede atue corretamente, para resolver esse problema pode ser feita uma modificação chamada de sensor Watt/VAR para que seja possível detectar a potência reativa que flui pelo transformador. Também é necessário utilizar uma função de atraso no tempo para que o mesmo não atue sem necessidade ao haver uma inversão de fluxo de potência reativa temporária.

A proteção dos transformadores tem duas grandes diferenças ao utilizá-los em redes radiais e redes reticuladas: fusíveis na média tensão dos transformadores são raramente utilizados nas redes reticuladas, pois o fornecimento de energia para a rede secundária não é interrompido, assim, seria mais aceitável suspender a alimentação da rede primária no caso de uma falta no transformador. A segunda diferença é que há necessidade de desconectar o transformador tanto no lado de média tensão quanto na baixa tensão, porque a rede secundária continua energizada e serviria como uma fonte para o transformador (BEHNKE et al, 2005).

É notável a diferença entre as necessidades de proteção das redes radiais e das redes reticuladas, tanto nos dispositivos quanto nas operações. O dispositivo mais importante a ser estudado devido à inserção da geração distribuída nas redes reticuladas é o protetor de rede, porque a geração de energia na baixa tensão pode intensificar o problema de inversão do fluxo de potência, situação que os protetores de rede devem impedir.

3. Metodologia

Para esse estudo foi utilizado um sistema de distribuição de topologia reticulada como descrito na seção 2.2, porém adicionou-se geração distribuída no sistema. Para que fosse possível analisar e estudar os efeitos da geração distribuída na baixa tensão em redes reticuladas foram realizadas diversas simulações com diferentes valores de cargas e geração observando principalmente os valores de tensão para verificar se estão adequados e potência ativa para se detectar a inversão do fluxo de potência.

3.1 Sistema Elétrico

A rede escolhida é um sistema de distribuição subterrâneo real do centro de Curitiba, cujos dados foram obtidos através de Azevedo (2010), que, por sua vez, utilizou o sistema de cadastro de redes da Companhia Paranaense de Energia (COPEL). A quantidade de alimentadores foi reduzida a fim de facilitar a análise. As potências das cargas e resistências das linhas foram supostas ou modificadas do sistema real para o melhor funcionamento da simulação. Isso ocorreu porque havia uma certa inconsistência e falta de informação em relação aos valores base da tensão e da potência.

O sistema de distribuição estudado é uma rede reticulada ou *grid network* trifásica. Ela possui 3 alimentadores que estão conectados a 4 transformadores cada um, totalizando 12 transformadores que fornecem energia para 77 barras. Sua rede primária possui alimentação a 13,8kV enquanto a secundária a 220V.

Os transformadores possuem uma potência de 500kVA com configuração Delta-Estrela, conexão em delta para os terminais da rede primária e em estrela para os terminais da rede secundária. Foi assumido que todo o sistema trifásico é equilibrado.

A Figura 6 mostra um diagrama da rede primária, que contém as 3 barras principais A1, A2 e A3, para alimentação dos 12 transformadores, e a subestação de onde se originam os 3 alimentadores principais.

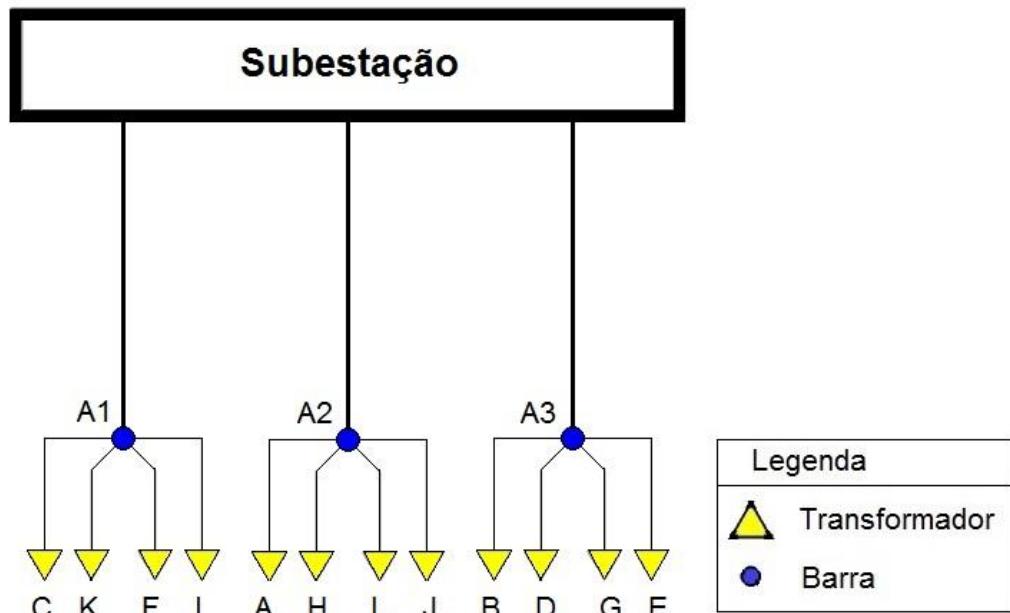


Figura 6: Rede Primária Estudada.

Fonte: Elaborado pelo autor.

A Figura 7 ilustra a topologia da rede secundária de baixa tensão, sendo os triângulos amarelos a representação dos mesmos transformadores da Figura 6 e os círculos azuis as barras de baixa tensão, enumeradas de 1 a 77. As cargas conectadas nas barras e o restante dos dados do sistema estão no capítulo 7.

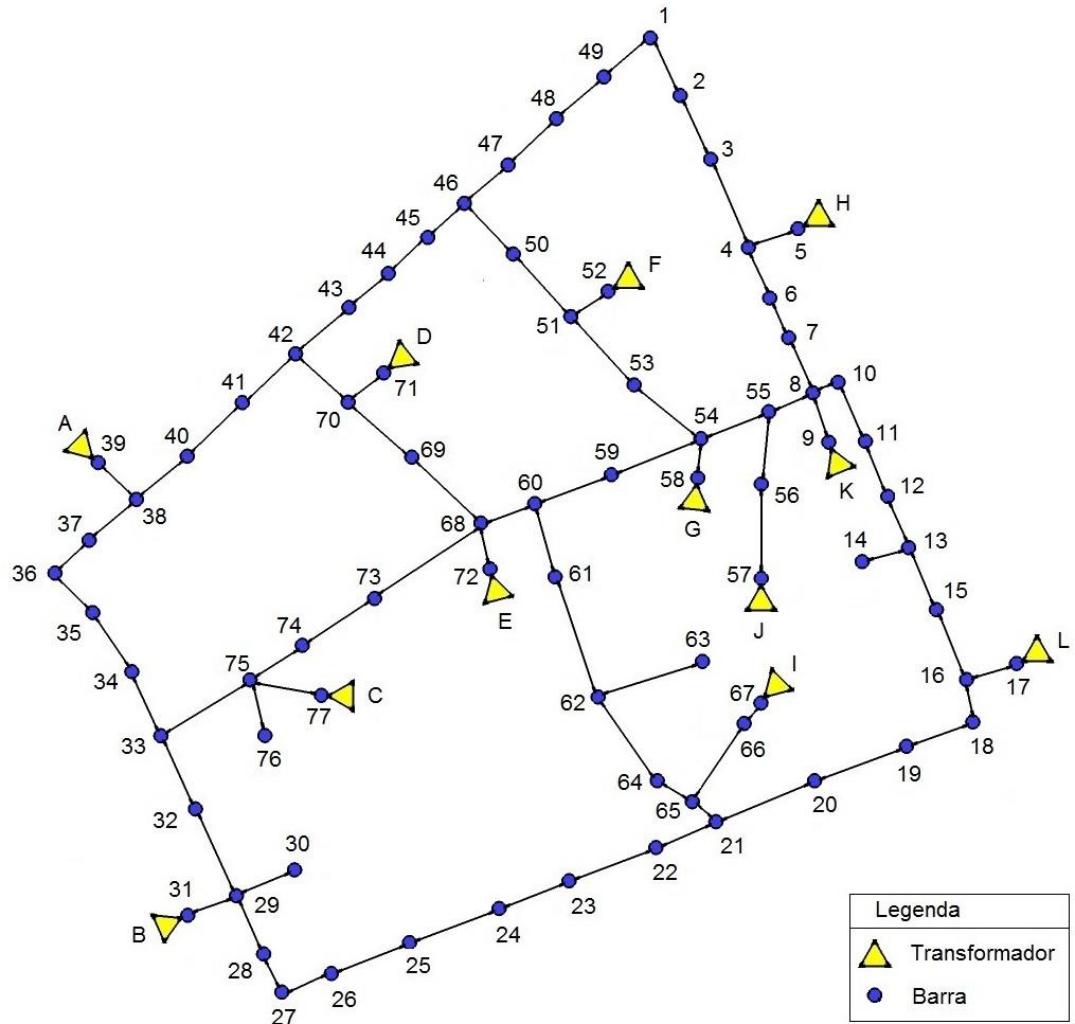


Figura 7: Rede Secundária Estudada.

Fonte: Adaptado de (AZEVEDO, 2010).

Foi realizada uma simulação no software OpenDSS, que será apresentado no capítulo 3.2. Desta forma, possibilitou-se a verificação dos níveis de tensão ao longo da rede, o comportamento dos transformadores e como eles estão alimentando as cargas. A partir dos resultados mostrados na Tabela 1 foi possível observar que os transformadores não estão corretamente balanceados de acordo com as cargas do sistema, já que todos foram admitidos com mesma potência nominal de 500KVA.

A subestação alimenta as três barras do sistema primário, ou seja, sua potência representa a potência ativa total do sistema é de 829,6kW e 942,8KVA de potência aparente se somadas as 3 fases.

Ademais, o sistema está operando corretamente, pois os níveis de tensão estão na faixa de tensão adequada. Pelo Módulo 8 do PRODIST (ANEEL, 2015) a faixa de tensão adequada é de 117V até 133V, a faixa precária é de 110V até 117V e de 133V a 135V, e a

faixa crítica de tensão para valores menores que 110V e maiores que 135V. Todas as cargas estão sendo alimentadas e os transformadores estão com seus fluxos de potência na direção usual, da rede primária para a secundária. Vale lembrar que, como se trata de um sistema trifásico equilibrado na Tabela 1 e nas seguintes estarão apresentados dados somente de uma fase do sistema já que os resultados de cada fase são os mesmos e a única mudança é o ângulo das tensões e correntes que são defasados 120 graus entre cada fase.

Tabela 1: Dados da subestação e transformadores do sistema para carga com 100% da potência nominal.

Dados dos Transformadores e Subestação com cargas funcionando a 100%				
	Pot. Ativa (kW)	Pot. Reativa (kvar)	Tensão (V)	Corrente (A)
Subestação	276,5	149,4	8124,3	38,684
Transformador A	35,3864	16,6026	127,978	303,42
Transformador B	26,9435	12,8342	128,095	231,798
Transformador C	26,2326	11,1673	128,282	221,255
Transformador D	19,1957	14,2083	128,054	185,491
Transformador E	32,138	21,3183	127,699	299,54
Transformador F	12,0218	10,4815	128,351	123,774
Transformador G	17,7675	8,79978	128,302	153,998
Transformador H	12,9447	6,06821	128,512	110,977
Transformador I	14,1355	5,62033	128,564	118,05
Transformador J	13,7363	9,31374	128,363	128,828
Transformador K	33,7578	18,184	127,946	297,565
Transformador L	30,9835	13,6246	128,123	262,739

Fonte: Elaborado pelo Autor.

3.2 OpenDSS

As simulações foram feitas no software OpenDSS do *Electric Power Research Institute* (EPRI), que é um software gratuito com código aberto que realiza simulações de sistemas elétricos de distribuição. No OpenDSS, as análises são feitas no domínio da frequência (estado estacionário senoidal), também podem ser realizados estudos sobre *smart grids*, fontes de energias renováveis, eficiência de energia, fluxo de potência e harmônicos. Ele é utilizado desde 1997 para pesquisas na área de distribuição de energia elétrica, foi criado de forma a ser expansível, assim é atualizado constantemente para permanecer atualizado com as novas tecnologias e necessidades, podendo até ser modificado pelos próprios

usuários. Devido a todas essas vantagens, ele também é utilizado pela ANEEL, como citado na Nota Técnica n° 0057/2014 da ANEEL.

3.3 Métodos Utilizados para Simulações

Inicialmente foi feita uma simulação do sistema com as cargas em suas potências nominais e dessa forma pôde-se ter uma ideia da dimensão da rede e do seu funcionamento. Assim, observaram-se os dados de potência, tensão e corrente dos transformadores da rede e a potência total que a subestação fornece ao sistema. Dessa forma houve um melhor entendimento de como os transformadores estão alimentando as cargas. Como se trata de um sistema reticulado de distribuição não é fácil saber como e quanto cada transformador fornece de energia ao sistema.

Para dar sequência ao estudo foi adicionado geração distribuída a essa rede reticulada, ou seja, conectou-se geradores distribuídos em conjunto com as cargas na rede secundária. Os geradores foram programados da forma em que só fornecem potência ativa. Suas localidades foram obtidas através do comando *distribute* do *OpenDSS* de modo que a cada duas barras houvesse um gerador. Como o sistema é reticulado, a distribuição não foi tão precisa e resultou em 22 geradores.

Para facilitar o estudo nas fases seguintes, foi alocada para as potências dos geradores a mesma potência ativa total das cargas do sistema, 829,5kW para as 3 fases utilizando o mesmo comando anterior. Isso significa que ao somar a potência de todos os geradores tem-se a mesma potência ativa da subestação ao alimentar o sistema, 829,5kW. Assim, quando se utiliza a seguinte linguagem, geração distribuída (GD) a 50%, significa que ao somar todos os geradores a potência será 50% de 829,5kW ou 414,75kW contando as 3 fases e independe da situação da carga, ou seja num caso que a carga esteja a 50% e a geração distribuída também a 50% os geradores serão capazes de alimentar as cargas sem ajuda da subestação, sem levar em consideração as perdas do sistema nem a potência reativa das cargas.

A Figura 8 mostra a localização dos geradores na rede secundária.

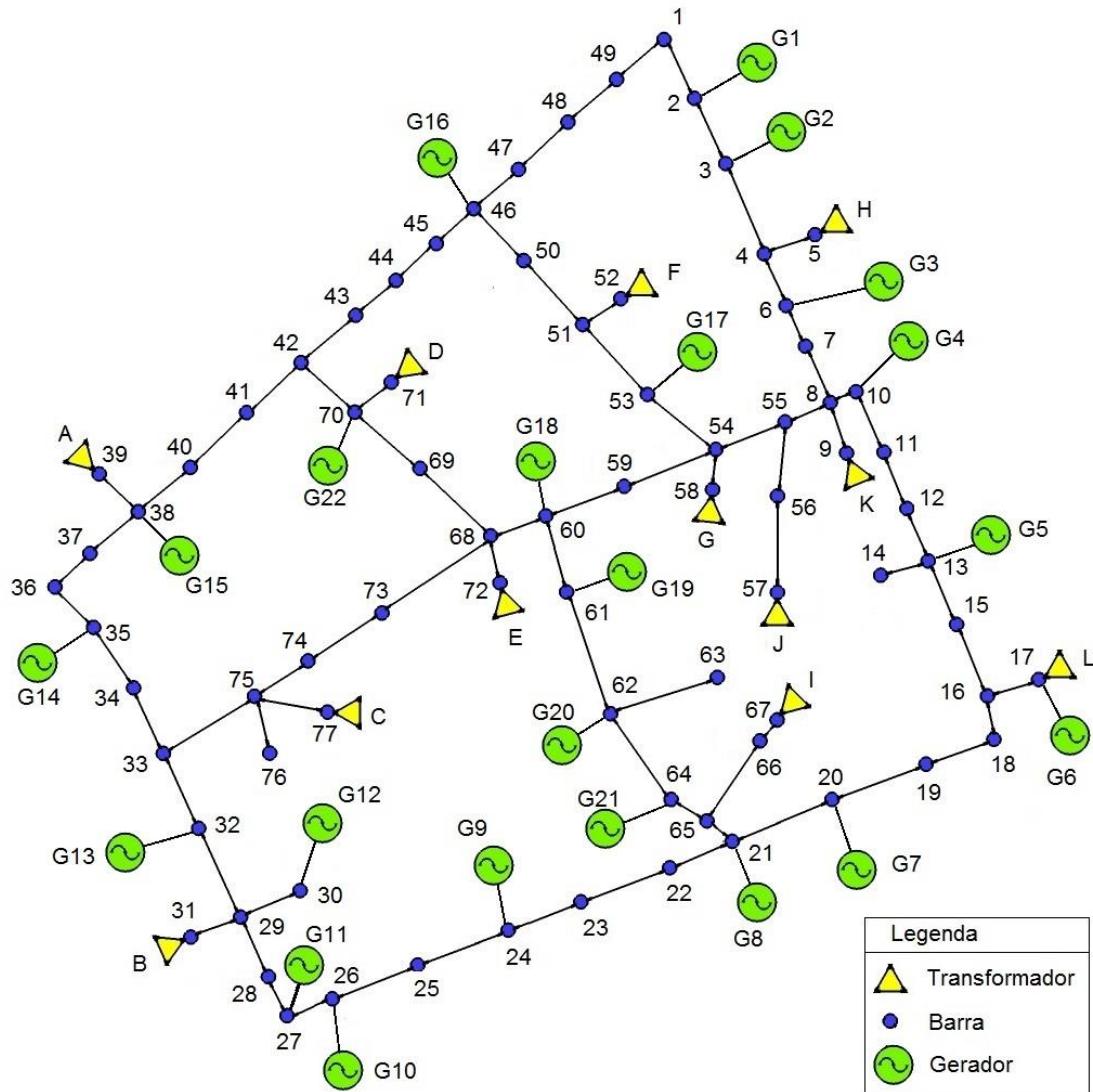


Figura 8: Rede Secundária Estudada com Adição de Geração Distribuída.

