

UNIVERSIDADE FEDERAL DE SANTA CATARINA
CAMPUS ARARANGUÁ
CENTRO DE CIÊNCIAS, TECNOLOGIAS E SAÚDE
DEPARTAMENTO DE ENERGIA E SUSTENTABILIDADE
CURSO DE GRADUAÇÃO DE ENGENHARIA DE ENERGIA

Igor Bardini Figueredo

**Avaliação do impacto da geração distribuída fotovoltaica na reconfiguração de uma
rede de distribuição**

Araranguá

2022

Igor Bardini Figueredo

Avaliação do impacto da geração distribuída fotovoltaica na reconfiguração de uma rede de distribuição

Trabalho de Conclusão do Curso de Graduação em Engenharia de Energia do Centro de Ciências, Tecnologias e Saúde da Universidade Federal de Santa Catarina, como requisito para a obtenção do título de Engenheiro de Energia.

Orientador: Prof. Luciano Lopes Pfitscher, Dr.

Araranguá

2022

Igor Bardini Figueredo

Avaliação do impacto da geração distribuída fotovoltaica na reconfiguração de uma rede de distribuição

O presente Trabalho de Conclusão de Curso, do Curso de Engenharia de Energia, foi avaliado e aprovado pela banca examinadora composta pelos seguintes membros:

Prof. Leonardo Elizeire Bermermann, Dr.
Universidade Federal de Santa Catarina

Prof. Luciano Lopes Pfitscher, Dr.
Universidade Federal de Santa Catarina

Prof. Maicon Coelho Evaldt, Dr.
Universidade do Vale do Rio dos Sinos

Certificamos que essa é a versão original e final do trabalho que foi julgado adequado para obtenção do título de Engenheiro/a de Energia.

Prof^a. Kátia Cilene Rodrigues Madruga, Dr.
Coordenador do Curso

Prof. Luciano Lopes Pfitscher, Dr.
Orientador

Igor Bardini Figueredo
Autor

Araranguá, 23 de novembro de 2022.

Ficha de identificação da obra elaborada pelo autor,
através do Programa de Geração Automática da Biblioteca Universitária da UFSC.

Figueredo, Igor

Avaliação do impacto da geração distribuída fotovoltaica
na reconfiguração de uma rede de distribuição / Igor
Figueredo ; orientador, Luciano Pfitscher, 2022.

31 p.

Trabalho de Conclusão de Curso (graduação) -
Universidade Federal de Santa Catarina, Campus Araranguá,
Graduação em Engenharia de Energia, Araranguá, 2022.

Inclui referências.

1. Engenharia de Energia. 2. Reconfiguração de Rede. 3.
Geração Distribuída. 4. Energia Solar. 5. Qualidade de
Energia. I. Pfitscher, Luciano. II. Universidade Federal
de Santa Catarina. Graduação em Engenharia de Energia. III.
Título.

RESUMO

O aumento nos custos de energia e a busca por fontes renováveis têm atraído muitos consumidores a utilizar sistemas de geração distribuída em suas residências para complementar parte ou totalmente a energia elétrica gasta diariamente. Ações regulamentadoras do governo buscam incentivar e regularizar a utilização de fontes renováveis gerando menores impactos ambientais e ainda proporcionando alívio para o sistema nacional de energia. O uso de fontes eólicas ou solar agrega melhorias para rede de distribuição de energia. Uma rede de distribuição de energia ao longo do dia apresenta patamares de cargas diferentes e muitas vezes a reconfiguração do sistema para o balanceamento das cargas entre os alimentadores se faz necessária. O presente trabalho tem como objetivo estudar como a geração distribuída solar fotovoltaica interfere nessa reconfiguração e ainda nos parâmetros de qualidade de energia. Para isso será utilizado o algoritmo de Troca de Ramos em uma rede simulada dentro de um software chamado ASD, onde é possível se calcular o fluxo de potência entre alimentadores, perda de energia do sistema, níveis de tensão e ainda executar manobras de chaveamento com o objetivo de balancear as cargas da rede através da reconfiguração e do algoritmo citado. Os resultados mostram que a inclusão da geração distribuída na rede analisada diminui a necessidade de chaveamentos de reconfiguração, para que se obtenha níveis de perdas e de tensão similares aos de uma rede sem geração distribuída.

Palavras-chave: Reconfiguração de Redes; Geração Distribuída; Energia Solar; Qualidade de Energia.

ABSTRACT

The increase in energy costs and the search for renewable sources have attracted many consumers to use distributed generation systems in their homes to supplement part or all of the electricity consumed daily. Regulatory actions by the government seek to encourage and regulate the use of renewable sources, generating less environmental impacts and still providing relief for the national energy system. The use of wind or solar sources adds improvements to the energy distribution network. An energy distribution network throughout the day presents different load levels and many times the reconfiguration of the system to balance the loads between the feeders is necessary. The present work aims to study how distributed photovoltaic solar generation interferes in this reconfiguration and also in the energy quality parameters. For this, the Branch Exchange algorithm will be used in a simulated network within a software called ASD, where it is possible to calculate the power flow between feeders, system energy loss, voltage levels and even perform switching maneuvers with the objective of balancing network loads through reconfiguration and the aforementioned algorithm. The results show that the inclusion of distributed generation in the analyzed network reduces the need for reconfiguration switches, in order to obtain levels of losses and voltage similar to those of a network without distributed generation.

Keywords: Network Reconfiguration; Distributed generation; Solar energy; Energy Quality.

1. INTRODUÇÃO

A busca por fontes renováveis de energia tem crescido em diversos países e o Brasil vem acompanhando este crescimento. Empresas optam por esse tipo de energia para melhorar sua imagem perante aos consumidores tornando-as “empresas sustentáveis” e ainda obtém muito lucro com esse tipo de sistema. Os consumidores residenciais também estão optando por utilizar fontes renováveis em suas casas e uma das “favoritas” devido a sua facilidade de instalação é a energia solar fotovoltaica que têm crescido muito no país (ABSOLAR, 2022).

Uma pesquisa realizada pelo IBOPE em 2019 aponta que 93% dos brasileiros tem interesse em instalar um sistema solar fotovoltaico em sua residência com o intuito de se tornarem autossuficientes em energia evitando despesas extras em suas casas (Ibope Inteligência, 2019).

Ações regulatórias como a REN 482 e a Lei 14.300/2022 têm incentivado o crescimento da microgeração (pequenas centrais geradoras até 75 kW) e minigeração distribuída (Entre 75 kW e 3 MW, exceto PCH), tais como ações para estabelecer a possibilidade de compensar o excesso de energia gerada por sistemas de menor porte. Em 2020, a geração distribuída de energia em micro e mini escala chegou a 9.810 GWh, com capacidade instalada de 8.965 MW, tendo como destaque a energia solar fotovoltaica, com capacidade instalada de 9.019 GWh, e capacidade instalada de 8.771 MW (BEN, 2022).

Já no ano de 2022 a energia solar apresentou um crescimento muito superior aos anos anteriores, alcançando a marca de 21,3 GW de potência instalada sendo 14,6 GW (69%) proveniente da geração distribuída e 6,7 GW (31%) proveniente da geração centralizada totalizando uma representação de 10,2 % da capacidade instalada no Brasil (ABSOLAR, 2022).

O crescimento da geração distribuída impacta a rede de energia tradicional e também exige que a rede esteja preparada para esta nova realidade. Devido à natureza intermitente das fontes de alimentação, os principais aspectos técnicos envolvidos dizem respeito à qualidade da energia, estabilidade, capacidade de regulação e proteção (PFITSCHER, 2013).

As redes de distribuição possuem características únicas, tais como a possibilidade de cada alimentador ter diferentes combinações de tipos de carga (residencial, comercial e industrial) e variações diurnas típicas, bem como a natureza da configuração radial, cujo objetivo é permitir a coordenação dos dispositivos de proteção. Além disso, em redes de

distribuição, requisitos básicos de qualidade de energia, como limitação de tensão e indicadores de continuidade, devem ser observados (PFITSCHER, 2013).

O presente trabalho visa realizar um estudo sobre os impactos ou mudanças geradas na rede de distribuição causadas pela inclusão da geração distribuída no sistema. Para isso uma simulação será executada dentro de um software chamado ASD (Análise de Sistemas de Distribuição) desenvolvido pelo Eng. Daniel Pinheiro Bernardon, o qual simula um modelo de rede real de uma cidade com suas linhas, alimentadores, cargas e geradores. Com o software é possível executar manobras na rede de fechamento de chaves de interligação e alterar o carregamento dos alimentadores. Esse estudo se concentrará na reconfiguração da rede buscando a maior eficiência do sistema para diferentes períodos do dia o qual representa o menor número de perdas possíveis de energia.

