UNIVERSIDADE FEDERAL DO ESPÍRITO SANTO
CENTRO TECNOLÓGICO
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

LUÍZA SALEME DE MENEZES

ALOCAÇÃO ÓTIMA DE GERAÇÃO DISTRIBUÍDA E DE SISTEMAS DE BATERIAS EM UM SISTEMA DE DISTRIBUIÇÃO PARA REDUÇÃO DAS PERDAS E CONTROLE DE TENSÃO NAS BARRAS

VITÓRIA
2021

LUÍZA SALEME DE MENEZES

ALOCAÇÃO ÓTIMA DE GERAÇÃO DISTRIBUÍDA E DE SISTEMAS DE BATERIAS EM UM SISTEMA DE DISTRIBUIÇÃO PARA REDUÇÃO DAS PERDAS E CONTROLE DE TENSÃO NAS BARRAS

Dissertação apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica – PPGEE, do Centro Tecnológico da Universidade Federal do Espírito Santo - UFES, como requisito parcial para obtenção do Grau de Mestre em Engenharia Elétrica.

Orientador: Prof. Dr. Lucas Frizera Encarnação

Coorientador: Prof. Dr. Helder Roberto de O. Rocha.

VITÓRIA
2021

Ficha catalográfica disponibilizada pelo Sistema Integrado de Bibliotecas - SIBI/UFES e elaborada pelo autor

---

Menezes, Luíza Saleme de, 1993-
M541a Alocação ótima de geração distribuída e de sistemas de baterias em um sistema de distribuição para redução das perdas e controle de tensão nas barras / Luíza Saleme de Menezes. - 2021.
93 f. : il.

Orientador: Lucas Frizera Encarnação.
Coorientador: Helder Roberto de O. Rocha.
Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) - Universidade Federal do Espírito Santo, Centro Tecnológico.

1. geração distribuída de energia elétrica. 2. baterias elétricas. 3. controle de perdas. I. Encarnação, Lucas Frizera. II. Rocha, Helder Roberto de O.. III. Universidade Federal do Espírito Santo. Centro Tecnológico. IV. Título.

CDU: 621.3

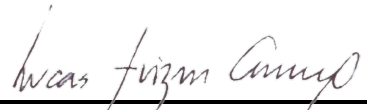
LUÍZA SALEME DE MENEZES

ALOCAÇÃO ÓTIMA DE GERAÇÃO DISTRIBUÍDA E DE SISTEMAS DE BATERIAS EM UM SISTEMA DE DISTRIBUIÇÃO PARA REDUÇÃO DAS PERDAS E CONTROLE DE TENSÃO NAS BARRAS

Dissertação submetida ao programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica do Centro Tecnológico da Universidade Federal do Espírito Santo, como requisito parcial para a obtenção do grau de Mestre em Engenharia Elétrica.

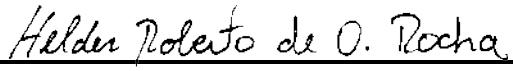
Aprovada em 16 de 04 de 2021.

BANCA EXAMINADORA



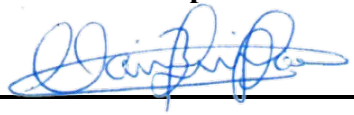
Prof. Dr. Lucas Fizera Encarnação - Orientador

Universidade Federal do Espírito Santo – UFES



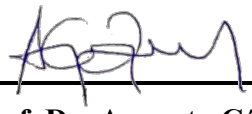
Prof. Dr. Hélder Roberto de Oliveira Rocha – Coorientador

Universidade Federal do Espírito Santo - UFES



Prof. Dr. Clainer Bravin Donadel – Examinador Externo

Instituto Federal do Espírito Santo - IFES



Prof. Dr. Augusto César Rueda Medina – Examinador Interno

Universidade Federal do Espírito Santo - UFES

“As conquistas dependem de 50% de inspiração, criatividade e sonhos, e 50% de disciplina, trabalho árduo e determinação. São duas pernas que devem caminhar juntas.”

