

**UNIVERSIDADE ESTADUAL PAULISTA “JÚLIO DE MESQUITA FILHO”
FACULDADE DE ENGENHARIA
CAMPUS DE ILHA SOLTEIRA**

HUGO DE OLIVEIRA MOTTA SERRANO

**GERENCIAMENTO DE CAPACIDADE NAS MODERNAS REDES DE DISTRIBUI-
ÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA**

**Ilha Solteira
2023**

HUGO DE OLIVEIRA MOTTA SERRANO

**GERENCIAMENTO DE CAPACIDADE NAS MODERNAS REDES DE DISTRIBUI-
ÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA**

Tese apresentada à Faculdade de Engenharia do
Campus de Ilha Solteira – UNESP, para obten-
ção do título de Doutor em Engenharia Elétrica.
Área de Concentração: Automação

JONATAS BOAS LEITE
Orientador

Ilha Solteira
2023

FICHA CATALOGRÁFICA
Desenvolvido pelo Serviço Técnico de Biblioteca e Documentação

S487g Serrano, Hugo de Oliveira Motta.
Gerenciamento de capacidade nas modernas redes de distribuição de energia elétrica / Hugo de Oliveira Motta Serrano. -- Ilha Solteira: [s.n.], 2023
88 f. : il.

Tese (doutorado) - Universidade Estadual Paulista. Faculdade de Engenharia de Ilha Solteira. Área de conhecimento: Automação , 2023

Orientador: Jonas Boas Leite
Inclui bibliografia

1. Gerador. 2. Corte de carga. 3. GRASP. 4. Busca tabu. 5. Sistema de gerenciamento . 6. Capacidade da rede de distribuição.


Raiane da Silva Santos

Supervisora Técnica de Seção
Seção Técnica de Referência, Atendimento ao usuário e Documentação
Diretoria Técnica de Biblioteca e Documentação
CIJ/B - 9999

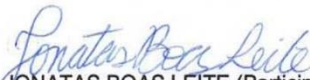
CERTIFICADO DE APROVAÇÃO

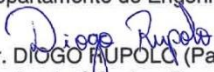
TÍTULO DA TESE: GERENCIAMENTO DE CAPACIDADE NAS MODERNAS REDES DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA

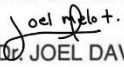
AUTOR: HUGO DE OLIVEIRA MOTTA SERRANO

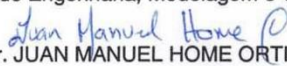
ORIENTADOR: JONATAS BOAS LEITE

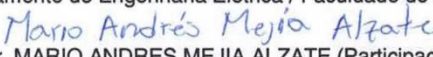
Aprovado como parte das exigências para obtenção do Título de Doutor em ENGENHARIA ELÉTRICA, área: Automação pela Comissão Examinadora:


Dr. JONATAS BOAS LEITE (Participação Presencial)
Departamento de Engenharia Elétrica / Faculdade de Engenharia de Ilha Solteira


Dr. DIOGO RUCOLO (Participação Virtual)
Centro de Ciência e Tecnologia / Universidade Presbiteriana Mackenzie


Prof. Dr. JOEL DAVID MELO TRUJILLO (Participação Virtual)
Centro de Engenharia, Modelagem e Ciências Sociais / Universidade Federal do ABC - UFABC


Prof. Dr. JUAN MANUEL HOME ORTIZ (Participação Presencial)
Departamento de Engenharia Elétrica / Faculdade de Engenharia de Ilha Solteira - UNESP


Prof. Dr. MARIO ANDRES MEJIA ALZATE (Participação Presencial)
Departamento de engenharia elétrica / Universidade Estadual Paulista Júlio de Mesquita Filho, Faculdade de Engenharia Campus Ilha Solteira

Ilha Solteira, 26 de janeiro de 2023

AGRADECIMENTOS

Agradeço primeiramente a Deus, pois sem Ele nada seria possível.

À minha mãe Lenita por todo apoio, incentivo e por acreditar nos meus sonhos. Aos demais familiares pelo incentivo. Aos meus amigos que sempre me apoiaram e incentivaram.

Ao Prof. Dr. Jonatas Boas Leite, por ter aceitado a orientação no decorrer do curso, dedicação, muita paciência, incentivo e pelas contribuições na minha formação acadêmica.

Aos colegas do Laboratório de Planejamento de Sistemas de Energia Elétrica (LaPSEE).

Aos meus amigos, em especial Cleberton pela parceria no desenvolvimento do trabalho.

A Coordenação de Aperfeiçoamento de Pessoa de Nível Superior- Brasil (CAPES) pelo apoio financeiro- Código de Financiamento 001, e a Fundação de Amparo à Pesquisa do Estado de São Paulo -FAPESP, pelo projeto temático processo nº. 2015/21972-6.

RESUMO

Neste trabalho, é apresentada uma meta-heurística baseada no algoritmo GRASP juntamente com a Busca Tabu para o gerenciamento da capacidade da rede elétrica. O problema consiste na otimização da alocação e dimensionamento de geradores distribuídos e o corte de carga para minimizar as cargas de pico e melhorar a qualidade do fornecimento de energia. Utilizando ferramentas computacionais, é estudada a integração adequada de recursos energéticos distribuídos (REDs) nas redes elétricas, visando maximizar seus benefícios e a confiabilidade do sistema elétrico de distribuição. O algoritmo é aplicado em um sistema com 834 cargas, incluindo 781 na rede de baixa tensão, 53 na rede de alta tensão e 47 transformadores. Os resultados mostram a eficiência do método proposto em lidar com sistemas elétricos complexos e aprimorar o gerenciamento de energia.

Palavras-chave: gerador; corte de carga; GRASP; busca tabu; sistema de gerenciamento capacidade da rede de distribuição.

ABSTRACT

In this study, a meta-heuristic approach based on the GRASP algorithm is presented together with Tabu Search for the management of the power grid capacity. The issue consists of optimizing the allocation and sizing of distributed generators and load shedding to minimize peak loads and improve the quality of the energy supply. Using computational tools, the adequate integration of distributed energy resources (DERs) in electrical networks is studied, aiming to maximize their benefits and the reliability of the electrical distribution system. The algorithm is applied to a system with 834 loads, including 781 on the low-voltage network, 53 on the high-voltage network and 47 transformers. The results show the efficiency of the proposed method in dealing with complex electrical systems and improving energy management.

Keywords: generator; load shedding; GRASP; tabu search; distribution network capacity management system.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 - Modelo conceitual de Rede Inteligente.	20
Figura 2-Componentes da rede inteligente	22
Figura 3 - A transformação da rede elétrica.	25
Figura 4 - Técnicas de gerenciamento pelo lado da demanda.	28
Figura 5- Classificação de resposta à demanda	32
Figura 6 - Exemplo de tarifação <i>Time-of-Use</i> (TOU).	35
Figura 7 - Exemplo de tarifação <i>critical peak pricing</i> (CPP).	36
Figura 8 - Exemplo de tarifação <i>peak time rebate</i> (PTR).	36
Figura 9 - Exemplo de tarifação <i>real time pricing</i> (RTP).	37
Figura 10- Relação entre riscos e ganhos do consumidor conforme tarifação	38
Figura 11 - Numeração dos ramos para o cálculo do fluxo de potência.	47
Figura 12 -Pseudocódigo meta-heurística GRASP.	53
Figura 13 - Pseudo-código da fase de construção.	55
Figura 14 - Pseudocódigo da fase de busca local.	55
Figura 15- Pseudocódigo Busca Tabu.	57
Figura 16 - Representação de uma solução do problema.	58
Figura 17-Fluxograma construção solução inicial.	60
Figura 18- Fluxograma de busca local.	61
Figura 19 - Diagrama unifilar do alimentador de distribuição.	64
Figura 20 - Diagrama de caixa: Dispersão das funções objetivo.	76
Figura 21-Gráfico de probabilidade das funções objetivo.	77
Figura 22 - Histograma da função objetivo.	78
Figura 23 - Sistema de teste incluindo DGs e localização de corte de carga da melhor solução.	79
Figura 24 - Detalhes das cargas com (a) TR 17 e (b) TR 26.	80

LISTA DE TABELAS

Tabela 1- Matriz de desvio angular para vários tipos de conexões	43
Tabela 2-Relação de transformação para vários tipos de conexão	44
Tabela 3 - Representação da codificação dos geradores.	58
Tabela 4 - Representação da codificação do corte de carga.	59
Tabela 5- Seleção sequencial de barras candidatas	65
Tabela 6 - Diferentes soluções caso 1 seleção de forma sequencial.	66
Tabela 7- Melhor configuração encontrada caso 1 forma sequencial	66
Tabela 8 - Seleção aleatória de barras candidatas	67
Tabela 9 -Diferentes soluções caso 1 seleção de forma aleatória	68
Tabela 10 - Melhor configuração encontrada caso 1 forma aleatória	68
Tabela 11 - Melhores soluções caso 2 sequencialmente	69
Tabela 12- Melhor configuração encontrada caso 2 forma sequencial	69
Tabela 13 - Melhor configuração encontrada caso 2 forma aleatória	70
Tabela 14 - Melhores soluções caso 3 sequencialmente.	70
Tabela 15 -Melhor solução caso 6 sequencialmente	71
Tabela 16 - Melhores soluções caso 3 sequencialmente	71
Tabela 17 - Melhor solução caso 3 aleatoriamente.	72
Tabela 18 - Melhores soluções caso 4 sequencialmente.	72
Tabela 19-Melhor Solução caso 4 sequencialmente	72
Tabela 20- Melhores soluções caso 4 sequencialmente	73
Tabela 21 - Melhor Solução caso 4 aleatoriamente.	73
Tabela 22 - Melhores funções objetivo de cada caso.	74
Tabela 23 - Resultados dos parâmetros estatísticos obtidos nos testes	75
Tabela 24 - Configuração de GD da melhor solução	76
Tabela 25 - Configuração de corte da melhor solução	76
Tabela 26 - Configuração de GD da pior solução	77
Tabela 27 - Configuração de corte de carga da pior solução	77

LISTA DE ABREVIATURAS

RED	Recursos Energéticos Distribuídos
GD	Geração Distribuída
VE	Veículos Elétricos
OSD	Operador do Sistema de Distribuição
SIGRED	Sistema de Gerenciamento de Recursos Energéticos Distribuídos
DMS	Sistema de Gerenciamento da Distribuição, do Inglês <i>Distribution Management System</i>
GLD	Gerenciamento de Energia pelo Lado da Demanda
GRASP	<i>Greedy Randomized Adaptive Search Procedure</i>
BT	Busca Tabu
SDEE	Sistema de Distribuição de Energia Elétrica
AMI	Infraestrutura de Medição Avançada, do Inglês <i>Advanced Metering Infrastructure</i>
CC	Corte de Carga
LAN	Rede de área local, do Inglês <i>Local Area Network</i>
WAN	Rede de área ampla, do Inglês <i>Wide Area Network</i>
GLO	Gerenciamento pelo Lado da Oferta
RD	Resposta à Demanda
RDBI	Resposta à Demanda com Base em Incentivo
RDBT	Resposta à Demanda com Base em Tarifa
PLD	Preço de Liquidação de Diferenças
ESS	Encargo de Serviço do Sistema

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	13
1.2	OBJETIVOS ESPECÍFICOS	18
1.3	ORGANIZAÇÃO DOS CAPÍTULOS	18
2	REDES ELÉTRICAS INTELIGENTES	19
2.1	SMART GRIDS	19
2.2	INFRAESTRUTURA AVANÇADA DE MEDIÇÃO (AMI)	23
2.3	MEDIDORES INTELIGENTES	24
2.4	RECURSOS ENERGÉTICOS DISTRIBUÍDOS	24
2.4.1	Geração Distribuída	26
3	GERENCIAMENTO PELO LADO DA DEMANDA (GLD)	27
3.1	RESPOSTA DEMANDA	30
3.1.1	Resposta a demanda com base em incentivos (RDBI)	33
3.1.2	Resposta à demanda com base em tarifas (RDBT)	34
3.2	RESPOSTA DEMANDA NO CENÁRIO BRASILEIRO	37
3.2.1	Resposta demanda baseada em tarifas	38
3.2.2	Tarifa Branca	39
3.2.3	Resposta demanda baseada em incentivos	40
3.2.4	Características do programa	40
4	REPRESENTAÇÃO E MODELAGEM MATEMÁTICA DO SISTEMA DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA	42
4.1	EQUIPAMENTOS CONECTADOS EM SÉRIE NO SDEE	42
4.1.1	Linha de distribuição	43
4.1.2	Transformadores e reguladores de tensão	43
4.2	DISPOSITIVOS CONECTADOS EM DERIVAÇÃO NO SDEE	45
4.2.1	Geradores	45
4.2.2	Carga	46
4.2.3	Capacitor	47

4.3	ALGORITMO DE FLUXO DE POTÊNCIA	47
4.4	DEFINIÇÃO DO PROBLEMA DE GERENCIAMENTO DA CAPACIDADE DA REDE DE DISTRIBUIÇÃO	49
5	ASPÉCTOS TEÓRICOS E TÉCNICAS DE SOLUÇÃO DAS META-HEURÍSTICAS GRASP E BUSCA TABU	53
5.1	META-HEURÍSTICA GRASP	53
5.1.1	Construção da solução inicial	54
5.1.2	Busca local	55
5.2	BUSCA TABU	56
6	METODOLOGIA	58
6.1	CODIFICAÇÃO	58
6.2	FASE CONSTRUTIVA	59
6.3	FASE DE BUSCA LOCAL	59
6.4	CRITÉRIO DE CONVERGÊNCIA	62
7	RESULTADOS	63
7.1	SEM CONSIDERAR O CUSTO DA ENERGIA NÃO SUPRIDA	65
7.1.1	1° caso: com restrição de limite de corrente e corte de carga	65
7.1.2	2° Caso: sem restrição de limite de corrente e com corte de carga	69
7.1.3	3° Caso: sem restrição de limite de corrente e sem corte de carga	70
7.1.4	4° Caso: com restrição de limite de corrente e sem corte de carga	72
7.2	CONCLUSÕES DOS RESULTADOS	73
7.3	CONSIDERANDO O CUSTO DA ENERGIA NÃO SUPRIDA	74
7.3.1	Testes realizados com o melhor valor de α	75
7.4	CONCLUSÕES DOS RESULTADOS	78
8	CONCLUSÕES	81
9	TRABALHOS FUTUROS	82
	REFERÊNCIAS	83

1 INTRODUÇÃO

Os sistemas de distribuição de energia elétrica (SDEE) evoluíram, de sistemas pequenos e isolados, para sistemas muitos extensos e complexos que são interligados através das fronteiras de muitos países. Essa expansão ocorre devido à crescente dependência da sociedade por eletricidade, o que pode comprometer a qualidade da energia entregue aos consumidores. Ao mesmo tempo que toda população se torna cada vez mais dependente da energia elétrica, impactos ambientais decorrentes do uso da eletricidade são gerados principalmente porque muitas usinas de grande porte utilizam combustíveis fósseis em centrais termoelétricas. Visando minimizar os efeitos nocivos que a produção convencional da energia elétrica impõe sobre o meio ambiente, as fontes de energia renováveis têm se mostrado como uma resposta promissora à produção de energia elétrica de forma sustentável e economicamente viável a longo prazo (LOPES, 2015). Isso tem estimulado a expansão das fontes de energia renováveis alternativas, tais como a fotovoltaica e a eólica, na matriz de geração de eletricidade ao redor do mundo.

Essa transição para um sistema de fornecimento de energia elétrica mais sustentável provoca alterações na oferta e procura de eletricidade, requerendo redes de distribuição de eletricidade mais flexíveis e eficientes. Isso exige uma abordagem mais ativa para o gerenciamento da rede de distribuição (VELDMAN, 2013). Portanto, as estratégias utilizadas há uns anos de investimento e substituição das redes de distribuição não são mais válidas por não atenderem aos quesitos atuais. Os picos de carga das redes de distribuição podem aumentar significativamente e, sem qualquer funcionalidade inteligente para reduzi-los, podem levar a um aumento considerável nos investimentos na rede (BLOKHUIS *et al.*, 2011).

Nesse contexto, verifica-se a recente expansão do uso de recursos energéticos distribuídos (RED), que se referem às instalações de geração e armazenamento de energia elétrica localizadas dentro dos limites da área de concessão de uma determinada empresa concessionária de distribuição de eletricidade (EPE, 2018). Os REDs podem permitir uma maior participação dos consumidores finais tanto na geração, quanto na gestão do consumo da sua própria energia. Dessa forma, são viabilizados novos tipos de serviços associados a eficiência energética, geração distribuída (GD), veículos elétricos (VE), corte de carga, estrutura de recarga, armazenamento de energia elétrica, resposta à demanda e produção descentralizada de combustíveis.

No suporte aos novos serviços, grandes transformações estão ocorrendo nos diversos segmentos do sistema de energia elétrica envolvendo a geração, transmissão e distribuição. Essa mudança tem sido impulsionada em grande parte pelas redes inteligentes, ou *smart grids* que estão em intenso desenvolvimento para integração e gerenciamento desses REDs (EPE, 2018). Estas redes consistem em tecnologias digitais para monitorar e gerenciar o transporte de eletricidade e fontes de geração a fim de promover melhorias na qualidade de energia, eficiência energética, redução dos custos e confiabilidade da rede de elétrica, além de otimizar o sistema.

As *smart grids* tem como objetivo reduzir os custos, aumentar o nível de interação entre fornecedores de energia elétrica e os consumidores, tornando-os participantes ativos nos mercados de eletricidade, de forma que possam lucrar com as flutuações de preços no mercado de eletricidade e prestando serviços aos operadores de rede, aumentar a confiabilidade e o desempenho do sistema de fornecimento de eletricidade (SLOOTWEG *et al.*, 2011). Portanto, podem integrar eficientemente o comportamento e as ações de todos os usuários conectados a ela (geradores e consumidores) para garantir um sistema de energia sustentável e economicamente eficiente. A possibilidade do envio de sinais em tempo real da situação das redes permite uma melhor atuação dos REDs e uma remuneração personalizada para cada RED de acordo com sua localização aumentando, assim, a eficiência dos investimentos.

Com as *smarts grids* é possível o gerenciamento energético eficiente da rede elétrica durante sua operação considerando funções de automação (TURNER; DOTY, 2006). Esse gerenciamento é realizado pelos operador do sistema de distribuição (OSD) que é uma organização sem fins lucrativos que tem por principal função garantir a confiabilidade e eficiência na operação de sistemas por meio da interação entre os agregadores e coordenadores de preços (HU; YANG; XUE, 2017). O OSD deve fornecer operação de redes confiáveis e acessíveis, certificar que a rede opere dentro dos limites técnicos e operacionais, garantindo um fornecimento confiável aos clientes com magnitudes de tensões dentro dos limites operacionais preestabelecidos pelas agências reguladoras, assegurar que a rede permaneça segura sob quaisquer desconexões imprevisíveis de circuitos e perda de geração, aumentar a segurança do sistema através do fornecimento de serviços flexíveis aos clientes locais e regionais, responder às necessidade do cliente em tempo real, identificar requisitos para capacidade da rede (STREZOSKI; STEFANI; BRBAKLIC, 2019).

Os REDs estão conectados às redes de distribuição de baixa e média tensão impactando diretamente nas operações dos operadores do sistema de distribuição. Mesmo impondo

desafios ao OSD, os REDs podem fornecer benefícios associados à sua integração ao sistema. Ao considerar a proximidade entre geração e consumo, os REDs podem propiciar a redução de perdas elétricas, podem também oferecer confiabilidade suficiente para os operadores do sistema em situações extremas se estiverem em locais ideais e forem operados nas horas certas (EPE, 2018). Visando a parte do lucro, os REDs são muito influenciados pelas flutuações dos preços de mercado pois podem reduzir o risco de picos de preços de mercado (HAQUE; NGUYEN; KLING, 2014).

A gestão desses recursos energéticos distribuídos se torna cada vez mais importante pois a potência ativa e reativa injetada pelos REDs na rede não afeta apenas a tensão local, mas também pode influenciar as condições de carregamento e o fluxo de energia na rede. Sendo assim, um mecanismo de gerenciamento adequado é necessário para otimizar a utilização da capacidade da rede para garantir sistemas de distribuição sustentáveis e mais eficientes (HAQUE; NGUYEN; KLING, 2014). Um sistema de gerenciamento de recursos energéticos distribuídos (SIGRED) é um software em uma plataforma que ajuda principalmente o OSD a monitorar, gerenciar e despachar os recursos de energia distribuída conectados à rede atrás de um medidor (NOWAK *et al.*, 2018). Utilizam ferramentas computacionais para gerenciar as restrições técnicas, operacionais e econômicas em uma rede com uma alta penetração de REDs interconectados. Além disso, essas ferramentas devem ser capazes de capturar os valores econômicos dos REDs para sistemas de distribuição e para clientes de varejo (PETROVIC; STREZOSKI; DUMNIC, 2019).

Como os REDs são fontes de energia intermitentes, dependentes das condições climáticas e com certo número de incertezas, resta a questão de como prever a quantidade de energia que produzirá, logo é necessário considerar cuidadosamente a integração dos REDs na rede elétrica (PETROVIC; STREZOSKI; DUMNIC, 2019). Por isso é indispensável desenvolver técnicas de modelagem e simulação para entender e avaliar o impacto da alta penetração de REDs na rede elétrica, assim como o impacto econômico.

A instalação de um SIGRED pode ajudar nas operações de rede realizadas usando o sistema de gerenciamento da distribuição (DMS). Isso pode reduzir significativamente as incertezas causadas pelos REDs dispersos que podem não seguir um padrão de operação unificado, ou coordenado. O SIGRED é responsável por organizar, gerenciar e controlar o RED disperso em um sistema de distribuição que pode ser gerenciado e controlado diretamente sob um DMS. Portanto, ele deve ser adequadamente integrado ao DMS para desempenhar suas funções, compartilhando mutuamente os dados disponíveis nos dois sistemas, o que define a

base fundamental para os dois sistemas funcionarem de maneira coordenada no controle e gerenciamento das partes correspondentes do sistema de distribuição (WANG; LU; CHEN, 2015).

O OSD gerencia as cargas através do gerenciamento de energia pelo lado da demanda (GLD), melhorando a confiabilidade do sistema de energia elétrica. O GLD tem estratégias utilizadas pelos agregadores e concessionárias para gerenciar o consumo de energia por meio de incentivos, ou seja, reduz as tarifas em momentos em que a demanda agregada deve ficar abaixo da média, de modo a encorajar o consumidor final a deslocar cargas flexíveis para esses períodos (SAFFRE; GEDGE, 2010). O gerenciamento pelo lado da demanda tem três abordagens diferentes: eficiência energética, resposta à demanda e crescimento de carga estratégico. A eficiência energética pode ser definida como uma estratégia de conservação a longo prazo que visa economizar energia e reduzir a demanda por meio de processos de eficiência energética, por exemplo, aumento da eficiência de eletrodomésticos e climatização (JABIR *et al.*, 2018). A resposta à demanda é normalmente realizada por meio de corte de pico, preenchimento de vale ou atividades de deslocamento de carga, ou a combinação dessas três técnicas (GELLINGS, 2017). O crescimento de carga estratégico é definido como aumento da carga e é introduzido pelas concessionárias por meio de aquecimento de combustível duplo, bombas de calor, armazenamento térmico e taxas promocionais (GELLINGS, 2017; JABIR *et al.*, 2018).

Com a implementação do GLD aumenta a complexidade dos sistemas de potência, pois o desempenho adequado do GLD requer monitoramento das cargas e geradores do sistema (LIMAYE, 1985). Com isso, é gerado despesas adicionais com o incentivo aos participantes de programas de GLD, no entanto, os benefícios do GLD superam muito sua desvantagem (JABIR *et al.*, 2018).