O dia será dividido em seis períodos diferentes, dos quais serão estudados individualmente três desses períodos que correspondem ao período de geração solar. O estudo se baseará na comparação entre um sistema sem a inclusão de geração distribuída a partir de energia solar fotovoltaica e um sistema com inclusão do mesmo. No tópico 4, será abordado de maneira mais detalhada a metodologia de estudo e comparação.

Com objetivo de estudar como a geração distribuída solar fotovoltaica interfere nessa reconfiguração e ainda nos parâmetros de qualidade de energia, será realizado um estudo onde se avaliará a qualidade da energia através das perdas nos alimentadores. De maneira secundária será avaliado o nível de tensão no ponto mais extremo da rede a partir de um gerador, sempre buscando obter as menores perdas possíveis através da reconfiguração da rede. Essa avaliação será feita de forma comparativa com uma análise entre os parâmetros da rede com e sem a GD.

2. QUALIDADE DE ENERGIA

De acordo com o anexo VIII da Resolução Normativa N° 956 (PRODIST) especificamente no Módulo 8, assim como produtos ou serviços apresentam certos fatores de qualidade a serem avaliados, com a energia elétrica não é diferente, uma rede de distribuição de energia elétrica deve manter parâmetros de fornecimento constantes e dentro de valores estabelecidos pelas normas brasileiras (ANEEL, 2021).

A qualidade da energia é uma medida de quão bem a eletricidade está disponível para os consumidores, levando em consideração os parâmetros necessários para uma operação

segura. Atualmente, a eletricidade está diretamente relacionada a setores vitais como saúde, segurança e educação, e a falta de energia elétrica pode levar a consequências como perda de produtos perecíveis, fechamento de fábricas e centros logísticos, perda de semáforos e até risco de vida para pacientes de hospitais (PRODIST ANEEL, 2021).

A reconfiguração da rede transfere cargas entre alimentadores o que resulta em mudanças nos indicadores da rede e por consequência gera impactos em certos parâmetros afetando diretamente na qualidade da energia, esses parâmetros são:

- *Carregamento dos Alimentadores:* Um alimentador recebendo uma nova carga aumentará sua potência operacional e deve, portanto, acomodar esse aumento na demanda. Um alimentador sobrecarregado gera mais calor, o que se reflete em perdas joule e encurta a vida útil (PFITSCHER, 2013).

- *Perda de energia:* A corrente que flui através do condutor do alimentador leva ao aquecimento e a perdas nesses condutores. Como exemplo pode-se pensar em uma carga sendo atendida com energia constante em um circuito muito longo (e com maior impedância) significará maiores perdas na rede por aquecimento e por sua vez, redução na vida útil dos condutores (PFITSCHER, 2013).

- *Nível de tensão:* Assim como ocorre com a perda de energia, a corrente que flui através de um condutor cria uma queda de tensão no condutor entre o alimentador e a carga. À medida que a carga muda, o nível de tensão na rede muda podendo ultrapassar os limites adequados (PFITSCHER, 2013).

- *Confiabilidade:* Certas seções do alimentador têm historicamente maior incidência de interrupção; além disso, quanto maior a distância entre o alimentador e a carga, maior a probabilidade de a carga ser desconectada em caso de falha. Portanto, quando a carga for transferida de um circuito para outro, o índice de confiabilidade mudará (PFITSCHER, 2013).

Além desses aspectos, a PRODIST no Módulo 8 lista ainda outros fenômenos relacionados a qualidade do produto que não serão abordados nesse trabalho tais como: variações de tensão em regime permanente, fator de potência, harmônicos, desequilíbrio de tensão, flutuação de tensão e variação de frequência (ANEEL, 2021).

3. RECONFIGURAÇÃO DE REDE

A rede de distribuição atua de maneira dinâmica ao longo do dia, suas cargas podem aumentar em certos horários gerando o maior carregamento dos transformadores utilizados

para alimentação dos consumidores, esse carregamento deve ser limitado visando evitar exceder a capacidade de um transformador, que por sua vez quando utilizado além dos valores nominais gera aquecimento e aumenta as perdas de energia no sistema e ainda diminuindo a vida útil do equipamento.

Tendo isso em vista, os operadores da rede podem realizar manobras de chaveamento onde é possível transferir cargas de um alimentador sobrecarregado para outro, simplesmente, com o fechamento e abertura de algumas chaves de interligação.

Com o avanço da tecnologia e a utilização de chaves telecomandadas e além da automação na distribuição de energia, a reconfiguração nas redes de distribuição se torna cada vez mais acessível para o controle desses sistemas (PFITSCHER, 2013).

Na maioria das vezes o objetivo principal da reconfiguração das redes de distribuição é a diminuição das perdas de energia, tema este que será abordado neste trabalho.

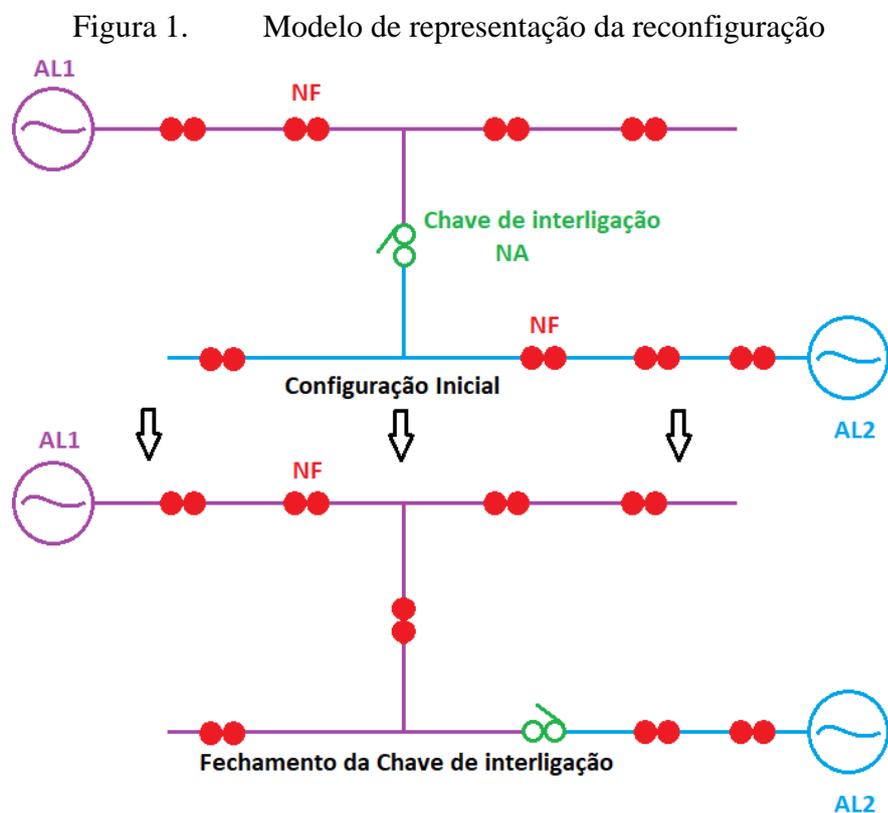
A reconfiguração de rede pode ser utilizada em três momentos pelos operadores: 1) em casos de contingência de energia buscando atender alguns consumidores que estão sem energia, 2) em caso de manutenção da rede visando desenergizar a mesma, e 3) em condições normais de operação visando melhorar os parâmetros de desempenho da rede e diminuir o carregamento de alimentadores e por consequência melhorar os níveis de tensão (SANCHES, 2013).

A figura 1 se trata de um modelo esquemático para ilustração do funcionamento da reconfiguração de rede. Uma rede composta por dois alimentadores AL1 e AL2 alimenta algumas cargas, mas a energia proveniente dos alimentadores nunca se conecta para evitar o paralelismo na rede.

Entre os alimentadores pode ser visto na configuração inicial a chave de interligação normalmente aberta (NA), e ainda chaves normalmente fechadas que serão utilizadas na reconfiguração da rede. Supondo que o alimentador AL2 esteja muito carregado pode se fechar a chave de interligação e abrir a chave normalmente fechada a jusante da chave de interligação em direção ao alimentador AL1 como mostra na figura.