(Augusto Cury)

DEDICATÓRIA

À minha família e aos meus orientadores

AGRADECIMENTOS

Agradeço primeiramente a Deus por estar presente em cada conquista minha e me guiar de acordo com a sua vontade.

Em seguida, mas não menos importante, agradeço à minha família, por todo suporte dado durante o mestrado e, principalmente, por toda a paciência nessa reta final. Família são as pessoas que não escolhemos para estarem perto e que sempre estão, que muitas vezes deixamos de lado, mas estão sempre presentes. Por isso, minha profunda gratidão.

Aos meus colegas da EDP – Distribuição do Espírito Santo, eu agradeço imensamente por todo conhecimento compartilhado, por toda dúvida sanada, por toda paciência que tiveram e por todo apoio, acima de tudo, que me ofereceram. Cada um deles foi extremamente importante para o desenvolvimento deste trabalho.

Não posso deixar de agradecer também aos professores que se fizeram presentes em minha caminhada. Um muito obrigada a todos os professores da UFES, em especial ao meu coorientador, Prof. Dr. Hélder Roberto de Oliveira Rocha e ao meu orientador Prof. Dr. Lucas Frizera Encarnação. Sem vocês essa caminhada não teria sido, sequer, possível.

Agradeço também ao meu colega Luan Pereira, por ter me apoiado em todo esse projeto, me orientando sempre que necessário.

Agradeço também à FAPES, por ter proporcionado a pesquisa em questão.

A todos, um muito obrigada.

RESUMO

Propõe-se uma metodologia para determinar a alocação ótima de Bancos de Baterias (*Battery Energy Storage System - BESS*) e de Geração Distribuída (GD), cuja energia elétrica é oriunda de painéis fotovoltaicos, em um Sistema de Distribuição (SD).

A metodologia faz uso do perfil de geração fotovoltaica na temporada de verão e é baseada na curva de carga de consumidores residenciais de baixa tensão. A otimização da localização das unidades de GD e dos bancos de baterias (BESS) visa minimizar as perdas diárias de energia ativa, levando em consideração os limites de tensão nas barras, os custos de instalação dos BESS, sua vida útil e a melhor operação destes, visando, futuramente, reduzir os custos com compra e venda de energia por parte da concessionária.

A solução de otimização é obtida através de um Algoritmo Genético (AG), que recebe como entrada os dados diários da potência ativa dos geradores fotovoltaicos e a demanda de carga para buscar melhores soluções para o problema. Para validar a solução proposta, foram realizados testes em um alimentador radial de 78 barras, trazendo como resultado as perdas diárias, os perfis de tensão para cada caso e a análise da potência ativa.

Observou-se que o melhor resultado encontrado foi para a alocação de GD e/ou BESS para cinco barras, uma vez que o retorno financeiro resultante das perdas compensa a quantidade de instalações de GD e BESS existentes na rede.

Palavras – chave: geração distribuída de energia elétrica, baterias elétricas, controle de perdas.

ABSTRACT

A proposal of a method to determine the optimal allocation of Battery Energy Storage System (BESS) and Distributed Generation (DG), provided by photovoltaic panels, in a Distribution System.

The methodology makes use of the photovoltaic generation profile in the summer season and is based on the load curve of low voltage residential consumers. The optimal location of the distributed generation units and battery banks aims to minimize the daily losses of active energy, taking into account the voltage limits on the bars, the costs of installing the banks, their useful life and the best operation of these, and the cost of purchase and sale of electricity by the concessionaire.

The optimization solution is obtained through a Genetic Algorithm (GA), which receives as input the daily data of the active power of the solar generators and the load demand to seek better solutions to the problem. To validate the proposed solution, a test was performed on a 78-bar radial feeder, resulting in daily losses of voltage profiles and active power.

The bets result was shown for allocation of BESS and/or DGs in five bars, since the payback is lower than the lifetime of the components and the losses had a better participation when compared with installation costs.

Keywords: distributed electricity generation, battery energy storage system, loss control.