Com estes aparatos tecnológicos, os recursos energéticos distribuídos podem reduzir os problemas de congestionamento da distribuição e as perdas de linha, representado pelo custo do corte de fornecimento de energia. Além do que, os REDs podem mudar a carga para evitar congestionamento da rede e reduzir a necessidade de capacidade adicionais (NGUYEN, 2010). Portanto, é essencial uma modelagem matemática e, por exemplo, desenvolvimento de algoritmos baseado em meta-heurística para viabilizar as tomadas de decisão do OSD na otimização do desempenho operacional das redes de distribuição com o despacho de ativos, reduzindo cargas de pico, estendendo a vida útil dos componentes, distribuindo as cargas uniformemente.

Em termos matemáticos, o problema de planejamento da operação dos sistemas de distribuição de curto prazo é não linear inteiro misto e combinatorial de grande porte com não linearidades na representação das perdas da potência ativa e na representação da geração por parte da subestação (SOUZA, 2013). Quando se considera o problema de uma forma mais realista, vários parâmetros têm um comportamento estocástico que aumenta ainda mais o grau de dificuldade na abordagem por meio de técnicas de otimização. Esse é o caso de considerar a inserção dos REDs na rede em mercado de livre competição onde são comuns as flutuações dos preços.

Do ponto de vista técnico, as redes de distribuição não são balanceadas, pois não conseguem operar de forma equilibrada. Essas situações tendem a ser mais frequentes com a introdução de gerações distribuídas de pequeno porte (LIGHTNER; WIDERGREN, 2010). Assim sendo, este problema pode ser resolvido usando técnicas clássicas de otimização e heurísticas. Embora as técnicas clássicas representem ferramentas poderosas com informação do processo de otimização e qualidade das soluções encontradas, essas técnicas são hoje computacionalmente insuficientes para tratar problemas de grande porte.

Na superação das dificuldades anteriores de forma generalizada, são usadas as técnicas heurísticas que permitem considerar um maior número de cenários realistas, assim como resolver problemas de grande porte. Apesar da sua flexibilidade é importante estudar qual delas se adapta melhor à natureza do problema, no caso do problema de planejamento da operação as heurísticas construtivas estabelecem estratégias sistemáticas para a elaboração de uma solução através da definição do problema e do valor de cada uma de suas componentes. Uma das meta-heurísticas construtivas mais eficazes é o GRASP (do Inglês, *greedy randomized adaptive search procedure*), que é formada por um processo iterativo composto por duas fases: a primeira é uma fase de construção; e a segunda é uma fase de busca local. A solução que se mostra a melhor de maneira geral é mantida como resultado (RESENDE; RIBEIRO, 2019).

Neste trabalho, propõe-se uma meta-heurística baseada nesta meta-heurística GRASP para resolução do problema de gerenciamento da capacidade da rede, que é viabilizado essencialmente pela flexibilidade de carregamento dos prossumidores nas *smart grids*. O objetivo geral é o estudo da operação e o gerenciamento de recursos energéticos distribuídos utilizando ferramentas computacionais para promover a integração adequada desses REDs às redes elétricas para maximizar os benefícios dos REDs, reduzir as cargas de picos, melhorar a qualidade do fornecimento e a confiabilidade do sistema elétrico de distribuição.

1.1 OBJETIVO GERAL

Estudo da operação e o gerenciamento de recursos energéticos distribuídos utilizando ferramentas computacionais para promover a integração adequada de REDs às redes elétricas para maximizar os benefícios dos REDs, reduzir as cargas de picos, melhorar a qualidade do fornecimento e a confiabilidade do sistema elétrico de distribuição.

1.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS

- Compreender os desafios resultantes do crescimento dos REDs na rede de distribuição.
- Seus impactos na operação do sistema, seus benefícios.
- Desenvolver um método computacional para superar esses desafios possibilitando um melhor gerenciamento dos REDs por meio da resposta demanda que consequentemente, complementa o gerenciamento de capacidade das modernas redes de distribuição.

1.3 ORGANIZAÇÃO DOS CAPÍTULOS

O trabalho está organizado em sete capítulos para facilitar a compreensão da proposta. O primeiro capítulo apresenta introdução sobre o problema de gerenciamento da capacidade das modernas redes de distribuição.

No capítulo 2 apresentam-se as redes elétricas inteligentes, ou *smart grids*.

No capítulo 3 apresentam-se os conceitos de GLD que são usadas no trabalho, com foco na técnica de resposta à demanda.

No capítulo 4 descreve-se a representação e modelagem matemática do sistema de distribuição de energia elétrica.

No capítulo 5 apresenta-se os aspectos teóricos e técnicas de solução das meta-heurísticas GRASP e Busca Tabu.

No capítulo 6, apresenta-se a metodologia proposta para a solução do problema de gerenciamento da capacidade das modernas redes de distribuição.

No capítulo 7 apresentam-se os resultados obtidos com a implementação computacional em linguagem de programação C#.

O capítulo 8 é dedicado às conclusões e trabalhos futuros relacionados com o tema.

2 REDES ELÉTRICAS INTELIGENTES

O SDEE deve fornecer energia elétrica aos consumidores de forma sustentável, econômica e confiável, evitando o congestionamento da rede, porém a demanda de eletricidade cresceu nos últimos anos e continuará crescendo. Com a mudança da rede convencional para as redes inteligentes, e aumento dos REDs, as redes precisam ser renovadas para se adaptar a esses níveis crescente da carga. Com isso é essencial o gerenciamento da capacidade das redes de distribuição. Logo os programas de gerenciamento do lado da demanda oferecem soluções para esse problema podendo melhorar consideravelmente a confiabilidade e o desempenho financeiro dos sistemas de energia elétrica (JABIR *et al.*, 2018).

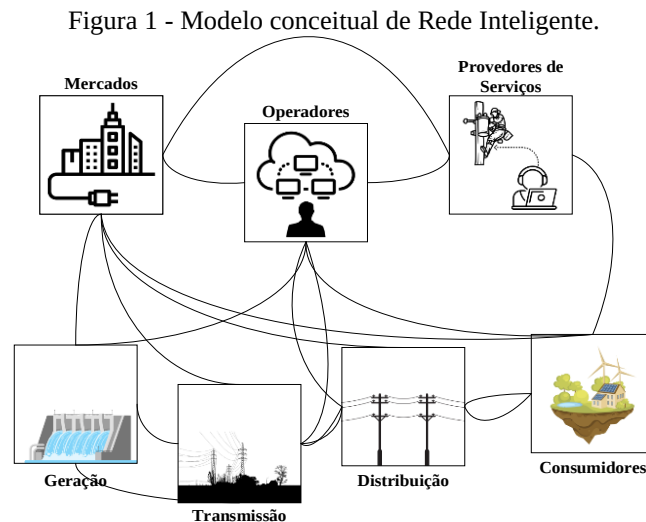
2.1 SMART GRIDS

Com o intuito de reduzir perdas técnicas, melhorar o desempenho da operação e possibilitar a entrada em larga escala de fontes renováveis no sistema elétrico, é necessário um novo modelo de sistema elétrico, por meio da integração de fontes renováveis e intermitentes de geração de energia elétrica de forma eficiente à rede, assim como possibilidade de gerenciamento da demanda por parte do consumidor, permitindo a implantação de projetos de recursos energéticos distribuídos (MINISTÉRIO DA CIÊNCIA, 2022). Assim um sistema mais dinâmico baseado na geração distribuída está substituindo o sistema de distribuição tradicional baseado na geração de energia centralizada tornando os sistemas mais complexos e altamente interconectados.

O termo *smart grid* não tem consenso em relação a sua definição, entre as diferentes definições existentes de *smart grid* de acordo com European Commission, NIST, EPRI's (2007; 2009; 2010) há a ideia comum que as *smart grids* representam a inclusão de infraestrutura de informação, comunicação e novas tecnologias na rede elétrica permitindo o fluxo bidirecional de energia e informações, e pelo uso do gerenciamento da resposta a demanda que coordena os veículos elétricos plugáveis, fontes de energia renováveis e cargas elétricas. A *smart grid* deve ser entendida mais como um conceito do que uma tecnologia específica. É uma rede elétrica que usa tecnologia de informação, sensoriamento e automação de modo a fornecer energia elétrica de forma eficiente, confiável e segura.

Segundo NIST (2010), as *Smart grids* compreendem sete principais domínios interligados entre si: geração, transmissão, distribuição, consumidor, mercados, operadores de rede

e provedores de serviço, que apesar de serem domínios separados, são fortemente relacionados. Uma aplicação de um domínio pode interferir na outra, pode necessitar de dados de outros domínios, pode se comunicar com outra aplicação. A Figura 1 ilustra o modelo conceitual que provê essa representação do NIST.



Fonte: Adaptado de NIST (2010)

- **Domínio de geração de energia:** composto por unidades geradoras de grandes volumes de eletricidade e pelo armazenamento de energia. Para trocar informações sobre a energia gerada ou armazenada, o domínio de geração troca dados com o domínio da operação da rede elétrica e com o domínio do mercado de energia;
- **Domínio dos consumidores:** composto por usuários finais da eletricidade que assumem papel de produtor e consumidor. O domínio dos consumidores se comunica com os domínios de operação da rede e de mercado de energia;
- **Domínio de distribuição e domínio de transmissão:** composto por distribuidores de eletricidade aos consumidores e aos recursos de transporte de eletricidade a longas distâncias. Trocam informação com a operação da rede elétrica, com consumidores e seus medidores inteligentes e com o mercado de energia;
- **Domínio de provedores de serviços:** composto pelas concessionárias fornecedoras de eletricidade e serviços aos consumidores finais. Se comunica com os consumidores para faturamento, operações de resposta à demanda e serviços de terceiros;

- **Domínio do mercado de energia:** composto por operadores e participantes do mercado de energia. É responsável pelo balanceamento de oferta e demanda de energia e, portanto, coleta e envia informações de oferta e demanda aos domínios de geração, provedores de serviços e operação da *smart grid*;
- **Domínio da operação da rede elétrica:** composto por gerenciadores do fluxo de energia elétrica. Se comunica com todos os outros domínios a fim de coletar os dados para garantir o controle e a operação eficiente do sistema.

Segundo EPRI (2009) os benefícios das *smart grids* podem ser categorizadas em cinco tipos:

- Confiabilidade e qualidade da energia;
- Benefícios de segurança e segurança cibernética;
- Benefícios da eficiência energética;
- Benefícios ambientais e de conservação;
- Benefícios financeiros diretos.

As características das *smart grids* são funcionalidades que ajudam distinguir a rede como inteligente. Ainda segundo o EPRI (2009), as características das modernas redes de distribuição são:

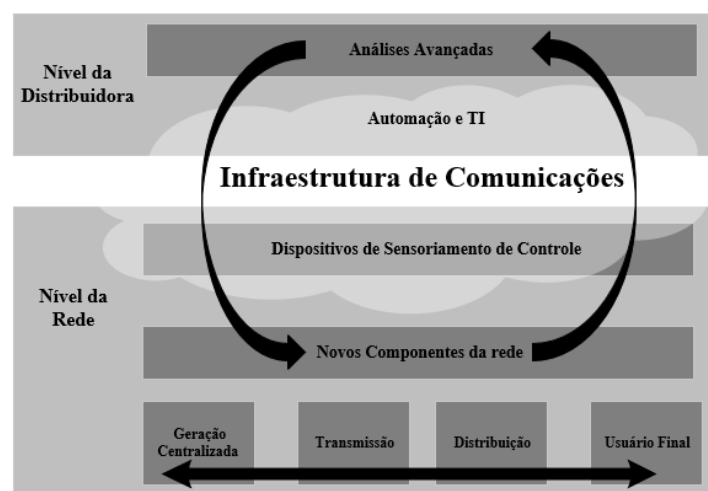
- **Permitir a participação ativa dos consumidores:** os consumidores da rede inteligente são informados, modificando a forma de uso e compra de energia elétrica. Eles têm escolhas, incentivos e desincentivos para modificar seus padrões de compra e comportamento;
- **Acomodar todas as opções de geração e armazenamento:** oferece suporte a usinas de energia grandes e centralizadas, bem como o RED, que pode incluir agregadores de sistema com uma série de sistemas de geração;
- **Permitir novos produtos, serviços e mercados:** possibilita um sistema de mercado que oferece compensações de custo-benefício aos consumidores, criando oportunidades de licitação para serviços concorrentes;
- **Fornecer qualidade de energia para a economia digital:** a energia é “limpa” e os distúrbios são mínimos;

- **Otimiza a utilização de ativos e opera com eficiência:** aplica novas tecnologias para garantir o melhor uso dos ativos. Os ativos operam e se integram bem com outros ativos para maximizar a eficiência operacional e reduzir custos;
- **Antecipar e responder às perturbações do sistema:** identifica e reage independentemente aos distúrbios do sistema e realiza esforços de mitigação para corrigi-los;
- **Operar de forma resiliente para ataques e desastres naturais:** resiste a ataques tanto à infraestrutura física (subestações, postes, transformadores, etc.) quanto à estrutura cibernética (mercados, sistemas, software, comunicações).

As *smart grids* apresentam-se como uma escolha inteligente aos altos investimentos exigidos para atender a demanda da forma tradicional, possibilitando a inserção dos recursos energéticos distribuídos, medição *online*, com capacidade adaptativa e de auto recuperação, ou self-healing. Diante disso as *smart grids* é atrativa para ambos consumidores e empresas de energia, geração, transmissão e distribuição, promovendo robustez, segurança e agilidade na rede. Desse modo, os usuários finais deixam de ser apenas consumidores e passam a ser prossumidores participando assim de programas de GLD (ALCÂNTARA, 2011).

No nível físico, as *smart grids* são formadas por cinco componentes fundamentais, de acordo com (ALCÂNTARA, 2014; WEI, 2010), como mostrado na Figura 2.

Figura 2-Componentes da rede inteligente



Fonte: Adaptado de Wei (2010)

No nível da distribuidora, têm-se:

- **Infraestrutura de comunicações:** redes de comunicação integradas baseadas em diversas tecnologias como fibras óticas, micro-ondas, infravermelho, comunicação através da rede elétrica e redes de rádio frequência, como GSM e CDMA, redes mesh, ZigBee, transferindo grandes quantidades de dados;
- **Automação e TI (tecnologia da informação):** permite diagnóstico rápido e soluções precisas para interrupções na rede ou grandes desligamentos. Essas tecnologias baseiam-se e contribuem para cada um dos outros quatro componentes;
- **Análise avançada:** aplicações avançadas que permitem a operadores, projetistas de redes e executivos analisarem e extraírem informações úteis da rede de forma funcional e flexível.

No nível da rede:

- **Novos componentes de rede:** gerador distribuído na baixa tensão e unidades locais de armazenamento de energia, permitindo grande aumento do fluxo multidirecional de eletricidade entre a distribuidora e os usuários finais.
- **Dispositivos de sensoriamento e controle:** tecnologias dos medidores inteligentes e sistema de AMI associados; sistemas de monitoramento de área ampla; regulador de linha dinâmico (baseado em leituras *online* de sensores de temperatura pela rede); ferramentas de tarifação por tempo de uso e por preço em tempo real implementadas nos medidores; cabos e chaves automatizadas; e relés de proteção digitais.

2.2 INFRAESTRUTURA AVANÇADA DE MEDIÇÃO (AMI)

Para que haja interconexão entre o usuário da rede e o fornecedor dos serviços, é necessário implementar um sistema de transmissão de dados com capacidade de encaminhamento de mensagens nos dois sentidos, da fonte para a carga e vice-versa. Esse sistema é composto por uma arquitetura computacional, designada por infraestrutura avançada de medição, que mantém uma comunicação automática e bidirecional entre o consumidor e a concessionária dos serviços através do uso de medidores inteligentes.

Com a AMI, é possível a detecção de falhas na rede elétrica de distribuição e a detecção de furtos de energia, permite que eletrodomésticos respondam a sinais de preço, aumentando ou diminuindo o consumo de acordo com as variações de mercado, o religamento e o

corte de energia podem ser feitos de forma remota, além de permitir o acompanhamento do consumo. Em resumo, a AMI envolve funcionalidades como (CUNHA, 2011):

- Medição remota do consumo;
- Corte e religamento dos medidores dos consumidores;
- Gerenciamento do lado da demanda;
- Levantamento das curvas de carga características dos consumidores;
- Venda de energia microgerada;
- Registro de indicadores de continuidade individuais;
- Avaliação da qualidade do produto energia elétrica;
- Oferta de novos serviços ligados ao fornecimento de energia.

2.3 MEDIDORES INTELIGENTES

Os medidores inteligentes, ou *Smart Meters* são dispositivos utilizados para medir o consumo de energia elétrica regularmente. Segundo a *Edison Electric Institut* (2011) os medidores inteligentes podem ser definidos como dispositivos de medição eletrônica, usado por concessionárias de energia para a transmissão de informações, para a cobrança dos consumidores e para a operação dos sistemas elétricos. Eles têm a função coletar e enviar os dados para as distribuidoras, pois possuem comunicação bidirecional, além de coletar uma quantidade de informações sobre o consumo muito maior do que os medidores comuns.

Os sistemas de medidores inteligentes são variados em tecnologia e design, mas operam por meio de um processo geral simples. Os medidores inteligentes coletam dados localmente e transmite através de uma rede local (*Local Area Network* -LAN) para um coletor de dados. O coletor recupera os dados e pode ou não realizar qualquer processamento dos dados. Os dados são transmitidos para um concentrador de dados que é conectado à central de gerenciamento de medição por meio de uma rede ampla (*Wide Area Network* -WAN).

2.4 RECURSOS ENERGÉTICOS DISTRIBUÍDOS

Segundo a EPE (2018), os recursos energéticos distribuídos são tecnologias de geração, armazenamento de energia elétrica e, redução do consumo localizados em uma área de determinada concessionária de distribuição, normalmente próximas das unidades consumido-

ras. São considerados REDs os recursos de eficiência energética, micro e a minigeração distribuídas, autoprodução de energia e energia solar térmica.

Figura 3 - A transformação da rede elétrica.



Fonte: Adaptado de EPE (2019)

O avanço desses recursos no setor elétrico demanda novas práticas de planejamento, expansão e operação do sistema de geração de energia como das redes elétricas, sendo assim a ampliação dos REDs estabelece desafios com relação aos benefícios associados a integração ao sistema de energia. Desempenham um grande papel nos sistemas de energia, podem ser alocados próximos as cargas para reduzir os fluxos de energia nas linhas de distribuição, diminuindo as perdas aumentando a segurança da rede (CARR; BALDA; MANTOOTH, 2008).

Os REDs atuam tanto no lado da demanda, quanto no lado da oferta, e abrangem a geração distribuída, armazenamento de energia, eficiência energética e gerenciamento da demanda (FGV, 2016). Os desafios de incorporá-los ao sistema é estrutural logo não se pode apenas incluir no sistema elétrico, pois implicará em perturbações no sistema.

A eficiência energética usa menos energia para fornecer o mesmo serviço, podendo atuar do lado da demanda e do lado da oferta. Nos programas de eficiência energética a ênfase maior é na redução do consumo de energia durante um longo período de forma a envolver mudança de hábitos dos consumidores, podendo assim reduzir a necessidade de investimento em linhas de transmissão e distribuição de energia, além de que o investimento em equipamentos eficientes representam melhores formas de inserção dos REDs (FGV, 2016).

A inserção dos recursos energéticos distribuídos no modelo de geração e consumo de energia elétrica pode contribuir para a ampliação do acesso à energia atendendo às exigências de redução de emissões de gases do efeito estufa estabelecidas no Acordo de Paris.

2.4.1 Geração Distribuída

Na literatura há diversas definições para geração distribuída (BHADORIA; PAL; SHRIVASTAVA, 2013). No entanto a seguinte definição é geralmente aceita na literatura para geração distribuída: “uma fonte de energia elétrica conectada diretamente a rede de distribuição ou situada próximo ao consumidor” (ACKERMANN; ANDERSSON; SÖDER, 2001). A ideia central da GD é localizar a geração próxima a carga, pode utilizar fonte de geração renovável ou não renovável e pode ser conectado à rede ou no lado do consumidor.

As tecnologias de GD incluem energia fotovoltaica, turbinas eólicas, motores de combustão interna, turbinas de combustão, microturbinas e células a combustível, entre outras (OCHOA; PADILHA-FELTRIN; HARRISON, 2006). A introdução da DG no sistema de distribuição pode impactar significativamente o fluxo de energia e as condições de tensão nos clientes e equipamentos da concessionária. Esses impactos podem ser positivos ou negativos, dependendo das características operacionais do sistema de distribuição e das características da DG (BARKER; DE MELLO, 2010; BHADORIA; PAL; SHRIVASTAVA, 2013; OCHOA; PADILHA-FELTRIN; HARRISON, 2006). Os impactos positivos podem ser:

- Redução de perdas;
- Maior confiabilidade do sistema de distribuição;
- Suporte de tensão e melhor qualidade de energia;
- Liberação de capacidade de transmissão e distribuição;
- Adiantos de nova, ou reforço da infraestrutura de transmissão e distribuição;
- Redução de custos evitando transmissão de alta tensão de longa distância;
- Favorável ao meio ambiente onde são utilizadas fontes renováveis.

Conforme abordado anteriormente, a inserção da geração distribuída (GD) no sistema de distribuição de energia elétrica pode gerar tanto efeitos positivos quanto negativos. A utilização de tecnologias como energia fotovoltaica, turbinas eólicas e células a combustível pode influenciar o fluxo de energia e as condições de tensão nos equipamentos e consumidores da concessionária. Nesse sentido, uma abordagem interessante para lidar com esses impactos e equilibrar a oferta e demanda de energia é o gerenciamento pelo lado da demanda (GLD). Essa estratégia busca incentivar a eficiência energética e reduzir o consumo desnecessário, evitando sobrecargas no sistema e reduzindo a necessidade de investimentos em infraestrutura elétrica.

3 GERENCIAMENTO PELO LADO DA DEMANDA (GLD)

O conceito de gerenciamento pelo lado da demanda surgiu em meados de 1980, pois o crescimento da demanda em energia elétrica estava se tornando imprevisível, o que abriu um amplo mercado baseado em parâmetros de oferta e demanda em tempo real, ou seja, a demanda futura do consumidor deixou de ser tratada tradicionalmente e passou a ser tratada de forma a acomodar as incertezas do futuro (GELLINGS, 1985).

Para Gellings (1985) o gerenciamento pelo lado da demanda é o planejamento, implementação e monitoramento de atividades da concessionária para influenciar o uso da eletricidade pelo consumidor, produzindo mudanças na curva de carga do sistema elétrico.

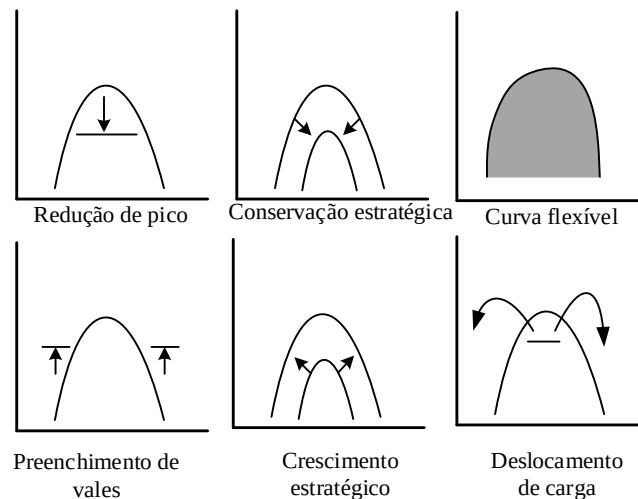
Normalmente, é mais pertinente as concessionárias olharem para o GLD com o objetivo de modelagem da carga, pois a carga é a demanda diária e sazonal da energia elétrica. Neste contexto o gerenciamento da carga pode ser dividido em seis categorias (Figura 4): corte de pico, preenchimento de vale, deslocamento de carga, conservação estratégica, crescimento estratégico de carga e formato de carga flexível.