Fonte: Adaptado de (AZEVEDO, 2010).

3.3.1 Inversão do Fluxo de Potência

Para a próxima etapa do trabalho procurou-se entender os impactos da adição dos geradores na rede. Para isso, dividiu-se a carga em três situações distintas; carga leve, média e pesada, com respectivamente 50%, 75% e 100% de suas potências nominais. E também foram separados 8 casos de geração. Como não foi especificado o tipo de geração que seria utilizado, como eólica ou solar fotovoltaica, os casos foram escolhidos de forma que contemplassem situações do dia a dia. Assim as seguintes potências foram utilizadas para os geradores, GD a 5%, 10%, 15%, 20%, 30%, 40% e por fim 50% da potência da carga nominal e mais um caso em que os geradores estão desligados. Para

melhorar o entendimento, a Tabela 2 mostra as potências ativas de cada gerador em cada um dos 7 casos, excluindo-se quando não há geração, pois a potência de todos é igual a zero. A última linha corresponde ao valor somado de todos os geradores.

Tabela 2: Valores de potência dos geradores de 5% a 50% da carga nominal do sistema.

Gerador	Potência (kW) a 50%	Potência (kW) a 40%	Potência (kW) a 30%	Potência (kW) a 20%	Potência (kW) a 15%	Potência (kW) a 10%	Potência (kW) a 5%
G1	5,165	4,132	3,099	2,066	1,5495	1,033	0,5165
G2	8,92	7,136	5,352	3,568	2,676	1,784	0,892
G3	27,24	21,792	16,344	10,896	8,172	5,448	2,724
G4	32,88	26,304	19,728	13,152	9,864	6,576	3,288
G5	24,58	19,664	14,748	9,832	7,374	4,916	2,458
G6	37,89	30,312	22,734	15,156	11,367	7,578	3,789
G7	44,15	35,32	26,49	17,66	13,245	8,83	4,415
G8	9,395	7,516	5,637	3,758	2,8185	1,879	0,9395
G9	2,82	2,256	1,692	1,128	0,846	0,564	0,282
G10	1,885	1,508	1,131	0,754	0,5655	0,377	0,1885
G11	10,335	8,268	6,201	4,134	3,1005	2,067	1,0335
G12	4,385	3,508	2,631	1,754	1,3155	0,877	0,4385
G13	31,315	25,052	18,789	12,526	9,3945	6,263	3,1315
G14	17,69	14,152	10,614	7,076	5,307	3,538	1,769
G15	68,105	54,484	40,863	27,242	20,4315	13,621	6,8105
G16	11,9	9,52	7,14	4,76	3,57	2,38	1,19
G17	8,925	7,14	5,355	3,57	2,6775	1,785	0,8925
G18	20,665	16,532	12,399	8,266	6,1995	4,133	2,0665
G19	12,37	9,896	7,422	4,948	3,711	2,474	1,237
G20	0,155	0,124	0,093	0,062	0,0465	0,031	0,0155
G21	6,89	5,512	4,134	2,756	2,067	1,378	0,689
G22	27,085	21,668	16,251	10,834	8,1255	5,417	2,7085
Total	414,745	331,796	248,847	165,898	124,424	82,949	41,475

Fonte: Elaborado pelo Autor.

De início combinou-se as 3 situações de carga com os 8 casos de geração, totalizando 24 cenários a serem analisados. Para esse fim, as simulações foram separadas em 3 partes de acordo com a situação de carga, 8 simulações para cada parte para contemplar todos os casos de geração o que facilita a análise e a comparação dos resultados.

Foi dado foco à análise dos dados de potência ativa e tensão existentes na rede. Assim, foram monitoradas as potências ativas, tensões e correntes de todos os transformadores e as tensões de linha das barras com o intuito de encontrar casos com inversão de fluxo de potência.

Nessa etapa não foi simulado o funcionamento dos protetores de rede. Portanto mesmo que os transformadores sofressem inversão de fluxo de potência tensão, eles não seriam desligados. A etapa seguinte consiste na adição dos protetores de rede no sistema para desligarem os transformadores que tiverem seus fluxos no sentido da rede primária. Dessa forma as simulações da primeira etapa em que forem detectadas inversão de fluxo de potência em algum transformador serão refeitas, mas com estes desligados. Se ao fazer esse procedimento outros transformadores também sofrerem inversão de fluxo a simulação será realizada novamente, desligando estes transformadores, repetindo esse procedimento no caso de reversão de fluxo de potência continuar aparecendo em transformadores ainda ligados.

3.3.2 Proposta de Solução

Como discutido anteriormente os dois principais problemas encontrados foram a inversão do fluxo de potência nos transformadores e o aumento de tensão nas barras. Então procurou-se por uma solução que minimizasse esses problemas ou os impedisse. Porém as soluções encontradas são todas relacionadas em limitar a potência gerada na rede, provenientes de IEEE Standards Coordinating Committee 21 (2011). Neste documento são descritas várias práticas para se evitar a inversão de fluxo de potência com a adição da geração distribuída em redes reticuladas, mas todas seguem o mesmo princípio de limitar a potência gerada, o que na realidade não é uma solução para o problema e sim um modo de evitá-lo. A seguir serão apresentadas brevemente algumas das soluções recomendadas.

A ideia principal é permitir um nível de geração distribuída que ao se conectar na rede não precise de estudos nem de instalação de novos sistemas de proteção, assim recomenda-se a utilizar um valor de geração bem abaixo do valor mínimo anual da carga em questão.

São apresentados dois exemplos retirados de IEEE Standards Coordinating Committee 21 (2011), um para uma rede reticulada e outra para uma rede dedicada. Para a rede reticulada dedicada é estipulado que o valor gerado seja no máximo 1/15 do valor mínimo anual da carga do consumidor, isso também pode ser aplicado para as *grid networks*. Dessa forma a energia gerada é toda consumida no local, o que evita a atuação dos protetores de rede. É importante deixar claro que para redes dedicadas qualquer

potência que não seja utilizado pelo cliente é capaz de ativar os protetores de rede. Se o consumidor da rede dedicada tentar alimentar a rede causará uma inversão de fluxo em pelo menos um dos transformadores.

O segundo exemplo é recomendado para as *grid networks*, utilizando duas restrições principais para consumidores com geradores com capacidade maior que 1kW. A primeira limita os consumidores a geração a 50% de sua carga mínima ou 11kW, se aplicando-se o menor valor. A segunda restrição impede que, se somando todos os geradores da rede reticulada, não se ultrapasse 2% do valor mínimo estimado da rede como um todo. Ao utilizar o valor de 50% da carga mínima há uma pequena possibilidade de algum consumidor alimentar a rede. Porém devido ao valor baixo de potência, as outras cargas do sistema absorverão essa energia, já que a segunda restrição de geração também deve ser obedecida.

Em geral as recomendações impedem que a geração distribuída seja capaz de provocar uma inversão de fluxo de potência em algum transformador da rede independente de como as cargas e geradores estão organizados. Tendo isso em mente, a solução apresentada será realizada com esse mesmo objetivo. Porém, como essa rede está sendo estudada, será procurado um valor da potência gerada que não provoque a atuação dos protetores de rede, mas que seja elevado o suficiente para trazer benefícios à rede. Para isso, será admitido que a rede reticulada deste trabalho possui seu valor mínimo anual de carga de 50% de sua carga máxima. O ponto inicial para se encontrar a solução será o primeiro caso em que se detecte inversão do fluxo de potência. Esse caso terá o menor valor de carga e de geração em relação aos outros casos de inversão de fluxo de potência. A partir disso, será mantido o mesmo valor das cargas e será reduzida a quantidade de potência ativa gerada até que a inversão de fluxo não ocorra mais. Ao encontrar esse valor máximo de geração distribuída que não ocasiona a atuação de nenhum protetor de rede no sistema novas simulações serão realizadas com todas as 3 situações de carga a fim de se verificar os impactos que os geradores distribuídos causam na rede

4. Resultados

Nesse capítulo serão apresentados e discutidos os resultados obtidos através das simulações explicadas no capítulo anterior, e será dividido em três partes, a primeira etapa em que não foram implementados o funcionamento dos protetores de rede, segunda etapa com os protetores e a terceira sobre a solução.

4.1 Primeira Etapa

Na primeira etapa das simulações combinaram-se os 8 casos dos geradores (um deles com os geradores desligados) com as três situações de carga, obtendo 24 cenários a serem simulados. Foram obtidos três gráficos de tensão e três gráficos das potências dos transformadores. Cada gráfico ilustra uma situação da carga com as 8 variações de geração distribuída. Nessa etapa ainda não foram utilizados os protetores de rede, assim mesmo se houver inversão de fluxo de potência os transformadores continuarão conectados à rede.

A Figura 9, Figura 10 e Figura 11 mostram o comportamento das tensões de linha do sistema com a variação da potência ativa da geração distribuída. A Figura 9 mostra um gráfico das tensões de todas as barras do sistema quando suas cargas estão funcionando a 50% do valor máximo. Há 8 linhas no gráfico, cada uma representa um valor distinto de geração distribuída, desde com os geradores desligados até sua potência ativa atingir 50% do valor máximo das cargas. Nesse momento em que as cargas e a geração estão a 50%, idealmente a geração distribuída pode suprir todas as cargas do sistema sem ajuda da subestação. Para a Figura 10 e Figura 11 segue-se o mesmo princípio, porém com as cargas funcionando a 75% e 100% de seu valor máximo, respectivamente. Inicialmente já é possível perceber na Figura 9, Figura 10 e Figura 11 qual é o impacto da geração distribuída nas tensões do sistema, a elevação das tensões. Os três gráficos apresentam o mesmo comportamento, o aumento da GD, causa um aumento das tensões do sistema.

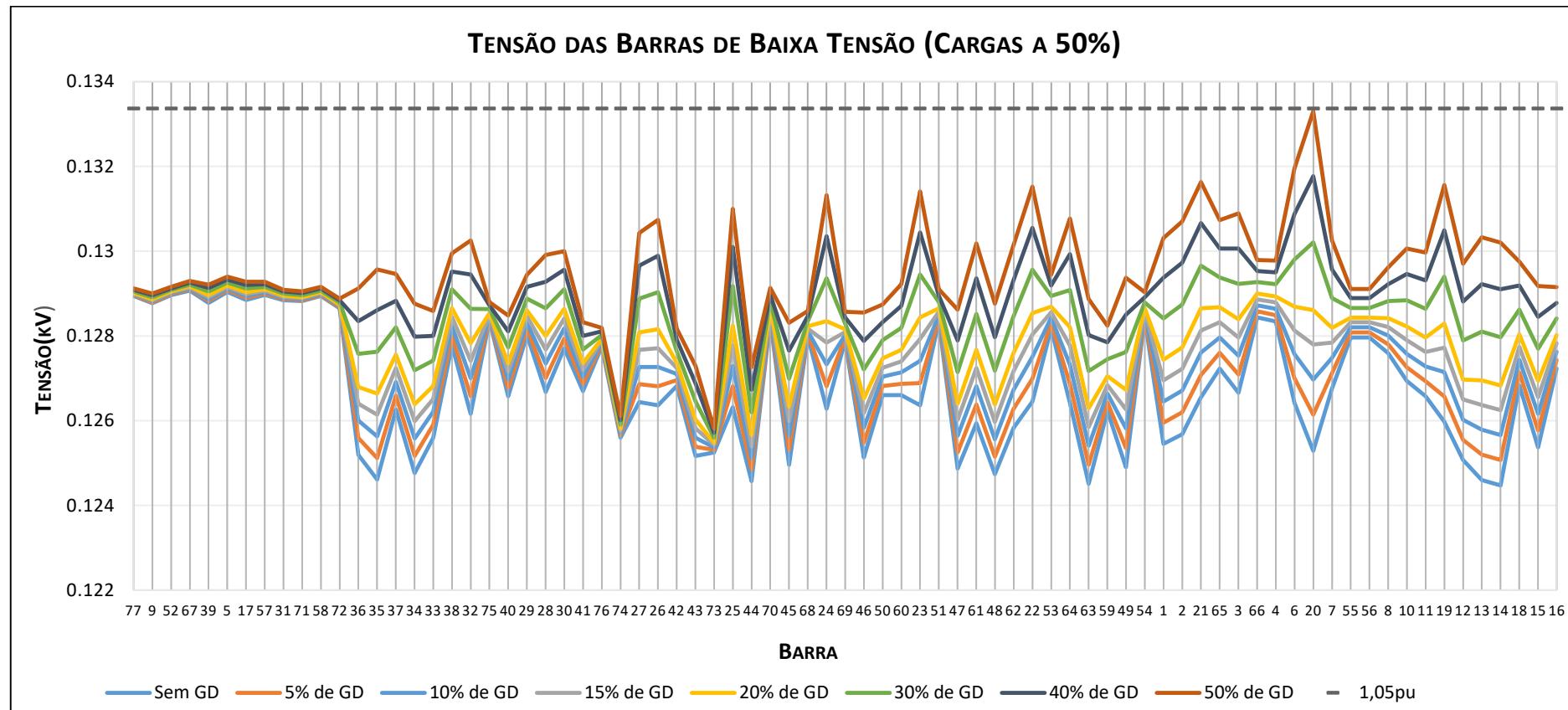


Figura 9: Gráfico das tensões das barras da rede secundária ao variar a geração distribuída quando as cargas do sistema estão a 50%.

Fonte: Elaborado pelo Autor.