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
B1	Consumidores Residenciais atendidos em Baixa Tensão
BESS	Battery Energy Storage System
CCEE	Câmara de Comercialização de Energia Elétrica
CUST	Contrato de Uso do Sistema de Transmissão
EUST	Encargos de Uso do Sistema de Transmissão
FO	Função Objetivo
kWh	kilowatt-hora
MATLAB	*MATrix LABoratory*
MWh	Megawatt-hora
MUST	Montante de Uso do Sistema de Distribuição
p.u.	*Per Unit*
RAP	Receita Anual Permitida
REN	Resolução Normativa
R$	Unidade monetária do Brasil
SD	Sistema de Distribuição
SOC	*State of Charge*
SIN	Sistema Interligado Nacional
TE	Tarifas de Energia
TUSD	Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 - Estratificação de Consumo Por Classe 28

Figura 2 - Estratificação de Consumo Por Classe - Cativos 29

Figura 3 - Curva de Carga Típica Consumidor Residencial (p.u. x hora) 30

Figura 4 – Curvas de Geração Fotovoltaica (Brasília, Fortaleza, Florianópolis) 33

Figura 5 – Representação de Cromossomos 41

Figura 6 - Cruzamento em um Ponto 43

Figura 7 - Cruzamento em Dois Pontos 44

Figura 8 - Cruzamento Difuso 44

Figura 9 – Exemplos de Mutação 45

Figura 10 - Perfil de Potência Gerada (GD) 49

Figura 11 - Curva de Demanda do Alimentador 52

Figura 12 - Circuito de Bateria OpenDSS 55

Figura 13 - Fluxograma do AG 58

Figura 14 – Iterações para duas barras com GD e/ou BESS 64

Figura 15 - Iterações com três barras com GD e/ou BESS 64

Figura 16 - Iterações para quatro barras com GD e/ou BESS 65

Figura 17 - Iterações para cinco Barras com GD e/ou BESS 65

Figura 18 – Perfil de Tensão das Barras para o Alimentador sem GD e sem BESS 67

Figura 19 - Perfil de Tensão para alocação em duas barras 68

Figura 20 - Perfil de Tensão para três barras 69

Figura 21 -Perfil de Tensão para quatro barras 70

Figura 22 - Perfil de Tensão para cinco barras 71

Figura 23 - Perfil de Tensão - Horário Pico Geração (12 horas) 72

Figura 24 - Perfil de Tensão - Horário Ponta (19 horas) 73
Figura 25 - Perfil de Perdas Alimentador 74
Figura 26 – Curva de Energia do BESS 75
Figura 27 - Potência Líquida na Barra Sem GD e sem BESS 76
Figura 28 - Potência Líquida na Barra antes da alocação de BESS e pós alocação de GD 76
Figura 29 - Potência líquida BESS 77
Figura 30 - Potência Líquida na Barra com BESS 77
Figura 31 – Topologia do Alimentador 89

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 - Baterias mais aplicadas em Sistemas de Distribuição e suas Características..... 34