As técnicas de GLD são descritas abaixo (GELLINGS, 1985):

- **Redução do pico:** é uma das formas clássicas do gerenciamento da carga. O corte é considerado geralmente como a redução da carga de pico usando o controle direto da carga, ou seja, a concessionária tem controle direto nos aparelhos dos clientes;
- **Preenchimento de vales:** abrange as cargas fora do pico, melhorando o fator de carga e consequentemente a redução do custo de energia. Geralmente é realizada com o armazenamento de energia;
- **Deslocamento de carga:** é uma forma clássica de gerenciamento da carga. Envolve o deslocamento da carga dos períodos de pico para períodos fora de pico com ou sem armazenamento de energia;
- **Conservação estratégica:** é a substituição de equipamentos domésticos por similares mais eficientes, o que resulta em uma redução da demanda. Ao empregar essa técnica deve-se considerar quais ações ocorreriam “naturalmente”, avaliando a relação custo-benefício para acelerá-las e estimulá-las;
- **Crescimento estratégico de cargas:** é o aumento das vendas de energia elétrica, estimulado pela concessionária, além do preenchimento de vales descritos anteriormente;

- **Curva de carga flexível:** é um conceito relacionado à confiabilidade, em que o consumidor admite eventuais cortes ou redução da qualidade de energia fornecida, em troca de benefícios financeiros.

Figura 4 - Técnicas de gerenciamento pelo lado da demanda.



Fonte: Gellings (1985)

A confiabilidade do sistema deve ser mantida a todo custo para evitar apagões, e economicamente o mercado do setor elétrico deve ser mantido sempre acessível e estável, logo é necessário haver um equilíbrio entre o fornecimento e a demanda de energia elétrica em todos os momentos para garantir um mercado estável e confiável. Isso pode ser feito pelo lado da oferta ou pelo GLD. No entanto, para medidas de curto prazo, o gerenciamento pelo lado da oferta (GLO) não é eficaz, por levar muito tempo para as unidades iniciarem e atenderem à demanda crescente de imediato, já o GLD pode ser implementado imediatamente e de forma econômica a fim de manter esse equilíbrio (SAINI, 2004).

De acordo com Saini (2004), a utilização das técnicas de GLD traz diversos benefícios, tais como:

- Redução nas contas de energia dos clientes;
- Redução de investimentos em novas usinas, linhas de transmissão e de distribuição;
- Aumento da competitividade das empresas locais;
- Redução da emissão de poluentes;
- Redução da dependência de fontes externas de energia;
- Redução do congestionamento da rede no horário de maior demanda;

- Estímulo ao desenvolvimento econômico;
- Criação de empregos de longo prazo devido a inovações e novas tecnologias.

Na literatura há diversos estudos sobre o GLD. Luan, Sharp e Lancashire (2010) abordam uma metodologia do planejamento da capacidade de rede de comunicação de área ampla para infraestrutura de medição avançada das *smart grids*. Foram identificados os principais aplicativos para operação da concessionária em curto, médio e longo prazo e os perfis dos tráfegos da rede de comunicação foram calculados para vários tipos de cenários.

Sui, Sun e Lee (2011) desenvolveram um software baseado na AMI para *smart grids* que considera a presença de REDs com o objetivo de regular a curva de carga e a qualidade de energia elétrica do sistema.

Logenthiran, Srinivasan e Shun (2012) apresentam uma estratégia de GLD com base na técnica de deslocamento de carga. O problema é formulado como problema de minimização com representação binária e resolvido pelo algoritmo baseado em heurística.

Haque, Nguyen e Kling (2014) desenvolveram um ambiente de *smart grid* para ajudar as operadoras de rede a lidar com o problema de gerenciamento da capacidade, aumentando assim as flexibilidades dos mecanismos de controle para lidar com problemas de rede. Os resultados obtidos indicaram que o modelo poderia ser usado para simular o cenário de correspondência entre oferta e demanda e calcular o fluxo de potência resultante em um determinado ponto de congestionamento.

Hayes *et al* (2014) aplicaram o fluxo de potência ótimo em redes malhadas do Reino Unido para maximizar os benefícios do sistema por meio da avaliação da alocação ótima dos recursos do lado da demanda e fornecer serviços auxiliares como a reserva operacional.

Dehnavi e Abdi (2017) desenvolveram um procedimento para determinar as melhores barras para resposta à demanda com base nos fatores de distribuição, transferência de potência, capacidade de transferência disponível e fluxo ótimo de potência. O método desenvolvido foi aplicado em um sistema de 39 barras da Nova Inglaterra que resultou na redução do congestionamento das linhas, aumento dos benefícios aos clientes e operador do sistema independente evitando interrupções nas linhas e blecautes aumentando, assim, a confiabilidade do sistema.

Sonet, Rahman, Subhara *et al* (2020) fizeram um estudo de caso sobre o GLD na cidade de Bangladesh no setor residencial. Neste estudo foi feita uma pesquisa com consumidores residenciais para determinar a curva de carga diária, cargas flexíveis, consciência dos consumidores sobre a economia de energia e a disposição deles em participar de programas de

gerenciamento do lado da demanda. Com base na pesquisa puderam verificar que as cargas flexíveis para fazer o GLD é baixa devido às precárias condições socioeconômicas do país, a maioria dos consumidores não tem ideia do benefício do programa.

Panda, Rout e Sahu (2021) enumeram as características relevantes responsáveis por fortalecer o GLD de forma eficaz para a demanda de energia residencial e os limites dos indicadores de energia, e o potencial inexplorado junto com as barreiras associadas ao aumento da eficiência energéticas para formular um número melhor de respostas políticas potências.

Neste trabalho, a estratégia proposta de GLD é a resposta demanda (RD), com o uso do deslocamento da carga a fim de maximizar o benefício econômico, minimizar a energia provinda da rede de distribuição reduzindo assim a demanda de carga de pico.

3.1 RESPOSTA DEMANDA

Segundo Albadi (2008) a resposta demanda é definida como as mudanças no uso da energia elétrica pelos consumidores finais a partir de seus padrões normais de consumo, ou a pagamentos de incentivos destinados a induzir o menor uso de eletricidade em momentos de altos preços de mercado no atacado, ou quando a confiabilidade do sistema estiver em risco, ou seja, a RD motiva o consumidor a mudar seu padrão de consumo de energia, diminuindo a curva de carga no horário crítico, melhorando a confiabilidade do sistema e aumentando a capacidade de distribuição disponível.

Assim, compreende-se que a RD propõe inserir o consumidor em um papel mais ativo no mercado de energia, de forma que ele colabore com o equilíbrio da balança entre oferta e demanda, permitindo que o sistema elétrico alcance vários benefícios com a participação ativa dos consumidores, entre eles (EPE, 2019):

- Maior flexibilidade e confiabilidade, principalmente com a maior inserção dos recursos energéticos distribuídos, reduzindo, por exemplo, o *curtailment*¹ de fontes renováveis e picos na demanda devido ao carregamento de veículos elétricos;
- Menor emissão de gases de efeito estufa devido ao não acionamento de usinas térmicas a diesel e óleo combustível para atendimento da demanda máxima;

¹Refere-se à quantidade de energia produzida que não é usada para atender à demanda de energia, sendo deste modo perdida. Também corresponde ao desligamento forçado destas mesmas usinas.

- Diminuição dos custos de geração, pois com a diminuição da demanda no horário de ponta, usinas térmicas caras serão menos despachadas, trazendo benefícios econômicos sistêmicos mesmo para os consumidores que não estão participando dos programas de resposta da demanda;
- Postergar/evitar a construção de novas unidades de geração, transmissão e distribuição, pois com a diminuição da demanda máxima devido a estes programas, os investimentos podem não ser necessários;
- Redução do poder de mercado de geradores de energia por meio de retenção de capacidade de produção pela flexibilidade no consumo alcançada pela resposta da demanda;
- Diminuição da volatilidade de preços com a consequente redução de riscos financeiros para agentes do mercado (geradores, comercializadores e consumidores).

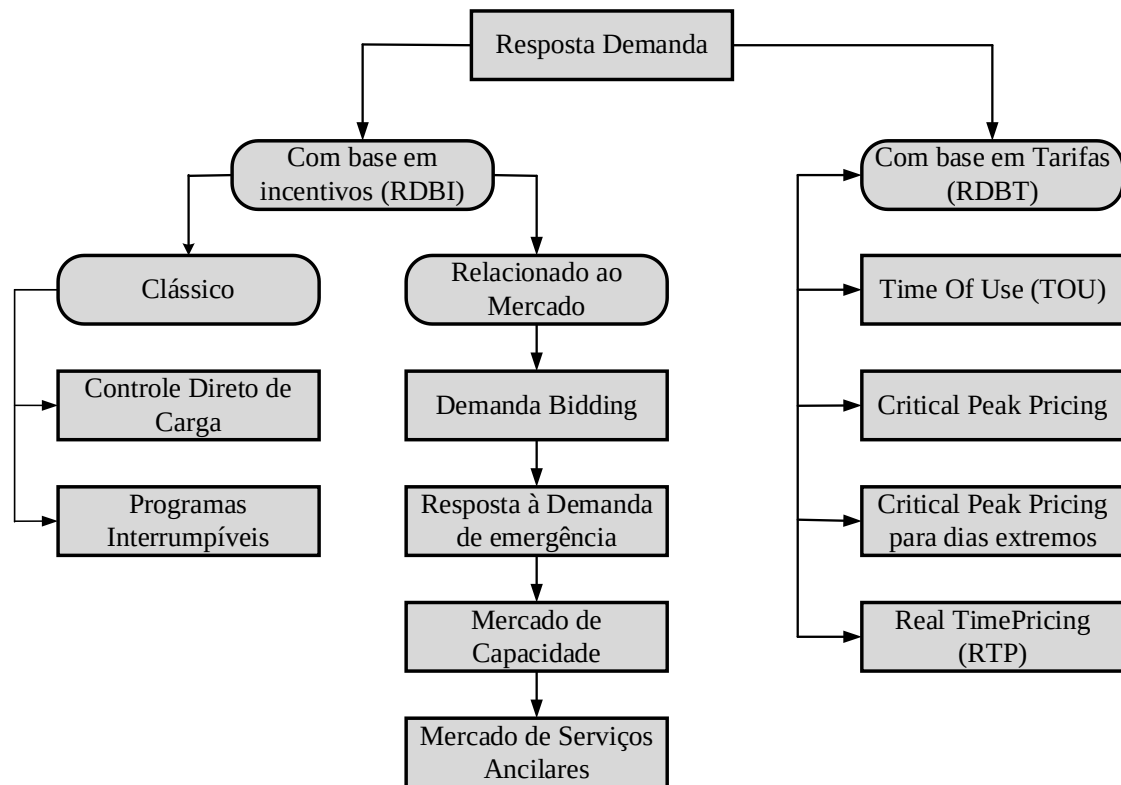
Os programas de resposta da demanda podem ser divididos em dois grandes grupos conforme o tipo de sinalização que é dada ao consumidor: resposta à demanda com base em incentivos (RDBI) e resposta à demanda com base em tarifas (Figura 5) (RDBT) (HAIDER; SEE; ELMENREICH, 2016; PANDA; ROUT; SAHU, 2021).

Rahate e Kinhekar (2017) utilizam a meta-heurística Enxame de Partículas para minimizar a diferença entre a curva de carga objetiva e a curva de carga prevista para que a curva de carga ideal seja obtida, o que pode minimizar o pico de demanda da concessionária. Isso é feito com base na prioridade do consumidor em que os eletrodomésticos são classificados em duas categorias: equipamentos do tipo de carga básica e equipamentos do tipo de carga deslocável. Os equipamentos do tipo de carga básica não podem ser deslocados por serem essenciais ao consumidor, e os equipamentos do tipo de carga deslocável só podem ser deslocados dependendo da prioridade do consumidor.

Zhang et al (2018) propõem um modelo de planejamento de geração distribuída nas *smart grids* que considera o gerenciamento pelo lado da demanda e reconfiguração de rede simultaneamente. O modelo é convertido para um modelo de programação de três camadas de acordo com a ideia de decomposição e coordenação. Uma estratégia híbrida de resolução é desenvolvida para resolver o modelo, em que o algoritmo de evolução diferencial é usado para determinar o tipo, localização e capacidade de DG, e algoritmo genético de codificação de estrutura de árvore de decisão e o método primal-dual de pontos interiores são aplicados

para simular o funcionamento da rede de distribuição ativa e descobrir o estado de operação ideal para cada cenário.

Figura 5- Classificação de resposta à demanda



Fonte: Adaptado de Albadi (2008)

Patil e Deshmukh (2019) desenvolveram um protótipo de sistema de gerenciamento de carga baseado em prioridade, que permite o consumidor a participar da resposta à demanda, podendo receber incentivo ou não. No método, as cargas são atribuídas com as prioridades de acordo com o seu tipo de atividade, tipo de dia e hora do dia. São atribuídas um valor de prioridade dentro de um intervalo de 1 ano, dependendo do tipo e número de cargas, sendo 1 o mais alto e n o mais baixo. Inicialmente, os dados reais são obtidos dos medidores e as cargas são priorizadas com base em sua importância e uso. Quando o evento DR é chamado, o controlador verifica se há alguma carga de baixa prioridade disponível. Se não existir carga de baixa prioridade o consumidor pode negar a participação no DR, e se sair, dependendo da flexibilidade do consumidor, as cargas podem ser deslocadas ou reduzidas parcial ou totalmente.

Alzaareer e Aldaoudeyeh (2020) apresentam um método de otimização para controle de tensão em redes de distribuição, visando minimizar os desvios de tensão e minimizar a

mudança nas variáveis de controle, atendendo aos requisitos da rede. São considerados a injeção de potência reativa por dispositivos controláveis e o corte de demanda. São utilizadas três funções objetivos no trabalho: minimizar o desvio de tensão em cada barra da rede de distribuição, minimizar a mudança na injeção de potência reativa de cada dispositivo controlável e minimizar a quantidade de redução de potência ativa de cada carga.

Para lidar com o problema do consumo de energia fotovoltaica e eólica e minimizar o custo total de compra de energia, em (ZHANG *et al* (2021)) é estabelecido um modelo de despacho ótimo em tempo real levando em consideração as restrições de segurança da rede e as restrições de oferta e demanda para garantir a segurança da operação da rede.

Arun *et al* (2022) utilizam como técnica o deslocamento de carga para a resposta demanda baseada em prioridades visando reduzir a lacuna entre demanda e oferta na presença de fontes renováveis. O gerenciamento pelo lado da demanda proposto concentra-se em seguir o padrão de geração renovável em vez de achatar a curva. Considera a correlação entre os diferentes tipos de cargas flexíveis e a fonte intermitente.

3.1.1 Resposta a demanda com base em incentivos (RDBI)

RDBI oferece aos consumidores incentivos financeiros para redução da demanda em momentos críticos do sistema, quando a oferta esteja escassa ou quando há queda da confiabilidade. A RDBI é subdividida em clássica e relacionada ao mercado (ALBADI, 2008). Na clássica os clientes participantes recebem incentivos financeiros, usualmente na forma de créditos de energia ou descontos na fatura por sua participação nos programas, que podem ser de controle direto de carga e interruptível para seu desempenho, dependendo da quantidade de redução de carga durante condições críticas.

- **Controle direto da carga:** modalidade em que o operador (concessionária ou operador do sistema) pode remotamente desligar ou reduzir parcelas da carga (normalmente associado às cargas não essenciais como ar-condicionado, aquecedores etc.) dos consumidores em momentos pré-definidos. Estes programas são oferecidos para os setores industriais, residenciais e comerciais;
- **Interruptibilidade:** redução de carga integrada ao sistema de tarifação que proporciona desconto ou crédito nas tarifas com a consequente diminuição de carga em momentos de contingência. Oferecido a grandes consumidores industriais e comerciais. Os montantes de redução normalmente são estabelecidos

em contrato e o seu não atendimento pode gerar penalidades ao consumidor, dependendo dos termos e condições do programa.

Na RD relacionada ao mercado, os participantes são geralmente compensados diretamente e monetariamente por sua performance dependendo da quantidade e do momento da redução exercida durante períodos críticos para o sistema. A RDBI relacionada ao mercado possui programas de *Demand Bidding*, programas de energia, participação no mercado de serviços ancilares e participação no mercado de capacidade que são descritas abaixo:

- ***Demand bidding* ou participação econômica nos mercados de energia:** consumidores fazem ofertas para a redução da carga no mercado de energia, substituindo geradores mais caros no despacho econômico. É oferecido a grandes consumidores ou a diversos consumidores através de agregadores de carga²;
- **Programas de emergência:** programa que realiza pagamentos de incentivos a consumidores para redução de demanda em momentos de emergência do sistema;
- **Participação no mercado de serviços ancilares:** onde os consumidores ofertam redução da carga para operar como reserva ou regulação de frequência. Se a oferta for aceita, eles pagam o preço do mercado para permanecerem de prontidão caso o sistema necessite. Se a redução da demanda ofertada for necessária, eles são chamados pelo operador e são remunerados pelo preço *spot* ou pelo valor de sua oferta;
- **Participação no mercado de capacidade:** consumidores ofertam redução de carga em mercados de capacidade para substituir geração tradicional ou entregar novos recursos.

3.1.2 Resposta à demanda com base em tarifas (RDBT)

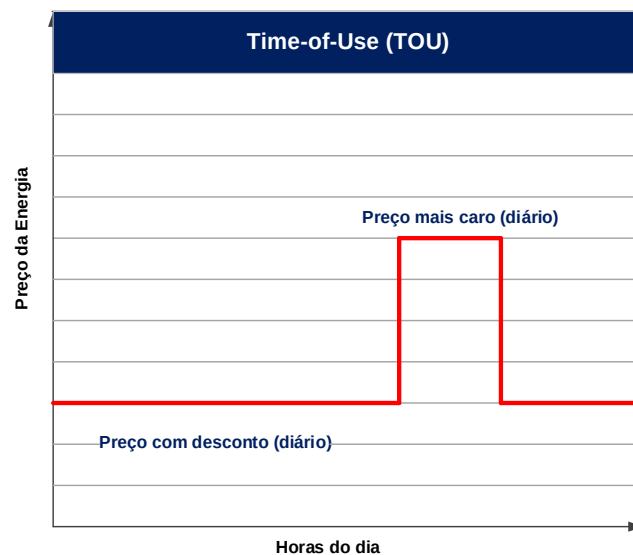
A resposta da demanda baseada em tarifas refere-se à mudança no perfil de uso da energia elétrica dos clientes devido às alterações no preço ao longo das horas do dia para obter vantagem em períodos com preço reduzido e evitar períodos em que os preços são mais altos. Neste modelo de RD é melhor refletido na tarifação os valores reais de atendimento do

²Responsável por uma ou mais cargas, podendo agregá-las de forma que elas respondam de forma conjunta, proporcionando montantes maiores de participação na RD.

consumo ao longo do dia (EPE, 2019). As principais características das variações deste modelo são apresentadas a seguir (EPE, 2019; FARUQUI; SERGICI, 2013):

- ***Time-of-use (TOU)***: essa tarifação consiste em dividir o dia em períodos e oferece uma programação de tarifas para cada período estimulando o consumidor a deslocar seu consumo, a fim de que se evite investimentos em capacidade adicional. Essa tarifa reflete, o custo médio de geração e transmissão durante esses períodos (Figura 6). É indicado o ajuste da tarifação de forma regular, pois como tanto o perfil de carga quanto os custos não são constantes, as definições estáticas de período e preço podem ficar defasadas e devem ser atualizadas de tempos em tempos;

Figura 6 - Exemplo de tarifação *Time-of-Use* (TOU).

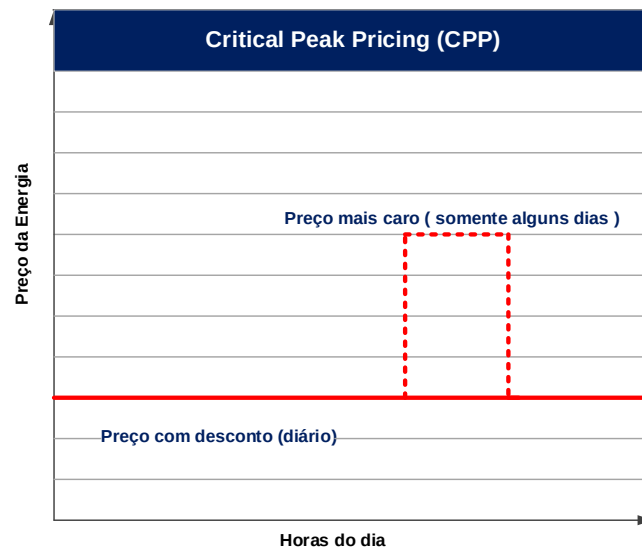


Fonte: Adaptado de Faruqui (2013)

- ***Critical peak pricing (CPP)***: corresponde a um preço da eletricidade mais elevado durante os dias em que o custo de energia está alto ou quando a rede elétrica encontra-se em contingência (
-
-

- Figura 7). Em troca, os participantes recebem um desconto sobre o preço da tarifa padrão durante as outras horas da estação ou ano, para manter constante a receita total anual da concessionária de distribuição;

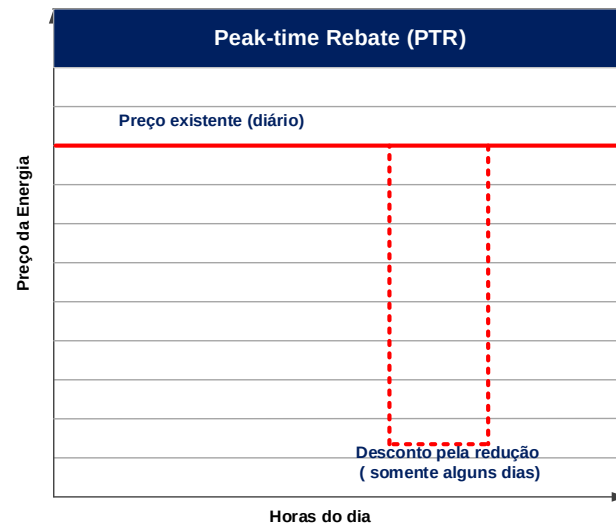
Figura 7 - Exemplo de tarifação *critical peak pricing* (CPP).



Fonte: Adaptado de Faruqui (2013)

- **Peak time rebate (PTR):** é uma variação do CPP, em que os consumidores são pagos para reduzir o consumo. Se os clientes não desejam participar, basta pagar a tarifa de energia em vigor. A tarifa é oferecida para os setores residencial, comercial e industrial;

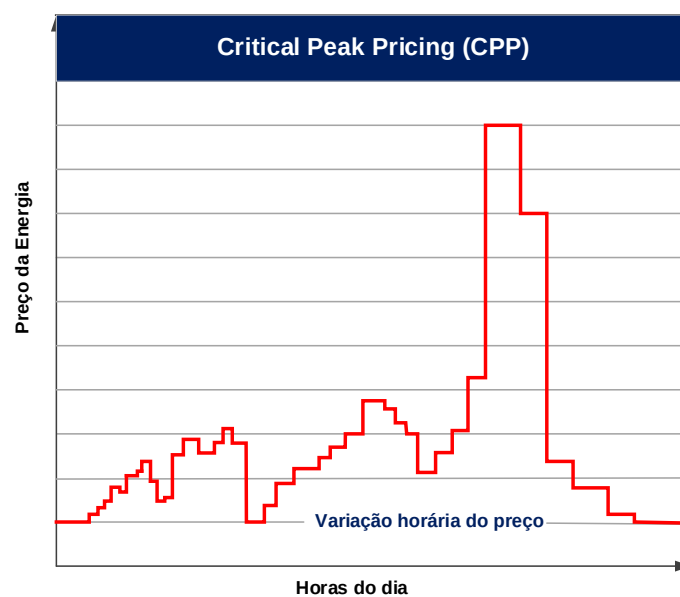
Figura 8 - Exemplo de tarifação *peak time rebate* (PTR).