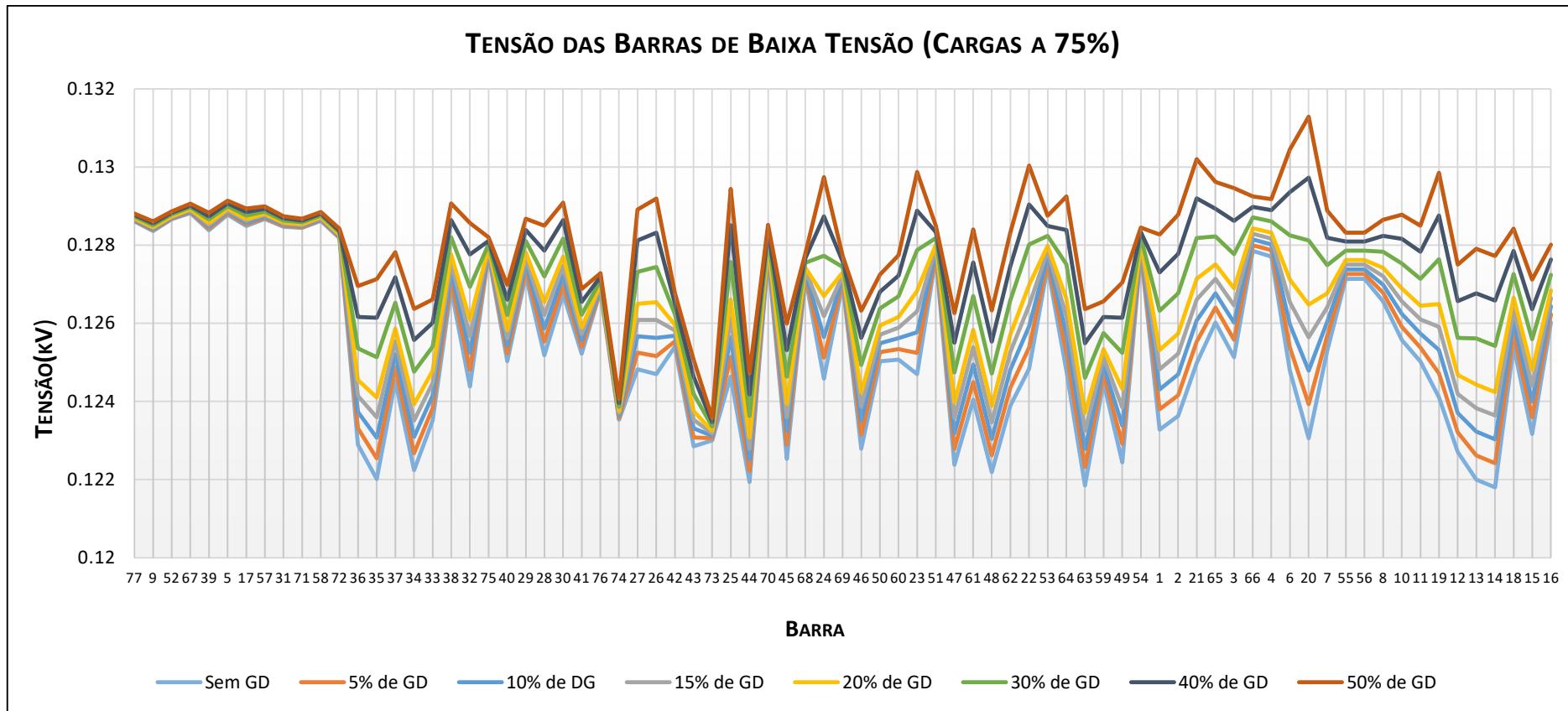


Figura 10: Gráfico das tensões das barras da rede secundária ao variar a geração distribuída quando as cargas do sistema estão a 75%.

Fonte: Elaborado pelo Autor.

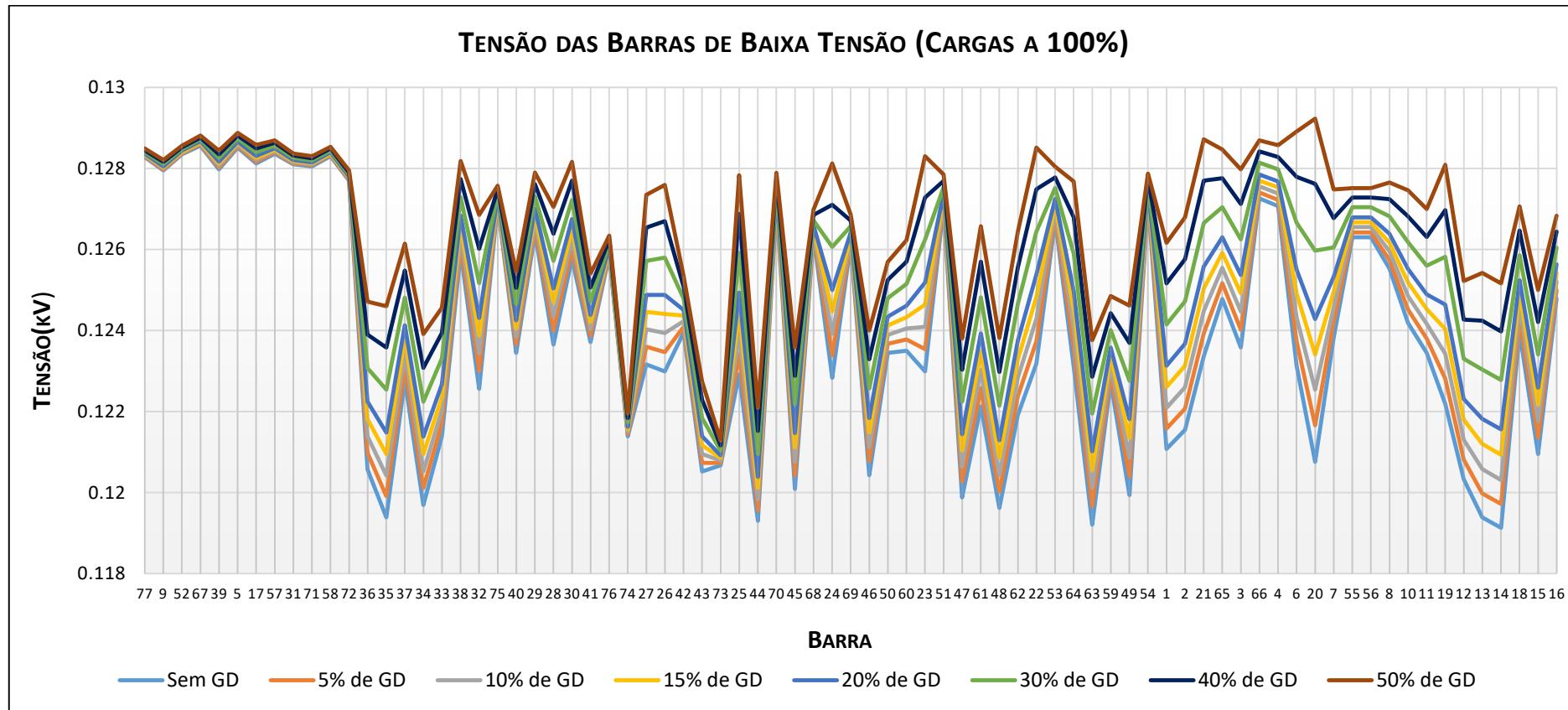


Figura 11: Gráfico das tensões das barras da rede secundária ao variar a geração distribuída quando as cargas do sistema estão a 100%.

Fonte: Elaborado pelo Autor.

As primeiras barras, 77, 9, 52, 67, 39, 5, 17, 57, 31, 71, 58 e 72 dos três gráficos da Figura 10, Figura 11 e Figura 12 são as barras em que estão conectados os transformadores, por isso se mantêm estáveis independentemente da geração distribuída. A situação da barra 20 pode se tornar um problema em níveis mais altos que os simulados de GD. Um dos geradores foi conectado a essa barra e provavelmente sua potência ativa é muito mais alta que as potências ativas das cargas conectadas nessa barra e nas próximas, o que elevou a tensão de forma mais acentuada que nas outras barras.

No gráfico da Figura 9, em que a carga e a geração distribuída estão a 50%, a tensão de linha chega a valores no limite do aceitável, de 1,05pu ou 133V nesse caso. Ao se analisar somente a tensão em todos os casos, os limites de tensão estão todos dentro dos padrões permitidos pela ANEEL. Há vários pontos de grande variação, como picos e vales, isso se explica devido a localidade dos geradores e a magnitude das cargas conectadas as barras. A maior parte dos picos são barras em que foram conectados os geradores e os vales as barras mais distantes de transformadores ou geradores.

Na Figura 10 e Figura 11 percebem-se pontos positivos a introdução da geração distribuída no sistema. Nos casos em que não há geração observa-se que há algumas barras com valores de tensão relativamente baixos, perto de 120V. Porém, ainda está dentro da faixa adequada de tensão. Com a introdução dos geradores esse valor se aproxima dos 127V ou 1pu, o que melhora a qualidade da energia entregue aos consumidores, já que a elevação da tensão reduz o valor da corrente quando as cargas têm potências constantes. Ao comparar o caso em que não há geração distribuída e a carga está funcionando a 100% com a mesma situação da carga, mas com a potência gerada de 50%, há uma redução de mais de 50% das perdas, de 33,6kW e 20,6kvar para 15,9kW e 9kvar. Em um primeiro momento vê-se que há a necessidade de controle da quantidade de potência gerada para encontrar um equilíbrio de forma que não seja prejudicial ao sistema e ao mesmo tempo possa trazer benefícios ao mesmo como os citados acima.

Analizar as tensões da rede não é suficiente para uma conclusão sólida, dessa maneira seguiu-se para um estudo sobre o fluxo de potência. Para esse fim, os transformadores do sistema foram monitorados de modo que foi observada a potência ativa, tensão e corrente em cada um deles em todos os 24 cenários. De todos os cenários apenas 5 mostraram irregularidade nos resultados. Os valores de potência ativa apresentados em alguns transformadores foram negativos, ou seja, houve inversão de fluxo de potência. Isso ocorreu porque os geradores instalados na rede produziram mais energia que as cargas locais podiam consumir e então essa energia passou a fluir da rede secundária para a rede primária através de um transformador, o que não é desejável. Isso causa a atuação dos protetores de rede que isola o transformador do sistema impedindo que o fluxo de potência

prossiga para a média tensão. Vale lembrar que nessa primeira etapa de simulações não foi implementado o comportamento do protetor de rede, portanto os transformadores nos quais sofreram inversão de fluxo não foram desligados, permitindo descobrir quanto da potência ativa estava alimentando a rede primária.

A seguir serão apresentados os resultados dos transformadores dessas simulações.

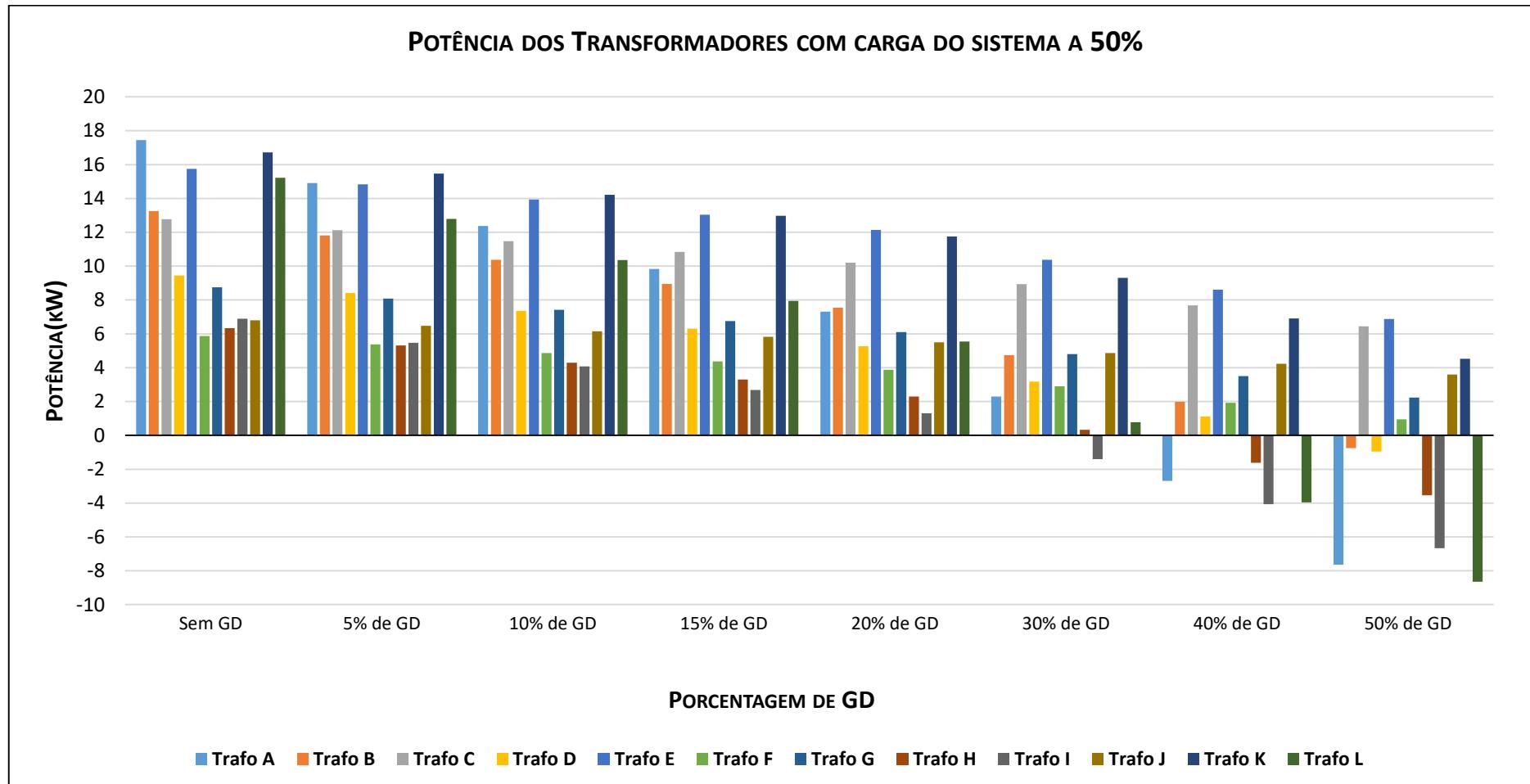


Figura 12: Gráfico de barras das potências dos geradores do sistema com cargas a 50%.

Fonte: Elaborado pelo Autor.

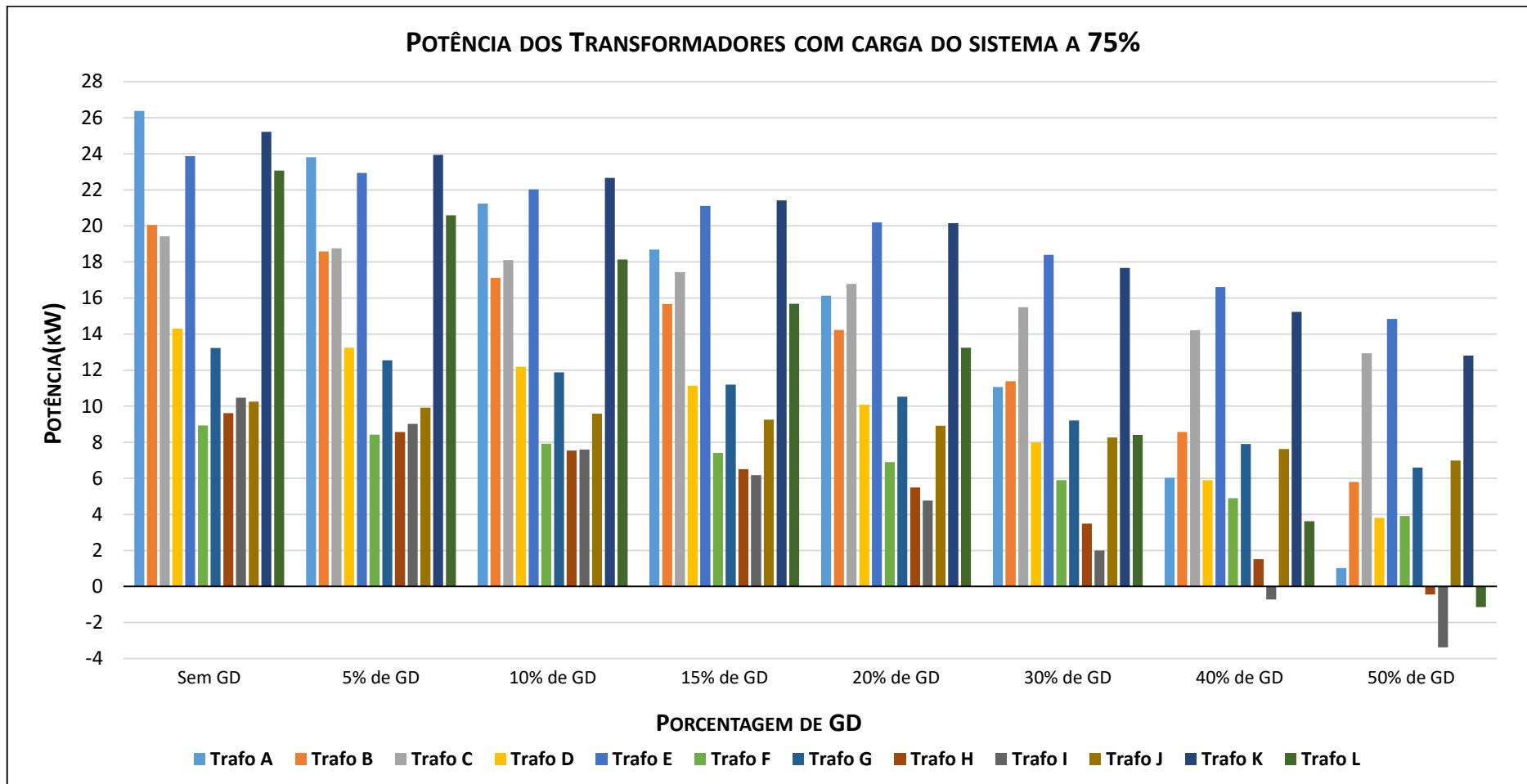


Figura 13: Gráfico de barras das potências dos geradores do sistema com cargas a 75%.