Essa manobra faz com que as cargas antes alimentadas pelo AL2 sejam alimentadas agora pelo AL1, e ainda pode ser que seja necessário conectar mais algumas cargas no alimentador AL1 para isso se mantém a chave de interligação fechada, fecha-se a chave normalmente fechada que havia sido aberta e se abre uma nova chave normalmente fechada mais próxima no sentido do alimentador AL2. Essa manobra pode ser repetida diversas vezes até que a rede esteja balanceada, sempre fechando a chave de interligação e abrindo a chave

normalmente fechada a sua jusante. É importante salientar ainda que o objetivo dessa manobra de reconfiguração, será a redução das perdas de energia, sendo este o critério de otimização considerado em cada chaveamento.



Fonte: O Autor (2022)

Esse movimento pode ocorrer ainda de maneira oposta caso o alimentador AL1 esteja carregado além da sua capacidade e o método é o mesmo citado acima, mas no sentido contrario.

No presente trabalho será utilizada uma metodologia para encontrar a melhor reconfiguração da rede. Primeiramente o algoritmo de Troca de Ramos (Branch Exchange) será aplicado, onde as chaves de interligação normalmente abertas serão testadas individualmente a partir da configuração inicial do sistema (Civanlar, 1988).

As configurações com melhores resultados são listadas em uma tabela hierárquica com uma classificação do melhor resultado para o pior obtido. Posteriormente será aplicada a segunda etapa do algoritmo de Troca de Ramos onde as chaves de interligação são testadas na sequência hierárquica definida no passo anterior, mas sem retornar as configurações iniciais, buscando sempre obter o menor número possível de chaveamentos. Vale ressaltar ainda que este método deve respeitar a radialidade da rede.

Um sistema radial é um sistema que fornece alimentação de apenas uma extremidade. Este é o mais simples e com menor custo. Na maioria dos casos, os sistemas de distribuição aérea são dispostos radialmente para facilitar os fatores inerentes à proteção, tais como: coordenação e atenuação das correntes de curto-circuito para reduzir os custos dos equipamentos (MANTOVANI, 2000).

3.1. A RECONFIGURAÇÃO DA REDE COM O AVANÇO DA ENERGIA SOLAR FOTOVOLTAICA

No caso específico da Geração Distribuída Fotovoltaica (GDFV), sua utilização pode trazer diversos benefícios ao sistema elétrico. Matos e Catalão (2013a) dão alguns exemplos e categorizam os benefícios como: reduzir as perdas do sistema, melhorar a distribuição de tensão, aumentar a eficiência energética, aumentar a confiabilidade e segurança do sistema, melhorar a qualidade da energia, reduzir o fluxo de energia nas linhas de transmissão e distribuição.

Apresenta ainda vantagens econômicas reduzindo os custos operacionais e de manutenção de algumas tecnologias de geração distribuída e ainda aumentando a produtividade. Apresenta também vantagens ambientais podendo ser utilizado espaços urbanos para se gerar energia a partir de fontes renováveis reduzindo efeito estufa.

No entanto, a crescente vinculação de fontes de GD aos sistemas de distribuição de energia tem revelado alguns aspectos negativos, levando à necessidade de técnicas que possam mitigar ou reduzir o problema. Dentre as limitações do GD, Matos e Catalão (2013a) destacam:

- Fluxo de energia reverso: A rede elétrica tradicional é projetada para fluxo unidirecional; a injeção de energia bidirecional fará com que o sistema de proteção da rede falhe;

- Potência reativa: A maioria das unidades GD produz apenas potência real e muito pouca potência reativa. A potência reativa é crítica para a operação de muitos tipos de máquinas elétricas, incluindo motores de indução. Por outro lado, a injeção de potência reativa pode levar a sobretensões na rede se não for controlada adequadamente;

- Níveis de tensão flutuantes: Algumas fontes de GD, como fotovoltaica e eólica, apresentam padrões de geração intermitentes dependendo da disponibilidade de energia. Isso

se reflete nos níveis de tensão nos pontos de injeção de energia que podem se propagar ao longo da rede.

Como foi dito por Matos e Catalão (2013a) a energia solar reduz as perdas do sistema e melhora a distribuição de tensão gerando um impacto positivo na rede e reduzindo a necessidade de se realizar a reconfiguração da rede na teoria e esse será o objeto de estudo deste trabalho avaliando como a geração distribuída afeta na reconfiguração da rede de distribuição.

4. METODOLOGIA E ESTUDO DE CASO

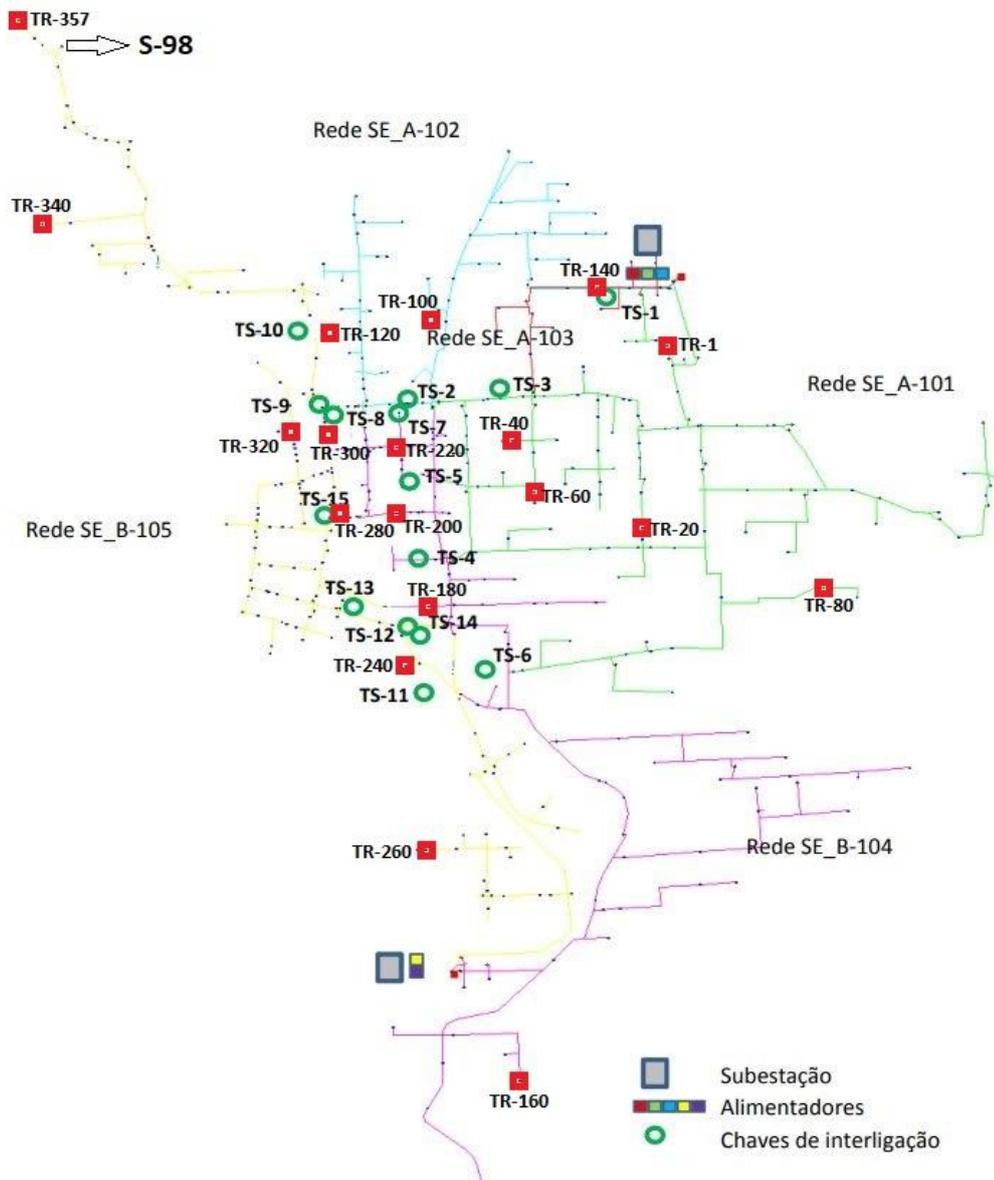
Para o estudo de caso será utilizado de um modelo de rede real de uma cidade do Rio Grande do Sul, onde será aplicado o algoritmo de Troca de Ramos em duas etapas para a execução da reconfiguração automática da rede. O estudo utiliza da simulação do modelo de rede real no programa ASD (BERNARDON, 2007).

O programa permite simular a abertura e fechamento das chaves de interligação bem como o cálculo de valores como perdas, fluxo de potência e tensão em diversos pontos do modelo de rede real, dados esses muito utilizados nesse estudo.