Fonte: Adaptado de Faruqui (2013)

- **Real time pricing (RTP):** os participantes de programas RTP pagam energia a uma tarifa com valor mais próximo ao preço spot de energia, retratando os custos reais de geração e transmissão em cada hora. Os consumidores são informados sobre os preços de energia por hora com um dia de antecedência ou com uma hora de antecedência. Pode ser oferecido a todas as classes de clientes.

Figura 9 - Exemplo de tarifação *real time pricing* (RTP).



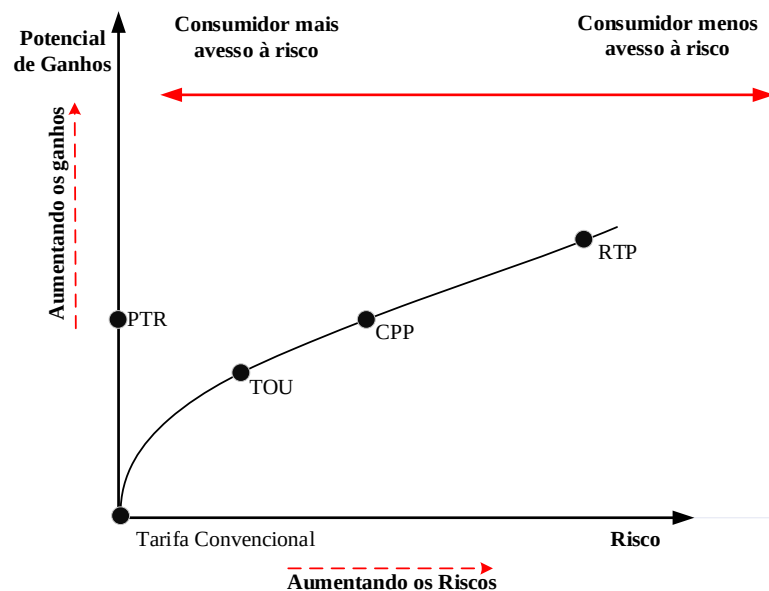
Fonte: Adaptado de Faruqui (2013)

A Figura 10 apresenta a relação entre riscos e ganhos de cada modelo de tarifação dinâmica (EPE, 2019; FARUQUI; SERGICI, 2013). O eixo x representa o risco ao consumidor, caso ele não altere o seu consumo sob determinada tarifa, e o eixo y representa os ganhos, ou seja, a diminuição na demanda máxima e em energia, em cada tipo de tarifação.

3.2 RESPOSTA DEMANDA NO CENÁRIO BRASILEIRO

Os mecanismos de gerenciamento dos recursos energéticos distribuídos pelo lado da demanda existentes no Brasil permitem aos consumidores brasileiros o gerenciamento do uso da energia, assumindo papel de protagonista no mercado de energia elétrica, em resposta às variações de preço e em atendimento a comandos do operador nacional do sistema elétrico, com as devidas compensações financeiras pela redução em seu consumo (EPE, 2019). São detalhados os programas baseados em preços e em incentivos que se encontra em vigência no país até 2022.

Figura 10- Relação entre riscos e ganhos do consumidor conforme tarifação



Fonte: Adaptado de Faruqui (2010)

3.2.1 Resposta demanda baseada em tarifas

A estrutura horo-sazonal é caracterizada pelas modalidades tarifárias diferenciadas de consumo de energia elétrica e estão divididas entre a classe A e B. As unidades consumidoras atendidas em tensão abaixo de 2,3 kV são classificadas no Grupo B (baixa tensão). Em geral, estão nesta classe as residências, lojas, agências bancárias, pequenas oficinas, edifícios residenciais, grande parte dos edifícios comerciais e a maioria dos prédios públicos federais. Os consumidores atendidos em média tensão, acima de 2,3 kV, como indústrias, shopping centers e alguns edifícios comerciais, são classificados no Grupo A. A tarifação para o grupo A é constituída por três modalidades de fornecimento (CEPEL, 2015; EPE, 2019).

- **Tarifária convencional binômia:** contrato realizado entre consumidor e concessionária de energia, caracterizado por tarifas de consumo de energia elétrica e demanda pretendida pelo consumidor (demanda contratada), independentemente da hora do dia (ponta ou fora de ponta) ou período do ano (seco ou úmido). Os consumidores do grupo A só podem contratar este tipo de tarifa caso a demanda seja inferior a 300 kW;
- **Tarifa Azul:** é obrigatório o enquadramento na estrutura tarifária horo-sazonal azul aos consumidores dos subgrupos A1, A2 ou A3, e opcional para os consumidores dos subgrupos A3a, A4 e AS. É estruturada para aplicação de tarifas diferenciadas de consumo de energia elétrica de acordo com as horas do dia e os períodos do ano, bem como de tarifas diferenciadas de demanda de potência de acordo com as horas de utilização do dia;
- **Tarifa Verde:** enquadramento possível para as unidades consumidoras do Grupo A dos subgrupos A3a, A4 e AS. A diferença para a tarifa azul é que a tarifa de demanda é única, independente da hora do dia ou período do ano.

A utilização das tarifas azul e verde pelos consumidores industriais tem proporcionado um deslocamento do horário clássico de ponta do SIN (sistema interligado nacional) para o meio da tarde em alguns meses do ano. Isso se deve à geração distribuída movida a diesel ou gás natural substituindo a energia proveniente da rede (EPE, 2019).

3.2.2 Tarifa Branca

Para os consumidores da classe B, caracterizada por unidades consumidoras de baixa tensão (residências, classe rural, iluminação pública etc.), estão disponíveis dois tipos de tarifa:

- **Tarifa convencional monômnia:** tarifa única de consumo de energia elétrica, independente das horas de utilização do dia;
- **Tarifa branca:** refere-se à tarificação de consumo de energia elétrica de acordo com as horas de utilização do dia. Este tipo de tarificação monômnia pode ser utilizada pelos consumidores do Grupo B, não se aplicando às unidades consumidoras da subclasse baixa renda da classe residencial, da classe iluminação pública e àquelas na modalidade de pré-pagamento. Diferente da modalidade convencional, que tem um único valor de tarifa, a tarifa branca possui valores diferentes ao longo do dia, divididas em três postos tarifários distintos, denominado ponta, intermediário e fora de ponta, definidos a seguir (EPE, 2019):
 - a) *Horário de ponta:* composto por 3 horas consecutivas definidas pela distribuidora considerando a curva de carga de seu sistema elétrico, aprovado pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) para toda a área de concessão, com exceção feita aos sábados, domingos e feriados nacionais;
 - b) *Posto intermediário:* período de 2 horas, sendo 1 hora imediatamente anterior e outra imediatamente posterior ao horário de ponta;
 - c) *Fora de ponta:* horário complementar ao de ponta e ao intermediário durante os dias úteis e 24 horas nos feriados e finais de semana.

A tarifa branca é regulamentada pelo artigo 56-A da Resolução Normativa nº 414/2010 da ANEEL. A aplicação da normativa seguiu um cronograma preferencial de acordo com as classes consumidoras solicitantes. A primeira etapa iniciou-se em 2018 para novas ligações e para unidades consumidoras com média atual de consumo mensal superior a 500 kWh. Em janeiro de 2019 para consumidores com média anual de consumo mensal superior a 250 kWh. Por fim, em 2020 para todas as unidades consumidoras do país (EPE, 2019).

A tarifa branca é do tipo TOU e tem o objetivo de mostrar ao consumidor um novo modelo de tarificação no qual o preço varia ao longo das horas do dia, ou seja, desloca o consumo dos períodos de ponta para aqueles em que historicamente a demanda máxima do sistema elétrica tem pouca probabilidade de ocorrência (EPE, 2019).

3.2.3 Resposta demanda baseada em incentivos

O programa piloto de RD lançado em 2017 presume a redução de carga de consumidores previamente habilitados, visando melhorar a confiabilidade do SIN.

3.2.4 Características do programa

Em dezembro de 2017, o programa piloto de RD foi lançado no Brasil com o objetivo de redução do consumo de consumidores previamente habilitados como recurso alternativo ao despacho termelétrico fora da ordem de mérito de custo. Em sua primeira versão (ANEEL, 2017), o projeto possuía vigência até junho de 2019 destacando no atendimento à região Nordeste e Norte, porém foi realizada uma alteração em dezembro de 2020, estendendo o alcance do programa a todos os consumidores elegíveis localizados no SIN. Com a publicação da Resolução Normativa ANEEL nº 938/2021, o programa foi prorrogado até Junho de 2022 (ONS, 2021).

A escolha da região Nordeste se deu pelo fato de grande concentração de geração variável aliada a escassez hídrica que há tempos atingia a região. Já a região Norte se deu pela facilidade de exportação de energia entre os dois sistemas.

A exigência para a participação do programa é que todos os consumidores interessados devem ser livres, parcialmente livres e consumidores cujos contratos de compra de energia seguem os preceitos estabelecidos no art. 5º da Lei nº 13.182, de 2015, conectados na rede de supervisão do ONS; ou agentes participantes da câmara de comercialização de energia elétrica (CCEE), na função de agregadores das cargas dos consumidores. Cumpridas as exigências básicas, o consumidor poderá celebrar o Contrato de Prestação de Serviços Ancilares (CPSA) temporário relativo ao programa (ANEEL, 2022).

Ainda tem a atividade do agregador de cargas que é responsável por uma ou mais cargas que sejam elegíveis ao programa e tem o objetivo a consolidação das ofertas de redução, através de um único preço a ser ofertado, de modo a incentivar a ampliação do programa (CCEE, 2019).

3.2.5 Oferta de produtos

Segundo a grade horária para despacho de resposta da demanda que é definida pelo operador do sistema todo mês, a carga pode ofertar ao operador redução para cada um dos produtos: *Day-Ahead* ou Dia Anterior (D-1) e *Intraday* ou Intradiário (D-0), informando volumes e preços das ofertas, com ordem de despacho até as 18h00 do dia anterior à redução ofertada (D-1) ou com ordem de despacho realizada até as 9h00 do dia da redução ofertada (D-0) (EPE, 2019).

A remuneração das ofertas dos participantes é realizada em duas parcelas. A primeira vinculada ao valor de sua oferta que seja menor ou igual ao valor do preço de liquidação de diferenças (PLD) do respectivo horário de despacho, remunerada via mercado de curto prazo, e a segunda da diferença entre a oferta e o PLD, a ser paga como encargo de serviço do sistema (ESS) (CCEE, 2019; EPE, 2019).

Os períodos do dia durante os quais uma carga poderá reduzir sua demanda são definidos mensalmente pelo ONS, e esses períodos são geralmente determinados pelo operador como aqueles em que poderá haver despacho de usinas termelétricas fora da ordem de mérito de custo para atendimento à demanda (SANTOS, 2021).

4 REPRESENTAÇÃO E MODELAGEM MATEMÁTICA DO SISTEMA DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA

Os sistemas elétricos de potência têm a função essencial de fornecer energia elétrica aos consumidores, com qualidade, confiabilidade no momento que for solicitado. No SDEE existem as redes primárias e secundárias que são conectadas através de um transformador de distribuição. A rede de distribuição é representada por ramos e barras. Nas barras estão os equipamentos elétricos em derivação como cargas, capacitores e geradores. Nos ramos estão conectados os equipamentos elétricos conectados em série tais como linhas, reguladores de tensão chaves (LEITE, 2015).

O sistema de distribuição pode ser representado por uma árvore de grafo, $G(t, u)$, em que t possui parâmetros dos equipamentos conectados em derivação e representa um conjunto finitos de vértices, e u representa um conjunto finito de arestas composto por parâmetros dos equipamentos conectados em série (LEITE, 2015)

O fluxo de potência pode ser modelado matematicamente como uma função de transferência H representado pela equação (1). Assim os vértices e as arestas são organizados seguindo a topologia da rede que, logo após a solução do fluxo de potência, os valores iniciais dos vértices do grafo assumem a tensão nas barras, $\dot{V}_i$, e as arestas as correntes dos ramos $\dot{J}_i$.

$$G(\dot{V}_i, \dot{J}_i) = H(G(\bar{S}_i, M_i)) | \dot{V}_0 = \dot{V}_{OP}, \quad i = 0, 1, 2, \dots, n \quad (1)$$

Na resolução do fluxo de potência pode ser adotado um algoritmo de varredura direta e reversa, do Inglês *backward/forward*, que apresenta um processo iterativo que faz um percurso das barras extremas em direção à subestação e vice-versa, onde $\bar{S}_i$ representa a injeção de potência dos equipamentos em derivação e M_i representa a parte dos equipamentos em série da função de entrada (CHENG; SHIRMOHAMMADI, 1995). Primeiramente, usa-se a representação do sistema de distribuição utilizando um modelo matemático geral, em seguida efetua a leitura dos dados e por último realiza um processo iterativo de cálculos e verifica-se a convergência do fluxo (REIZ, 2019).

4.1 EQUIPAMENTOS CONECTADOS EM SÉRIE NO SDEE

A seguir são apresentados os modelos matemáticos utilizados para representar os equipamentos elétricos do SDEE de acordo com seu tipo de conexão.

4.1.1 Linha de distribuição

Ao alimentados do SDEE possuem linhas trifásicas aéreas ou subterrâneas que são modeladas a partir de suas impedâncias série representado por (2).

$$\begin{bmatrix} [A_i]_{3 \times 3} & [\bar{B}_i]_{3 \times 3} \\ [\bar{C}_i]_{3 \times 3} & [D_i]_{3 \times 3} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} [I]_{3 \times 3} & [\bar{0}]_{3 \times 3} \\ [\bar{Z}_{li}]_{3 \times 3} & [I]_{3 \times 3} \end{bmatrix} \quad (2)$$

Em que a submatriz **A** e **D** é a matriz identidade, **B** é a matriz zero, **C** representa a submatriz impedância trifásica da linha (LEITE; MANTOVANI, 2015).

4.1.2 Transformadores e reguladores de tensão

Os transformadores são equipamentos empregados para ajustar a energia elétrica entre os subsistemas de um sistema elétrico convertendo do nível de média para baixa tensão. Podem ser vistos como um quadripolo onde os parâmetros da formulação matemática são obtidos a partir da placa de informação e dos testes de curto-circuito e circuito aberto (LEITE, 2015). O modelo de um transformador de distribuição trifásico é representado por (3).

$$\begin{bmatrix} [j_{pi}]_{3 \times 1} \\ [\dot{V}_{si}]_{3 \times 1} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} [A_i]_{3 \times 3} & [\bar{B}_i]_{3 \times 3} \\ [\bar{C}_i]_{3 \times 3} & [D_i]_{3 \times 3} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} [j_{si}]_{3 \times 1} \\ [\dot{V}_{pi}]_{3 \times 1} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} K_n^{-1}[\phi]_{3 \times 3} & [\bar{Y}_m]_{3 \times 3} \\ [-\bar{Z}_D]_{3 \times 3} & K_n^{-1}[\phi]^T_{3 \times 3} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} [j_{si}]_{3 \times 1} \\ [\dot{V}_{pi}]_{3 \times 1} \end{bmatrix} \quad (3)$$

No qual a matriz $[\phi_i]_{3 \times 3}$ representa a matriz de incidência nodal para os diferentes tipos de conexões do transformador, cujos valores são apresentados na Tabela 1. Na Tabela 2 são apresentados os valores dos da relação de transformação do transformador K_n para diferentes tipos de conexão, que é dada pela relação entre a tensão de entrada e a tensão de saída, também tem seu valor modificado conforme o tipo de conexão do transformador de distribuição.

Tabela 1- Matriz de desvio angular para vários tipos de conexões

Conexão	ϕ_{11}	ϕ_{12}	ϕ_{13}	ϕ_{21}	ϕ_{22}	ϕ_{23}	ϕ_{31}	ϕ_{32}	ϕ_{33}
$Yg - Yg^a$	1	0	0	0	1	0	0	0	1
$Yg - \Delta^b$	1	0	-1	-1	1	0	0	-1	1
$\Delta - Yg^c$	1	-1	0	0	1	-1	-1	0	1
$\Delta - \Delta^d$	1	0	0	0	1	0	0	0	1

Fonte: Leite (2015).

Tabela 2-Relação de transformação para vários tipos de conexão

Conexão	$Yg - Yg^a$	$Yg - \Delta^b$	$\Delta - Yg^c$	$\Delta - \Delta^d$
K_n	$\frac{V_{PL}}{V_{SL}}$	$\frac{V_{PL}}{\sqrt{3}V_{SL}}$	$\frac{\sqrt{3}V_{PL}}{V_{SL}}$	$\frac{V_{PL}}{V_{SL}}$

fonte: Leite (2015).

Em que:

- a : refere-se aos enrolamentos conectados em estrela aterrada Yg ;
- b : primário em estrela aterrada e secundário em delta;
- c : primário em delta e secundário em estrela aterrada;
- d : primário e secundário conectados em delta Δ

A impedância de dispersão $\bar{Z}_D$ e a admitância de magnetização $\bar{Y}_m$ são calculadas pelas equações (4) e (5), respectivamente.

$$\bar{Z}_D = \frac{V_{SL}^2}{S_{3\phi}} \left(\frac{P_{cu}}{S_{3\phi}} + j \sqrt{Z_{\%}^2 - \left(\frac{P_{cu}}{S_{3\phi}} \right)^2} \right) \quad (4)$$

$$\bar{Y}_m = \frac{1}{3V_{PL}^2 \alpha} e^{-j \arctan\left(\frac{2V_{PL}S_{3\phi}}{P_{Fe}(1-Z_{\%})V_{SL}}\right)} \quad (5)$$

Em que:

- P_{cu} : Perda no cobre;
- P_{Fe} : Perda no núcleo;
- V_{PL} : Tensão na linha no primário;
- V_{SL} : Tensão na linha no secundário;
- $S_{3\phi}$: Potência trifásica;
- $Z_{\%}$: Impedância percentual.

A perda no núcleo P_{Fe} e a perda do cobre P_{cu} são utilizadas para calcular os valores de $\bar{Z}_D$ e $\bar{Y}_m$ que preenchem a diagonal principal das matrizes $[\bar{Z}_D]_{3 \times 3}$ e $[\bar{Y}_m]_{3 \times 3}$. Visto que o modelo do transformador foi formulado é utilizado as equações (6) e (7) para identificar, respectivamente, a corrente no ramo a montante e a tensão na barra a montante, e as equações (8) e

(9) fornecem a corrente no ramo e a tensão na barra a jusante. Valores a montante referem-se ao terminal primário do transformador, enquanto os valores a jusante estão relacionados ao secundário.

$$[j_p]_{3x1} = K_n^{-1}[\phi]_{3x3}[j_s]_{3x1} + [\bar{Y}_m]_{3x3}[\dot{V}_p]_{3x1} \quad (6)$$

$$[\dot{V}_p]_{3x1} = K_n[\phi]_{3x3}([\dot{V}_s]_{3x1} + [\bar{Z}_D]_{3x3}[j_s]_{3x1}) \quad (7)$$

$$[j_s]_{3x1} = K_n[\phi]_{3x3}^T([\bar{Y}_m]_{3x3}[\dot{V}_p]_{3x1} + [j_p]_{3x1}) \quad (8)$$

$$[\dot{V}_s]_{3x1} = K_n^{-1}[\phi]_{3x3}^T[\dot{V}_p]_{3x1} - [\bar{Z}_D]_{3x3}[j_s]_{3x1} \quad (9)$$

4.2 DISPOSITIVOS CONECTADOS EM DERIVAÇÃO NO SDEE

4.2.1 Geradores

Os GDs podem ser conectados à rede de distribuição através de geradores síncronos e assíncronos (ACKERMANN; ANDERSSON; SÖDER, 2001). Alocados em lugares ideais são economicamente atraentes em função das reduções de custo que ele possibilita, podendo reduzir as perdas ativas e reativas melhorando o perfil de tensão, estabilidade do sistema e aumentando a confiabilidade da rede de distribuição (BORGES; FALCÃO, 2003). O gerador distribuído pode ser modelado como uma barra PQ ou PV (KHUSHALANI; SOLANKI; SCHULZ, 2007a). As barras PQ são aquelas cuja potência ativa e reativa são fixas e previamente determinadas. As barras PV possuem potência ativa e a tensão fixas (KHUSHALANI; SOLANKI; SCHULZ, 2007b; LEITE, 2015). Nos geradores distribuídos modelados como barra PV, a tensão na barra do gerador $|\dot{V}_{p,i}^f|$ é comparada com uma tensão especificada $|\dot{V}_{p,i}^{exp}|$ até que a diferença de tensão calculada (10), se torna menor que um erro tolerável máximo de tensão ε (11).

$$\Delta V_{p,i} = \left| |\dot{V}_{p,i}^{exp}| - |\dot{V}_{p,i}| \right| \quad (10)$$

$$\max_{p=a,b,c} \{\Delta V_{p,i}\} \leq \varepsilon \quad (11)$$

Se a diferença de tensão estiver dentro da tolerância especificada, a tensão na barra PV converge para o valor especificado, caso seja menor que a tolerância especificada é preciso fazer compensação de potência reativa. Essa rotina de compensação ajusta a potência reativa do gerador distribuído $Qg_{p,i}$ entre um valor de potência reativa máximo Qg_p^{max} e mínimo Qg_p^{min} para eliminar essa diferença de tensão. Nesse método de compensação representado pela equação (12) a potência reativa é adicionada a potência reativa da interação anterior $Qg_{p,i}^{anterior}$.

$$Qg_{p,i} = \Im\{\dot{V}_{p,i}(\Delta I_{p,i})^*\} + Qg_{p,i}^{anterior} \quad (12)$$

A injeção de corrente $\Delta I_{p,i}$ que é usada no método de compensação depende da diferença de tensão e da impedância série de curto-circuito $|\bar{Z}_{SC,i}|$ entre o gerador distribuído e a barra da fonte de energia (LEITE, 2015).

$$\Delta I_{p,i} = \frac{|\Delta \dot{V}_{p,i}|}{\bar{Z}_{SC,i}} e^{j((sgn(\Delta V_{p,i}) + ang(\dot{V}_{p,i}))} \quad (13)$$

4.2.2 Carga

A carga é modelada pela potência aparente consumida mais o comportamento composto resultante da conexão de diferentes aparelhos elétricos. Podem assumir diferentes comportamentos em função da tensão aplicada, como cargas de potência constante, corrente constante, impedâncias constantes e cargas mistas que é a combinação das outras três. A equação (14) representa a potência aparente nominal trifásica da barra i , na fase p .

$$\bar{S}_i^p = \frac{1}{3} \left(\bar{S}_i^{NOM} \sum_{q=0}^2 \left[\lambda_q \left(\frac{|\dot{V}_i^p|}{|\bar{V}_i^{NOM}|} \right)^q \right] \right) \quad (14)$$

O índice q indica o comportamento da carga: $q=0$ a potência é constante, $q=1$ a corrente é constante e $q=2$ a impedância é constante. Além de que a carga pode ser mista, ou seja, pode ter os três comportamentos ao mesmo tempo indicada pelo coeficiente de ponderação λ_q cujo somatório é um. Esse modelo de carga é conhecido como modelo ZIP e é determinístico e fixo ao longo do tempo (LEITE, 2015).