Tabela 2 - Especificações Técnicas Painéis Fotovoltaicos..... 50

Tabela 3 -Especificações Bateria Tesla..... 51

Tabela 4 - Codificação Solução por Barra..... 57

Tabela 5 - Alocação por Barra..... 66

Tabela 6 - Redução nas Perdas para cada caso..... 73

Tabela 7 – Análise Econômica..... 78

Tabela 8 - Dados de Linha do Alimentador..... 90

LISTA DE QUADROS

Quadro 1 - Composição Subgrupo B1 26

Quadro 2 - Tipos de Armazenamento de Energia 34

Quadro 3 - Analogia Natureza x AG 40

SUMÁRIO

1 INTRODUÇÃO 17
1.1 JUSTIFICATIVA E MOTIVAÇÃO 17
1.2 OBJETIVOS DO TRABALHO 19
1.3 PRINCIPAIS CONTRIBUIÇÕES 20
1.4 ORGANIZAÇÃO DO TRABALHO 20
2 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA 22
2.1 REGULAÇÃO DE TENSÃO EM REDES DE DISTRIBUIÇÃO 22
2.2 COMERCIALIZAÇÃO DE ENEREGIA E MODALIDADES TARIFÁRIAS 22
2.2.1 Comércio de Energia 23
2.2.2 Modalidade tarifária aplicada aos consumidores residenciais – B1 25
2.2.3 Caracterização das Perdas em Sistemas de Distribuição 27
2.3 CARACTERIZAÇÃO DE ALIMENTADOR DE CONSUMO MAJORITARIAMENTE RESIDENCIAL 28
2.3.1 Mercado de Clientes de Baixa Tensão 28
2.3.2 Curvas Diárias de Carga 29
2.4 GERAÇÃO DISTRIBUÍDA 30
2.4.1 Definição 30
2.4.2 Sistema de compensação de energia 31
2.4.3 Alocação Ótima de GD 31
2.4.4 Curvas Diárias de Geração Fotovoltaica 32
2.5 SISTEMAS DE ARMAZENAMENTO DE ENERGIA 33
2.5.1 Definições 35
2.5.2 Aplicações em sistemas de distribuição 38
2.6 ALGORITIMOS GENÉTICOS 39

2.6.1 Codificação dos Indivíduos 40
2.6.2 Função Objetivo 41
2.6.3 Seleção dos Indivíduos 42
2.6.4 Cruzamento 43
2.6.5 Mutação 44
2.6.6 Critério de Parada 45
2.7 ALGORITMO GENÉTICO PARA ALOCAÇÃO DE BANCOS DE BATERIA 46
2.8 VIABILIDADE ECONÔMICO-FINANCEIRA 47
3 METODOLOGIA 48
3.1 CONSIDERAÇÕES INICIAIS 48
3.2 ESPECIFICAÇÕES DAS UNIDADES DE GD 48
3.3 ESPECIFICAÇÕES DA BATERIA 51
3.4 DEFINIÇÕES DO ALIMENTADOR 52
3.5 ANÁLISE DO FLUXO DE POTÊNCIA 53
3.6 FUNCIONAMENTO DO BESS 54
3.6.1 Modelagem Matemática do Funcionamento do BESS 54
3.7 FUNCIONAMENTO DO AG 57
3.7.1 Função Objetivo 59
4 RESULTADOS E ANÁLISES 62
4.1 Algoritmo Genético 63
4.1.1 Barras Entregues como Solução pelo AG 66
4.2 ANÁLISE DO PERFIL DE TENSÃO PARA CADA CASO 67
4.2.1 Alocação em Duas Barras 67
4.2.2 Alocação em Três Barras 68

4.2.3 Alocação em Quatro Barras 69
4.2.4 Alocação em Cinco Barras 70
4.2.5 Horário de Maior Geração 71
4.2.6 Horário de Maior demanda 72
4.3 PERFIL DE PERDAS DE POTÊNCIA ATIVA 73
4.4 ANÁLISE DO FUNCIONAMENTO DO BESS 75
4.5 POTÊNCIA LÍQUIDA NAS BARRAS 75
4.6 ANÁLISE ECONÔMICA DOS CASOS 78
5 CONCLUSÃO 80
5.1 CONSIDERAÇÕES FINAIS 80
5.2 RECOMENDAÇÕES 81
REFERÊNCIAS 82
ANEXO A – Topologia do Alimentador 89
ANEXO B – Dados do Perfil de Carga do Alimentador 93

1 INTRODUÇÃO

1.1 JUSTIFICATIVA E MOTIVAÇÃO

As hidroelétricas têm sido as principais fontes de geração de energia elétrica no Brasil devido a sua alta competitividade econômica e à abundância do potencial hídrico existente no país [1]. No entanto, por tratar-se de uma geração de energia que desprende grande ocupação territorial para reservatórios de acumulação de água, a implementação perto dos centros de carga é inviável.