A rede é dividida em subestação A com 3 alimentadores SE_A-101, SE_A-102 e SE_A-103 e subestação B com 2 alimentadores SE_B-104 e SE_B-105. A rede conta ainda com 15 chaves de interligação as quais serão utilizadas para reconfigurar a rede que estão numeradas de TS-1 a TS-15 como mostra a figura 2.

As chaves de interligação estão representadas na figura com um círculo verde, a figura mostra ainda os pontos onde serão inseridas as injeções de energia na rede através das GD fotovoltaicas que estão representadas pela figura de um quadrado vermelho e numeradas na forma TR-1, TR-20, TR 40 e assim por diante até TR-357. Pode ser observado também no canto superior esquerdo da imagem o ponto S-98 o qual será utilizado como referência para as medidas de tensão realizadas no estudo. A rede conta também com chaves normalmente fechadas numeradas de S-1 até S-99 que serão utilizadas na reconfiguração sendo abertas evitando paralelismo na rede e mantendo a radialidade da mesma, mas não são mostradas na figura.

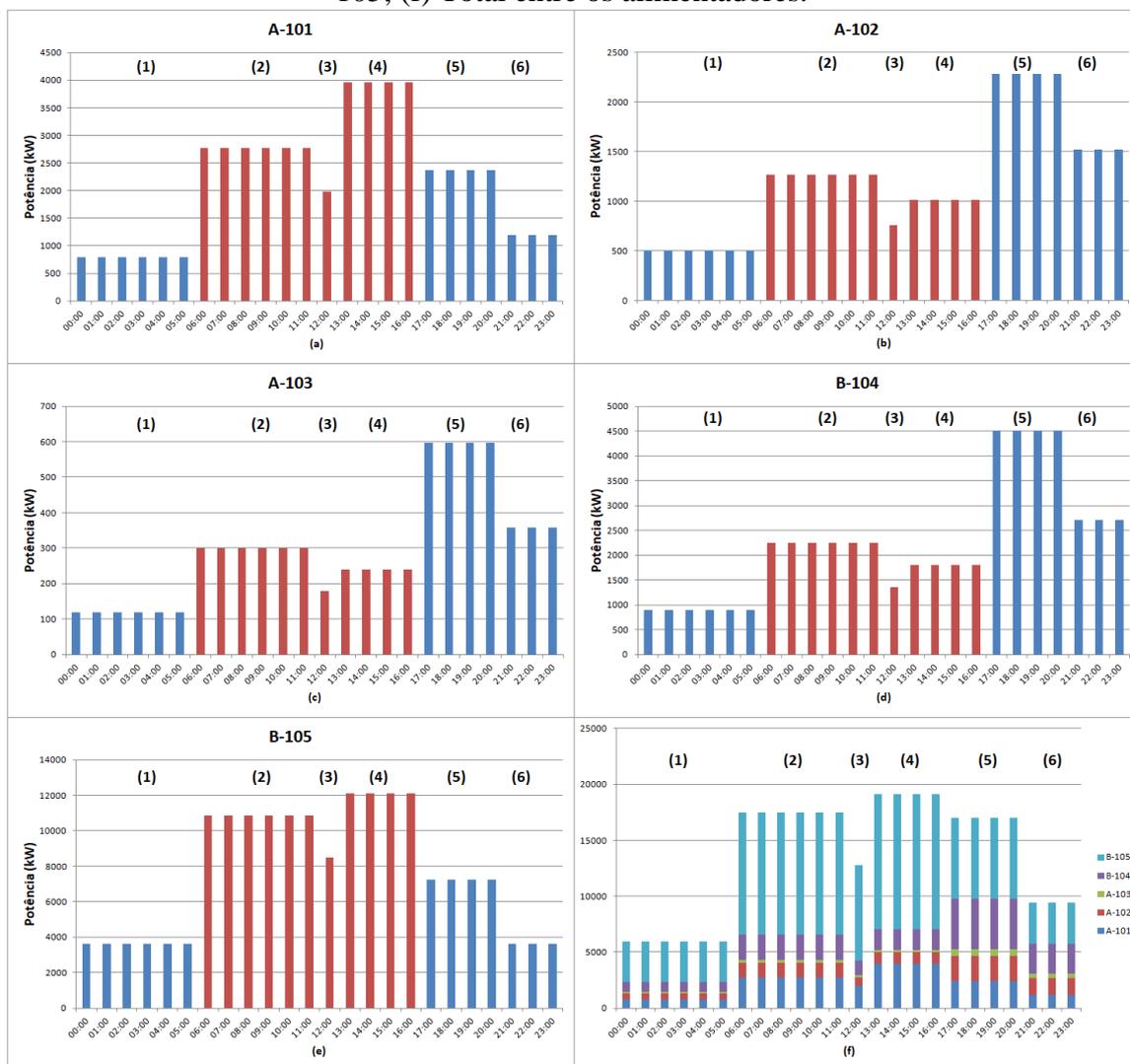
Figura 2. Modelo de rede real de testes no programa ASD



Fonte: PFITSCHER (Adaptado, 2013).

Os períodos de estudo da rede estão divididos em seis períodos do dia (dados fornecidos com essa divisão), cada período apresenta patamares de cargas diferentes variando ao longo do dia conforme suas demandas. Neste trabalho será conduzido um estudo sobre os impactos causados pela geração distribuída conectada à rede focada no recurso da energia solar, portanto o estudo vai ser baseado nos períodos onde a energia solar atua, ou seja, entre períodos da manhã e da tarde. Na figura 3 pode-se observar a divisão entre os períodos e os patamares de cargas da rede ao longo do dia para os cinco diferentes alimentadores.

Figura 3. Patamares de cargas por alimentador ao longo do dia: (a) Alimentador A-101; (b) Alimentador A-102; (c) Alimentador A-103; (d) Alimentador B-104; (e) Alimentador B-105; (f) Total entre os alimentadores.



Fonte: O Autor (2022)

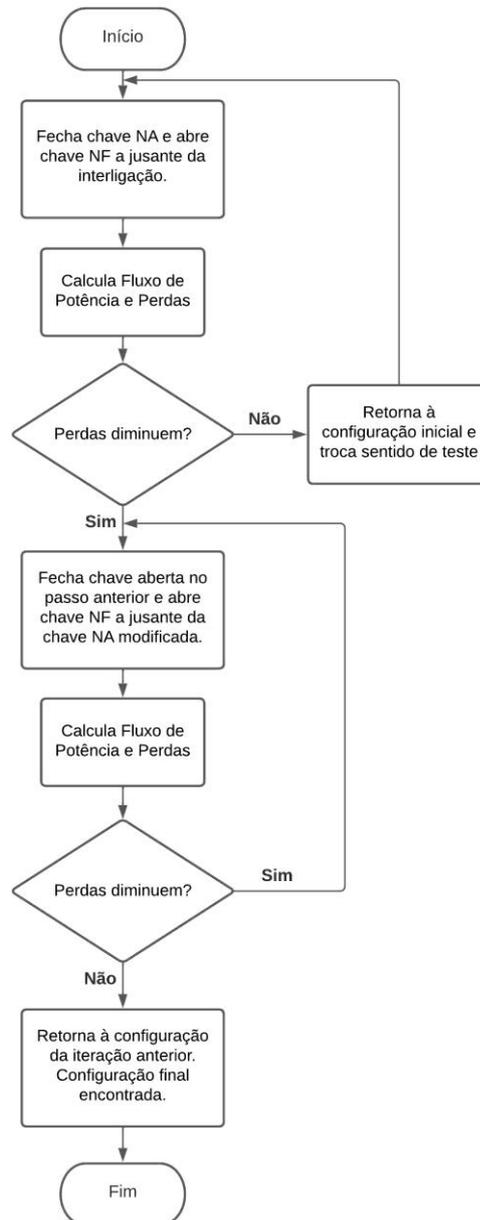
Como visto na figura 3 o alimentador B-105 encontra-se com o maior numero de cargas de toda a rede. Pode-se observar também a divisão dos períodos, o estudo se concentrará nos períodos 2, 3 e 4 mostrados na figura 3 destacados na cor vermelha, sendo estes respectivamente o período da manhã entre 6 e 12 horas, o período do meio-dia entre 12 e 13 horas e o período da tarde entre 13 e 17 horas.

Para cada período do dia será utilizado o algoritmo de Troca de Ramos em duas etapas para obter-se a reconfiguração de rede que gere o menor valor possível de perdas dentro do sistema, observando ainda o ponto mais distante dos geradores para se avaliar o nível de tensão no último cliente alimentado pela rede. O ponto observado está marcado na rede como

S-98 e pode ser visto na figura 2, a tensão nominal da rede é de 13,8 kV e a mesma tende a reduzir com a distância do gerador até o consumidor final devido as perdas da rede.