4.2.3 Capacitor

Os bancos de capacitores melhoram o perfil das magnitudes de tensão da rede sempre que seus capacitores forem chaveados como é descrito pela equação (15), produzindo como consequência importante a redução das perdas técnicas.

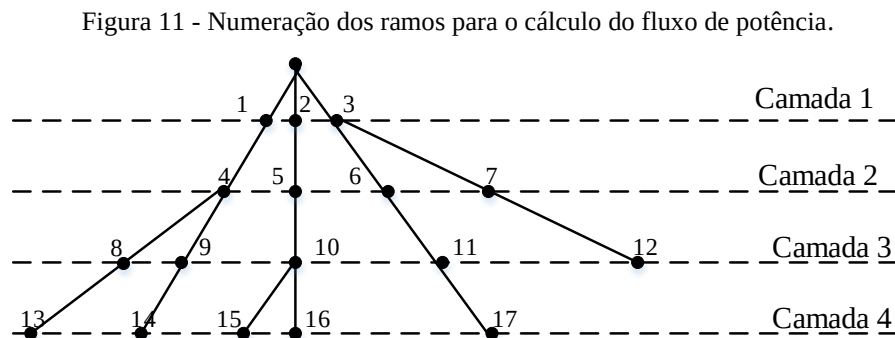
$$\bar{S}_i^p(s) = 0 - j \frac{s Q^{NOM}}{3 s^{MAX}}, \quad p = a, b, c \quad (15)$$

A discriminação de um banco de capacitores corresponde à sua potência reativa total Q^{NOM} , assim cada fase, p , possui um terço da potência total, tanto na conexão estrela como no delta. Um banco de capacitor chaveado de passo $s \in \mathbb{Z}$ controla a potência reativa injetada até seu valor máximo s^{MAX} na rede.

4.3 ALGORITMO DE FLUXO DE POTÊNCIA

O algoritmo de fluxo de potência de varredura desenvolvido, apresenta um processo iterativo que faz um percurso das barras extremas em direção à subestação e vice-versa para realizar as correções de corrente e tensão respectivamente (CHENG; SHIRMOHAMMADI, 1995).

O processo de solução é baseado na aplicação direta das leis de Kirchhof das tensões e correntes. Na implementação computacional as barras do sistema devem ser numeradas através de uma estrutura de camadas, isto é, o sistema é dividido em camadas sendo necessário enumerar todas as barras de uma camada, para depois iniciar a numeração das barras da camada seguinte. Desta forma o algoritmo efetua a sequência correta do cálculo das etapas do *backward/forward*. Na Figura 11 apresenta-se um exemplo da numeração sequencial dos ramos.



Fonte:(PIZZALI, 2003)

Seja o nó principal a referência com a magnitude e ângulo da tensão conhecidos na iteração k . O algoritmo iterativo para resolução de fluxo de carga trifásico a três fios de sistemas radiais consiste nas seguintes etapas:

- **Primeira Etapa:** Cálculo nodal da corrente em todos os nós.

$$\begin{bmatrix} \dot{I}_{ia}^k \\ \dot{I}_{ib}^k \\ \dot{I}_{ic}^k \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \left(\frac{\bar{S}_{ia}}{\dot{V}_{ia}} \right)^* \\ \left(\frac{\bar{S}_{ib}}{\dot{V}_{ib}} \right)^* \\ \left(\frac{\bar{S}_{ic}}{\dot{V}_{ic}} \right)^* \end{bmatrix} - \begin{bmatrix} \bar{Y}_{ia} & & \\ & \bar{Y}_{ib} & \\ & & \bar{Y}_{ic} \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} \dot{V}_{ia}^{k-1} \\ \dot{V}_{ib}^{k-1} \\ \dot{V}_{ic}^{k-1} \end{bmatrix} \quad i = 1, 2, 3, \dots, n \quad (16)$$

Em que:

I_{ia}, I_{ib}, I_{ic} : As injeções de correntes no nó i ;

S_{ia}, S_{ib}, S_{ic} : As injeções de potência programadas (conhecidas) no nó i ;

V_{ia}, V_{ib}, V_{ic} : As tensões no nó i ;

Y_{ia}, Y_{ib}, Y_{ic} : As admitâncias próprias dos elementos shunt no nó i ;

* Operador conjugado complexo

- **Segunda Etapa:** *Backward* – Calculam-se as correntes nos ramos partindo da barra com maior profundidade da rede em direção à barra raiz, a subestação. A corrente de cada fase no ramo j_i^k é calculada por:

$$\begin{bmatrix} j_{ia}^k \\ j_{ib}^k \\ j_{ic}^k \end{bmatrix} = - \begin{bmatrix} \dot{I}_{ia}^k \\ \dot{I}_{ib}^k \\ \dot{I}_{ic}^k \end{bmatrix} + \sum_{m \in \mathbf{M}_i} \begin{bmatrix} j_{ma}^k \\ j_{mb}^k \\ j_{mc}^k \end{bmatrix} \quad (17)$$

Em que $\mathbf{M}_i$ é o conjunto de ramos ligados à jusante ao nó i .

- **Terceira Etapa:** *Forward* - Realizam-se os cálculos das tensões partindo da barra da subestação até as barras mais periféricas, a tensão no nó j é:

$$\begin{bmatrix} \dot{V}_{ja}^k \\ \dot{V}_{jb}^k \\ \dot{V}_{jc}^k \end{bmatrix} = - \begin{bmatrix} \dot{V}_{ia}^k \\ \dot{V}_{ib}^k \\ \dot{V}_{ic}^k \end{bmatrix} - \begin{bmatrix} \bar{Z}_{aa} & \bar{Z}_{ab} & \bar{Z}_{ac} \\ \bar{Z}_{ca} & \bar{Z}_{bb} & \bar{Z}_{bc} \\ \bar{Z}_{ac} & \bar{Z}_{bc} & \bar{Z}_{cc} \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} j_{ja}^k \\ j_{jb}^k \\ j_{jc}^k \end{bmatrix} \quad (18)$$

Em que:

V_{ja}, V_{jb}, V_{jc} : Tensões no nó j ;

V_{ia}, V_{ib}, V_{ic} : Tensões no nó i ;

Z_{ja}, Z_{jb}, Z_{jc} : Impedâncias próprias no ramo ij entre o nó i e j ;

Z_{xy} : Impedância mútua entre as fases x e y no ramo ij

$(x = a, b, c; y = a, b, c; \forall x \neq y)$.

Se a parte real ou imaginária de qualquer erro de potência é maior que o critério de convergência, as etapas 1, 2 e 3 são repetidas até alcançar a convergência.

$$\begin{aligned} \Delta S_{ia}^k &= \left| \dot{V}_{ia}^k (I_{ia}^k)^* + Y_{ia}^* |\dot{V}_{ia}^k|^2 - \bar{S}_{ia} \right| \\ \Delta S_{ib}^k &= \left| \dot{V}_{ib}^k (I_{ib}^k)^* + Y_{ib}^* |\dot{V}_{ib}^k|^2 - \bar{S}_{ib} \right| \\ \Delta S_{ic}^k &= \left| \dot{V}_{ic}^k (I_{ic}^k)^* + Y_{ic}^* |\dot{V}_{ic}^k|^2 - \bar{S}_{ic} \right| \end{aligned} \quad (19)$$

4.4 DEFINIÇÃO DO PROBLEMA DE GERENCIAMENTO DA CAPACIDADE DA REDE DE DISTRIBUIÇÃO

Nesta seção apresenta-se uma definição, com objetivos e restrições, para o problema de gerenciamento da capacidade das *smart grids*, considerando a presença de GD e resposta à demanda que é realizada por meio de corte de pico, deslocamento da carga ou preenchimento do vale, os três simultaneamente.

O custo das perdas totais C^{LOSS} no sistema de distribuição no horizonte de um ano é determinado após a execução do fluxo de potência trifásico sendo representada por (20)

$$C^{LOSS} = k_e \sum_{j=1}^{nl} \sum_{p \in \{a,b,c\}} |j_{j,p}|^2 R_{j,p} \quad (20)$$

Em que:

- k_e : Preço de energia aplicada para as perdas de energia;
 $R_{j,p}$: A resistência do ramo, ou linha ij entre o nó i e j ;
 nl : Quantidades de linhas na rede de distribuição.

A Equação 21 representa custo dos cortes totais de fornecimento de energia C^{SHED} .

$$C^{SHED} = \sum_{j=1}^{nb} \sum_{p \in \{a,b,c\}} \sum_{k \in \{R,C,I\}} (X_{p,k,j} P_{p,k,j}^{MAX} C_k^{SHED}) \quad (21)$$

Em que:

$X_{p,k,j}$:	Porcentagem do corte da carga na fase p do tipo k na barra j ;
$P_{p,k,j}^{MAX}$:	Potência máxima cortável na fase p do tipo k na barra i ;
C_k^{SHED} :	Custo do corte do cliente que pode ser residencial, industrial e comercial;
nb :	Quantidade de nós, ou barras na rede de distribuição.

O custo da energia não suprida C^{ENS} considerando os índices de faltas permanentes é dado por (22). Assumimos que uma seção é definida por um conjunto de ramos e barras pertencentes à zona de proteção de um dispositivo.

$$C^{ENS} = \sum_{k \in \{R,C,I\}} C_k^{energia} \sum_{y \in \phi} \frac{PI_y}{(1 + IRR)^y} \quad (22)$$

Em que:

- $C_k^{energia}$: É o preço da energia de acordo com o tipo de consumidor;
 IRR : Taxa interna de retorno;
 PI_y : É a energia não fornecida durante as faltas permanentes para cada ano y do horizonte de planejamento ϕ .

Na equação (23) a estimativa da interrupção permanente PI_y depende da taxa de falha λ_h^p para falhas temporárias e do comprimento de cada ramo h pertencentes ao conjunto de ramos da seção i , π_i . A soma das cargas na i -ésima seção jusante é representada por $I_{i,y,s}^p$ durante o ano y e cenário s do conjunto $\mathbf{S}$. O conjunto β inclui todas as seções definidas pelos dispositivos de proteção e controle. Durante um evento de falta, pode ocorrer operação ilhada, dependendo do balanço de energia disponível entre cargas e GDs em cada seção.

$$IP_y = \sum_{s \in S} \sum_{i \in \beta} \sum_{h \in \pi_i} (\lambda_h^p L_n) [(I_{i,y,s}^p - IO_{i,y,s} - S_{i,y,s}) t_R^p + S_{i,y,s} t_{SW}] \quad (23)$$

A equação (24) representa o carregamento das microrredes que pode ser restaurado.

$$IO_{i,y,s} = \sum_{m \in M} IOG_{i,y,s,m} \quad (24)$$

Esta expressão é a soma das cargas $IOG_{i,y,s,m}$ dentro da microrrede m do conjunto M representada pela equação (25).

$$IO_{i,y,s} = 0, \quad f = h \forall h \in \sigma_m \quad (25)$$

Para uma falta dentro da microrrede, ou seja, uma falta em um ramo $h \in \sigma_m$ a operação de ilhamento não pode ser realizada e os GDs devem ser desconectados. O mesmo ocorre para transferência de carga para alimentadores vizinhos.

O valor de $S_{i,y,s}$ representa a soma das cargas transferidas a jusante das chaves automáticas (AS) na seção i . Tal estimativa é baseada na soma de todas as cargas que podem ser restauradas usando cada AS do conjunto W (26).

$$S_{i,y,s} = \sum_{w \in W} SW_{i,y,s,w} \quad (26)$$

$$S_{i,y,s} = 0, \quad f = h \forall h \in \tau_m \quad (27)$$

Para uma falta dentro de τ_w a transferência de carga não pode ser realizada. A falta de energia durante faltas permanentes é representada por t_R^p e t_{SW} é o tempo de falta de energia até o operador do sistema restaurar as cargas.

Dessa forma, o problema de gerenciamento de capacidade proposto tem como objetivo a minimização do custo total FO_{custo} conforme é dado por (28).

$$FO_{custo} = C^{LOSS} + C^{SHED} + C^{ENS} \quad (28)$$

Para atingir esse objetivo no problema proposto, são definidos conjuntos de restrições de igualdade e desigualdade como dado por (29) à (36).

$$P_{j,p}(V, \theta) - Pg_{j,p} + Pd_{j,p} = 0, \quad \forall j \in nb, p = a, b, c \quad (29)$$

$$Q_{j,p}(V, \theta) - Qg_{j,p} + Qd_{j,p} = 0, \quad \forall j \in nb, p = a, b, c \quad (30)$$

$$V_p^{MIN} \leq V_{p,i} \leq V_p^{MAX}, \quad \forall i \in nb, p = a, b, c \quad (31)$$

$$0 \leq I_{p,i} \leq I_p^{MAX}, \quad \forall i \in nb, p = a, b, c \quad (32)$$

$$Pdg^{MIN} \leq Pdg_{p,i} \leq Pdg^{MAX}, \quad \forall i \in nb, p = a, b, c \quad (33)$$

$$Qdg^{MIN} \leq Qdg_{p,i} \leq Qdg^{MAX}, \quad \forall i \in nb, p = a, b, c \quad (34)$$

$$P_{p,i} X_{p,k,i} \leq PC_{ki} \quad p = a, b, c \quad (35)$$

$$Q_{p,i} X_{p,k,i} \leq QC_{ki} \quad p = a, b, c \quad (36)$$

As restrições (29) e (30) representam as equações de fluxo de potência para redes radiais, a restrição (31) representa os limites das magnitudes de tensão do nó. A restrição (32) representa os limites do fluxo de corrente no circuito de cada fase, $I_{j,f}$, limitado superiormente pelo valor máximo I_f^{max} . As restrições (33) e (34) representam os limites de mínimo e máximo de potência ativa e reativa dos geradores distribuídos. As restrições (35) e (36) representam a porcentagem máxima permitida do corte de carga.

5 ASPECTOS TEÓRICOS E TÉCNICAS DE SOLUÇÃO DAS META-HEURÍSTICAS GRASP E BUSCA TABU

Com o passar dos anos as redes de distribuição se tornaram complexas devido a diversos fatores, operam de forma desequilibrada, principalmente pela presença dos recursos energéticos distribuídos. As *smart grids* que fazem parte do sistema de distribuição podem ser gerenciadas com eficiência apenas por meio de plataformas de software altamente inteligentes e especializadas.

Por se tratar de problemas de grandes portes, as meta-heurísticas se tornaram poderosas ferramentas de otimização pois permitem considerar um número maior de cenários realistas por possuírem grande flexibilidade encontrando soluções de qualidades para os modelos de difícil solução, que muitas vezes são de difícil obtenção através das técnicas de otimização clássica (RUPOLO, 2017). Neste trabalho, é utilizado a meta-heurística construtiva GRASP para encontrar a solução inicial do problema e a meta-heurística de Busca Tabu para a fase de busca local.

5.1 META-HEURÍSTICA GRASP

O GRASP é uma meta-heurística multipartida para otimização combinatória que consiste em duas fases: construção gulosa aleatória e busca local (FEO; RESENDE, 1995), conforme o pseudocódigo apresentado na Figura 12.

Figura 12 -Pseudocódigo meta-heurística GRASP.

```

procedimento GRASP()
1      Para ( k=1,..., até MAX_ITER) faça
2          solução ← construção
3      Se solução não for factível então
4          solução ← ajuste(solução)
5      Fim Se
6      Solução ← busca local(solução)
7          Atualiza_solução(solução, melhor_solução)
8      Fim Para
9      Retorna Melhor_solução;
Fim GRASP.
  
```

Fonte: Adaptado de Resende e Ribeiro (2019).

Na fase de construção gulosa aleatória produz um conjunto diversificado de soluções iniciais de boa qualidade para busca local. A fase de busca local tem a finalidade de intensificação na solução encontrada, explorando regiões vizinhas por meio da busca local para encontrar um ótimo local.

Uma característica atraente do GRASP é a facilidade de ser implementado, pois poucos parâmetros precisam ser definidos e ajustados (RESENDE; RIBEIRO, 2019). Qualquer uma das duas fases pode ser implementada de forma independente e melhor desenvolvida a fim de construir propostas de soluções mais eficazes, seja na técnica de intensificação ou de intensificação ou de pós-otimização.

5.1.1 Construção da solução inicial

Na fase de construção são geradas soluções iniciais elemento a elemento através de algum tipo de construção (gulosa ou através de algum esquema de perturbação). A princípio o elemento está em uma lista de candidatos e por meio de um parâmetro é criada uma lista restrita de candidatos que possui os melhores elementos de. Todos os candidatos têm a mesma probabilidade de entrar na solução. O tamanho da é determinado por (37):

$$cardinalidadeLRC = \alpha * cardinalidadeLC \quad (37)$$

GRASP conta com uma função gulosa $g(c)$ de avaliação dos candidatos c que informa o custo de adicionar um elemento à solução S . Se todos os elementos da LRC podem ser selecionados com igual probabilidade, então a fase construtiva é aleatória, para evitar isso à LRC é limitada apenas a alguns candidatos. Seja $g(c)_{min}$ o candidato com menor custo (considerando um problema de minimização) e $g(c)_{max}$ o candidato com maior custo dentre todos da lista LC . Um candidato $c \in LC$ é posto na LRC se e somente se garante (38).

$$g(c)^{MIN} \leq g(c) \leq g(c)^{MIN} + \alpha[g(c)^{MAX} - g(c)^{MIN}] \quad (38)$$

O parâmetro de entrada determina o quão guloso ou aleatório será a construção, ou seja, se $\alpha = 0$ o algoritmo construtivo é exatamente guloso e se $\alpha = 1$ é exatamente aleatório. A construção é repetida até não haver mais candidatos como observa a Figura 13.

Figura 13 - Pseudo-código da fase de construção.

```

Procedimento Construção (Função_gulosa(.),  $\alpha, s_0$ );
1    $s_0 \leftarrow \emptyset$ ;
2   Inicialize o conjunto LC de candidatos;
3   Enquanto (  $LC \neq \emptyset$  ) faça
4        $g(c)_{\min} = \min\{ g(c) \mid c \in LC \}$ ;
5        $g(c)_{\max} = \max\{ g(c) \mid c \in LC \}$ ;
6        $LRC = \{ t \in LC \mid g(t) \geq g(c)_{\min} - \alpha \cdot (g(c)_{\max} - g(c)_{\min}) \}$ ;
7        $\{ c \} \leftarrow \text{Escolha\_aleatoria}(LRC)$ ;
8        $s_0 \leftarrow s_0 \cup \{c\}$ ;
9       Atualize o conjunto LC de candidatos
10      Reavaliar o custo do incremento  $g(c) \forall c \in LC$  ;
11  Fim-enquanto;
12  Retorne  $s_0$ 
Fim Construção;

```

Fonte: Adaptado de Resende e Ribeiro (2019).

5.1.2 Busca local

Depois de terminada a fase de construção, a busca local é iniciada para refinar a solução encontrada aplicando um método de busca local para fazer pequenas alterações na solução corrente. A solução geral é atualizada sempre que a fase de busca encontra uma solução melhor que todas as outras já encontradas. O processo é repetido até um certo número de iterações ou outro critério de parada seja satisfeito. Conforme na Figura 14, a busca local se dá pela definição de movimentos que são sucessivamente a fim de substituir a solução atual por outra solução visitada que seja melhor.

Figura 14 - Pseudocódigo da fase de busca local.

```

Procedimento busca_Local(f,N,s)
1    $V \leftarrow \{ s' \in N(s) \mid f(s') < f(s) \}$ 
2   Enquanto  $|V| > 0$  faça;
3       Selecione  $s'$  de  $V$  ;
4        $s \leftarrow s'$  ;
5        $V \leftarrow \{ s' \in N(s) \mid f(s') < f(s) \}$ ;
6   Fim enquanto;
7   Retorne  $s$ ;
Fim Busca_Local.

```

Fonte: Adaptado de Resende e Ribeiro (2019).

5.2 BUSCA TABU

Busca Tabu (BT) é uma meta-heurística usada para resolver problemas de alta complexidade com estratégias adequadas para contornar ou sair de soluções ótimas locais (GLOVER; LAGUNA, 1998). As estratégias que fazem a BT não estagnar em soluções ótimas envolvem memória adaptativa e exploração sensível. É um procedimento adaptativo auxiliar que guia o algoritmo de busca local na exploração contínua dentro do espaço de busca.

A partir da solução inicial a busca move-se pela vizinhança como o objetivo de encontrar soluções melhores. Contudo permite que soluções que deterioram a função objetivo sejam adotadas como solução corrente. No entanto, não aceita movimentos que levam a soluções que já foram visitadas por estarem em uma lista Tabu, essa lista permanece na memória adaptativa guardando movimentos visitados por um tempo ou por um determinado número de interações.

A estratégia de exploração sensível juntamente com uso da memória adaptativa armazena as soluções geradas possibilitando escapar de ótimos locais com o objetivo de redirecionar por regiões inexploradas e atingir um resultado ótimo ou próximo ao ótimo global. Isso é feito com um balanço entre a diversificação e intensificação. Com isso é evitado que o algoritmo volte a um ótimo local já visitado conforme a Figura 15. A busca tabu é composta pelas seguintes estratégias (GLOVER; LAGUNA, 1998):

- **Estratégia de proibição:** controla o que será incluído na lista tabu. Tem como objetivo estabelecer um mecanismo que proíba certos movimentos (lista tabu) para evitar o retorno à mesma solução;
- **Estratégia de liberação:** controla o que será retirado da lista tabu e qual momento isso ocorrerá. A Busca Tabu remove essas restrições (tabu) de um movimento de modo que ele possa ser escolhido novamente a partir daquele movimento, os atributos permanecem na lista tabu durante T interações. Se o tempo de permanência na lista tabu acaba, então eles são liberados;
- **Critério de aspiração:** é uma forma de retirar o status tabu de um movimento caso ele apresente características muito boas, ou seja, se a solução candidata tem um valor da função objetivo melhor do que da solução corrente;
- **Memória de curto prazo:** é base do algoritmo de Busca Tabu. Ela busca uma integração entre as estratégias de proibição, liberação, critério de aspiração;

- **Memórias de médio e longo prazo:** são estratégias de aprendizado que podem ser utilizadas durante a execução do algoritmo com intuito de realizar uma busca mais detalhada sobre a região que supostamente é promissora, ou direcionar a busca para regiões inexploradas do espaço de solução;
- **Critério de parada:** o processo de busca por uma solução melhor é repetido até atingir um número de interações sem melhora.

Figura 15- Pseudocódigo Busca Tabu.

```

Procedimento Busca_Tabu ( $(f(\cdot), N(\cdot), A(\cdot), |V|, f_{\min}, |T|, BT_{\max}, s)$ )

1    $s^* \leftarrow s;$                                 {Melhor solução obtida até o momento}
2    $Iter \leftarrow 0;$                              {Contador do número de interações}
3    $Melhor\_Iter \leftarrow 0;$                      {Interação mais recente que forneceu  $s^*$ }
4    $T \leftarrow \emptyset;$                          {Lista Tabu}
5   Inicializar a função de Aspiração  $A$ ;
6   Enquanto ( $f(s) > f_{\min}$  e  $Iter - Melhor\_Iter \leq BT_{\max}$ ) faça
7        $Iter \leftarrow Iter + 1;$ 
8       Seja  $s' \leftarrow s \oplus m$  o melhor elemento de  $V \subseteq N(s)$  tal que
9       O movimento  $m$  não seja tabu ( $m \notin T$ ) ou
10       $s'$  atenda a condição de aspiração ( $f(s') < A(f(s))$ );
11      Atualizar lista tabu  $T$ ;
12       $s' \leftarrow s;$ 
13      Se ( $f(s) < f(s^*)$ ) então
14           $s^* \leftarrow s;$ 
15           $Melhor\_Iter \leftarrow Iter;$ 
16      Fim-se;
17      Atualizar a função de Aspiração  $A$ 
18  Fim-enquanto;
19   $s^* \leftarrow s;$ 
20  Retorne  $s;$ 
Fim Busca_Tabu

```

Fonte: Gomes (2009).