O atual modelo de geração predominante no Brasil, portanto, mantém as unidades geradoras afastadas do centro de carga e possui controle de despacho exercido pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) [2]. Entretanto, com o advento da chamada "Energia Verde" [3] surgida na década de 90, surgiu-se um novo conceito de produção de energia elétrica que pode ser implantado perto dos centros de carga. No Brasil, tem-se que energias que complementam a matriz energética do país em maior escala são as fotovoltaicas e as eólicas [3].

De acordo com a REN Nº 687/2015 publicada pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), para ser considerada uma instalação de microgeração, é necessário que a potência instalada seja menor ou igual a 75 kW. Para caracterizar-se como minigeração, a potência instalada deve ser superior a 75kW e menor ou igual a 3 MW para fontes hídricas ou menor ou a 5MW para demais fontes de energia elétrica, conectadas à rede por meio de com a utilização de cogeração qualificada ou com fontes renováveis de energia elétrica.

Em outras literaturas, pode-se encontrar a definição de GD (GD) como sendo vários pequenos sistemas de geração elétrica situados no ponto de consumo final, ou em torno dele, servindo de complementação ao modelo de grandes plantas de geração de energia [5].

No entanto, para que se tenha uma gestão adequada da energia a ser distribuída é necessário que as concessionárias façam um planejamento adequado, considerando a previsão de carga em um horizonte de, no mínimo, dez anos [6]. Sabendo que o modelo de geração está sendo modificado,

observa-se uma oportunidade de expansão do planejamento da concessionária, onde pode-se considerar a GD a favor da concessionária [6]. No que diz respeito às perdas da rede relacionadas à GD, percebe-se que, possuindo um método de alocação adequado e gerindo bem o alimentador, essas decaem para um percentual em torno de 70%-80% [7].

Além da observância de redução nas perdas, tem-se ainda que o crescimento da GD na rede proporciona um ganho financeiro para todos os usuários do Sistema Interligado Nacional (SIN) [5]. Isso, pois, a exposição involuntária das distribuidoras ao mercado de compra de energia elétrica a curto prazo seria minimizada, visto que a produção de energia elétrica se torna descentralizada [5].

De acordo com os Procedimentos de Regulação Tarifária da ANEEL a Tarifa do Uso do Sistema de Distribuição (TUSD), utilizada na composição da tarifa aplicada ao consumidor final, é composta pela TUSD transporte, pela TUSD encargos e pela TUSD perdas [8]. O valor referente ao transporte, por sua vez, é traduzido pelo Encargo de Uso do Sistema de Transmissão (EUST) [9], visto que a atual geração é centralizada.

O EUST, por sua vez, é rateado por todos os usuários do sistema e é calculado com base nos montantes de uso contratados ou verificados por ponto de conexão em conformidade com as fórmulas aplicadas aos consumidores [10].

No entanto, a GD, em sua maioria, se associa a fontes renováveis de energia, visto que a atual preocupação com o meio ambiente vem estimulando o desenvolvimento de tais tecnologias em todo o mundo [5]. Ademais, modelando fontes de energia como a fotovoltaica e a eólica, é possível desenvolver um Algoritmo Genético (AG) capaz de otimizar a alocação das unidades de GD na rede de distribuição [6].

A alocação e a operação ótima de baterias na rede também é um artifício utilizado com o objetivo de manter a estabilidade do sistema, aumentar sua eficiência, reduzir perdas elétricas e manter os níveis de tensão das barras do alimentador de acordo com o especificado pelo órgão regulador [11]. Além disso, métodos de controle de carga e descarga são comumente estudados para aumentar a vida útil das baterias e manter os níveis tensão estabelecidos pelo órgão regulador [12].

Sendo assim, observa-se que, ao saber onde as instalações de GD serão alocadas, a distribuidora é capaz de gerir melhor o valor contratado do MUST e, portanto, diminuir os valores referentes ao EUST pago. Para isso, além de saber a localização ótima onde podem ser instaladas, é necessário que a distribuidora seja capaz de gerir a geração de energia em concomitância com a previsão de carga [6].