A figura 4 apresenta um fluxograma da primeira parte do algoritmo de Troca de Ramos executado no trabalho.

Figura 4. Fluxograma da primeira parte do algoritmo de Troca de Ramos executado



Fonte: O Autor (2022)

Ao longo do estudo percebe-se que conforme os chaveamentos da rede são executados a tensão nesse ponto mais extremo reduz ou aumenta conforme os alimentadores são mais ou menos carregados.

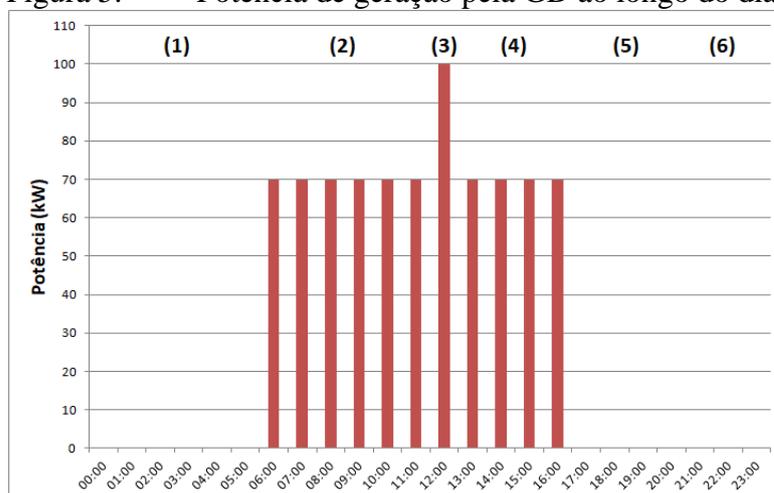
Com a reconfiguração da rede para os três períodos do dia finalizados, são adicionados pontos distribuídos uniformemente ao longo da rede com injeção de energia simulando uma geração distribuída a partir de energia solar. Serão no total 19 pontos de geração incluídos no modelo de rede real, com 100 kW de potência gerada máxima cada um, totalizando em torno de 10% da necessidade de energia demandada pelo modelo de rede real no período de maior demanda.

Essa potência incluída foi escolhida levando em consideração a representação da energia solar na matriz energética brasileira que é pouco maior que 10% segundo dados da ABSOLAR.

Um ponto importante deve ser levado em consideração, a energia solar não é constante ao longo do dia, há um aumento na geração de energia na parte da manhã (período 2), com um pico de máxima geração ao meio-dia (período 3) e reduz ao longo da tarde (período 4).

A geração de energia produzida por uma usina solar foi simulada através do software PVSyst e observou-se que para os períodos da manhã e da tarde em média a geração de energia fica entre 70% e 80% da potência máxima considerada. Portanto para tornar nossa simulação mais fiel ao real nos períodos 2 e 4 utilizou-se 70 kW de potência injetada na rede em cada um dos 19 pontos levando em consideração a menor geração para esse período. A figura 5 apresenta os valores de patamar de geração ao longo do dia considerados para a cada um dos 19 pontos de GD inseridas na rede.

Figura 5. Potência de geração pela GD ao longo do dia.



Fonte: O Autor (2022)

Com geração distribuída novamente será aplicado o algoritmo de Troca de Ramos, novamente a reconfiguração da rede e por fim uma comparação entre a reconfiguração com e sem a geração distribuída.

A demonstração do método será feita para o período 3 entre 12 e 13 horas considerando que inicialmente todas as chaves de interligação estão abertas conforme mostrado na figura 1. Como já foi explicado no tópico 3.1 o método consiste no fechamento de uma chave de interligação e a abertura de uma chave normalmente fechada para evitar o paralelismo da rede, a tabela 1 apresenta todos os testes realizados para as 15 chaves de interligação presentes na rede e as chaves normalmente fechadas adjacentes das mesmas. Cada manobra na rede altera o valor das perdas de energia, este valor está listado na tabela bem como a tensão no ponto S-98 que se trata do ponto mais distante dos alimentadores.

Tabela 1. Resultados da aplicação da primeira parte do algoritmo de Troca de Ramos para o período 3 sem GD

Perdas Iniciais: 616,25 kW					
Tensão Inicial (S-98): 12,6 kV					
Teste	Fechar	Abrir	Perdas (kW)	Tensão (S-98)(kV)	Seq.
1	TS-1	S-3	342,28	12,9	6
	TS-1	S-2	342,55	12,9	
	TS-1	S-41	343,50	12,9	
2	TS-2	S-18	342,55	12,9	7
	TS-2	S-13	343,00	12,9	
	TS-2	S-12	344,78	12,9	
	TS-2	S-36	345,63	12,9	
3	TS-3	S-43	342,89	12,9	
	TS-3	S-13	340,60	12,9	
	TS-3	S-12	340,02	12,9	
	TS-3	S-11	340,01	12,9	3
	TS-3	S-4	343,68	12,9	
4	TS-4	S-15	343,87	12,9	
5	TS-5	S-22	342,85	12,9	
6	TS-6	S-51	353,60	12,9	
7	TS-7	S-36	348,66	12,9	
	TS-7	S-59	342,27	12,9	5
8	TS-8	S-38	374,71	12,8	
	TS-8	S-84	202,03	13,3	1
	TS-8	S-83	272,84	13,1	
9	TS-9	S-38	347,40	12,9	

Perdas Iniciais: 616,25 kW					
Tensão Inicial (S-98): 12,6 kV					
Teste	Fechar	Abrir	Perdas (kW)	Tensão (S-98)(kV)	Seq.
	TS-9	S-64	341,43	12,9	
	TS-9	S-63	341,39	12,9	4
	TS-9	S-61	341,49	12,9	
	TS-9	S-59	342,72	12,9	
10	TS-10	S-39	376,11	12,8	
	TS-10	S-91	224,49	13,5	
	TS-10	S-84	209,87	13,3	2
11	TS-11	S-53	346,51	12,9	
	TS-11	S-68	529,83	12,6	
12	TS-12	S-54	395,86	12,8	
	TS-12	S-74	622,85	12,4	
13	TS-13	S-79	436,54	12,7	
	TS-13	S-56	345,02	12,9	
14	TS-14	S-68	656,39	12,3	
	TS-14	S-54	382,43	12,8	
15	TS-15	S-61	375,11	12,8	

Fonte: O Autor (2022)

Os dados iniciais de perdas e tensão para o sistema são dados no topo da tabela, eles são obtidos a partir do software ASD com a configuração inicial do sistema. Dos testes nas 15 chaves de interligação são obtidos os dados de perdas de energia e os valores inferiores às perdas iniciais foram destacados.

Foram selecionadas as manobras com menores perdas e numeradas em sequência para a segunda etapa do algoritmo de Troca de Ramos, conforme apresentado na última coluna da tabela 1.

A tabela 2 apresenta as manobras realizadas a fim de se obter a melhor reconfiguração da rede. A manobra posterior será efetuada caso ela apresente perdas de energia inferiores em comparação à manobra anterior, caso contrário ela será desfeita.

A coluna “Reconf.” na tabela 2 representa as manobras executadas e mantidas na reconfiguração e estão marcadas com um “X” no campo da tabela correspondente. A reconfiguração de rede final é obtida para o período 3 com o valor das perdas de energia do sistema em 184,34 kW e um total de cinco manobras executadas para a melhor configuração possível.

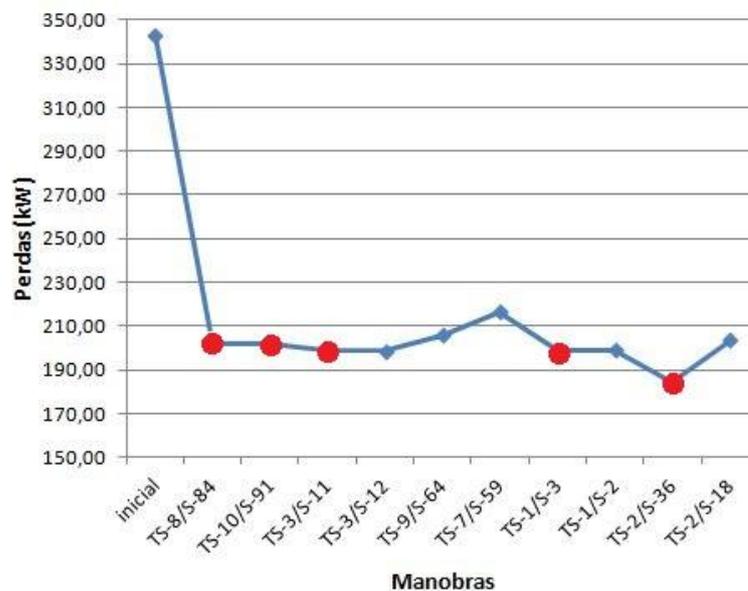
Tabela 2. Resultado da parte 2 do algoritmo da Troca de Ramos (Período 3) sem GD

Fechar	Abrir	Perdas (kW)	Tensão (S-98)	Reconf.
Inicial		342,76	12,9	
TS-8	S-84	202,03	13,3	X
TS-10	S-91	201,57	13,3	X
TS-3	S-11	198,83	13,3	X
TS-3	S-12	198,84	13,3	
TS-9	S-64	205,92	13,3	
TS-7	S-59	216,49	13,3	
TS-1	S-3	198,62	13,3	X
TS-1	S-2	199,14	13,3	
TS-2	S-36	184,34	13,4	X
TS-2	S-18	203,53	13,3	

Fonte: O Autor (2022)

A figura 6 apresenta um gráfico onde pode ser visto a variação das perdas ao longo de cada sequência de manobras de reconfiguração para o período 3 sem a inserção da GD.