6 METODOLOGIA

Para determinar a resposta demanda e o dimensionamento e a localização ótima dos geradores distribuídos de forma a minimizar o custo total no alimentador, como definido em (28), é desenvolvido um algoritmo GRASP que consiste em gerar soluções gulosas e aleatórias iniciais diferentes em seguida um algoritmo de Busca Tabu na fase de busca local com intuito de refinar as soluções encontradas na primeira fase melhorando-as ainda mais.

6.1 CODIFICAÇÃO

Na codificação dos indivíduos para os geradores foi utilizado um conjunto de números reais de 0 a 5 em que a parte inteira caracteriza a potência do GD e a parte real que varia de 0,90 a 0,99 representado o fator de potência do gerador. Já para o corte de carga foi utilizado variáveis inteiras pertencentes ao conjunto $\{0,1,2,3,4,5\}$ para caracterização do corte de carga. Um exemplo de codificação para uma solução é representado pela Figura 16.

Figura 16 - Representação de uma solução do problema.

Barra candidata	Gd_1	Gd_2	Gd_3	Gd_4	Gd_5	CC_1	CC_2	CC_3	CC_4	CC_5
Representação de uma solução	1,92	0,98	3,90	4,97	2,93	1	0	4	4	5

Fonte: Próprio autor

Nas Tabelas 4 e 5 apresenta-se a decodificação de cada dígito associados a posição do vetor de codificação nas barras candidatas a alocação de geradores e corte de carga.

Tabela 3 - Representação da codificação dos geradores.

Valor	Representação
0	Não se aloca gerador nessa barra
1	Gerador de 160 kW
2	Gerador de 320 kW
3	Gerador de 480 kW
4	Gerador de 640 kW
5	Gerador de 800 kW

Fonte: Próprio autor

Tabela 4 - Representação da codificação do corte de carga.

Valor	Representação
0	Não aplica corte nessa barra
1	Corte de 4%
2	Corte de 8%
3	Corte de 12%
4	Corte de 16%
5	Corte de 20%

Fonte: Próprio autor

6.2 FASE CONSTRUTIVA

Na fase construtiva primeiramente é efetuado o pré-processamento executando um fluxo de potência trifásico que fornece magnitude de tensão nas fases a, b e c em todas as barras, em todos os ramos e as perdas totais do alimentador. Seleciona-se um conjunto de barras candidatas com as menores tensões e que tenha carga após processar o fluxo de potência para alocação dos geradores e corte de carga.

A solução inicial ocorre inserindo elemento a elemento a partir da solução do espaço de busca LC , esse espaço de busca é reduzido conforme a equação (38), formando uma lista chamada de lista restritas de candidatos, LRC , que contém os melhores candidatos, onde em cada interação um elemento é escolhido aleatoriamente para fazer parte da solução em construção. A Figura 17 ilustra a proposta do processo de construção.

6.3 FASE DE BUSCA LOCAL

Nessa etapa é utilizado a meta-heurística de Busca Tabu para melhorar a solução obtida pelo processo construtivo. A partir da solução inicial encontrada da fase de construção, a busca move-se pela vizinhança da configuração corrente para encontrar a configuração que melhore o valor da função objetivo, logo o desempenho do algoritmo depende da qualidade dessas configurações.

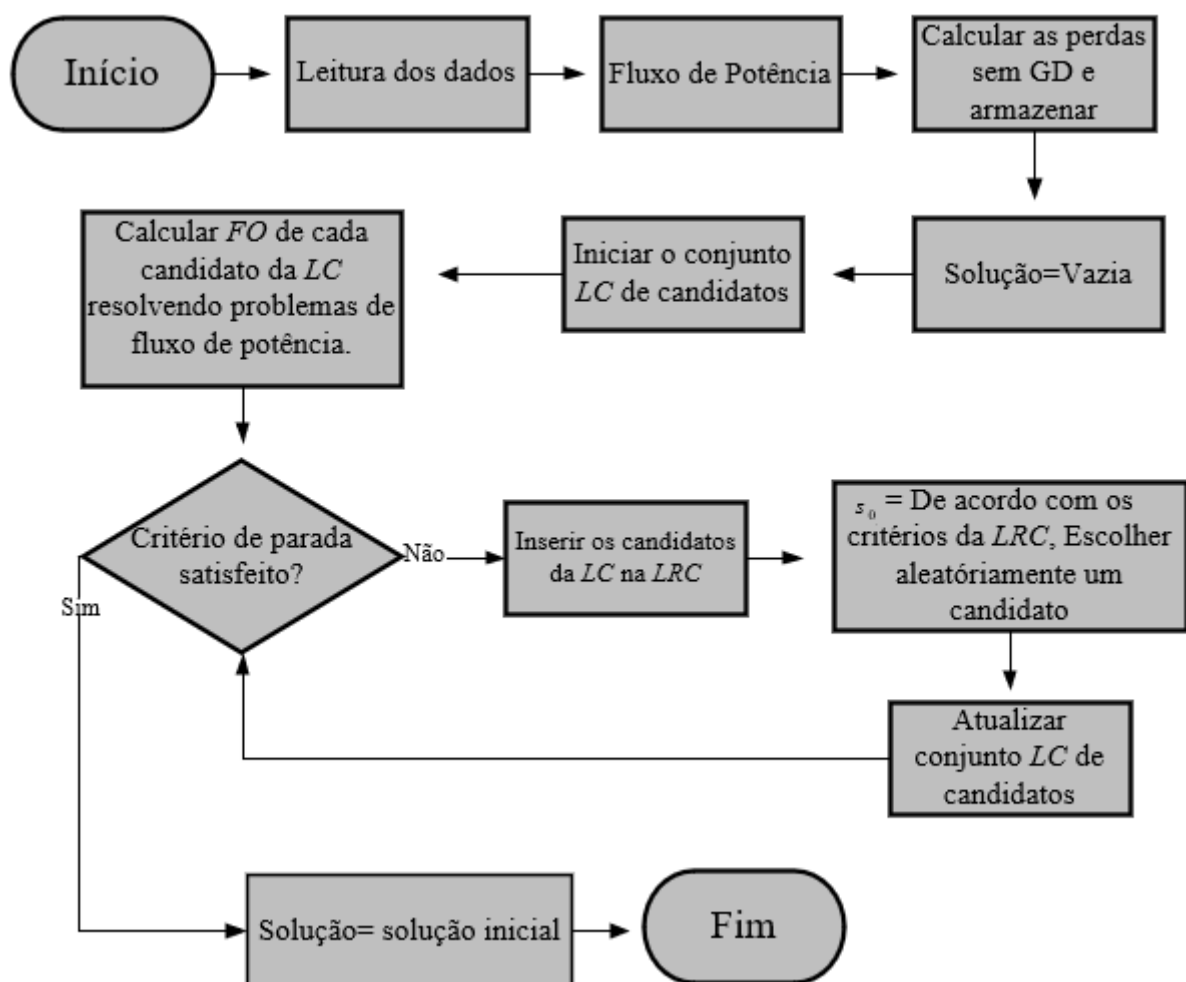
O método de seleção das configurações vizinhas encontradas é bem simples, como a solução contém variáveis no conjunto dos números reais:

$$\left\{ \underbrace{0.92, 1.98, 2.96, 3.90}_{1^{\circ} \text{ parte da solução}}, \underbrace{5, 2, 3, 0, 2}_{2^{\circ} \text{ parte da solução}} \right\}, \text{ na primeira parte que diz respeito aos gerado-}$$

res pode ser somado ou subtraído a constante $\rho_1 = 1.01$ ou $\rho_2 = 1$ a cada elemento do vetor

da solução corrente, criando assim uma vizinhança. Já na segunda parte da solução que diz respeito ao corte de carga, é adicionado ou subtraído 10% do corte naquela determinada barra. Se algum elemento do vetor ultrapassar o limite máximo permitido é subtraído, ou adicionado a constante $\rho = 1$ daquele elemento. No caso do corte de carga a constante $\rho = 1$ representa 10% do corte. É calculado o fluxo de potência toda vez que é gerado uma nova vizinhança a fim de saber o valor da função objetivo de toda vizinhança.

Figura 17-Fluxograma construção solução inicial.

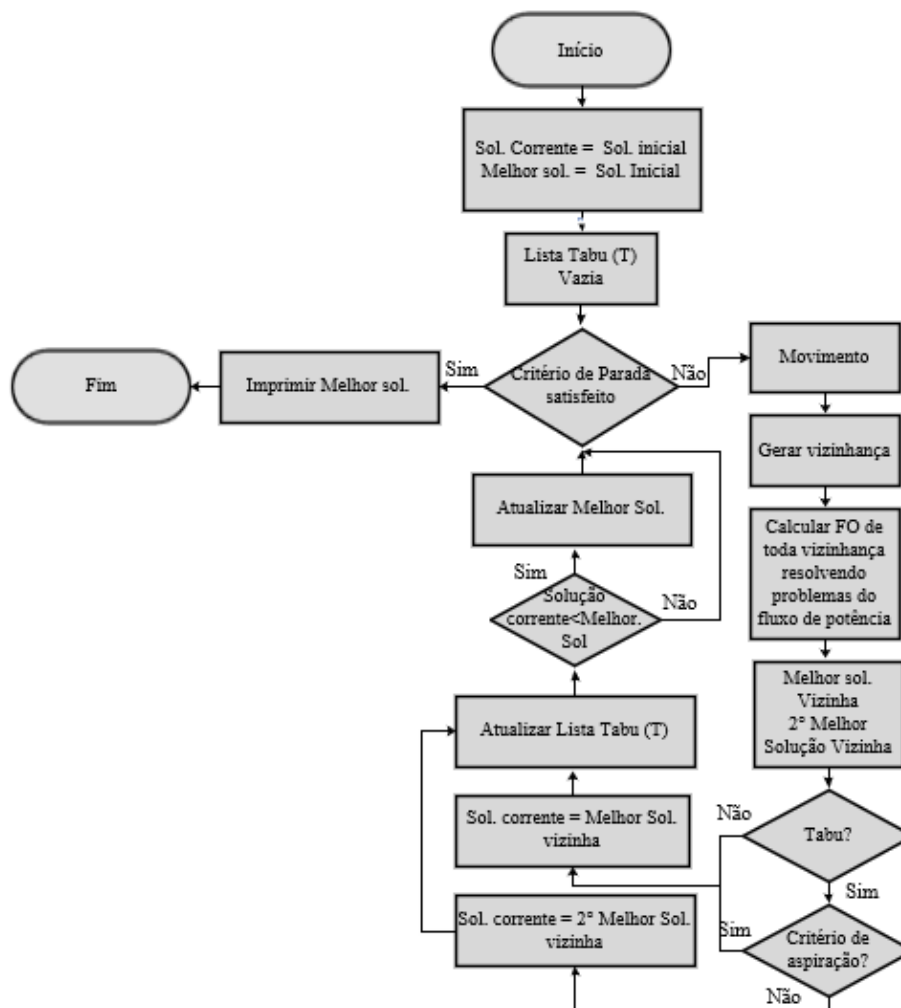


Fonte: Próprio autor.

Depois de calcular os valores das funções objetivo de toda vizinhança, é selecionada a configuração que contém o menor valor da função objetivo, então o algoritmo verifica se a solução se encontra na lista Tabu, caso esteja é verificado se atende ao critério de aspiração, cuja ideia central é eliminar a proibição do atributo de uma solução vizinha de excelente qua-

lidade porque compartilha a mesma configuração de uma solução já visitada. Logo se o valor da função objetivo da solução vizinha encontrada for melhor que o valor da função objetivo da incumbente é eliminada a proibição é realizada a transição para essa solução. Caso não atenda o critério de aspiração é selecionada a configuração cuja solução tenha o segundo menor valor da função objetivo.

Figura 18- Fluxograma de busca local.



Fonte: Próprio autor.

6.4 CRITÉRIO DE CONVERGÊNCIA

O algoritmo se repete até um certo número de iterações ou se atinge um número de iterações sem melhorias.

7 RESULTADOS

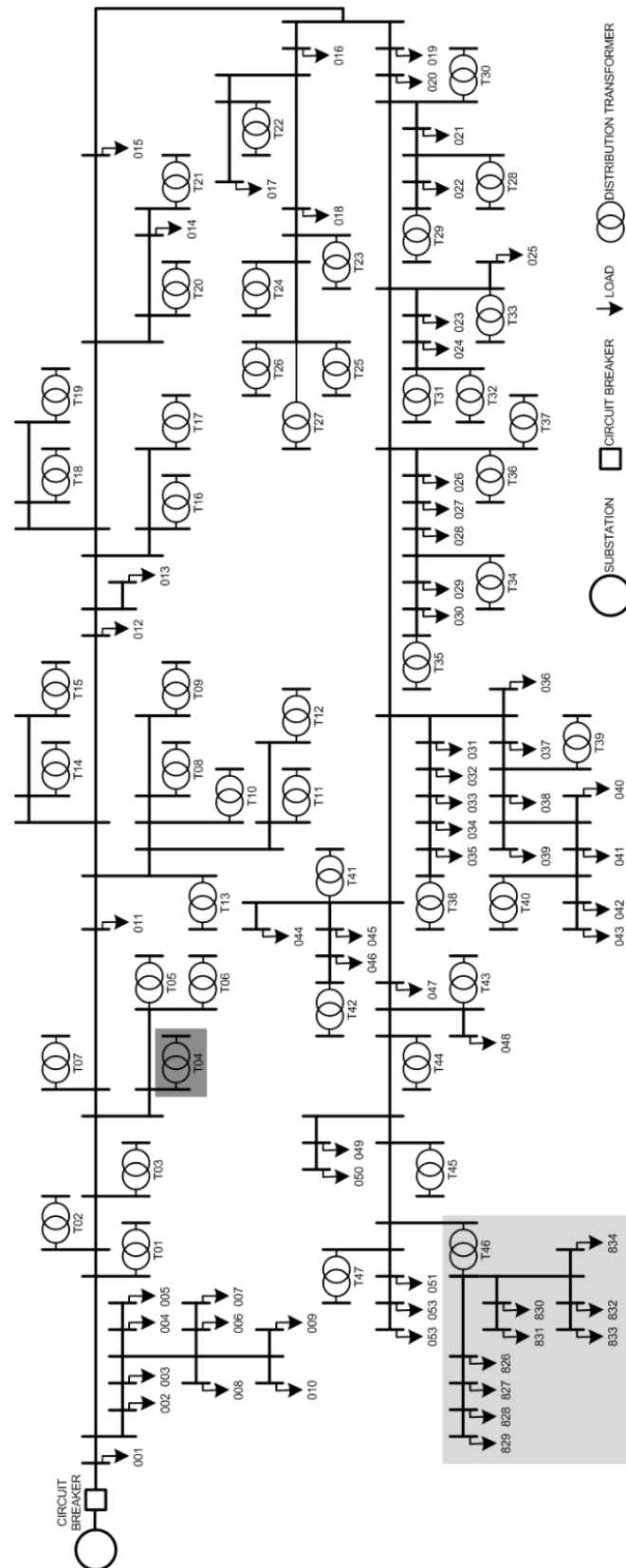
Neste capítulo apresentam-se os resultados obtidos a partir do algoritmo desenvolvido utilizando a meta-heurística GRASP juntamente com a meta-heurística de Busca Tabu, que busca a localização e dimensionamento ótimo dos gerados e a realização do corte de carga no sistema de distribuição a fim de minimizar o custo total para o problema de gerenciamento da capacidade de uma rede de distribuição de energia.

Os testes foram realizados em um alimentador de distribuição real (LEITE; MANTOVANI, 2015) fornecendo energia para 834 cargas, sendo 781 na rede de baixa tensão e 53 na rede de alta tensão e 47 transformadores. Na Figura 19 apresenta-se o diagrama unifilar da rede. A metodologia proposta é implementada em linguagem de programação C# e as simulações são realizadas em um computador com sistema operacional Windows 10, 64 bits, 3,6 GHz, processador Intel® Core i7 4790 e 4 GB de RAM. Inicialmente os testes foram realizados não considerando o custo da energia não suprida e eles foram divididos em 4 casos:

- **1° caso:** Sequencialmente e aleatoriamente com limite de corrente e com corte de carga;
- **2° caso:** Sequencialmente e aleatoriamente sem limite de corrente e com corte de carga;
- **3° caso:** Sequencialmente e aleatoriamente sem limite de corrente e sem corte de carga;
- **4° caso:** Sequencialmente e aleatoriamente com limite de corrente e sem corte de carga.

Após executar o fluxo de potência caso base (sem presença de GD e corte de carga) 15 barras candidatas com tensões mais baixas são selecionadas como candidatas para a alocação de GD e para fazer o corte de carga. Os limites da magnitude de tensão utilizados é de 0,95 e 1,05 pu. A potência máxima dos GDs que podem ser instalados é de 2,4 MW, com um corte máximo de 20% em cada barra. No processo de avaliação toda vez que as restrições são violadas a função objetivo do modelo é penalizada.

Figura 19 - Diagrama unifilar do alimentador de distribuição.



7.1 SEM CONSIDERAR O CUSTO DA ENERGIA NÃO SUPRIDA

7.1.1 1º caso: com restrição de limite de corrente e corte de carga

7.1.1.1 Sequencial

Nesta abordagem, tanto na fase construtiva como na de busca local as barras candidatas são escolhidas de forma sequencialmente, ou seja, são escolhidas conforme sua posição. Na Tabela 5 é apresentado as barras candidatas na fase construtiva no final de cada iteração, cada vez que um GD é alocado na barra, é feito o corte de carga e é executado o fluxo de potência, logo depois de cada execução as barras candidatas mudam. Assim a primeira barra escolhida é a que está na primeira posição da primeira iteração, a segunda é a que está na segunda posição da segunda iteração, e assim por diante até terminar todas as barras.

Tabela 5- Seleção sequencial de barras candidatas

1º	Posição	1º	2º	3º	4º	5º
Iteração	Barras candidatas	14248	14250	14252	14254	14236
2º	Posição	1º	2º	3º	4º	5º
Iteração	Barras candidatas	14210	14212	14208	14190	14172
3º	Posição	1º	2º	3º	4º	5º
Iteração	Barras candidatas	14186	14188	14172	14138	14114
4º	Posição	1º	2º	3º	4º	5º
Iteração	Barras candidatas	14150	14112	14088	14064	14030
5º	Posição	1º	2º	3º	4º	5º
Iteração	Barras candidatas	14132	14134	14022	14002	13952
Vetor de barras candidatas		14248	14212	14172	14064	13952

Fonte: Próprio autor

Na Tabela 6 apresentam-se as três melhores soluções. Em nenhuma solução as barras para alocação de GD são as mesmas, já no corte de carga apenas a última barra da terceira solução que houve mudança.

Tabela 6 - Diferentes soluções caso 1 seleção de forma sequencial.

Barra	14248	14218	14208	14138	13896	13904
Tipo GD	1	1	2	3	0	4
Capacidade (kW)	160	160	320	480	0	640
Barra	200800	200798	200804	200806	202004	200913
Tipo Corte	2	2	1	2	1	2
Porcentagem (%)	8	8	4	8	4	8
Função Objetivo (\$)	1451,7021					
Barra	14248	14212	14172	14002	13944	13300
Tipo GD	3	5	4	2	0	0
Capacidade (kW)	480	800	640	320	0	0
Barra	200800	200798	200804	200806	202004	200913
Tipo Corte	5	4	4	5	5	4
Porcentagem (%)	20	16	16	20	20	4
Função Objetivo (\$)	1387,3569					
Barra	14248	14212	14172	14002	13714	14030
Tipo GD	4	1	5	3	0	0
Capacidade(kW)	640	160	800	480	0	0
Barra	200800	200798	200804	200806	202004	200914
Tipo Corte	5	5	5	5	5	2
Porcentagem (%)	20	20	20	20	20	8
Função Objetivo (\$)	1532,1864					

Fonte: Próprio autor

Na Tabela 7 apresenta a melhor solução com corte de carga e alocação ótima de GD para a rede com potência total instalada de 2,24 MW. Nessa solução houve mais penetração de GD na rede com três barra recebendo um corte de carga de 20% e três 16 %.

Tabela 7- Melhor configuração encontrada caso 1 forma sequencial

Barra	14248	14212	14172	14002	13944	13300
Solução GD	3,9938	5,9221	4,9714	2,9636	0,9763	0,9855
Capacidade(kW)	480	800	640	320	0	0
Barra	200800	200798	200804	200806	202004	200913
Solução corte	5	4	4	5	5	4
Porcentagem (%)	20	16	16	20	20	16
Função Objetivo (\$)	1387,3569					

Fonte: Próprio autor

7.1.1.2 Aleatório

Nessa abordagem sorteia-se aleatoriamente dentre as barras selecionadas qual irá a ser alocada, o sorteio é feito em toda vez que é executado o fluxo de potência e obtém-se as barras com as menores tensões. A Tabela 8 mostra um exemplo de escolha aleatória na alocação de capacitores de cada barra em cada interação. O mesmo acontece com as barras candidata ao corte de carga.

Tabela 8 - Seleção aleatória de barras candidatas

	Posição	1°	2°	3°	4°	5°	6°
1° Iteração	Barras candidatas	14248	14250	14252	14254	14236	14138
2° Iteração	Posição	1°	2°	3°	4°	5°	6°
	Barras candidatas	14210	14212	14208	14190	14172	14160
3° Iteração	Posição	1°	2°	3°	4°	5°	
	Barras candidatas	14186	14188	14172	14138	14114	14166
4° Iteração	Posição	1°	2°	3°	4°	5°	6°
	Barras candidatas	13986	13962	13944	13918	14064	14082
5° Iteração	Posição	1°	2°	3°	4°	5°	6°
	Barras candidatas	14186	14188	14172	14138	14114	14238
Vetor de Barras							
	candidatas	14250	14208	14114	13986	14172	14238

Fonte: Próprio autor

A Tabela 9 a seguir apresenta as três melhores configurações para caso 1 com seleção de barras aleatórias.

Na melhor configuração houve uma penetração de 2,24 MW na rede, e apenas três barras foram alocados GDs com potência de 800 kW e 640 kW. Foi realizado corte nas seis barras candidatas com a porcentagem máxima de 8 % na barra. A Tabela 10 mostra a configuração da melhor solução.