Fonte: Elaborado pelo Autor.

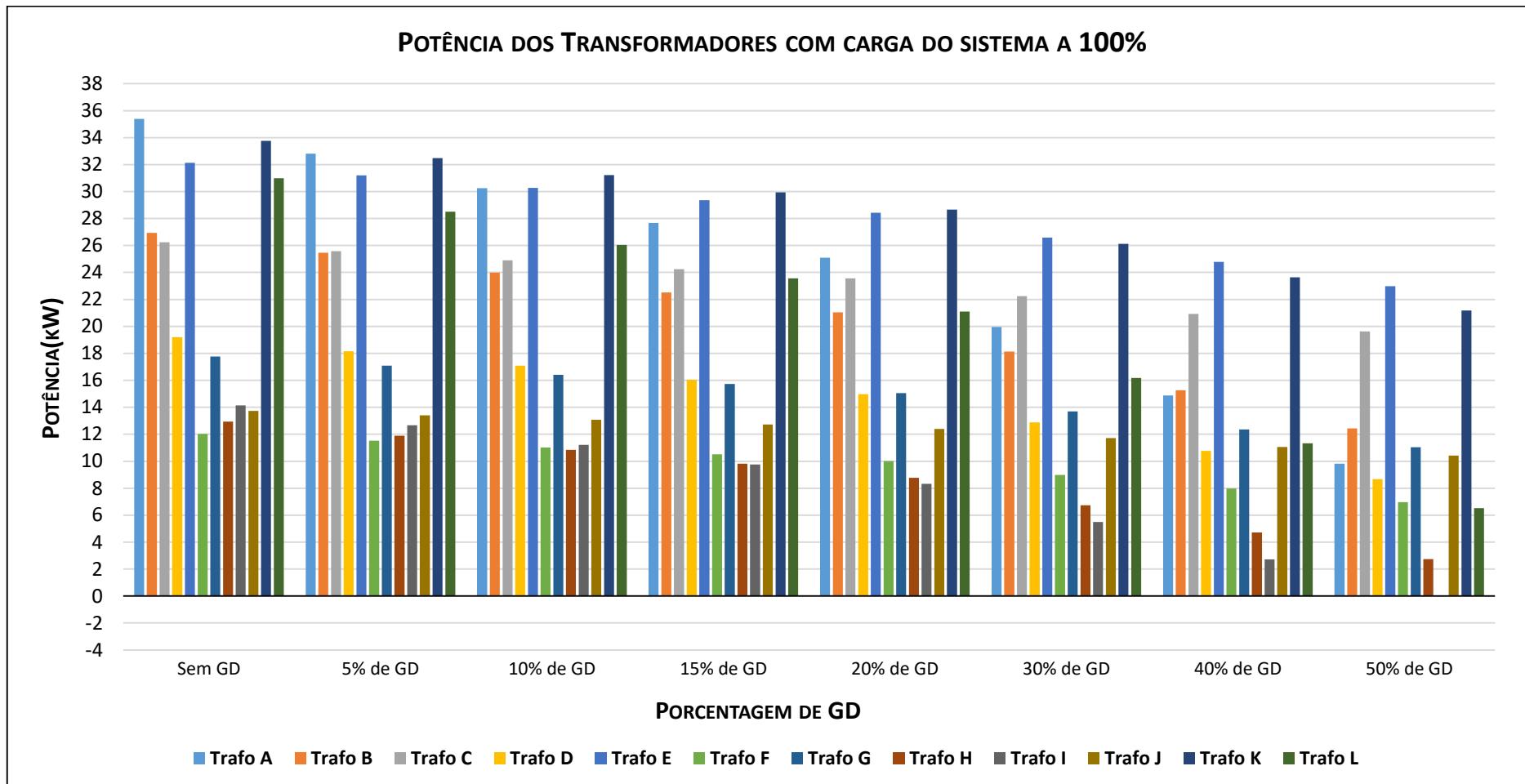


Figura 14: Gráfico de barras das potências dos geradores do sistema com cargas a 100%.

Fonte: Elaborado pelo Autor.

A Figura 12, Figura 13 e Figura 14, ilustram os resultados das simulações de maneira similar a Figura 9, Figura 10 e Figura 11. São três situações de carga e para cada uma delas foram feitas simulações com todas as variações de GD. Porém desta vez os dados apresentados são os de potência ativa. Valores positivos demonstram a potência ativa fluindo da rede primária para a secundária e valores negativos representam uma inversão do fluxo de potência.

Observando-se a Figura 12, Figura 13 e Figura 14 pode-se notar que a primeira inversão de fluxo de potência é detectada quando a geração distribuída atinge 30% do valor da carga máxima do sistema e as cargas estão a 50%, dessa forma aproximadamente 60% da potência das cargas nesse cenário estavam sendo alimentadas pelos geradores da rede secundária. O problema é a inversão de fluxo mostrada na Figura 12 quando a barra cinza do transformador I se torna negativa. Pode ser observado que em todos os outros casos de inversão o transformador I está sofrendo reversão do fluxo de potência, o que pode ser explicado pelos quatro geradores, G7, G8, G20 e G21, que estão nas proximidades do transformador I. Além disso, as cargas conectadas as barras próximas também são pequenas ou nulas. Somando-se as cargas das barras, 20, 21, 22, 65, 66, 67, 64, e 62 totaliza-se 24,05kW (48,1kW quando 100%) enquanto os geradores fornecem 60,55kW (121,1kW quando 100%). Com isso pode-se concluir que a região do transformador I é a mais crítica do sistema e ele é o mais sensível aos efeitos da geração distribuída. Essa situação causou que 1,4kW fluíssem em direção à média tensão, o que não pode ser tolerado. Limitando-se ainda aos resultados com as cargas a 50%, quando se utilizou uma geração de 40% o problema se agrava havendo 4 transformadores com inversão de fluxo: os transformadores A, H, I e L.

O pior caso ocorre quando as cargas e geração estão a 50%, sendo que 6 transformadores estão recebendo energia do lado de baixa tensão (transformadores A, B, D, H, I e L). Deve-se ficar atento a esse caso especial devido ao grande número de transformadores operando de forma incorreta (metade dos transformadores do sistema). A atuação dos protetores de rede pode resultar no desligamento dos demais transformadores da rede e comprometer o bom funcionamento da rede reticulada como um todo.

Na segunda situação da carga, 75%, os resultados não foram tão alarmantes quanto os anteriores. Com a geração distribuída a 40% só o transformador I opera com inversão de fluxo e com GD a 50% os transformadores H, I e L. Já para as simulações em que as cargas estavam funcionando a 100% houve uma inversão de apenas 0,003kW no transformador I. Apesar do valor quase irrisório, deve-se levar em conta que esse é o valor que está indo em direção à rede primária e não o valor que a rede secundária está alimentando. Portanto deve-se somar as perdas do transformador ao valor de 0,003kW. Em um primeiro momento

pode-se concluir que a relação entre potência gerada e cargas nas proximidades dos transformadores é importante para a atuação dos protetores de rede. Os transformadores que estavam alimentando cargas com potências maiores ou similares à potência gerada ao seu redor não obtiveram tantos problemas quanto a direção do fluxo.

4.2 Segunda Etapa

Para continuar o estudo foram feitas mais simulações para os casos que houveram transformadores operando incorretamente. Porém, nessa etapa serão simulados também os protetores de rede. Dessa forma quando for detectada a inversão de fluxo, a simulação será refeita com os transformadores em questão desligados, e se ao fazer esse procedimento mais transformadores sofram uma inversão de fluxo de potência, as simulações serão novamente refeitas desligando-se esses transformadores também. Este processo se repetirá até que nenhum transformador esteja fornecendo energia para a rede primária. Serão apresentados os resultados de tensão das barras e potência ativa dos transformadores de todos os 6 casos em que foram detectados inversão do fluxo de potência.

A Figura 15 e Figura 16 mostram os resultados da atuação de um protetor de rede no transformador I, quando o sistema está com as cargas a 50% e geração distribuída a 30%. No gráfico da Figura 15, fica claro que os transformadores H e L estão com a potência ativa muito baixa, e caso aumente a geração podem ser os próximos a sofrerem reversão de fluxo de potência. No gráfico de tensão da Figura 16 é mostrado um comparativo com a situação atual com uma mesma situação de carga, porém sem GD. Houve um aumento de tensão, mas esta ainda se manteve dentro dos valores adequados de tensão (Entre 117V e 133V) designados pela ANEEL. Outra informação relevante é sobre as perdas do sistema, antes da implantação dos geradores havia uma perda de 8kW, já com os geradores as perdas caíram em 50%, para 4kW.

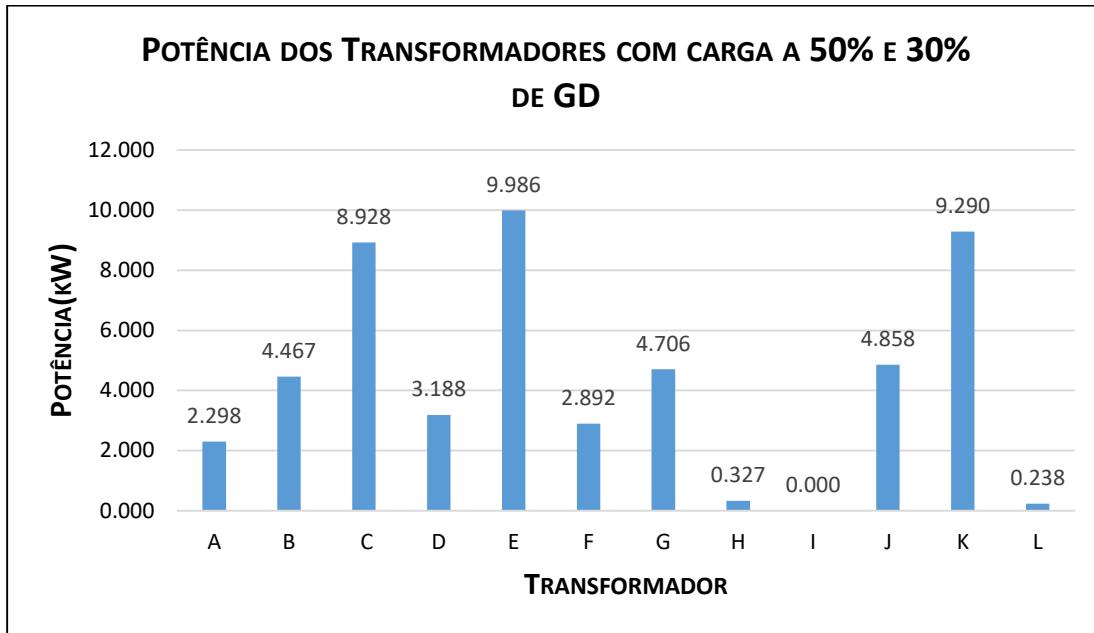


Figura 15: Gráfico das potências dos transformadores, cargas a 50% e GD a 30% com a atuação dos protetores de rede.

Fonte: Elaborado pelo Autor.

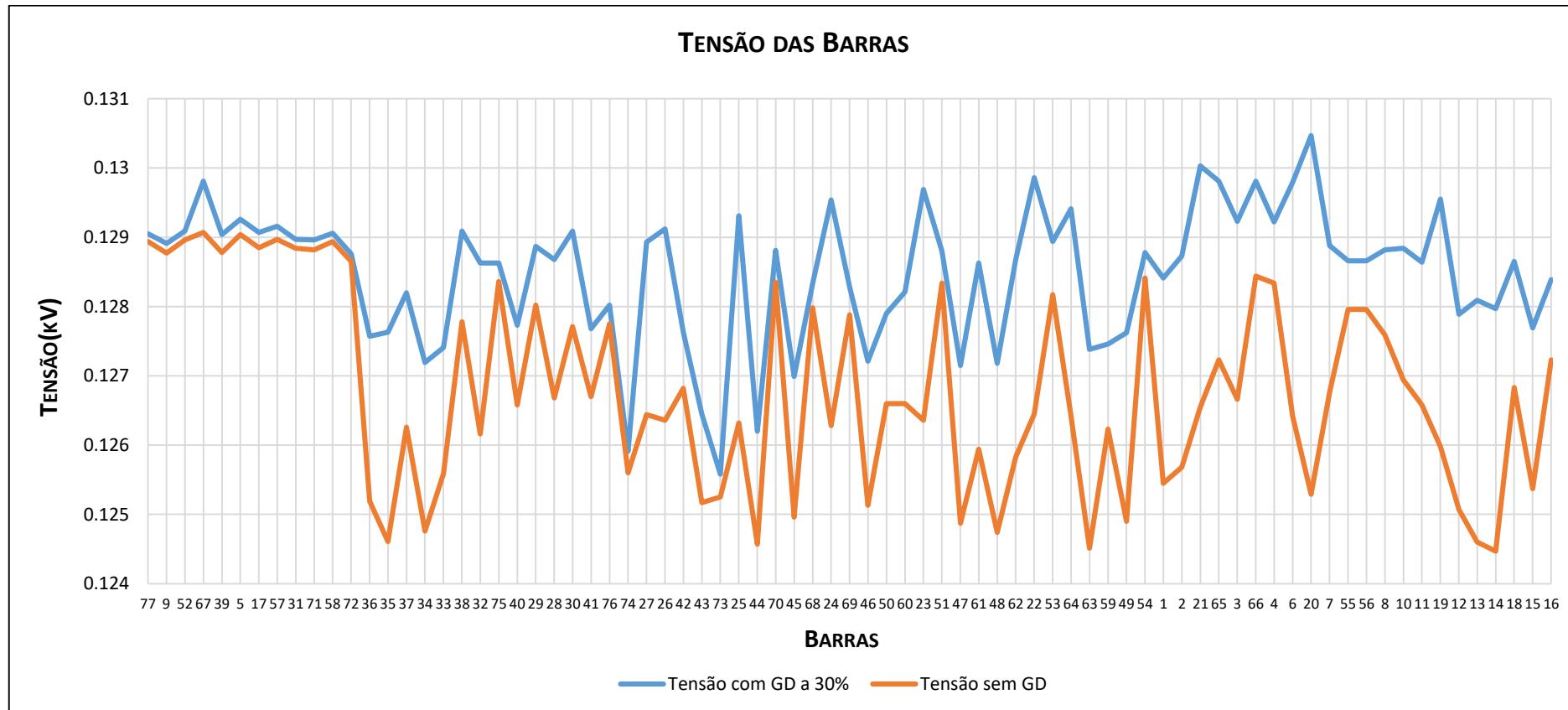


Figura 16: Gráfico das tensões do sistema com carga a 50% e GD a 30% com atuação dos protetores de rede.

Fonte: Elaborado pelo Autor.