Figura 6. Variação das perdas ao longo da reconfiguração (Período 3) sem GD



Fonte: O Autor (2022)

Na figura 6 é possível observar como os valores das perdas de energia diminuem ou aumentam através das manobras realizadas na reconfiguração do sistema, os pontos em vermelho representam onde a reconfiguração foi mantida.

A inclusão dos pontos de energia solar fotovoltaica conectados à rede na forma de geração distribuída será feita e o algoritmo será executado novamente.

Tabela 3. Resultados da aplicação da primeira parte do algoritmo de Troca de Ramos para o período 3 com a inclusão da GD Solar

Perdas Iniciais: 240,63 kW Tensão Inicial (S-98): 13,1 kV					
Teste	Fechar	Abrir	Perdas (kW)	Tensão (S-98) (kV)	Seq.
1	TS-1	S-3	240,61	13,1	
	TS-1	S-2	240,51	13,1	7
	TS-1	S-41	240,78	13,1	
2	TS-2	S-18	240,64	13,1	
	TS-2	S-13	240,61	13,1	8
	TS-2	S-12	241,55	13,1	
	TS-2	S-36	241,84	13,1	
3	TS-3	S-43	240,71	13,1	
	TS-3	S-13	240,10	13,1	
	TS-3	S-12	239,63	13,1	4
	TS-3	S-11	239,64	13,1	
	TS-3	S-4	241,61	13,1	
4	TS-4	S-15	241,47	13,1	
5	TS-5	S-22	240,69	13,1	
6	TS-6	S-51	245,29	13,1	
7	TS-7	S-36	243,31	13,1	
	TS-7	S-59	240,37	13,1	6
8	TS-8	S-38	256,86	13,0	
	TS-8	S-84	140,06	13,5	1
	TS-8	S-83	181,85	13,2	
9	TS-9	S-38	242,40	13,1	
	TS-9	S-64	240,15	13,1	
	TS-9	S-63	240,11	13,1	5
	TS-9	S-61	240,11	13,1	
	TS-9	S-59	240,60	13,1	
10	TS-10	S-39	257,49	13,0	
	TS-10	S-91	161,08	13,6	
	TS-10	S-84	144,97	13,4	2
11	TS-11	S-53	243,88	13,1	
	TS-11	S-68	360,62	12,8	
12	TS-12	S-54	267,14	13,0	
	TS-12	S-74	420,82	12,7	
13	TS-13	S-79	286,52	12,9	
	TS-13	S-56	234,99	13,1	3
14	TS-14	S-68	442,55	12,6	
	TS-14	S-54	259,24	13,0	
15	TS-15	S-61	251,67	13,0	

Fonte: O Autor (2022)

Fica evidente logo no primeiro momento que a inclusão da geração distribuída na rede traz o benefício de reduzir drasticamente as perdas de energia de todo o sistema quando comparado os valores iniciais de ambos os casos, redução esta que gera valores muito próximos aos valores obtidos na rede reconfigurada para o mesmo período sem a utilização da GD. Seguiu-se para o segundo passo do algoritmo de Troca de Ramos e as manobras foram executadas seguindo a sequência numerada definida na tabela 3 e os valores encontrados podem ser observados na tabela 4:

Tabela 4. Resultado da parte 2 do algoritmo da Troca de Ramos (Período 3) com GD

Fechar	Abrir	Perdas (kW)	Tensão (S-98) (kV)	Reconf.
Inicial		240,63	13,1	
TS-8	S-84	140,06	13,5	X
TS-10	S-91	139,48	13,5	X
TS-13	S-56	136,55	13,5	X
TS-3	S-12	135,55	13,5	X
TS-3	S-11	135,56	13,5	
TS-9	S-63	140,83	13,4	
TS-7	S-59	143,66	13,4	
TS-1	S-3	135,54	13,5	X
TS-1	S-2	135,63	13,5	

Fonte: O Autor (2022)

Assim como no sistema anterior as manobras foram executadas e as perdas de energia atingiram o valor de 135,54 kW totalizando 5 manobras executadas para melhor configuração possível. Este valor representa uma redução de 26% nas perdas de energia quando comparada com um sistema sem GD.

Para o período 2, o algoritmo será repetido de modo análogo ao apresentado para o período 3. Os resultados serão disponibilizados na tabela 5.

Tabela 5. Resultados da aplicação da primeira parte do algoritmo de Troca de Ramos para o período 2 para o sistema com e sem a inclusão da GD Solar

Dados Iniciais:			Perdas Iniciais: 616,25 kW Tensão Inicial (S-98): 12,6 kV			Perdas Iniciais: 479,64 kW Tensão Inicial (S-98): 12,7 kV		
Período 2			Sem GD			Com GD		
Teste	Fechar	Abrir	Perdas (kW)	Tensão (S-98) (kV)	Seq.	Perdas (kW)	Tensão (S-98) (kV)	Seq.
1	TS-1	S-3	615,23	12,6	6	479,28	12,7	7

Dados Iniciais:			Perdas Iniciais: 616,25 kW Tensão Inicial (S-98): 12,6 kV			Perdas Iniciais: 479,64 kW Tensão Inicial (S-98): 12,7 kV		
Período 2			Sem GD			Com GD		
Teste	Fechar	Abrir	Perdas (kW)	Tensão (S-98) (kV)	Seq.	Perdas (kW)	Tensão (S-98) (kV)	Seq.
	TS-1	S-2	615,87	12,6		479,38	12,7	
	TS-1	S-41	618,11	12,6		480,67	12,7	
2	TS-2	S-18	616,00	12,6	7	479,63	12,7	8
	TS-2	S-13	617,11	12,6		479,97	12,7	
	TS-2	S-12	620,92	12,6		482,85	12,7	
	TS-2	S-36	623,29	12,6		484,23	12,7	
3	TS-3	S-43	616,57	12,6		479,89	12,7	
	TS-3	S-13	611,59	12,6		477,16	12,7	
	TS-3	S-12	610,17	12,6		475,89	12,7	
	TS-3	S-11	610,08	12,6	3	475,84	12,7	4
	TS-3	S-4	618,15	12,6		481,57	12,7	
4	TS-4	S-15	619,04	12,6		482,05	12,7	
5	TS-5	S-22	616,49	12,6		479,85	12,7	
6	TS-6	S-51	644,30	12,6		498,27	12,7	
7	TS-7	S-36	633,11	12,6		491,15	12,7	
	TS-7	S-59	614,85	12,6	5	478,74	12,7	6
8	TS-8	S-38	690,70	12,5		531,15	12,7	
	TS-8	S-84	370,68	13,2	1	287,46	13,3	1
	TS-8	S-83	509,39	12,8		384,74	13,0	
9	TS-9	S-38	629,51	12,6		488,07	12,7	
	TS-9	S-64	612,45	12,6		477,25	12,7	
	TS-9	S-63	612,34	12,6	4	477,17	12,7	
	TS-9	S-61	612,63	12,6		477,16	12,7	5
	TS-9	S-59	616,14	12,6		479,68	12,7	
10	TS-10	S-39	694,17	12,5		533,36	12,7	
	TS-10	S-91	405,68	13,3		321,81	13,4	
	TS-10	S-84	385,24	13,1	2	298,08	13,2	2
11	TS-11	S-53	624,45	12,6		486,97	12,7	
	TS-11	S-68	1014,41	12,1		775,89	12,3	
12	TS-12	S-54	738,94	12,4		562,22	12,6	
	TS-12	S-74	1193,70	11,9		907,68	12,1	
13	TS-13	S-79	837,46	12,2		626,17	12,4	
	TS-13	S-56	621,26	12,6		474,20	12,7	3
14	TS-14	S-68	1277,99	11,7		968,84	12,0	
	TS-14	S-54	707,05	12,5		540,80	12,7	
15	TS-15	S-61	689,97	12,5		525,24	12,7	

Fonte: O Autor (2022)

Concluído a primeira parte do algoritmo da Troca de Ramos do período 2 agora o mesmo será feito com o período 4 para posteriormente realizar a reconfiguração de rede individual.