Tabela 9 -Diferentes soluções caso 1 seleção de forma aleatória

Barra	14236	13962	14212	14022	13302	13582
Tipo GD	5	5	0	1	1	1
Capacidade (kW)	800	800	0	160	160	160
Barra	200806	200800	200798	200957	200611	200949
Tipo Corte	1	1	1	1	1	3
Porcentagem (%)	4	4	4	4	4	12
Função Objetivo (\$)	1624,8561					
Barra	14054	14138	13904	13918	13438	13292
Tipo GD	5	5	4	0	0	0
Capacidade (kW)	800	800	640	0	0	0
Barra	200804	200914	201127	200913	200800	200958
Tipo Corte	1	1	1	2	2	2
Porcentagem (%)	4	4	4	8	8	8
Função Objetivo (\$)	1474,01222					
Barra	14090	14082	13976	13578	13438	13354
Tipo GD	4	5	5	0	0	0
Capacidade (kW)	640	800	800	0	0	0
Barra	200806	200800	200804	202004	200913	201128
Tipo Corte	3	3	3	3	3	3
Porcentagem (%)	12	12	12	12	12	12
Função Objetivo (\$)	1549,6367					

Fonte: Próprio autor

Tabela 10 - Melhor configuração encontrada caso 1 forma aleatória

Barra	14054	14138	13904	13918	13438	13292
Solução GD	5,9831	5,9470	4,9880	0,9795	0,9305	0,9244
Capacidade(kW)	800	800	640	0	0	0
Barra	200804	200914	201127	200913	20800	200958
Solução corte	1	1	1	2	2	2
Porcentagem (%)	4%	4%	4%	8%	8%	8%
Função Objetivo (\$)	1474,01222					

Fonte: Próprio autor

Mesmo tendo as tensões dentro dos limites permitidos 0,95 à 1,05 pu a função objetivo do caso base é infactível por violar as restrições de limite de corrente na barra 13708 e 13718.

7.1.2 2º Caso: sem restrição de limite de corrente e com corte de carga

7.1.2.1 Sequencial

Neste caso é retirada a restrição de limite de corrente, ou seja, não há penalização da função objetivo em relação a corrente. A Tabela 11 a seguir mostra as três melhores soluções para esse caso. E a Tabela 12 apresenta a melhor solução.

Tabela 11 - Melhores soluções caso 2 sequencialmente

Barra	14248	14212	14172	13918	13952	13674
Tipo GD	3	4	4	2	1	0
Capacidade(kW)	480	640	640	320	160	0
Barra	200800	200798	200804	200806	202004	200913
Tipo Corte	0	0	0	0	1	0
Porcentagem (%)	0	0	0	0	4	0
Função Objetivo (\$)	1557,3634					
Barra	14248	14212	14172	14064	13952	13428
Tipo GD	4	5	4	0	0	0
Capacidade(kW)	640	800	640	0	0	0
Barra	200800	200798	200804	200806	202004	200779
Tipo Corte	1	3	3	3	3	3
Porcentagem (%)	4	12	12	12	12	12
Função Objetivo (\$)	1597,7036					
Barra	14248	14212	14172	14002	13754	13858
Tipo GD	2	5	5	1	0	0
Capacidade(kW)	320	800	800	160	0	0
Barra	200800	200798	200804	200806	200779	200913
Tipo Corte	0	0	0	0	0	0
Porcentagem (%)	0	0	0	0	0	0
Função Objetivo (\$)	1660,0071					

Fonte: Próprio autor

Tabela 12- Melhor configuração encontrada caso 2 forma sequencial

Barra	14248	14212	14172	13918	13952	13674
Solução GD	3,9924	4,9248	4,93244	2,9572	1,9721	0,9782
Capacidade(kW)	480	640	640	320	160	0
Barra	200800	200798	200804	200806	202004	200913
Solução corte	0	0	0	0	1	0
Porcentagem (%)	0	0	0	0	4%	0
Função Objetivo (\$)	1557,3644					

Fonte: Próprio autor

Como não há restrição de limite de corrente só houve corte de 4% em uma barra, e 5 barras foram alocados geradores que juntos injetam 2,24 MW na rede.

7.1.2.2 Aleatório

Assim como na simulação anterior o algoritmo é executado sem a restrição de limite de corrente tendo sua função objetivo não penalizada por não ter violado nenhuma das restrições. A Tabela 13 apresenta a melhor solução para caso 2 aleatório.

Tabela 13 - Melhor configuração encontrada caso 2 forma aleatória

Barra	14250	14168	14210	14082	13918	13882
Solução GD	4,9830	1,9606	2,9818	0,9428	3,9752	4,9540
Capacidade (kW)	640	160	320	0	480	640
Barra	200804	202004	200806	200914	200779	200948
Solução corte	1	1	1	1	1	1
Porcentagem (%)	4%	4%	4%	4%	4%	4%
Função Objetivo (\$)	1604,5959					

Fonte: Próprio autor

Houve uma penetração de 2,24 MW na rede na melhor solução, foi realizado corte de carga em todas as barras, porém o corte foi mínimo de 4% em cada barra apenas.

7.1.3 3º Caso: sem restrição de limite de corrente e sem corte de carga

7.1.3.1 Sequencial

Na Tabela (14) é apresenta-se as duas melhores configurações. Percebe-se que as barras que foram alocados os geradores são diferentes, sendo que a melhor solução injeta mais potência na rede.

Tabela 14 - Melhores soluções caso 3 sequencialmente.

Barra	14248	14212	14172	13918	13620	14048
Tipo GD	4	5	4	1	0	0
Capacidade(kW)	640	800	640	160	0	0
Função Objetivo (\$)	1592,4191					
Barra	14238	14190	14034	14032	13904	14002
Tipo GD	3	2	4	1	0	3
Capacidade(kW)	480	320	640	160	0	480
Função Objetivo (\$)	1417,1375					

Fonte: Próprio autor

A melhor solução injeta 2,08 MW na rede. Como mostra a Tabela 15.

Tabela 15 -Melhor solução caso 6 sequencialmente

Barra	14238	14190	14034	14032	13904	14002
Solução GD	3,9980	2,9353	4,9477	1,9765	0,9502	3,9790
Capacidade (kW)	480	320	640	160	0	480
Função Objetivo (\$)	1417,1375					

Fonte: Próprio autor

7.1.3.2 Aleatório

O que diferencia esse caso do anterior é a forma que são selecionadas as barras candidatas na alocação de geradores. Neste são selecionadas aleatoriamente. Neste caso apenas aloca-se geradores sem restrições de corrente e sem corte de carga.

A Tabela 16 apresenta as melhores soluções para caso 3.

Tabela 16 - Melhores soluções caso 3 sequencialmente

Barra	14238	14208	14114	13882	13962	13306
Tipo GD	3	3	4	2	1	0
Capacidade (kW)	480	480	640	320	160	0
Função Objetivo (\$)	1527,1311					
Barra	14248	14178	14094	13962	14102	13300
Tipo GD	2	2	5	4	1	0
Capacidade (kW)	320	320	800	640	160	0
Função Objetivo (\$)	1410,8483					
Barra	14238	14190	14034	14032	13904	14002
Tipo GD	3	2	4	1	0	3
Capacidade (kW)	480	320	640	160	0	480
Função Objetivo (\$)	1417,1375					

Fonte: Próprio autor

A Tabela 17 apresenta a configuração da melhor solução do caso 3 de forma sequencial, com isso é possível ver que foi injetado 2,24 MW na rede.

Tabela 17 - Melhor solução caso 3 aleatoriamente.

Barra	14248	14178	14094	13962	14102	13300
Solução GD	2,9979	2,9716	5,9501	4,9613	1,9762	0,99
Capacidade (kW)	320	320	800	640	160	0
Função Objetivo (\$)	1410,8483					

Fonte: Próprio autor

7.1.4 4º Caso: com restrição de limite de corrente e sem corte de carga

7.1.4.1 Sequencial

Neste caso o algoritmo é executado considerando as restrições de corrente e é verificado se com a alocação de geradores apenas é o suficiente para não violar nenhuma restrição. A Tabela 18 mostra as duas melhores soluções.

Tabela 18 - Melhores soluções caso 4 sequencialmente.

Barra	14248	14212	14172	14064	13952	13300
Tipo GD	3	3	5	0	1	0
Capacidade (kW)	480	480	800	0	160	0
Função Objetivo (\$)	-					
Barra	14248	14212	14172	14064	14218	14048
Tipo GD	2	2	5	0	1	4
Capacidade (kW)	320	320	800	0	160	640
Função Objetivo (\$)	-					

Fonte: Próprio autor

É nítido que quando se coloca a restrição de limite de corrente apenas com alocação de geradores não é o suficiente, logo a função objetivo é penalizada.

Na Tabela 19 apresentam-se a melhor solução da alocação ótima de GD para a rede com potência total instalada de 1,92 MW, nota-se que sem a restrição de corrente houve uma menor penetração de GD na rede de distribuição.

Tabela 19-Melhor Solução caso 4 sequencialmente

Barra	14248	14212	14172	14064	13952	13300
Solução GD	3,9878	3,9366	5,9552	0,9588	1,9676	0,92
Capacidade (kW)	480	480	800	0	160	0
Função Objetivo (\$)	infactível					

Fonte: Próprio autor

7.1.4.2 Aleatório

Neste caso as barras candidatas cujas barras possuem as menores tensões são selecionadas de forma aleatória. É possível ver através da Tabela 20 que a função objetivo foi penalizada por ter violado a restrição de limite de corrente.

Tabela 20- Melhores soluções caso 4 sequencialmente

Barra	14254	14094	13986	14134	14132	13446
Tipo GD	4	4	5	1	0	0
Capacidade (kW)	640	640	800	160	0	0
Função Objetivo (\$)	1,6206x10 ²⁵					
Barra	14238	14212	14094	14082	13944	13714
Tipo GD	1	5	2	4	0	0
Capacidade (kW)	160	800	320	640	0	0
Função Objetivo (\$)	1,6300x10 ³⁶					

Fonte: Próprio autor

A Tabela 21 mostra a melhor solução da alocação ótima de GD para a rede com potência total instalada de 2,24 MW. Apesar da uma alta penetração de GD na rede, não foi o suficiente para que as correntes estivessem dentro do limite estabelecido.

Tabela 21 - Melhor Solução caso 4 aleatoriamente.

Barra	14254	14094	13986	14134	14132	13446
Solução GD	4,9561	4,9449	5,9661	1,9522	0,9596	0,9520
Capacidade(kW)	640	640	800	160	0	0
Função Objetivo (\$)	1,6206x10 ²⁵					

Fonte: Próprio autor

7.2 CONCLUSÕES DOS RESULTADOS

Foi apresentado as oitos estratégias divididas em quatro casos. Na Tabela 22 apresenta-se as melhores funções objetivos de cada caso.

Tabela 22 - Melhores funções objetivo de cada caso.

Caso	Seleção	Função Objetivo (\$)
1	Sequencial	1387,3569
1	Aleatório	1474,01222
2	Sequencial	1557,3644
2	Aleatório	1604,5959
3	Sequencial	1410,8483
3	Aleatório	1417,1375
4	Sequencial	-
4	Aleatório	-

Fonte: Próprio autor

Ao analisar a Tabela 22 é possível identificar as três melhores soluções: caso 1 sequencialmente com limite de corrente e com corte de carga, caso 3 sequencialmente sem limite de corrente e sem corte de carga e caso 3 aleatoriamente sem limite de corrente e sem corte de carga. Embora o caso 3 apresenta boas soluções, a melhor solução é do caso 1, que possui todas restrições e corte de carga. Com isso podemos perceber que para melhor gerenciamento da rede de distribuição é viável utilizar o corte de carga juntamente com a alocação de geradores.

7.3 CONSIDERANDO O CUSTO DA ENERGIA NÃO SUPRIDA

Após realizar os testes iniciais sem a presença do custo da energia não suprida, pode se perceber que para deixar os resultados mais concretos deveria ser feito uma análise estatística dos resultados para avaliar a performance do algoritmo e a calibragem de α para selecionar o valor mais adequado desse parâmetro. Foram selecionadas 12 barras candidatas com tensões mais baixas selecionadas sequencialmente pelo fato de que o melhor resultado nos testes iniciais se deu pela seleção de barras sequencialmente. Os limites da magnitude de tensão utilizados foram os mesmos de 0,95 e 1,05 pu. A potência máxima dos GDs que podem ser instalados foi alterada para 3,6 MW, com um corte máximo de 24% em cada barra. No processo de avaliação toda vez que as restrições são violadas a função objetivo do modelo é penalizada.

São utilizadas as medidas estatísticas de dispersão dadas pelo valor médio da função objetivo, $\overline{FO}$, desvio padrão amostral, S , coeficiente de variação, CV e Amplitude total, AT , definidas em (39) para encontrar o valor mais adequado de α para a solução inicial.

$$\overline{FO} = \frac{\sum_{i=1}^n FO_i}{n} \quad (39)$$

$$S = \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^n (FO_i - \overline{FO})^2}{n - 1}} \quad (40)$$

$$CV = \frac{S}{\overline{FO}} \cdot 100 \quad (41)$$

$$AT = Valor\ máximo - Valor\ mínimo \quad (42)$$

A Tabela 23 apresenta os resultados dos parâmetros estatísticos na calibragem do valor de alfa. Pode-se observar que o melhor valor de α é $\alpha = 0,8$ pois o coeficiente de variação apresenta uma variação de apenas 8% em relação aos resultados, enquanto o pior valor de α é para $\alpha = 0,2$ com coeficiente de variação de 159 %.

Tabela 23 - Resultados dos parâmetros estatísticos obtidos nos testes

α	$\overline{FO}$	S	CV	AT
0	5487186	440974	8,04	1832002
0,2	12420463	19788758	159,32	65162558
0,8	5267715	320789	6,09	1461082
1	6275506	987775	15,74	2760302

Fonte: Próprio autor

7.3.1 Testes realizados com o melhor valor de α

Depois de encontrar o melhor valor para α , foram realizadas 50 simulações para avaliar o desempenho do algoritmo com os resultados obtidos durante os testes. A melhor solução apresentou o valor da função objetivo de US\$ 4.763.865,06 com uma injeção de 2,24 MW na rede e realizados cortes nas barras conforme mostra as tabelas 24 e 25.

Tabela 24 - Configuração de GD da melhor solução

Barras	13388	13446	13418	13392	13428	14120
Tipo GD	2	4	4	1	0	3
Capacidade (kW)	320	640	640	160	0	480
Capacidade Total 2,24 MW						

Fonte: Próprio autor

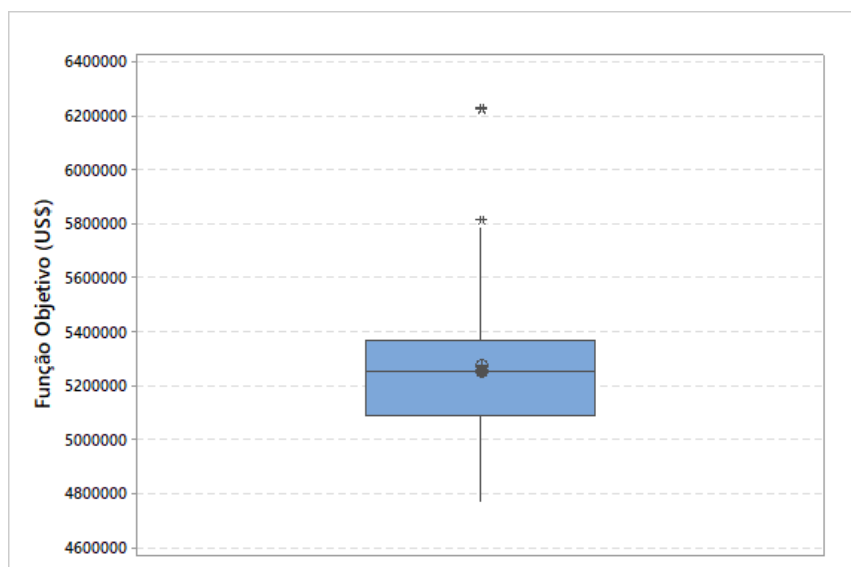
Tabela 25 - Configuração de corte da melhor solução

Barras	201127	201128	200913	200914	201146	201131
Tipo corte	5	5	3	3	2	5
Porcentagem	20%	20%	12%	12%	8%	20%

Fonte: Próprio autor

Na Figura 20 percebe-se que os dados são assimétricos à direita, o símbolo no centro representa a média da função objetivo US\$ 5.267.714,83, a linha indica a mediana US\$ 5.250.633,99 e o terceiro quartil US\$ 5.368.807 indica que 75% dos valores da amostra estão abaixo dele. O gráfico apresenta dois *outliers* (valores atípicos), que se dá pelo fato dessas soluções não terem nenhum corte de carga e ter instalado apenas um gerador de 640 kW como mostra a Tabela 26 e 27.

Figura 20 - Diagrama de caixa: Dispersão das funções objetivo.



Fonte: Próprio autor.

Tabela 26 - Configuração de GD da pior solução

Barras	13388	13446	13418	13392	13428	14120
Tipo GD	4	0	0	0	0	0
Capacidade (kW)	640	0	0	0	0	0

Fonte: Próprio autor

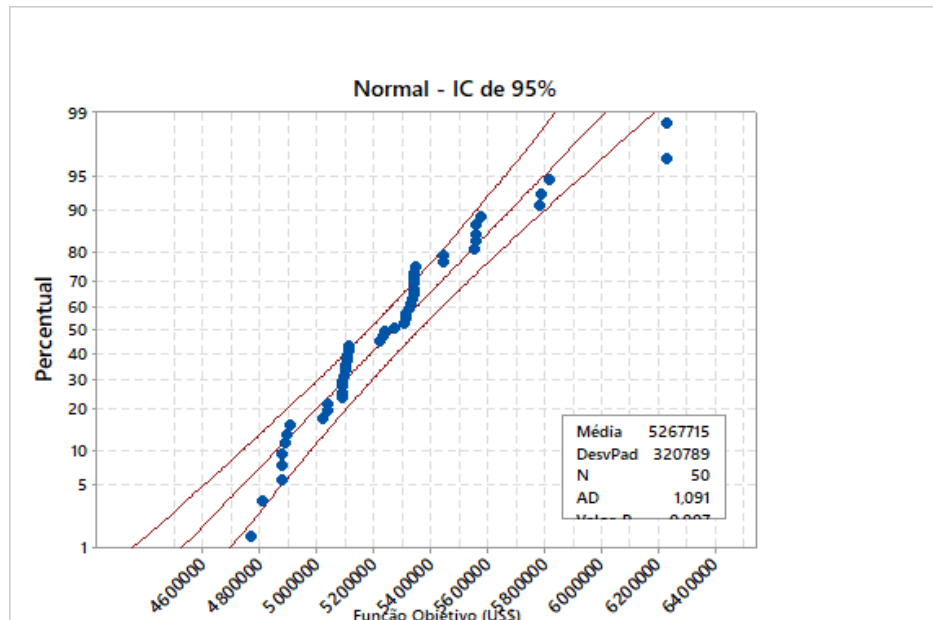
Tabela 27 - Configuração de corte de carga da pior solução

Barras	200800	201128	201131	200914	201134	202004
Tipo corte	40	0	0	0	0	0
Porcentagem	0	0	0	0	0	0

Fonte: próprio autor

Os dados não seguem uma distribuição normal pois duas soluções apresentaram o valor da função objetivo muito alta com uma amplitude bem maior que as demais, e o valor-p é menor que o nível de significância de 0,05 conforme mostra a Figura 21.

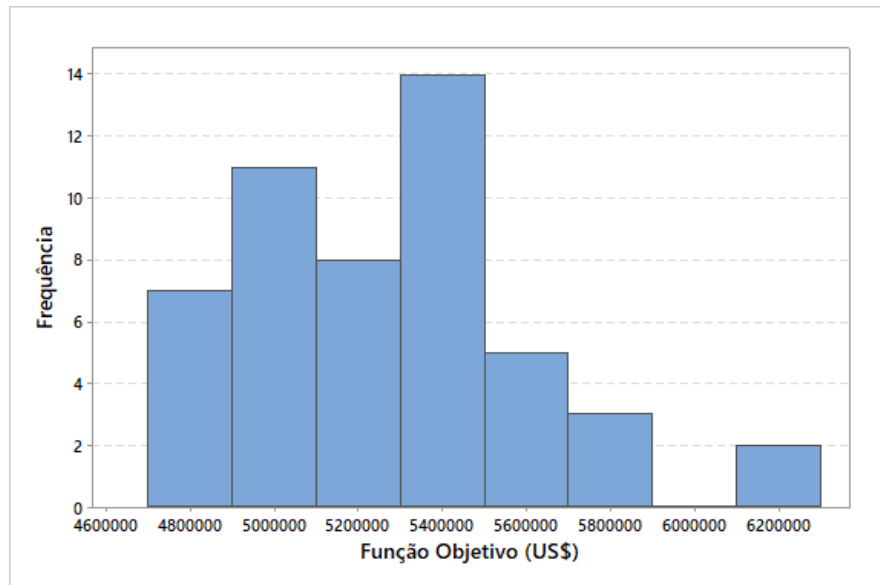
Figura 21-Gráfico de probabilidade das funções objetivo.



Fonte: Próprio autor

Pelo histograma dos valores da função objetivo pode-se perceber que os dados são multimodais e possuem *outliers* devido ao fato de duas soluções ter apenas um GD instalado e não ter sido realizado o corte de carga.

Figura 22 - Histograma da função objetivo.



Fonte: Próprio autor

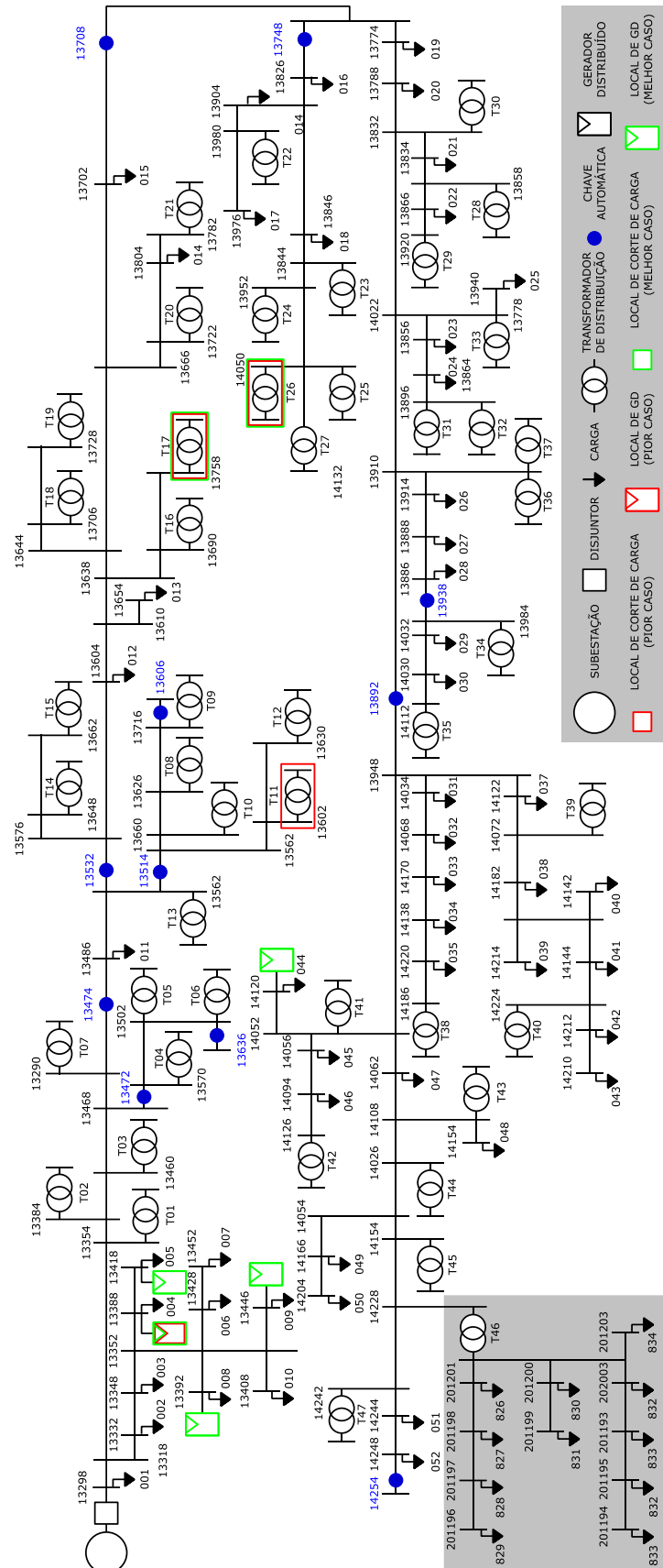
Um diagrama do sistema de teste é mostrado na Figura 23, incluindo GDs e os locais de corte de carga. Cargas de baixa tensão foram omitidas da figura. A área tracejada cinza mostra um exemplo de cargas de baixa tensão dentro de um transformador de distribuição. As posições da pior configuração de GD e redução de carga são destacadas em vermelho, enquanto a melhor configuração de GD e redução de carga são destacadas em verde.