O próximo caso a ser apresentado é o de carga a 50% e GD a 40%. Neste caso houve atuação dos protetores nos transformadores A, H, I e L. A Figura 17 e Figura 18 mostram respectivamente as potências ativas e tensões obtidas.

Seguindo a mesma análise anterior é possível afirmar que os transformadores B e D estão prestes a sofrerem inversão de fluxo de potência no caso que a geração distribuída aumente um pouco. Ao analisar as tensões é possível perceber existem problemas, pois há 5 valores que ultrapassam 133V (1,05pu), mostrado pela linha tracejada da Figura 18. Ao desligar os transformadores a tensão em suas barras, que era mantida próxima de 129V, muda. Causando um aumento significativo das tensões das barras 67 e 17, mais especificamente na barra 67 a tensão chega a 133,5V ultrapassando a tolerância de 5%. É interessante notar que as tensões como um todo aumentaram em relação ao caso anterior, e que as perdas aumentaram em relação ao sistema sem geração distribuída, foram para 9kW. O aumento de tensão se deve ao acréscimo na geração distribuída. As perdas também aumentaram porque mais transformadores foram desligados, elevando o carregamento dos outros transformadores em relação à potência reativa.

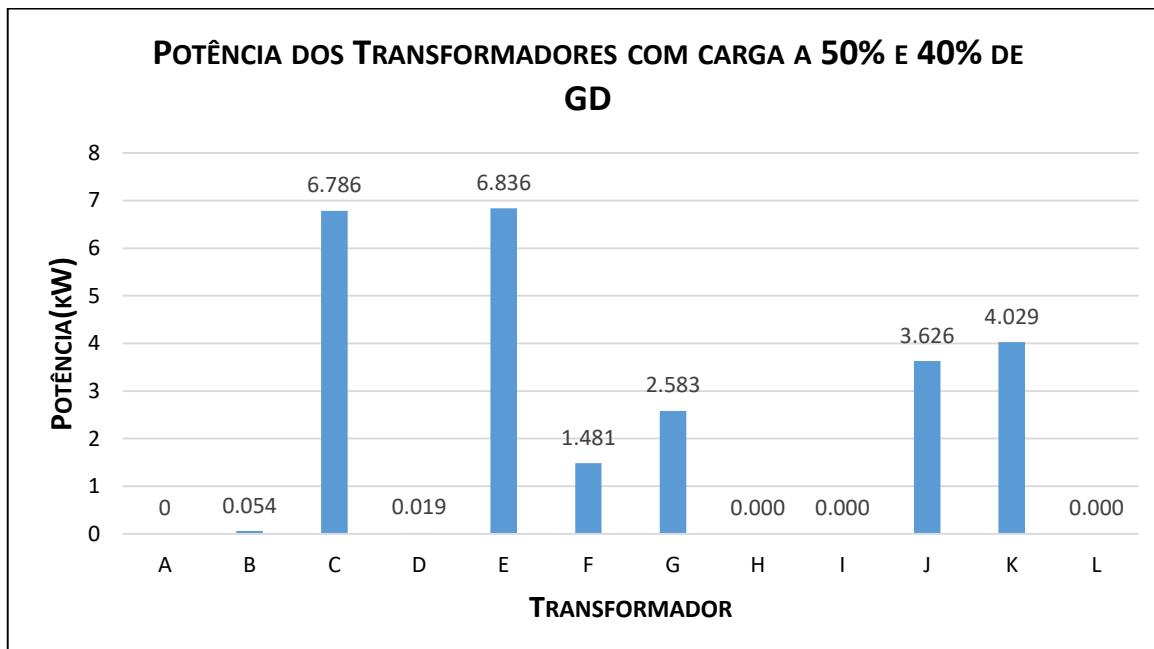


Figura 17: Gráfico das potências dos Transformadores, cargas a 50% e GD a 40% com a atuação dos protetores de rede.

Fonte: Elaborado pelo Autor.

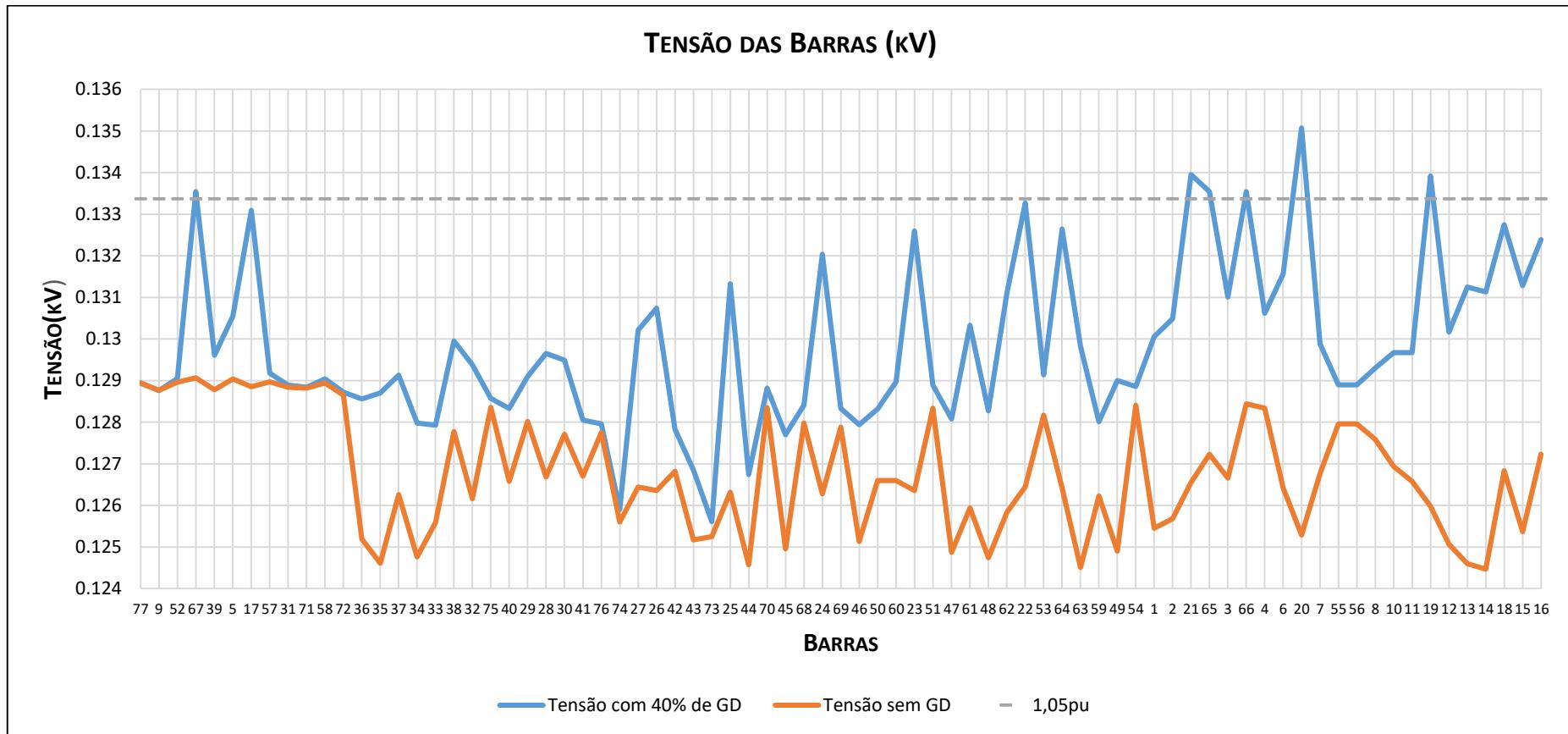


Figura 18: Gráfico das tensões do sistema com carga a 50% e GD a 40% com atuação dos protetores de rede.

Fonte: Elaborado pelo Autor.

O terceiro caso estudado se tornou o mais preocupante, pois na primeira simulação que se desligou os transformadores que sofreram inversão de fluxo de potência (A, B, D, H, I e L) quando se tinha as cargas e geração distribuída a 50%, outros dois transformadores (F e K) sofreram também inversão do fluxo de potência. Então esses dois transformadores também foram desligados e a simulação refeita, novamente houve outra inversão, seguindo o mesmo procedimento o sistema se estabilizou na terceira tentativa. Para facilitar a exposição dos dados, essas 3 iterações citadas foram postas no mesmo gráfico da Figura 19 e chamadas de iteração 1, 2 e 3, sendo a iteração 1 a simulação em que foram desligados os transformadores A, B, D, H, I e L; a iteração 2 quando se adicionou à lista de transformadores desligados os transformadores F e K; e a iteração 3 quando se desligou também o transformador G restando só os transformadores C, E e J.

Na Figura 20 são apresentadas as potências ativas dos transformadores nas 3 iterações, sendo os valores negativos a potência ativa que flui da rede secundária para a primária. É fácil notar que a potência ativa dos transformadores restantes é bem baixa. Estes três transformadores ainda em funcionamento (C, E e J) estão alimentando o sistema com toda potência reativa necessária já que os geradores só geram potência ativa. As correntes que passam através destes transformadores se elevaram significativamente conforme os outros transformadores foram sendo desligados, o transformador J por exemplo teve sua corrente elevada de 59,1A na iteração 1 para 201,9A na iteração 3. Isso fez com que as perdas se elevassem ainda mais, totalizando 26kW. Outro motivo para isso é que ao desligar os transformadores limitam-se os possíveis caminhos do fluxo de potência para as cargas trazendo um maior carregamento das linhas e causando mais perdas.

A Figura 19 ilustra as tensões das barras do sistema da mesma maneira que os gráficos anteriores, porém com a inclusão das 3 iterações. É difícil de visualizar as diferenças dessas três situações, porque os valores de tensão são muito parecidos, e se sobreponem. Está bem evidente que ao utilizar 50% de GD, a tensão do sistema sofre uma elevação muito grande e pelos valores apresentados de até 10% que o valor nominal, elas são prejudiciais para o sistema podendo danificar os equipamentos dos consumidores. Ao comparar os valores sem a geração distribuída com os valores finais com 50% de GD há variações de até 15V como na barra 20, uma variação dessa magnitude é inaceitável, porque extrapola os níveis de tensão permitidos pela ANEEL. Essa variação de 15V elevou a tensão para 140V, que está dentro da faixa crítica de tensão. Até agora essa foi a pior situação estudada. É perceptível que o sistema não está preparado para receber uma potência de geração tão alta sem causar problemas.

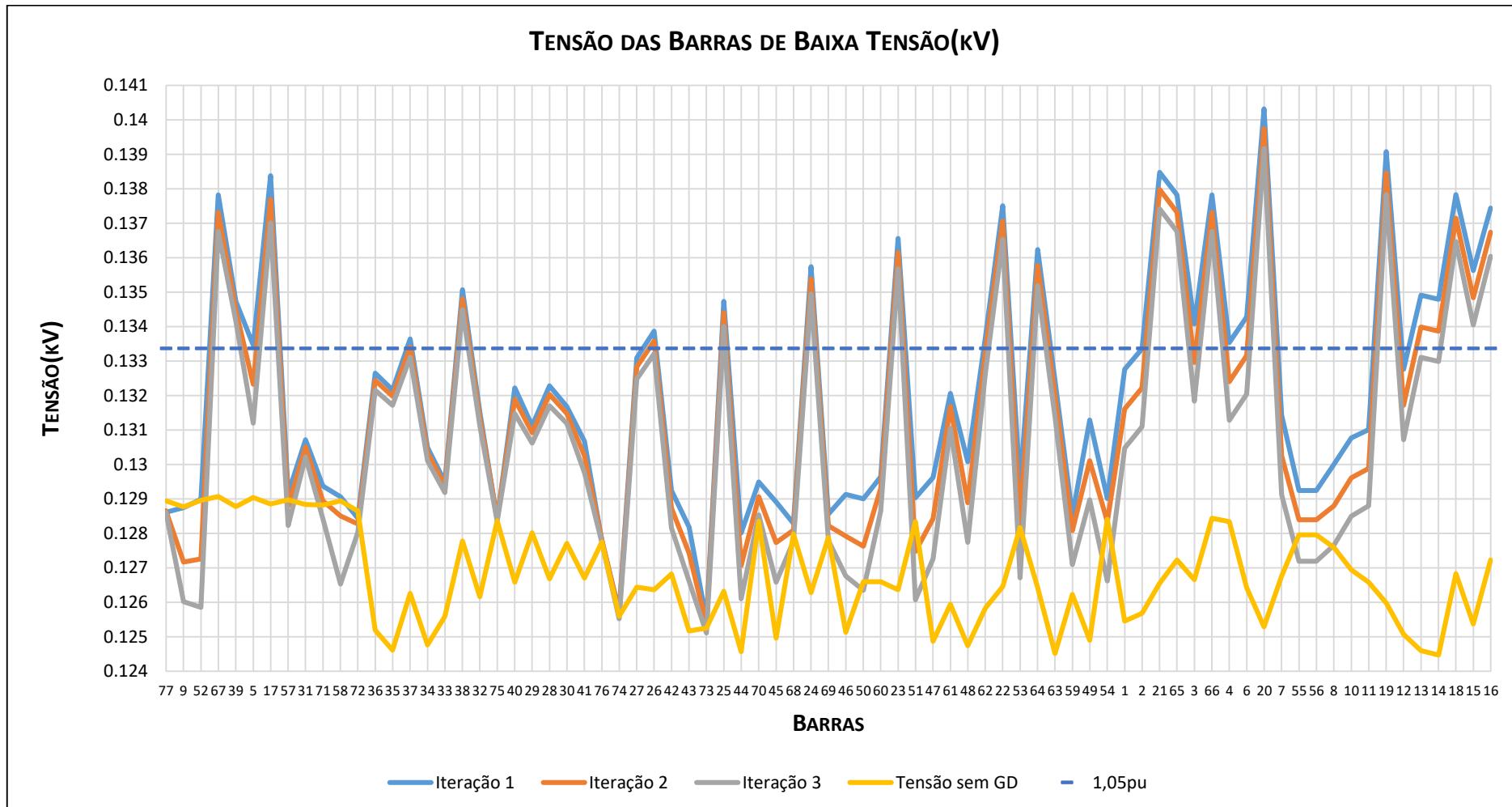


Figura 19: Gráfico das tensões do sistema com carga a 50% e GD a 50% com atuação dos protetores de rede.

Fonte: Elaborado pelo Autor.

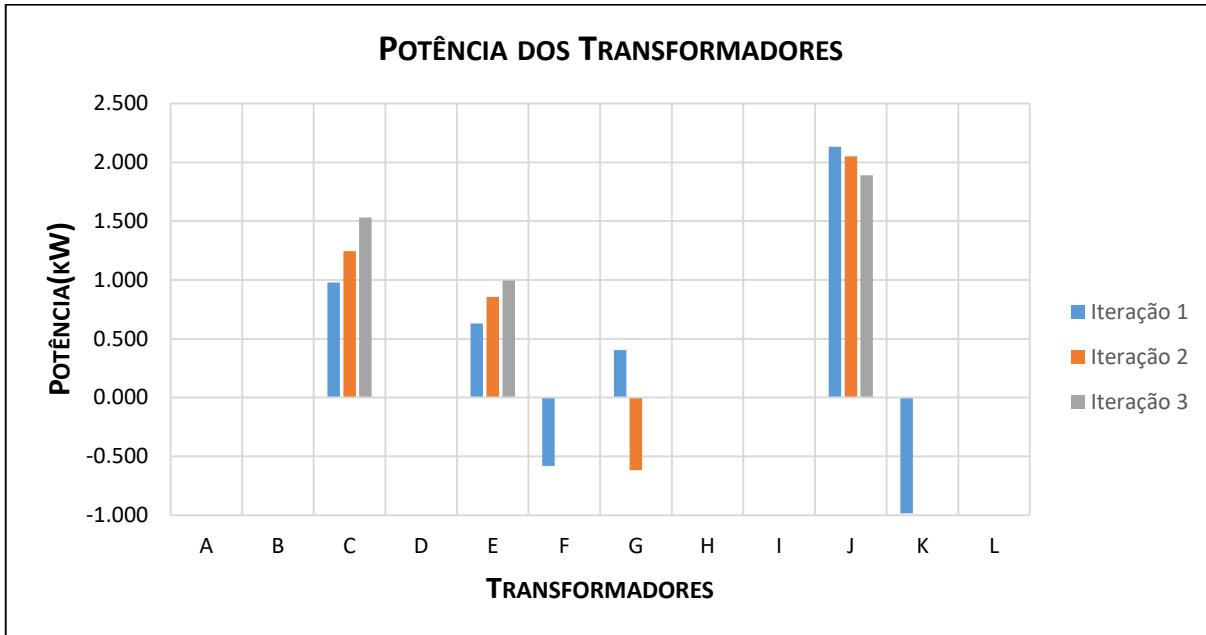


Figura 20: Gráfico das potências dos Transformadores, cargas a 50% e GD a 50% com a atuação dos protetores de rede

Fonte: Elaborado pelo Autor

Na simulação com 75% de carga e 40% de geração distribuída foram observados menos impactos negativos em relação à anterior. Nesse caso somente o transformador I foi desligado. Se comparar esses resultados com o primeiro caso, mostrados na Figura 15 e Figura 16, há uma certa semelhança tanto nos gráficos de potência ativa quanto nos de tensão. Já é possível perceber que valores muito altos de geração trazem impactos negativos enquanto valores mais modestos se tornam benéficos. Apesar da atuação de um protetor de rede, a Figura 21 mostra claramente que a geração distribuída contribuiu com uma nivelação das tensões ao longo das barras, os picos e vales são menos frequentes e de menor intensidade e também aproxima as tensões do valor nominal. Outro ponto positivo foi a redução das perdas em torno de 50%, pois sem a geração distribuída havia uma perda de 18,4kW e ao utilizar 40% de GD as perdas caíram para 9kW.