Tabela 6. Resultados da aplicação da primeira parte do algoritmo de Troca de Ramos para o período 4 para o sistema com e sem a inclusão da GD Solar

Dados Iniciais:			Perdas Iniciais: 780,98 kW Tensão Inicial (S-98): 12,4 kV			Perdas Iniciais: 614,72 kW Tensão Inicial (S-98): 12,6 kV		
Período 4			Sem GD			Com GD		
Teste	Fechar	Abrir	Perdas (kW)	Tensão (S-98) (kV)	Seq.	Perdas (kW)	Tensão (S-98) (kV)	Seq.
1	TS-1	S-3	778,75	12,4	6	613,65	12,6	7
	TS-1	S-2	779,79	12,4		613,81	12,6	
	TS-1	S-41	783,15	12,4		615,87	12,6	
2	TS-2	S-18	778,31	12,4		612,53	12,6	
	TS-2	S-13	777,59	12,4	4	612,05	12,6	5
	TS-2	S-12	781,64	12,4		614,82	12,6	
	TS-2	S-36	790,67	12,4		621,39	12,6	
3	TS-3	S-43	781,37	12,4		615,05	12,6	
	TS-3	S-13	770,58	12,4		608,11	12,6	
	TS-3	S-12	767,08	12,4		604,90	12,6	
	TS-3	S-11	766,75	12,4	3	604,64	12,6	3
	TS-3	S-4	784,53	12,4		618,37	12,6	
4	TS-4	S-15	782,25	12,4		615,65	12,6	
5	TS-5	S-22	781,04	12,4		614,75	12,6	
6	TS-6	S-51	811,45	12,4		635,15	12,6	
7	TS-7	S-36	791,61	12,4		621,51	12,6	
	TS-7	S-59	780,10	12,4	7	614,17	12,6	8
8	TS-8	S-38	850,34	12,3		660,95	12,5	
	TS-8	S-84	446,15	13,1	1	350,64	13,2	1
	TS-8	S-83	607,64	12,7		463,63	12,9	
9	TS-9	S-38	789,34	12,4		619,62	12,6	
	TS-9	S-64	778,58	12,4		613,33	12,6	
	TS-9	S-63	778,51	12,4	5	613,28	12,6	
	TS-9	S-61	778,69	12,4		613,26	12,6	6
	TS-9	S-59	780,91	12,4		614,73	12,6	
10	TS-10	S-39	853,55	12,3		662,91	12,5	
	TS-10	S-91	499,00	13,3		401,20	13,4	
	TS-10	S-84	463,25	13,1	2	363,32	13,2	2
11	TS-11	S-53	789,27	12,4		622,15	12,6	

Dados Iniciais:			Perdas Iniciais: 780,98 kW Tensão Inicial (S-98): 12,4 kV			Perdas Iniciais: 614,72 kW Tensão Inicial (S-98): 12,6 kV		
Período 4			Sem GD			Com GD		
Teste	Fechar	Abrir	Perdas (kW)	Tensão (S-98) (kV)	Seq.	Perdas (kW)	Tensão (S-98) (kV)	Seq.
	TS-11	S-68	1221,03	11,9		941,24	12,2	
12	TS-12	S-54	896,41	12,3		689,09	12,5	
	TS-12	S-74	1423,75	11,7		1089,96	12	
13	TS-13	S-79	983,53	12,1		740,83	12,3	
	TS-13	S-56	785,97	12,4		607,89	12,6	4
14	TS-14	S-68	1558,77	11,5		1180,94	11,8	
	TS-14	S-54	867,70	12,3		670,69	12,5	
15	TS-15	S-61	852,05	12,3		655,55	12,5	

Fonte: O Autor (2022)

Com os dados consolidados nas tabelas 5 e 6, a segunda parte/etapa do algoritmo da Troca de Ramos será aplicada para realizar a reconfiguração da rede para todos os quatro sistemas citados. Começando pelo período 2 sem GD a reconfiguração pode ser vista na tabela 7.

Tabela 7. Resultado segunda parte do algoritmo da Troca de Ramos (Período 2) sem GD

Fechar	Abrir	Perdas (kW)	Tensão (S-98) (kV)	Reconf.
Inicial		616,25	12,6	
TS-8	S-84	370,68	13,2	X
TS-10	S-91	370,36	13,2	X
TS-3	S-11	364,19	13,2	X
TS-3	S-12	364,29	13,2	
TS-9	S-64	379,62	13,1	
TS-7	S-59	404,38	13,1	
TS-1	S-3	363,72	13,2	X
TS-1	S-2	364,94	13,2	
TS-2	S-36	334,53	13,3	X
TS-2	S-18	373,46	13,1	

Fonte: O Autor (2022)

Agora para o período 2 com a inserção da GD que pode ser visto na tabela 8.

Tabela 8. Resultado segunda parte do algoritmo da Troca de Ramos (Período 2) com GD

Fechar	Abrir	Perdas (kW)	Tensão (S-98) (kV)	Reconf.
Inicial		479,64	12,7	
TS-8	S-84	287,46	13,3	X
TS-10	S-91	286,89	13,3	X
TS-13	S-56	284,45	13,3	X
TS-3	S-11	280,65	13,3	X
TS-3	S-4	286,38	13,3	
TS-9	S-61	296,33	13,2	
TS-7	S-59	307,35	13,2	
TS-1	S-3	280,48	13,3	X
TS-1	S-2	281,11	13,3	
TS-2	S-18	288,73	13,3	

Fonte: O Autor (2022)

Finalizado a segunda parte do algoritmo da Troca de Ramos para o período 2 obteve-se uma reconfiguração com perdas para a rede sem GD com 334,53 kW e para rede com GD 280,48 kW e ambas com 5 manobras realizadas, gerando uma redução de perdas de 16% com a adição da GD na rede. Para o período 4 sem GD a reconfiguração pode ser vista na tabela 9.

Tabela 9. Resultado segunda parte do algoritmo da Troca de Ramos (Período 4) sem GD

Fechar	Abrir	Perdas (kW)	Tensão (S-98) (kV)	Reconf.
Inicial		780,98	12,4	
TS-8	S-84	446,15	13,1	X
TS-10	S-91	444,98	13,1	X
TS-3	S-11	430,76	13,1	X
TS-3	S-12	431,09	13,1	
TS-2	S-36	408,53	13,2	X
TS-2	S-18	445,28	13,1	
TS-9	S-64	418,63	13,2	
TS-1	S-3	408,27	13,2	X
TS-1	S-2	417,44	13,2	
TS-7	S-59	432,32	13,2	
TS-9	S-59	438,93	13,2	

Fonte: O Autor (2022)

Para o período 4 com a inserção da GD a reconfiguração pode ser vista na tabela 10.

Tabela 10. Resultado da parte 2 do algoritmo da Troca de Ramos (Período 4) com GD

Fechar	Abrir	Perdas (kW)	Tensão (S-98) (kV)	Reconf.
Inicial		614,72	12,6	
TS-8	S-84	350,64	13,2	X
TS-10	S-91	349,40	13,2	X
TS-3	S-11	339,32	13,2	X
TS-3	S-12	339,58	13,2	
TS-13	S-56	336,05	13,2	X
TS-2	S-36	320,98	13,3	X
TS-2	S-18	348,33	13,2	
TS-9	S-64	327,17	13,3	
TS-1	S-3	320,83	13,3	X
TS-1	S-2	327,38	13,3	
TS-7	S-59	336,41	13,3	

Fonte: O Autor (2022)

Finalizado a segunda parte do algoritmo da Troca de Ramos para o período 4 obteve-se uma reconfiguração com perdas para a rede sem GD com 408,27 kW e para rede com GD 320,83 kW com 5 e 6 manobras realizadas respectivamente, gerando uma redução de perdas de 21% com a adição da GD na rede.