Por isso, com o crescimento significativo de unidades de GD nas redes de distribuição, percebe-se, então, a necessidade de agregar a alocação ótima dessas U[unidades de GD com a alocação ótima de bancos de baterias (*Battery Energy System, BESS)*, juntamente com o controle de carga e descarga das baterias, considerando a natureza estocástica das fontes renováveis conforme apresentado por L. Pereira [6], afim de aprimorar o planejamento da rede de distribuição e de mercado do ponto de vista da concessionária.

1.2 OBJETIVOS DO TRABALHO

Essa dissertação tem por objetivo propor a alocação ótima de GD, cuja energia provém de painéis fotovoltaicos, e de bancos de baterias (BESS), bem como desenvolver uma metodologia de operação ótima para tais e analisar os retornos econômicos, a fim de contribuir com o planejamento da distribuidora de energia elétrica em uma rede de 78 barras, por meio do método de Algoritmo Genético de otimização e usando como ferramenta a análise do fluxo de potência da rede em questão para quantificar as soluções apresentadas.

Para tal, propõe-se uma metodologia cujos objetivos específicos são:

- Modelagem matemática das equações do funcionamento do BESS;
- Representação do BESS;
- Especificação do perfil de geração solar para estação verão;
- Implementação do AG para alocação ótima dos bancos de bateria juntamente com a alocação ótima da GD no Sistema de Distribuição (SD) de média tensão;

- Elaboração da função de avaliação da alocação ótima das unidades geradoras em concomitância com a alocação ótima dos BESS;

1.3 PRINCIPAIS CONTRIBUIÇÕES

A partir desse estudo, desenvolveu-se um método de análise para alocação de GD e BESS em um sistema de distribuição, considerando a análise das perdas, os limites de operação dos Bancos de Bateria e os limites de tensão nas barras determinados pelo órgão regulador. O trabalho torna possível otimizar tais alocações, por meio da metodologia de Algoritmo Genético, e deu origem a um artigo publicado no Simpósio Brasileiro de Automação Inteligente, trazendo resultados satisfatórios para os casos analisados.

1.4 ORGANIZAÇÃO DO TRABALHO

Essa dissertação fora dividida em 5 (cinco) capítulos, de maneira que os assuntos são apresentados lógica e gradativamente conforme o decorrer do trabalho. O detalhamento segue conforme parágrafos abaixo.

O Capítulo 2 discorre sobre a revisão bibliográfica necessária, apresentando os conceitos de GD, regulamentações vigentes no Brasil sobre GD, comercialização de energia e modalidades tarifárias, caracterização de perfil de carga, bem como estudos recentes sobre alocação de GD com foco no método meta-heurístico Algoritmo Genético, controle e despacho de banco de bateria em redes de distribuição, entre outras definições importantes para esse trabalho.

No Capítulo 3 encontra-se a metodologia e a modelagem matemática aplicada para determinação da alocação e do funcionamento ótimo dos bancos de bateria, permeando o método escolhido para cálculo do fluxo de potência da rede, os parâmetros aplicados ao AG para determinação da alocação dos bancos de bateria e unidades de GD, os detalhamentos do dimensionamento da bateria e a

metodologia aplicada para o controle ótimo dos bancos de bateria. Cada qual explicado separadamente para um melhor entendimento do trabalho.

Para o Capítulo 4, são apresentados os resultados das simulações realizadas após aplicação do AG em questão para controle da tensão nas barras e redução das perdas, considerando dados técnicos e econômicos.

Por último, mas não menos importante, tem-se o Capítulo 5, responsável por apresentar as conclusões do trabalho desenvolvido, instruindo sobre possibilidades de melhoria e perspectivas de pesquisas futuras.

2 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

Nesse capítulo são apresentados os conceitos de GD e Sistemas de Armazenamento de Energia, regulamentações vigentes no Brasil sobre GD, comercialização de energia e modalidades tarifárias, caracterização de um alimentador majoritariamente residencial, bem como estudos recentes sobre alocação de GD com foco no método meta-heurístico Algoritmo Genético e controle e despacho de banco de bateria em redes de distribuição.