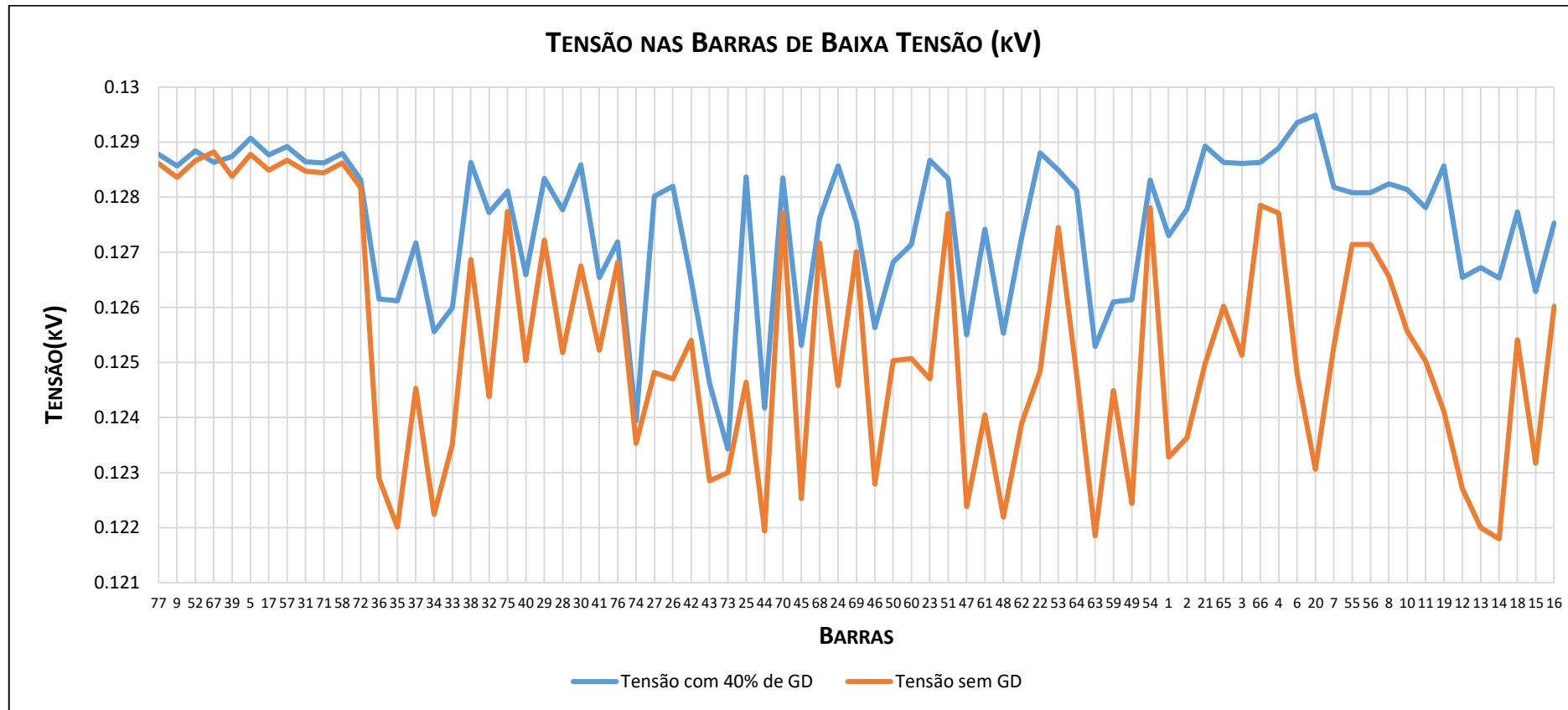


Figura 21: Gráfico das tensões do sistema com carga a 75% e GD a 40% com atuação dos protetores de rede.

Fonte: Elaborado pelo Autor.

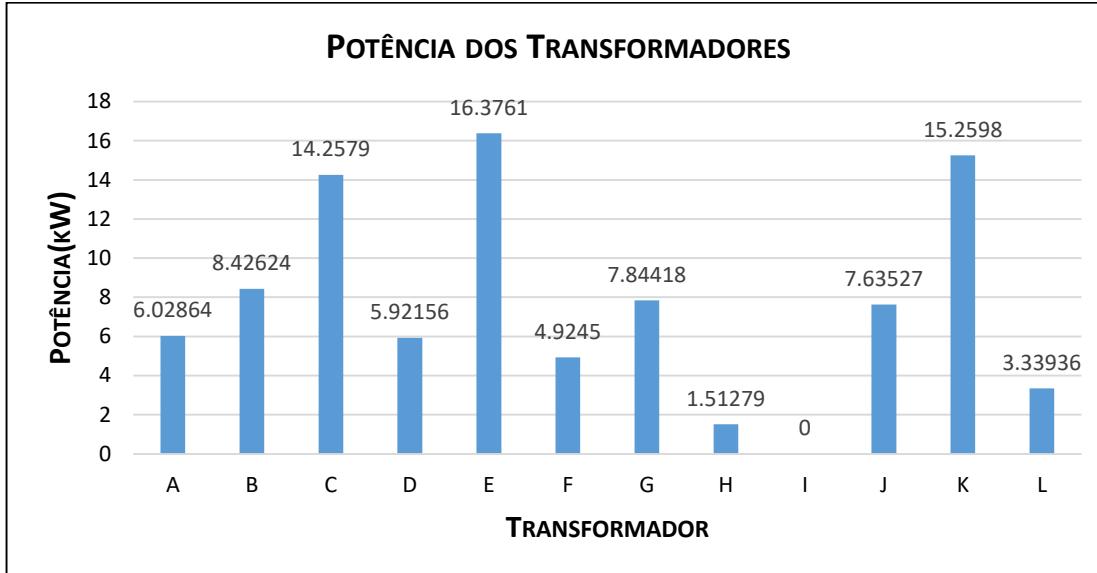


Figura 22: Gráfico das potências dos Transformadores, cargas a 75% e GD a 40% com a atuação dos protetores de rede.

Fonte: Elaborado pelo Autor.

Para o caso seguinte manteve-se o valor da carga em 75% e elevou-se o valor da geração para 50%, a Figura 23 e Figura 24 mostram respectivamente, os resultados de potência ativa e tensão dessa simulação. Houve a atuação de 3 protetores de rede desligando os transformadores H, I e L. Nessa situação os benefícios já começam a diminuir, o aumento de tensão é mais acentuado, ficando mais próximo do limite aceitável. E as perdas não são pequenas quanto no caso anterior. Estas agora são de 13,8kW.

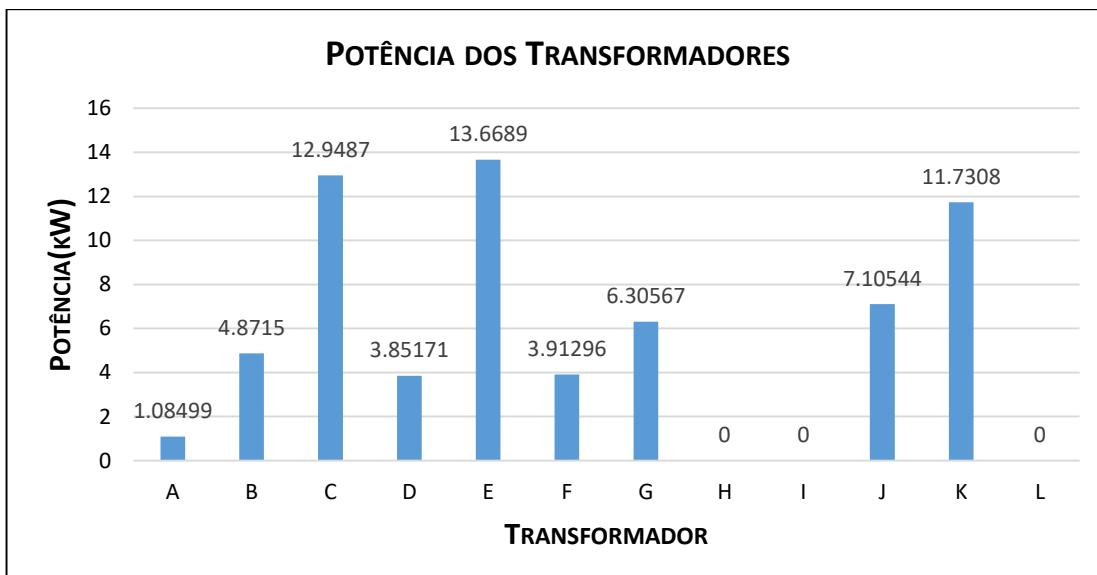


Figura 23: Gráfico das potências dos Transformadores, cargas a 75% e GD a 50% com a atuação dos protetores de rede.

Fonte: Elaborado pelo Autor.

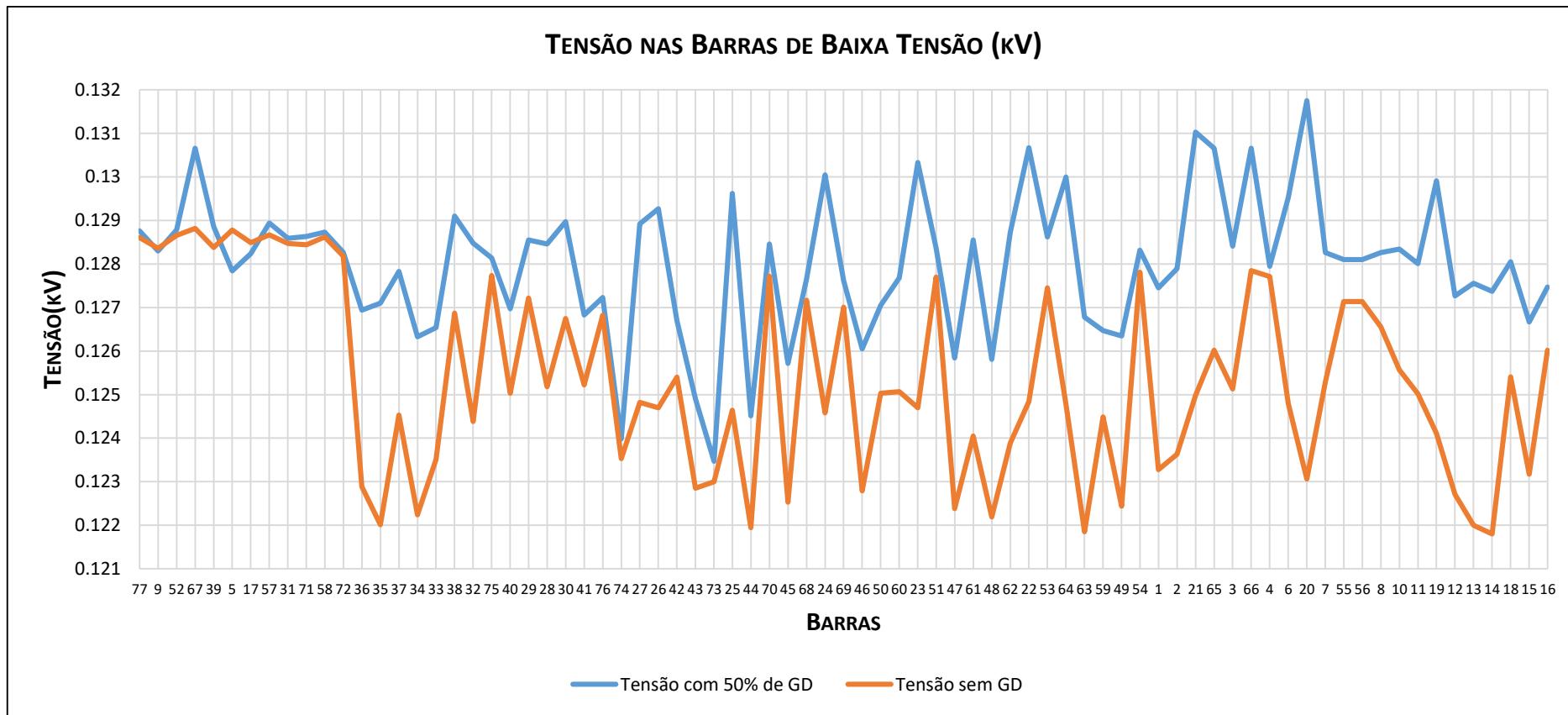


Figura 24: Gráfico das tensões do sistema com carga a 75% e GD a 50% com atuação dos protetores de rede.

Fonte: Elaborado pelo Autor.

Para o último caso estudado as cargas se mantiveram a 100% e a GD a 50%. Os resultados são apresentados em dois gráficos, o de potência ativa está na Figura 25 e o de tensão na Figura 26. Como a inversão de fluxo do transformador I foi de apenas de 3W, ao simular a atuação dos protetores de rede nessa situação houve pouca diferença do que foi obtido na simulação anterior, sem os protetores de rede, como mostrado na Figura 11 e Figura 14.

Em relação à tensão a implantação da GD foi positiva pois, manteve os valores de tensão mais próximos do valor de referência, como pode ser observado no gráfico da Figura 26. E as perdas que sem geração eram de 33,6kW reduziram para 16,7kW.

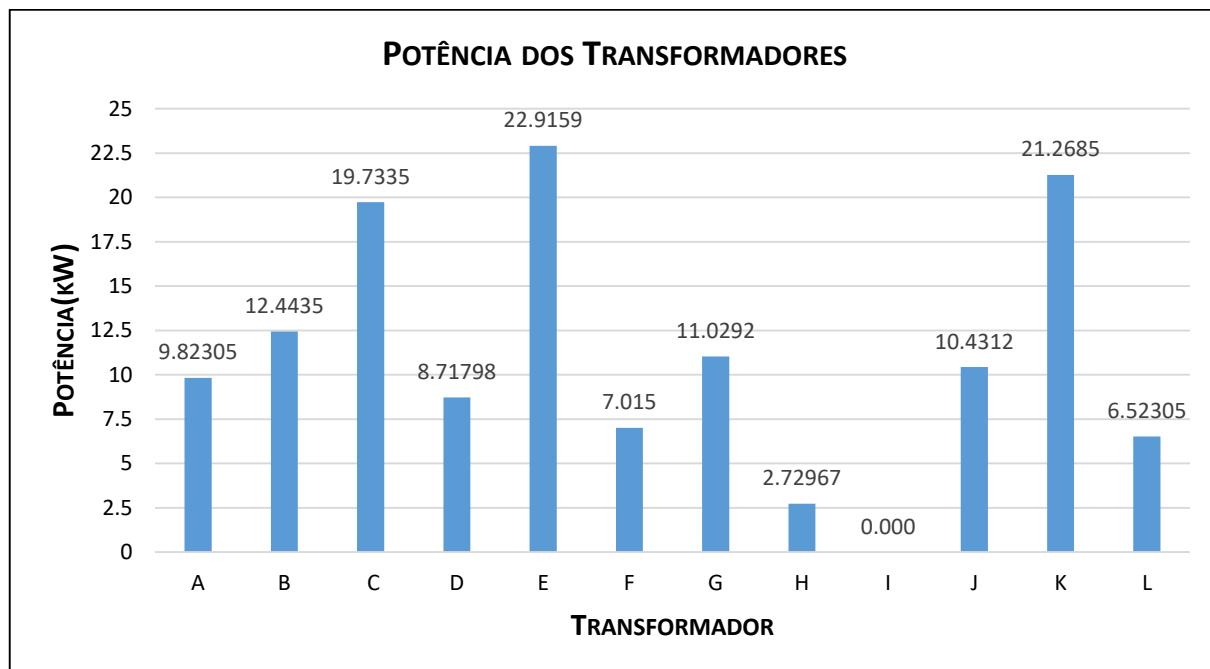


Figura 25: Gráfico das potências dos Transformadores, cargas a 100% e GD a 50% com a atuação dos protetores de rede.