Conforme mostrado na Figura 24, três cortes de carga foram considerados nas mesmas barras, tanto para a pior quanto para a melhor solução. No entanto, o pior caso não tem corte de carga para as cargas 200914, 201128 e 201131, enquanto o melhor caso tem corte de 12%, 20% e 20% para as cargas, respectivamente. O processo construtivo encontra soluções iniciais e a busca local refina sua qualidade, permanecendo boa qualidade dos locais de corte de carga mesmo para a pior solução.

7.4 CONCLUSÕES DOS RESULTADOS

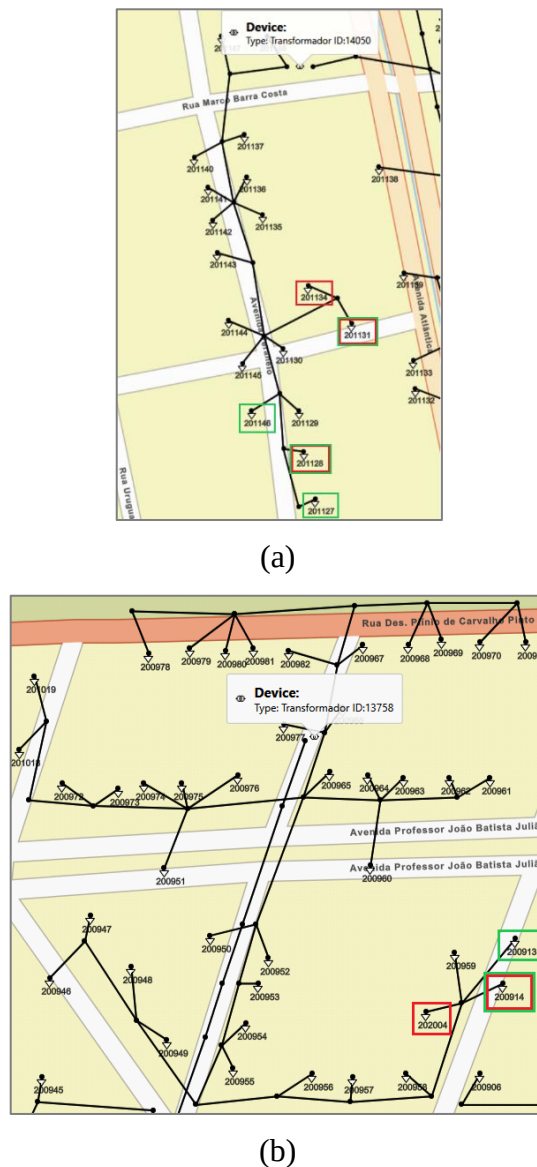
A solução proposta aloca os geradores em regiões onde os geradores possam suprir as cargas e realizar operação ilhada durante eventos de falta. Portanto, incluir aspectos de otimização de confiabilidade na função objetivo aumenta os benefícios gerais da alocação e dimensionamento ideais de GDs e corte de carga.

Figura 23 - Sistema de teste incluindo DGs e localização de corte de carga da melhor solução.



Fonte: Próprio autor

Figura 24 - Detalhes das cargas com (a) TR 17 e (b) TR 26.



Fonte: Próprio autor

Os resultados mostram que todas as partes da função objetivo trabalham cooperativamente para aumentar a demanda e a confiabilidade da resposta. Por exemplo, a operação ilhada é melhorada quando a alocação de carga e o corte de carga são considerados simultaneamente. A implantação de geradores permite o ilhamento, enquanto o corte de carga aumenta as chances de sucesso da operação ilhada, reduzindo a demanda na região que será ilhada e aumentando a confiabilidade e a satisfação do cliente.

8 CONCLUSÕES

Neste trabalho desenvolveu-se uma metodologia baseada no algoritmo híbrido GRASP com Busca Tabu para avaliar o impacto do corte de carga e da alocação ótima das unidades de GD na rede de distribuição. Nos resultados iniciais foi feita as simulações sem a presença da energia não suprida que foram divididos em oito casos. Os casos mostram que dependendo da barra que foi instalado o GD e feito o corte de carga as perdas variam e consequentemente reduz ainda mais o valor da função objetivo.

Ao analisar os resultados pode-se perceber o quão é vantajoso realizar o corte de carga juntamente com a alocação ótima de geradores, pois além do valor da função objetivo ter sido o melhor, foi respeitada a restrição do limite de corrente. No melhor caso houve uma penetração de 2,24 MW na rede com a alocação dos geradores.

Depois dos testes iniciais foram realizados testes com a presença do custo da energia não suprida, essa abordagem foi totalmente diferente dos testes iniciais, pois com os resultados iniciais foi realizado uma abordagem estatística para melhor avaliação do algoritmo. Ao verificar os gráficos apresentados no trabalho e as tabelas podemos perceber que quando não é realizado o corte de carga juntamente com a alocação ótima de gerador distribuído obtemos um valor mais alto para a função objetivo, porém ao realizar o corte de carga com o custo da energia não suprida e a alocação ótima de geradores distribuídos os resultados são melhores.

Com os resultados obtidos podemos perceber que os benefícios máximos da GD e corte de carga são obtidos se realizado um planejamento adequado de modo a se escolher a melhor barra para fazer o corte mínimo e melhor localização e tamanho ideal de GD que varia de sistema para sistema.

9 TRABALHOS FUTUROS

Como sugestão para trabalhos futuros:

- Promover uma melhor integração de Recursos energéticos distribuídos a rede de distribuição, como geradores eólicos e fotovoltaicos;
- Melhorar o gerenciamento da capacidade da rede por meio da resposta demanda, ou seja, classificação das cargas prioritárias para se fazer o corte de carga;
- Realizar o corte de carga com o custo da energia não suprida com restrição de limite de corrente.
- Inserir Veículos elétricos na rede de distribuição;
- Utilizar baterias como recurso de armazenamento de energia para melhorar a utilização de geradores eólicos e fotovoltaicos.

REFERÊNCIAS

ACKERMANN, T.; ANDERSSON, G.; SÖDER, L. Distributed generation: a definition. **Electric Power Systems Research**, Amsterdam, v. 57, n. 3, p. 195–204, abr. 2001.

ALBADI, M. H. A summary of demand response in electricity markets. **Electric Power Systems Research**, Amsterdam, v. 78, p. 1989–1996, 2008.

ALCÂNTARA, M. V. P. Desafios tecnológicos e regulatórios em rede inteligente no Brasil. **Edição 66**, p. N/D, 2011.

ALCÂNTARA, M. V. P. **Conservação de energia em rede inteligente**. Campinas: Faculdade de Engenharia Elétrica e de Computação da Universidade Estadual de Campinas, 2014.

ALZAAREER, K.; ALDAOUDEYEH, A.-M. I. Demand response-based voltage regulation in distribution networks. 2020 IEEE PES/IAS PowerAfrica. **Anais [...]** IEEE, 2020. Disponível em: <https://ieeexplore.ieee.org/document/9219871/>. Acesso em: 23 de out. 2023.

ANEEL. **Resolução Normativa N° 792, de 28 Novembro de 2017**. Brasil, 2017. Disponível em:

http://www2.warwick.ac.uk/fac/sci/whri/research/mushroomresearch/mushroomquality/fungieenvironment%0Ahttps://us.vwr.com/assetsvc/asset/en_US/id/16490607/contents%0Ahttp://www.hse.gov.uk/pubns/indg373hp.pdf.. Acesso em: 23 de out. 2023.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA - ANEEL. **Resolução Normativa ANEEL N° 1.030, De Julho De 2022**. Brasília, DF, 2022.

ARUN, C. *et al.* Day ahead demand response using load shifting technique in presence of increased renewable penetration. *In: INTERNATIONAL CONFERENCE FOR CONVERGENCE IN TECHNOLOGY (I2CT)*. 7th., 2022, Mumbai. **Proceedings [...]** Piscataway: IEEE, 2022. Disponível em: <https://ieeexplore.ieee.org/document/9825258/>. Acesso em: 16 de nov. 2023.

BARKER, P. P.; DE MELLO, R. W. Determining the impact of distributed generation on power systems. I. Radial distribution systems. *In: POWER ENGINEERING SOCIETY SUMMER MEETING (Cat. No.00CH37134)*, 2010, Seattle. **Proceedings [...]** Piscataway: IEEE, 2010. Disponível em: <http://ieeexplore.ieee.org/document/868775/>. Acesso em: 16 de nov. 2023.

BHADORIA, V. S.; PAL, N. S.; SHRIVASTAVA, V. A review on distributed generation definitions and DG impacts on distribution system. *In: INTERNATIONAL CONFERENCE ON ADVANCED COMPUTING AND COMMUNICATION TECHNOLOGIES (ICACCT™-2013)*, 2013, [s. l.]. **Proceedings [...]** [S. l.: s. n.], 2013. 1–7.

BLOKHUIS, E. *et al.* Peak loads and network investments in sustainable energy transitions. **Energy Policy**, London, v. 39, n. 10, p. 6220–6233, 2011.

BORGES, C. L. T.; FALCÃO, D. M. Impact of distributed generation allocation and sizing on reliability, losses and voltage profile. *In: BOLOGNA POWERTECH*, 2003, Bologna. **Proceedings** [...] Piscataway: IEEE, 2003. v. 2, p. 5–9.

CARR, J. A.; BALDA, J. C.; MANTOOTH, H. A. A survey of systems to integrate distributed energy resources and energy storage on the utility grid. **2008 IEEE Energy 2030 Conference, ENERGY 2008**, 2008.

CCEE. **Nota técnica - Relatório do Programa de Resposta da demanda.pdf**. [S. l: s. n.], 2019.

CEPEL. **Guia para eficiência energética nas edificações públicas**paper knowledge . **toward a media history of documents**. Rio de Janeiro: [s. n.], 2015.

CHENG, S.; SHIRMOHAMMADI, D. A three-phase power flow method for real-time distribution system analysis. **IEEE Transactions on Power Systems**, Piscataway, v. 10, n. 2, 1995.

COMMISSION, E. **Strategic Research Agenda for Europe's Electricity Networks of the Future**European Technology Platform Smart Grids. [S. l: s. n.], 2007.

CUNHA, A. P. DA. **Bases conceituais da implantação de redes elétricas inteligentes de distribuição de energia elétrica**. São Paulo: Escola Politécnica da Universidade de São Paulo, 2011.

DEHNAVI, E.; ABDI, H. Determining Optimal Buses for Implementing Demand Response as an Effective Congestion Management Method. **IEEE Transactions on Power Systems**, Piscataway, v. 32, n. 2, p. 1537–1544, 2017.

EDISON ELECTRIC INSTITUT. Smart meters and smart meter systems: a metering industry perspective. n. March, 2011.

EPE. **Recursos Energéticos Distribuídos : Impactos no Planejamento Energético**. Rio De Janeiro: [s. n.], 2018.

EPE. **Resposta da demanda**: conceitos , aspectos regulatórios e planejamento energético. [S. l: s.n.]. 2019.

FARUQUI, A. **Demand response and energy efficiency the long view**. Nova Iorque: Goldman Sachs Tenth Annual Power and Utility Conference, 2010. Disponível em: <https://www.brattle.com/insights-events/publications/demand-response-energy-efficiency-the-long-view/>. Acesso em: 02 de dez. 2022.

FARUQUI, A.; SERGICI, S. Arcturus: International Evidence on Dynamic Pricing. **The Electricity Journal**, Philadelphia, v. 26, n. 7, p. 55–65, ago. 2013.

FEO, T. A.; RESENDE, M. G. C. Greedy Randomized Adaptive Search Procedures. **Journal of Global Optimization**, New York, v. 6, n. 2, p. 109–133, 1995.

FGV. Recursos. Código de procedimento administrativo y de lo contencioso administrativo (Ley 1437 de 2011). **Comentado y concordado**, [s. l.], v. 7, p. 226–232, 2016.

GELLINGS, C. W. The Concept of Demand-Side Management for Electric Utilities. **Proceedings of the IEEE**, New York, v. 73, n. 10, p. 1468–1470, 1985.

GELLINGS, C. W. Evolving practice of demand-side management. **Journal of Modern Power Systems and Clean Energy**, Nanjing, v. 5, n. 1, p. 1–9, 24 jan. 2017.

GLOVER, F.; LAGUNA, M. **Handbook of combinatorial optimization**. Boston: Springer US, 1998. v. 3.

GOMES, A. **Uma introdução à busca tabu**. São Paulo: [s. n.], 2019.

HAIDER, H. T.; SEE, O. H.; ELMENREICH, W. A review of residential demand response of smart grid. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, Oxford, v. 59, p. 166–178, jun. 2016.

HAQUE, A. N. M. M.; NGUYEN, P. H.; KLING, W. L. Capacity management in a generalized smart grid framework. *In*: IEEE YOUNG RESEARCHERS SYMPOSIUM (YRS 2014). **Proceedings** [...] Piscataway: IEEE, 2014.

HAYES, B. et al. Optimal power flow for maximizing network benefits from demand-side management. **IEEE Transactions on Power Systems**, Piscataway, v. 29, n. 4, p. 1739–1747, 2014.

HU, J.; YANG, G.; XUE, Y. Economic Assessment of Network-Constrained Transactive Energy for Managing Flexible Demand in Distribution Systems. **Energies**, Basel, v. 10, n. 5, p. 16, 18 maio 2017.

INSTITUTE, E. P. R. **Report to NIST on the smart grid interoperability standards roadmap manager**. [S. l.: s. n.], 2019.

JABIR, H. *et al.* Impacts of Demand-Side Management on Electrical Power Systems: A Review. **Energies**, Basel, v. 11, n. 5, p. 1050, 25 abr. 2018.

KHUSHALANI, S.; SOLANKI, J. M.; SCHULZ, N. N. Development of three-phase unbalanced power flow using PV and PQ models for distributed generation and study of the impact of DG models. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 22, n. 3, p. 1019–1025, 2007a.

KHUSHALANI, S.; SOLANKI, J. M.; SCHULZ, N. N. Development of Three-Phase Unbalanced Power Flow Using PV and PQ Models for Distributed Generation and Study of the Impact of DG Models. **IEEE Transactions on Power Systems**, Piscataway, v. 22, n. 3, p. 1019–1025, ago. 2007b.

LEITE, J. **Desenvolvimento de um sistema de gerenciamento de energia (EMS - Energy Management System) para a rede elétrica inteligente (Smart Grid)**. Faculdade de Engenharia Elétrica -UNESP, Câmpus de Ilha Solteira, 2015.

LEITE, J. B.; MANTOVANI, J. R. S. Development of a Smart Grid Simulation Environment, Part I: Project of the Electrical Devices Simulator. **Journal of Control, Automation and Electrical Systems**, Heidelberg, v. 26, n. 1, p. 80–95, 2015.

LIGHTNER, E. M.; WIDERGREN, S. E. An orderly transition to a transformed electricity system. **IEEE Transactions on Smart Grid**, Piscataway, v. 1, n. 1, p. 3–10, 2010.

LIMAYE, D. R. Implementation of demand-side management programs. **Proceedings of the IEEE**, Piscataway, v. 73, n. 10, p. 1503–1512, 1985.

LOGENTHIRAN, T.; SRINIVASAN, D.; SHUN, T. Z. Demand side management in smart grid using heuristic optimization. **IEEE Transactions on Smart Grid**, Piscataway, v. 3, n. 3, p. 1244–1252, 2012.

LOPES, R. P. DO R. **Planeamento de redes de distribuição radiais com incorporação de sistemas de armazenamento**. [S. l.]: Escola Superior de Tecnologia de Setúbal, 2015.

LUAN, W.; SHARP, D.; LANCASHIRE, S. Smart grid communication network capacity planning for power utilities. 2010 IEEE PES Transmission and Distribution Conference and Exposition: Smart Solutions for a Changing World. **Anais [...]** New Orleans: IEEE, 2010.

MINISTÉRIO DA CIÊNCIA, T. **Nota técnica**. [S. l: s. n.], 2022.

NGUYEN, P. H. **Multi-agent system based active distribution networks**. Eindhoven, Países Baixos: Technische Universiteit Eindhoven, 2010.

NIST. **Nist framework and roadmap for smart grid interoperability standards, release 1.0 Smart Grid Cybersecurity Guidelines and Interoperability Standards (with DVD)**. [S. l: s. n.], 2010.

NOWAK, S. et al. Cloud-based DERMS Test Platform Using Real-time Power System Simulation. **IEEE Power and Energy Society General Meeting**, Piscataway, v. 2018-Augus, p. 1–5, 2018.

OCHOA, L. F.; PADILHA-FELTRIN, A.; HARRISON, G. P. Evaluating Distributed Generation Impacts With a Multiobjective Index. **IEEE Transactions on Power Delivery**, Piscataway, v. 21, n. 3, p. 1452–1458, jul. 2006.

ONS. **Resposta da Demanda**. Disponível em: <http://www.ons.org.br/paginas/energia-amanha/resposta-da-demanda>. Acesso em: 8 set. 2022.

PANDA, S.; ROUT, P. K.; SAHU, B. K. Residential sector demand side management: A review. **1st Odisha International Conference on Electrical Power Engineering, Communication and Computing Technology, ODICON 2021**, 2021.

PATIL, S.; DESHMUKH, S. R. Development of Control Strategy to Demonstrate Load Priority System for Demand Response Program. 2019 IEEE INTERNATIONAL WIE CONFERENCE ON ELECTRICAL AND COMPUTER ENGINEERING (WIECON-ECE), 2019, Bangalore. **Anais [...]** Piscataway: IEEE, 2019. Disponível em: <https://ieeexplore.ieee.org/document/9019950/>. Acesso em: 02 de dez. 2022.

PETROVIC, N.; STREZOSKI, L.; DUMNIC, B. Overview of software tools for integration and active management of high penetration of DERs in emerging distribution networks. *In: IEEE EUROCON 2019 - INTERNATIONAL CONFERENCE ON SMART TECHNOLOGIES*, 18th., 2019, Novi Sad. **Anais [...]** Piscataway: IEEE, jul. 2019.

PIZZALI, L. F. O. **Cálculo do fluxo de potencia com modelagem a quatro fios**. 2003. 130 f. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) - Faculdade de Engenharia, Universidade Estadual Paulista - Unesp, 2003.

RAHATE, N. D.; KINHEKAR, N. **Demand side management for household equipment's**. *In: International Conference on Information, Communication, Instrumentation and Control (ICICIC)*, 2017, Indore. **Anais [...]** Piscataway: IEEE, 2017. Disponível em: <http://ieeexplore.ieee.org/document/8279108/>. Acesso em: 02 de dez. 2022.

REIZ, C. **Análise de faltas e cálculo de curto-circuito em sistemas de distribuição de energia elétrica com fontes renováveis de geração de energia**. 2019. 106 f. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) - Faculdade de Engenharia, Universidade Estadual Paulista, Unesp, Ilha Solteira, 2019.

RESENDE, M. G. C.; RIBEIRO, C. C. Greedy randomized adaptive search procedures: Advances and extensions. *In: Handbook of Metaheuristics*. London: Springer, 2019. v. 272 p. 169–220.

RUPOLO, D. **Planejamento integrado de redes de distribuição de energia elétrica com fontes renováveis de geração distribuída na média e baixa tensão**. 2017. 177 f. Tese (Doutorado em Engenharia Elétrica) - Universidade Estadual Paulista, Unesp, Iha Solteira, 2017.

SAFFRE, F.; GEDGE, R. Demand-side management for the smart grid. *In: IEEE/IFIP NETWORK OPERATIONS AND MANAGEMENT SYMPOSIUM WORKSHOPS*, 2010, [s. l.]. **Proceedings [...]** [S. l.: s. n.], 2010. p. 300–303.

SAINI, S. CONSERVATION V . GENERATION. **Refocus Eusevier**, v. 5, n. June, p. 52–54, 2004.

SANTOS, R. B. D. S. **Estudo da representação da resposta da demanda na programação diária da operação e seus impactos na otimização do despacho e custos de operação**. 2021. 160 f. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) - Universidade Federal Fluminense, Niterói, 2021.

SLOOTWEG, J. G. et al. Smart grids: intelligence for sustainable electrical power systems. *In: INTELEC, INTERNATIONAL TELECOMMUNICATIONS ENERGY CONFERENCE Proceedings [...]* [S. l.: s. n.], p. 1–8, 2011.

SONET, N. H. *et al.* Prospect of demand side management in bangladesh: a survey on residential application. *In: INTERNATIONAL CONFERENCE ON ELECTRICAL AND COMPUTER ENGINEERING (ICECE)*, 11th, 2020. **Proceedings [...]** [S. l.: s. n.], 2020. p. 399–402, 17 dez. 2020.

SOUZA, J. DE. **Planejamento de sistemas de distribuição de energia elétrica através de um modelo de Programação Linear Inteiro Misto (PLIM)**. 2013. 112 f. Tese (Doutorado em Engenharia Elétrica) - Faculdade de Engenharia, Universidade Estadual Paulista, Unesp, Ilha Solteira, 2013.

STREZOSKI, L.; STEFANI, I.; BRBAKLIC, B. Active Management of Distribution Systems with High Penetration of Distributed Energy Resources. *In: EUROCON 2019 - INTERNATIONAL CONFERENCE ON SMART TECHNOLOGIES*, 18h., 2019, Novi Sad. **Proceedings** [...] Piscataway: IEEE, 2019. p. 1–5.

SUI, H.; SUN, Y.; LEE, W. J. A demand side management model based on advanced metering infrastructure. *In: DRPT 2011 - INTERNATIONAL CONFERENCE ON ELECTRIC UTILITY DEREGULATION AND RESTRUCTURING AND POWER TECHNOLOGIES*, 4th., 2011, Weihai. **Proceedings** [...] Piscataway: IEEE, p. 1586–1589, 2011.

TURNER, W. C.; DOTY, S. **Energy management handbook**. 6. ed. Colorado-Estados Unidos, 2006.

VELDMAN, E. **Power Play**: impacts of flexibility in future residential electricity demand on distribution network utilisation. Eindhoven, Holanda: Technische Universiteit Eindhoven, 2013.

WANG, J.; LU, X.; CHEN, C. **Guidelines for implementing advanced distribution nagement systems** argonne national laboratory. Chicago: [s. n.], 2015.

WEI, C. A conceptual framework for smart grid. *In: ASIA-PACIFIC POWER AND ENERGY ENGINEERING CONFERENCE*, 2010, [s. l.]. **Proceedings** [...] Piscataway: IEEE, 2010. Disponível em: <http://ieeexplore.ieee.org/document/5448786/>

ZHANG, H. *et al.* Optimization dispatch modeling for demand response considering supply and demand balance and security constraints. *In: POWER SYSTEM AND GREEN ENERGY CONFERENCE (PSGEC)*, 2021, Shanghai. **Proceedings** [...] Piscataway: IEEE, 2021. Disponível em: <https://ieeexplore.ieee.org/document/9542507/>. Acesso em: 02 de dez. 2022.

ZHANG, S. *et al.* Distributed generation planning in active distribution network considering demand side management and network reconfiguration. **Applied Energy**, Oxford, v. 228, n. March, p. 1921–1936, out. 2018.