4.1. DISCUSSÃO DOS RESULTADOS

A tabela 11 apresenta os valores das perdas no sistema de distribuição após ser feita à reconfiguração nos seis casos de estudo. Realizado as simulações como visto nas tabelas detalhadas anteriores, fica evidente que com apenas uma manobra de reconfiguração, nos casos onde a GD está presente, os valores de perdas de energia já são inferiores aos valores registrados mesmo após a reconfiguração com 5 manobras nos sistemas sem a inclusão da GD.

Tabela 11. Comparação dos resultados finais da reconfiguração

Período	Perdas após a Reconfiguração (kW)			Tensão após a Reconfiguração (kV)		
	Sem GD	Com GD	Variação	Sem GD	Com GD	Variação
Período 2	334,53	280,48	↓ -16,16%	13,3	13,3	-
Período 3	184,34	135,54	↓ -26,47%	13,4	13,5	↑ 0,75%
Período 4	408,27	320,83	↓ -21,42%	13,2	13,3	↑ 0,76%

Fonte: O Autor (2022)

A rede de distribuição não reduz apenas as suas perdas, mas também aumentam os níveis de tensões aproximando-os dos valores nominais adequados para ambos os casos com uma pequena vantagem do sistema com GD, mesmo os pontos mais extremos da rede de distribuição. Entretanto novamente vale resaltar que o sistema com GD atinge o mesmo nível de tensão com uma única manobra de reconfiguração contra 5 manobras do sistema sem GD.

É importante ressaltar também que o objetivo da reconfiguração é a melhoria dos parâmetros da rede, todavia o número de manobras realizadas pode ser menor caso atinja critérios mínimos avaliados pelo operador da rede de distribuição, neste presente trabalho o objetivo era buscar o menor valor possível para as perdas do sistema, entretanto caso o objetivo fosse somente retirar a sobrecarga sobre o alimentador uma única manobra de reconfiguração seria necessária com a GD.

5. CONCLUSÃO

Além dos benefícios de ser uma fonte renovável e evitar gastos com energia para o consumidor, a geração distribuída se mostrou ser muito vantajosa também para a rede de distribuição a qual está conectada, melhorando os parâmetros de energia da rede.

Após todas as comparações torna-se evidente as melhorias geradas com o uso da geração distribuída em uma rede de transmissão, o objetivo inicial de estudo era mostrar que esse tipo de geração poderia reduzir significativamente as perdas do sistema facilitando ou até mesmo tornando desnecessária a reconfiguração da rede.

A partir do estudo pode-se perceber que é possível obter-se valores inferiores de perdas de um sistema reconfigurado com apenas uma manobra quando o sistema apresenta a GD. Esse resultado é importante, pois em redes maiores o número de possibilidades de chaveamento também aumenta, e a utilização da GD pode simplificar as possibilidades de manobras desconsiderando a necessidade de muitos chaveamentos.

É importante destacar também uma possibilidade de estudo em trabalhos futuros referentes à busca de outros critérios de otimização e ao estudo da sensibilidade do sistema, buscando encontrar qual o nível de perdas aceitáveis para o sistema já que como foi visto, a partir da segunda manobra o sistema passa a apresentar valores de redução de perdas cada vez menores sendo que dependendo do caso não há a necessidade de tantos cálculos.

Como foi mostrada a utilização da geração distribuída auxilia na manutenção da tensão nos valores nominais da rede mesmo nos pontos mais distantes dos alimentadores.

Mesmo com uma representação inferior a 2% das residências atendidas na rede de distribuição, foi possível se obter resultados muito satisfatórios e ainda vale ressaltar que as melhorias na rede aumentam ainda mais com a integração de mais residências com GD instaladas.

Portanto, foi possível mostrar que nas condições dadas no trabalho a inclusão da geração distribuída melhora significativamente os parâmetros de energia na rede de distribuição e como consequência impacta positivamente a reconfiguração da rede quando se faz necessária.

REFERÊNCIAS

ANEEL. Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional (PRODIST) Módulo 8: Qualidade da Energia Elétrica, 2021. Disponível em: https://www2.aneel.gov.br/cedoc/aren2021956_2_7.pdf

ANEEL. Resolução Normativa Nº 482, de 17 de abril de 2012. Agência Nacional de Energia Elétrica, 2012.

ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE ENERGIA SOLAR FOTOVOLTAICA. Energia Solar Fotovoltaica no Brasil. São Paulo, 2022. Disponível em: <https://www.absolar.org.br/mercado/infografico/>. Acesso em: 23 de novembro 2022.

BARAN, M. E.; WU, F. F. Network Reconfiguration in Distribution Systems for Loss Reduction and Load Balancing. IEEE Transactions on Power Delivery, v.4, n.2, p.1401-1407, 1989.

BERNARDON, Daniel Pinheiro et al. Novos métodos para reconfiguração das redes de distribuição a partir de algoritmos de tomadas de decisão multicriteriais. 2007. Tese de Doutorado. Universidade Federal de Santa Maria.

BUENO, Edilson Aparecido. Redução de perdas técnicas através de reconfigurações de redes de distribuição de energia elétrica sob demandas variáveis: Technical loss reduction by reconfiguration of electric distribution networks with variable demands. 2005. Tese de Doutorado. Universidade Estadual de Campinas.

CIVANLAR, S.; GRAINGER, J.J.; YIN, H.; LEE, S.S.H. Distribution feeder reconfiguration for loss reduction. IEEE Transactions on Power Delivery, v.3, n.3, p.1217-1223, jul. 1988.

COMASSETTO, L. et al. Software para coordenação automática de dispositivos de proteção no sistema de distribuição. IEEE Transactions on Power Delivery, v. 23, n. 4, pág. 2241-2246, 2008.

COMASSETTO, Lorenzo e cols. Algoritmos heurísticos de otimização da proteção e manobra em redes de distribuição de energia. 2008. Tese de Doutorado. Universidade Federal de Santa Maria.

COMASSETTO, Lorenzo e cols. Desenvolvimento de algoritmos para otimização da confiabilidade de redes de distribuição. 2004.

FEDRIGO, Natália Sens; GHISI, Enedir; LAMBERTS, Roberto. Usos finais de energia elétrica no setor residencial brasileiro. ENCONTRO NACIONAL DE CONFORTO NO AMBIENTE CONSTRUÍDO, v. 10, p. 367-376, 2009.

GOSWAMI, S. K. Distribution system planning using branch exchange technique. IEEE Transactions on Power Systems, v. 12, n. 2, p. 718-723, 1997.

MANTOVANI, José RS; CASARI, Fernando; ROMERO, Rubén A. Reconfiguração de sistemas de distribuição radiais utilizando o critério de queda de tensão. *Controle and Automacao*, p. 150-159, 2000.

MARQUES, L. T., “Restabelecimento de Energia por Reconfiguração de Redes em Sistemas de Distribuição de Grande Porte com Priorização de Chaves, Consumidores e Definição de Sequência de Chaveamento”. 129p. Dissertação (Mestrado) – Escola de Engenharia de São Carlos, Universidade de São Paulo, 2013.

MATOS, D. M. B.; CATALÃO, J. P. S. Geração Distribuída e os seus Impactos no Funcionamento da Rede Elétrica: Parte 2. *International Conference on Engineering UBI2013 – University of Beira Interior – Covilhã, Portugal*, p. 10–17, 2013a.

MÍGUEZ, Edelmiro et al. An improved branch exchange algorithm for large scale distribution network planning. *IEEE Power Engineering Review*, v. 22, n. 9, p. 58-58, 2002.

PENG, Qiuyu; LOW, Steven H. Optimal branch exchange for distribution system reconfiguration. **arXiv preprint arXiv:1309.0651**, 2013.

PEREIRA, E. B. et al. Atlas brasileiro de energia solar. 2ª ed. São José dos Campos: INPE, 2017.

PFITSCHER, L. L. Reconfiguração automática das redes de distribuição de energia elétrica com monitoramento em tempo real. Santa Maria, RS: UFSM, 2013.

PINHO, J. T.; GALDINO, M. A. Manual de Engenharia para Sistemas Fotovoltaicos. [s.l: s.n.]. 2014.

PRESIDÊNCIA DA REPÚBLICA. Lei Nº 14300/2022. Disponível em: <https://in.gov.br/en/web/dou/-/lei-n-14.300-de-6-de-janeiro-de-2022-372467821>. Acesso realizado em: 23 de novembro de 2022.

SANCHES, D. S. Algoritmos evolutivos multi-objetivo para reconfiguração de redes em sistemas de distribuição de energia elétrica. Tese de Doutorado, Engenharia Elétrica - EESC/USP., São Carlos/SP, Brasil, 2013.

ZILLES, R. et al. Sistemas Fotovoltaicos Conectados à Rede Elétrica. Oficina de Textos, São Paulo, 2012.