Fonte: Elaborado pelo Autor.

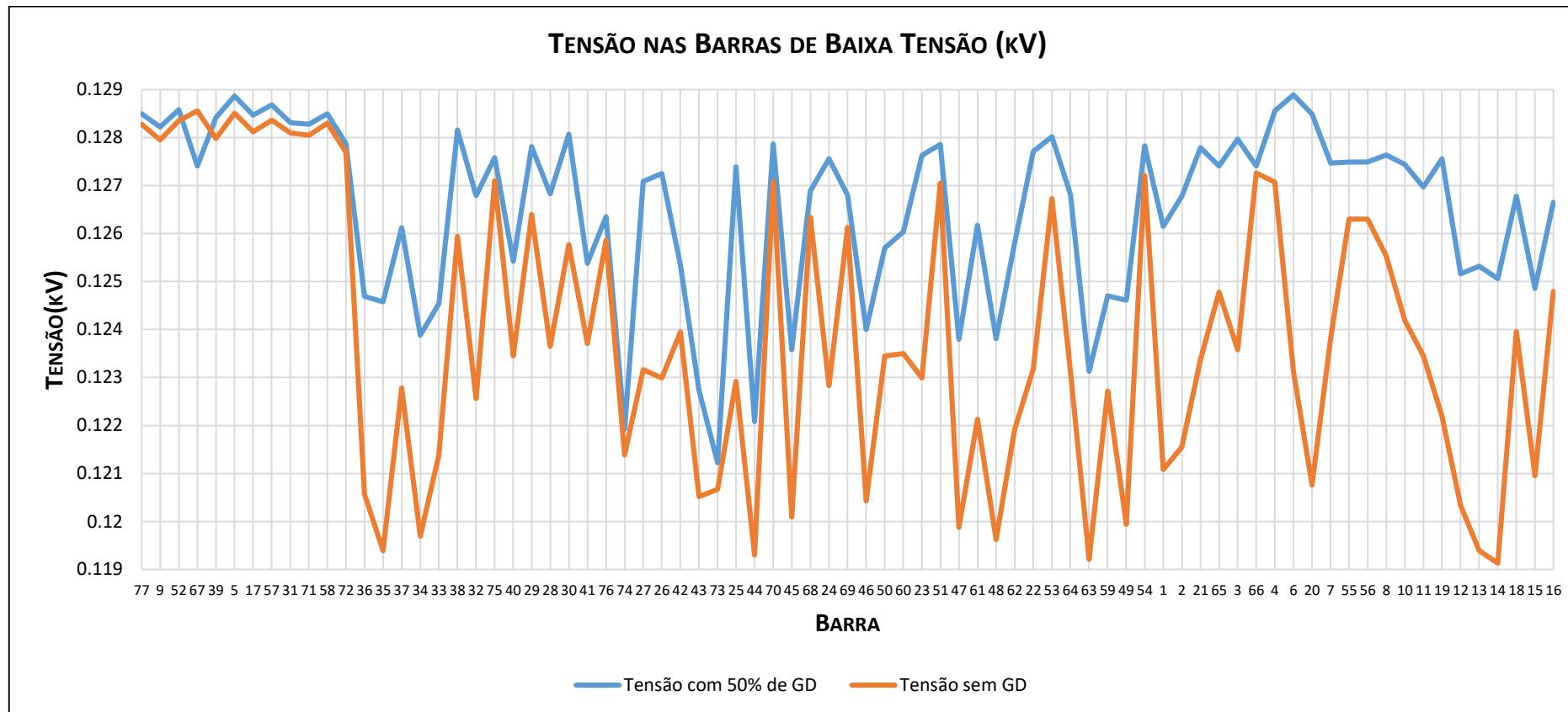


Figura 26: Gráfico das tensões do sistema com carga a 100% e GD a 50% com atuação dos protetores de rede.

Fonte: Elaborado pelo Autor.

4.3 Terceira Etapa

Por fim segue-se para última etapa dos resultados, em que foi testado uma possível solução para os problemas encontrados nas etapas anteriores. Como dito no capítulo 3, será admitido que o valor mínimo de carga do sistema é de 50%. A partir disso, será reduzido o valor de geração distribuída a partir de 30% da carga máxima do sistema, que é a condição operativa em que foi notado a primeira inversão de fluxo de potência, até que não haja mais inversão e todos os transformadores estejam operando corretamente. Através desse procedimento foi observado que a inversão do fluxo de potência deixa de existir quando a GD atinge 24% do valor da carga máxima. Ao fazer esse procedimento procurou-se obter o maior valor de potência gerada sem que causasse inversão de potência, e assim usufruir o máximo possível de seus benefícios.

Assim, foram feitas mais três simulações com esse valor de geração para cada uma das 3 situações de carga estudadas, 50%, 75% e 100%, para observar se os efeitos negativos realmente foram sanados em todos os casos. Isso possibilitou que fosse encontrado um ponto máximo em que a geração distribuída não causasse problemas à rede de distribuição, considerando a inversão do fluxo de potência nos transformadores e a atuação dos protetores de rede.

A seguir, a Figura 27 ilustra a potência ativa dos transformadores nas três situações de carga mais as perdas do sistema nas últimas colunas. Já a Figura 28, mostra de maneira similar as tensões medidas nas barras de todo o sistema.

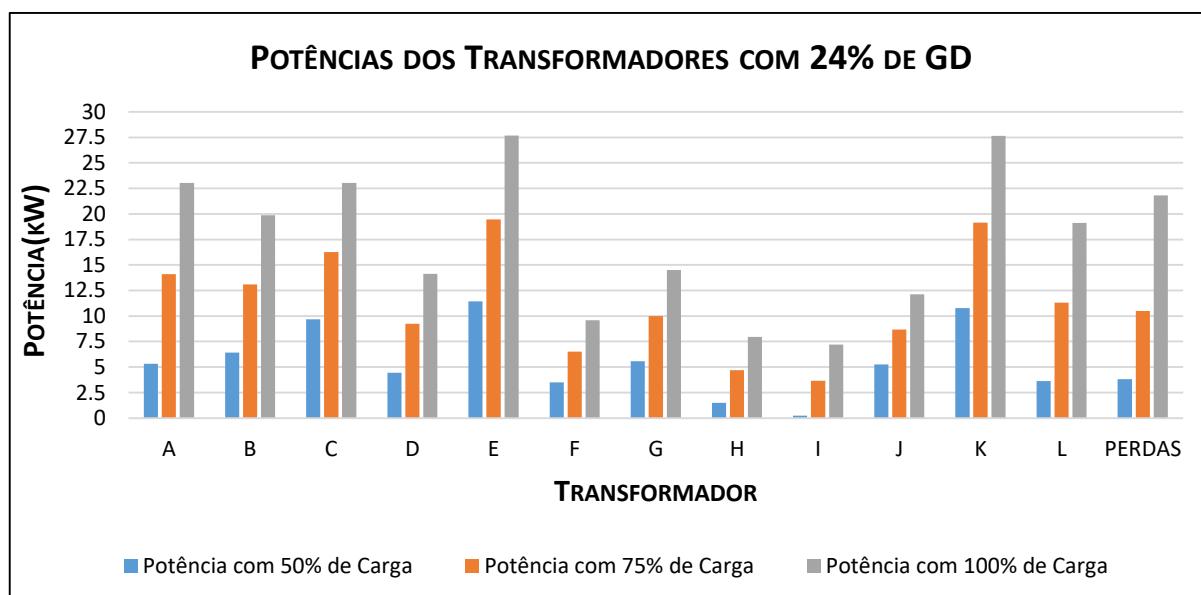


Figura 27: Potência dos Transformadores para as três situações de carga com GD a 24%.

Fonte: Elaborado pelo Autor.

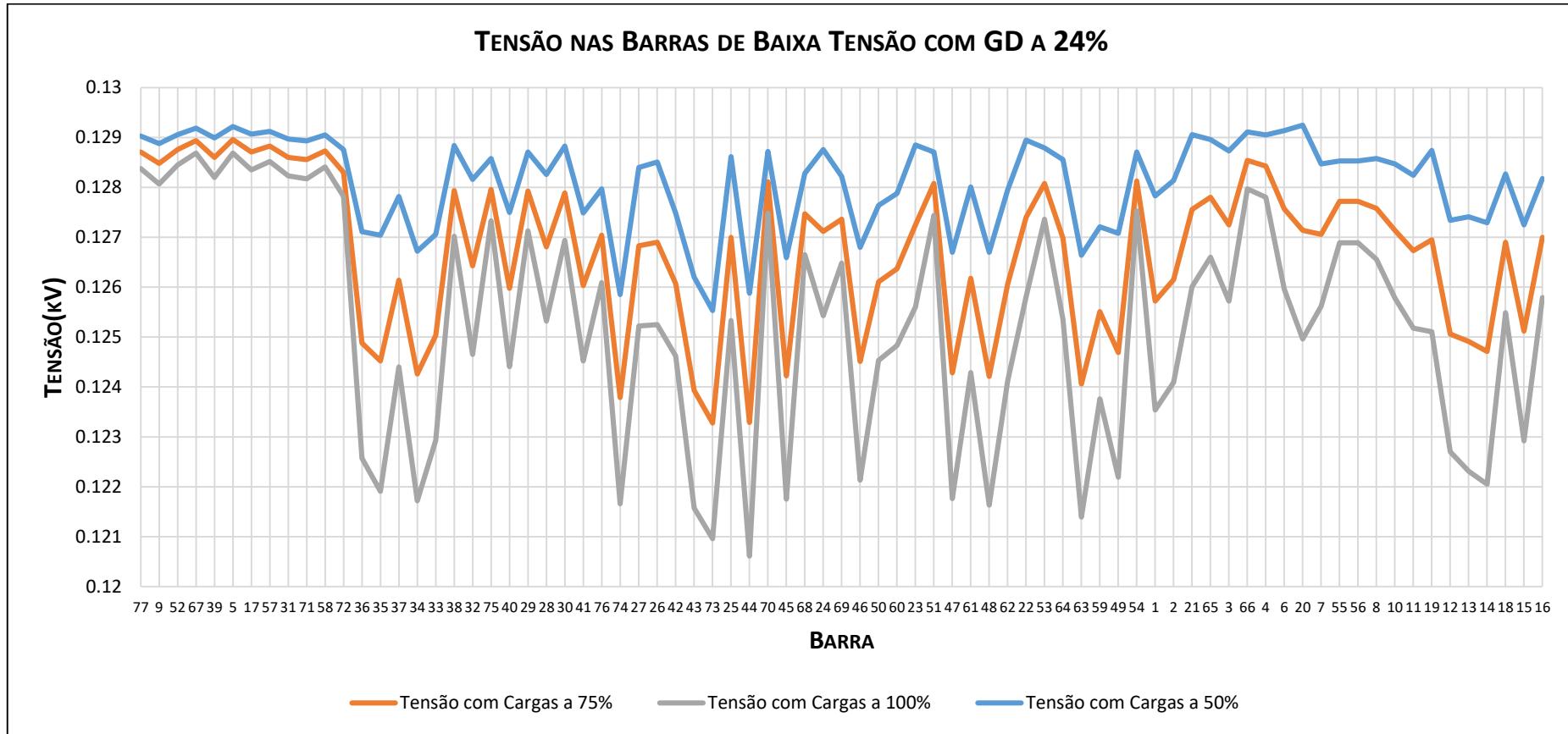


Figura 28: Tensão nas barras para as três situações de carga com GD a 24%.

Fonte: Elaborado pelo Autor.

No gráfico das potências ativas da Figura 27 fica evidente que o transformador I foi o limitante para o valor da geração distribuída. Quando a GD está a 24% o Transformador I alimenta a rede secundária com aproximadamente 220W enquanto as cargas se mantêm a 50%. Nas duas outras condições de carga a situação é menos problemática, porque os transformadores alimentam o sistema com potências maiores. Outro ponto importante foi que os valores das perdas do sistema foram reduzidos. A Tabela 3 mostra uma comparação das perdas no sistema ao se variar a potência dos geradores distribuídos.

Tabela 3: Perdas do sistema para as 3 situações de carga e diferentes valores de GD.

	50% DE CARGA		75% DE CARGA		100% DE CARGA	
	P(kW)	Q(kvar)	P(kW)	Q(kvar)	P(kW)	Q(kvar)
Sem GD	8	4,6	18,4	11,2	33,6	20,6
24% de GD	3,8	1,9	10,5	6,2	21,8	13,4
30% de GD	4	1,8	9,5	5,5	19,8	12,1
40% de GD	9,2	3	9,1	4,8	17,3	10,2
50% de GD	26	8,4	13,8	5,7	16,7	9,3

Fonte: Elaborado pelo Autor.

Os valores em **negrito** destacam as situações em que não houve necessidade da atuação dos protetores de rede. Ao analisar a Tabela 3 pode-se observar um dos benefícios da geração distribuída, uma redução significativa das perdas do sistema em todas as situações em que não há necessidade da atuação dos protetores de rede. Pode-se notar que em alguns casos mesmo aumentando a geração mais perto dos consumidores há um aumento das perdas, isso ocorre porque ao desligar os transformadores há uma mudança do fluxo de potência já que os caminhos possíveis são reduzidos causando um maior carregamento das linhas. Outro fato a ser lembrado é que os geradores só estão produzindo potência ativa enquanto as cargas consomem tanto potência ativa quanto reativa. Desta forma, apenas os transformadores fornecem potência reativa às cargas. Ao desligar alguns deles, aumenta-se o carregamento dos restantes, o que causa um aumento da corrente nesses transformadores a fim de suprir a demanda de potência reativa.

Analizando a Figura 28 observa-se que as três curvas são muito semelhantes se diferenciando-se apenas pela magnitude, devido a diferença nas cargas. As primeiras barras, (77, 9, 52, 67, 39, 5, 17, 57, 31, 71, 58 e 72) do gráfico da Figura 28, são aquelas nas quais os transformadores estão conectados. Enquanto os transformadores estão ligados, as tensões nessas barras variam bem pouco mesmo com a variação de carga. Ao observar a Figura 10, Figura 11 e Figura 12 a tensão nessas barras também não sofrem muita influência da geração distribuída. Outro fato importante é que há a necessidade de um

controle da geração distribuída, por exemplo ao se limitar o valor gerado, para que não haja impactos negativos no funcionamento dos transformadores.

Ao limitar a geração distribuída a 24% houve uma melhora da tensão da rede, que pode ser observada nos casos em que a carga está operando a 75% e 100%. Em média, a tensão se elevou aproximando-se do valor de tensão de fase nominal de 127V. Apenas para o caso que as cargas estão a 50% houve uma pequena melhora da tensão, de uma média aproximada de 126V sem geração distribuída foi para 128V ao limitar os geradores a 24%, porém não houve uma aproximação do valor nominal de tensão.

5. Conclusão

Neste trabalho, foram analisados os comportamentos de tensão e potência ativa de uma rede reticulada de distribuição com a implantação de geradores distribuídos. No final desse estudo foi possível entender melhor alguns dos impactos positivos e negativos deste tipo de geração em redes reticuladas. Os dois primeiros problemas encontrados foram que, dependendo do nível de geração, a tensão do sistema pode se elevar para níveis indesejados e a inversão do fluxo de potência dos transformadores da rede pode fazer com que a maioria dos transformadores sejam desconectados do sistema de baixa tensão pela atuação dos protetores de rede.

Após simular a atuação dos protetores de rede foi observado que é inadequado desligar os transformadores, pois isto aumenta o carregamento das linhas e eleva as perdas e as tensões, podendo danificar os aparelhos dos consumidores. Há também benefícios para o sistema elétrico ao utilizar geração distribuída de forma controlada, pois como os geradores estão bem próximos dos consumidores, o que leva a uma redução das perdas na linha como mostrado na Tabela 3, além de ajudar a regular a tensão na rede.

Uma das possibilidades para controlar a inversão de fluxo de potência causada pela geração distribuída é controlando o quanto pode ser gerado em determinado sistema. Uma maneira é limitar a potência gerada a valores muito mais baixos que a carga mínima do sistema, só que dessa forma não é possível usufruir os benefícios da geração distribuída. E limitar a potência gerada de um sistema a valores tão baixos é uma medida contrária aos incentivos atuais em relação a geração distribuída. Uma outra forma é realizar estudos da rede elétrica em questão, aprender sobre o comportamento da carga, localidade e comportamento da geração e então encontrar um valor de potência máxima que pode ser gerado sem que haja impactos negativos na rede.

Para estudos futuros seria interessante uma busca de um outro tipo de solução, que não somente limite a quantidade de potência gerada, como um controle em tempo real analisando a quantidade de geração de acordo com as potências dos transformadores ou das cargas. Assim sempre que algum transformador estivesse fornecendo uma potência muito baixa reduz-se a geração distribuída para impedir a inversão de fluxo de potência. É importante citar que os valores encontrados neste trabalho nem sempre podem representar a realidade, porque os valores de tensão numa rede de distribuição têm natureza estatística. Isto se deve porque nem sempre o fluxo de potência vai se repetir com exatidão numa situação real. Outros estudos futuros relativos ao comportamento do sistema no caso de diversos tipos de faltas, que não foi abordado neste trabalho, ainda são necessários.

6. Referências

ANEEL. **Aprimoramento da metodologia de cálculo de perdas na distribuição regulamentada no Módulo 7 – Cálculo de Perdas na Distribuição do PRODIST.** Nota Técnica n° 0057/2014-SRD/ANEEL, 2004. Disponível em <http://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/audiencia/arquivo/2014/026/documento/nota_tecnica_0057_srd.pdf>. Acesso em 05/10/2016

ANEEL. **Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional – PRODIST. MODULO 8 – Qualidade de Energia.** 2015. Disponível em <http://www2.aneel.gov.br/arquivos/PDF/M%C3%B3dulo8_Revis%C3%A3o_7.pdf>. Acesso em 15/09/2016

AZEVEDO, F. A. **Otimização de rede de distribuição de energia elétrica subterrânea reticulada através de algoritmos.** Dissertação (mestrado). Universidade Federal do Paraná. Curitiba, 2010.

BEHNKE, M.; ERDMAN, W.; HORGAN, S.; DAWSON, D.; FEERO, W.; SOUDI, F.; SMITH, D.; WHITAKER, C.; KROPOSKI, B. **Secondary Network Distribution Systems Background and Issues Related to the Interconnection of Distributed Resources.** Golden, Colorado: National Renewable Energy Laboratory. Julho, 2005

CABLE Limiters. Cooper Industries. Disponível em <http://www.cooperindustries.com/content/dam/public/bussmann/Electrical/Resources/solution-center/technical_library/BUS_Ele_Tech_Lib_Cable_Limiters.pdf>. Acesso em 06/07/2016

CODDINGTON, M.; KROPOSKI, B.; BASSO, T.; LYNN, K.; SAMMON, D.; VAZIRI, M.; YOHN T. **Photovoltaic Systems Interconnected onto Secondary Network Distribution Systems – Success Stories.** Golden, Colorado: National Renewable Energy Laboratory. Abril, 2009

DISTRIBUIÇÃO de Energia. ABRADEE. Disponível em <<http://www.abradee.com.br/setor-de-distribuicao/a-distribuicao-de-energia>>. Acesso em 23/08/2016

GERAÇÃO Distribuída. INEE. Disponível em <http://www.inee.org.br/forum_ger_distrib.asp?Cat=gd>. Acesso em 08/07/2016

IEEE Standards Coordinating Committee 21. **IEEE Recommended Practice for Interconnecting Distributed Resources with Electric Power Systems Distribution Secondary Networks.** New York, NY. IEEE Standards Coordinating Committee 21. Setembro, 2011.

INFORMAÇÕES Técnicas, Geração Distribuída. ANEEL. 2016. Disponível em <http://www.aneel.gov.br/informacoes-tecnicas-/asset_publisher/CegkWaVJWF5E/content/geracao-distribuida-introducao-1/656827?inheritRedirect=false>. Acesso em 23/08/2016

ISONI, M. **Arranjos de Sistemas de Distribuição Elétrica para Instalações de Médio e Grande Portes.** ENGERPARC Engenharia Ltda. [200-?]. Disponível em <http://www.engeparc.com.br/cariboo_files/7-Sistemas_Distribuicao.pdf>. Acesso em 30/08/2016

NAKAGUISHI, M. I.; HERMES, P. D.; **Estudo Comparativo Técnico/Financeiro para Implantação de Redes de Distribuição Subterrâneas**. Dissertação (Trabalho de Conclusão de Curso). Universidade Federal do Paraná. Curitiba, 2011.

NETWORK Protectors. EATON. Disponível em <www.eaton.com>. Acesso em 20/09/2016

SECONDARY Network Solutions. EATON. Disponível em <<http://www.eaton.com/Eaton/ProductsServices/Electrical/ProductsandServices/ElectricalDistribution/SecondaryNetworkSolutions/index.htm>>. Acesso em 20/09/2016

SIMULATION Tool – OpenDSS. EPRI. Disponível em <<http://smartgrid.epri.com/SimulationTool.aspx>>. Acesso em 23/08/2016

7. Apêndices

Neste capítulo será apresentado os dados do sistema elétrico estudado nesse trabalho. A Tabela 4 mostra os valores de potência ativa e reativa das cargas conectadas as barras e a tensão de fase nominal.

A Tabela 5 apresenta os dados de resistência (R1) e reatância (X1) de sequência positiva e resistência (R0) e reatância (X0) de sequência zero das linhas da rede elétrica. Cada linha faz uma conexão entre as barras. Como não havia os dados das sequências positivas e zero foram assumidas com o mesmo valor, dessa forma as impedâncias mútuas são iguais a zero.

A Tabela 6 mostram os dados dos transformadores como: barras em que estão conectadas; tipo de conexão; valores da tensão nominais dos transformadores; potência nominal; e reatância percentual (XHL).

Ressaltando que estão apresentados somente dados de uma fase do sistema, já que se trata de um sistema trifásico equilibrado.

Tabela 4: Potência e tensões das cargas (valores nominais).

Barra	Tensão (kV)	Potência Ativa (kW)	Potência Reativa (kvar)
36	0,22	15,1	5,4
37	0,22	0	0
35	0,22	11,3	4
39	0,22	27,3	10,6
34	0,22	10,2	6,5
38	0,22	43,5	15,5
33	0,22	28,1	17,2
40	0,22	10,5	10,2
32	0,22	20	7,1
31	0,22	27,2	9,7
29	0,22	2,2	0,7
41	0,22	0	0
75	0,22	1,5	0,5
28	0,22	10,1	10,8
27	0,22	6,6	2,4
77	0,22	0	0
76	0,22	7,8	2,8
30	0,22	2,8	1
42	0,22	8,2	7,2
74	0,22	26,5	9,5

Barra	Tensão (kV)	Potência Ativa (kW)	Potência Reativa (kvar)
61	0,22	7,9	3,5
23	0,22	0	0
51	0,22	2,1	1,5
62	0,22	0,1	0
59	0,22	29,5	10,5
49	0,22	1,4	7,6
53	0,22	5,7	1,9
1	0,22	0	0
22	0,22	0	0
64	0,22	4,4	3,6
58	0,22	7,5	3,4
63	0,22	7,5	3,4
2	0,22	3,3	1,2
65	0,22	3,1	1,2
54	0,22	10	7,5
3	0,22	5,7	1,8
4	0,22	6,7	2,2
66	0,22	0	0
21	0,22	6	2,4
5	0,22	3,9	1,1

26	0,22	1,2	0,4	67	0,22	0	0
71	0,22	11,3	8,8	6	0,22	17,4	6,2
43	0,22	5,7	4,2	57	0,22	20,6	20,2
70	0,22	17,3	15,5	55	0,22	16,3	13
44	0,22	8,6	6,3	56	0,22	0	0
73	0,22	38,8	13,8	7	0,22	7,2	2,3
25	0,22	0	0	8	0,22	0	0
69	0,22	7,3	5,1	10	0,22	21	7,5
45	0,22	7,5	2,8	9	0,22	58,5	27,4
46	0,22	7,6	7,6	11	0,22	0	0
68	0,22	15,6	14,5	20	0,22	28,2	10,7
72	0,22	12,1	12,2	12	0,22	15,3	12,6
24	0,22	1,8	0,6	14	0,22	2,3	0,8
50	0,22	1,9	1,1	13	0,22	15,7	5,6
47	0,22	1	0,2	19	0,22	1,3	0,4
60	0,22	13,2	11,5	15	0,22	15,9	5,6
48	0,22	1,7	4,7	17	0,22	24,2	10,1
52	0,22	7,8	12,1	16	0,22	26,9	9,6
61	0,22	7,9	3,5	18	0,22	2,6	1,1

Fonte: Elaborado pelo Autor.

Tabela 5: Parâmetros de Resistência das Linhas do sistema.

Barra 1	Barra 2	R1(Ω /km)	X1(Ω /km)	R0(Ω /km)	X0(Ω /km)
Subestação	A1	2,5392	2,5392	2,5392	2,5392
Subestação	A2	2,5392	2,5392	2,5392	2,5392
Subestação	A3	2,5392	2,5392	2,5392	2,5392
36	35	0,044593	0,011681	0,044593	0,011681
37	36	0,030589	0,008002	0,030589	0,008002
35	34	0,041947	0,010971	0,041947	0,010971
34	33	0,042657	0,011164	0,042657	0,011164
38	37	0,043754	0,011422	0,043754	0,011422
38	39	0,008841	0,002323	0,008841	0,002323
33	32	0,048142	0,012584	0,048142	0,012584
33	75	0,054273	0,014197	0,054273	0,014197
40	38	0,076795	0,02007	0,076795	0,02007
32	29	0,045819	0,012003	0,045819	0,012003
29	31	0,010713	0,002775	0,010713	0,002775
29	28	0,045948	0,012003	0,045948	0,012003
29	30	0,077505	0,020263	0,077505	0,020263
41	40	0,077246	0,020199	0,077246	0,020199
75	77	0,005227	0,001355	0,005227	0,001355

75	76	0,054789	0,014326	0,054789	0,014326
75	74	0,060532	0,015811	0,060532	0,015811
28	27	0,019425	0,005098	0,019425	0,005098
27	26	0,031557	0,00826	0,031557	0,00826
42	41	0,073568	0,019231	0,073568	0,019231
42	43	0,092154	0,024071	0,092154	0,024071
74	73	0,049045	0,012778	0,049045	0,012778
26	25	0,039365	0,010261	0,039365	0,010261
43	44	0,066986	0,017489	0,066986	0,017489
70	42	0,046206	0,012068	0,046206	0,012068
70	71	0,006776	0,001742	0,006776	0,001742
44	45	0,081635	0,021361	0,081635	0,021361
73	68	0,05537	0,014455	0,05537	0,014455
25	24	0,046851	0,012261	0,046851	0,012261
69	70	0,050981	0,013294	0,050981	0,013294
45	46	0,01039	0,00271	0,01039	0,00271
46	50	0,045367	0,011874	0,045367	0,011874
68	69	0,051239	0,013358	0,051239	0,013358
68	72	0,005356	0,00142	0,005356	0,00142
68	60	0,029556	0,007744	0,029556	0,007744
24	23	0,047174	0,012326	0,047174	0,012326
50	51	0,049303	0,012842	0,049303	0,012842
47	46	0,069954	0,018263	0,069954	0,018263
60	61	0,049045	0,012778	0,049045	0,012778
48	47	0,055499	0,01452	0,055499	0,01452
61	62	0,053692	0,014004	0,053692	0,014004
23	22	0,055111	0,014391	0,055111	0,014391
51	52	0,015036	0,003937	0,015036	0,003937
51	53	0,051369	0,013423	0,051369	0,013423
62	64	0,061887	0,016198	0,061887	0,016198
62	63	0,118354	0,030911	0,118354	0,030911
59	60	0,031815	0,008325	0,031815	0,008325
49	48	0,098542	0,025749	0,098542	0,025749
53	54	0,048916	0,012778	0,048916	0,012778
1	49	0,08925	0,023297	0,08925	0,023297
1	2	0,036461	0,009551	0,036461	0,009551
22	21	0,056079	0,014649	0,056079	0,014649
64	65	0,049303	0,012842	0,049303	0,012842
2	3	0,08854	0,023167	0,08854	0,023167
65	21	0,018069	0,004711	0,018069	0,004711
65	66	0,020457	0,005356	0,020457	0,005356
54	59	0,070922	0,018521	0,070922	0,018521
54	58	0,008131	0,00213	0,008131	0,00213
3	4	0,087765	0,022974	0,087765	0,022974

4	5	0,014133	0,003678	0,014133	0,003678
4	6	0,091702	0,023942	0,091702	0,023942
66	67	0,010777	0,002839	0,010777	0,002839
21	20	0,045754	0,011939	0,045754	0,011939
6	7	0,081183	0,021231	0,081183	0,021231
55	54	0,030653	0,008002	0,030653	0,008002
55	56	0,018586	0,00484	0,018586	0,00484
55	57	0,035235	0,009228	0,035235	0,009228
7	8	0,057693	0,015101	0,057693	0,015101
8	55	0,021425	0,005614	0,021425	0,005614
8	10	0,009874	0,002581	0,009874	0,002581
8	9	0,018844	0,004905	0,018844	0,004905
10	11	0,010132	0,002646	0,010132	0,002646
20	19	0,049884	0,013036	0,049884	0,013036
12	11	0,046722	0,002646	0,046722	0,002646
13	12	0,043044	0,011229	0,043044	0,011229
13	14	0,038397	0,010067	0,038397	0,010067
19	18	0,054402	0,014197	0,054402	0,014197
15	13	0,049174	0,012842	0,049174	0,012842
16	15	0,048142	0,012584	0,048142	0,012584
16	17	0,016779	0,004388	0,016779	0,004388
18	16	0,020457	0,005356	0,020457	0,005356

Fonte: Elaborado pelo Autor.

Tabela 6: Parâmetros dos Transformadores.

Transformador	Barra 1	Barra 2	Conexão	Alta Tensão(kV)	Baixa Tensão(kV)	POTÊNCIA (kVA)	XHL(%) – Reatância Percentual
C	A1	77	Δ-Y	13,8	0,22	500	6
F	A1	52	Δ-Y	13,8	0,22	500	6
I	A1	67	Δ-Y	13,8	0,22	500	6
K	A1	9	Δ-Y	13,8	0,22	500	6
A	A2	39	Δ-Y	13,8	0,22	500	6
H	A2	5	Δ-Y	13,8	0,22	500	6
J	A2	57	Δ-Y	13,8	0,22	500	6
L	A2	17	Δ-Y	13,8	0,22	500	6
B	A3	31	Δ-Y	13,8	0,22	500	6
D	A3	71	Δ-Y	13,8	0,22	500	6
E	A3	72	Δ-Y	13,8	0,22	500	6
G	A3	58	Δ-Y	13,8	0,22	500	6

Fonte: Elaborado pelo Autor.