2.1 REGULAÇÃO DE TENSÃO EM REDES DE DISTRIBUIÇÃO

A regulação de tensão em redes de distribuição tem como objetivo impor valores de tensão, máximos e mínimos, com o intuito de promover o funcionamento correto de todas as cargas do sistema elétrico, considerando as variações de demanda impostas pelo sistema. Isso, pois, os equipamentos conectados à rede possuem valores de funcionamento que variam em torno da faixa de tensão nominal [13].

Segundo o Módulo 8 dos Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional (PRODIST), as tensões do sistema elétrico, para sistemas MT, devem responder ao nível mínimo de 0,93 p.u. e 1,05 p.u., para que a qualidade na entrega da rede esteja garantida aos consumidores [14].

2.2 COMERCIALIZAÇÃO DE ENEREGIA E MODALIDADES TARIFÁRIAS

Para que o setor elétrico funcione respeitando as regras de qualidade e buscando garantir a disponibilidade de energia elétrica ao consumidor 24 horas por dia, é necessário que haja remuneração compatível com os serviços prestados pelos agentes distribuidores. Para tanto, o órgão

responsável pelo cálculo dessa remuneração, a ANEEL, considera a estrutura da geração, da transmissão, da distribuição de energia elétrica e de fatores econômicos de incentivos à modicidade tarifária e de sinalização do mercado [17].

Os consumidores, portanto, têm esses custos repassados às suas faturas de energia, independente da faixa de tensão de atendimento da unidade consumidora e atualmente, existem cinco modalidades tarifárias, sendo subdivididas entre as modalidades azul, verde, convencional monômia e a horária branca [18].

Para tanto, a tarifa convencional monômia, aplicada à maioria dos consumidores residenciais (classificados como B1) [18], devem ser consideradas para que se entenda as implicâncias econômicas da alocação de GD no sistema elétrico para as distribuidoras.

2.2.1 Comércio de Energia

O SIN é viabilizado pelas comercializações de energia elétrica existentes no país que são reguladas pela ANEEL, bem como pela organização do despacho de energia cuja responsabilidade é do ONS.

Sendo assim, a pessoa jurídica constituída para exercer a compra e venda de energia elétrica para concessionárias, para autorizadas e para os consumidores livres é denominada comercializador e sua regulação é feita por meio da REN Nº 678/2015 [19].

A Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE), portanto, foi constituída para operar, regular e atender às demandas geradas pela comercialização de energia, garantindo a evolução do mercado e contribuindo para a isonomia, segurança e inovação [20].

2.2.1.1 EUST

A remuneração atrelada ao sistema de transmissão se dá por meio da Tarifa de Uso do Sistema de Transmissão (TUST), cujo reajuste é anual e cujo cálculo realizado a partir de simulação do

Programa Nodal[1]. Esse, por sua vez, representa a configuração das linhas de transmissão, juntamente com as subestações, as geradoras e as cargas, além de considerar a da Receita Anual Permitida (RAP) total a ser arrecadada no ciclo avaliado [21].

Sendo assim, o Encargo de Uso do Sistema de Transmissão (EUST) é devido por todos os usuários do sistema, cujo cálculo é obtido pelo produto da TUST e o Montante de Uso de Transmissão do Sistema (MUST), por ponto de conexão e horário de contratação, definidos no Contrato de Uso do Sistema de Transmissão (CUST), estabelecido entre transmissoras e distribuidoras ou clientes livres [22], conforme Equação 1.

$$EUST = TUST_p \times MUST_p + TUST_{fp} \times MUST_{fp} \quad \text{(Equação 1)}$$

Pela REN Nº 666/2015, tem-se:

> § 1º O horário de ponta a ser considerado em cada caso será o mesmo estabelecido para a área de concessão pela empresa distribuidora local.
> § 2º Os montantes de uso associados a unidades consumidoras e concessionárias ou permissionárias de distribuição deverão ser determinados pelos maiores valores entre os contratados e os verificados por medição, por ponto de conexão, em cada período tarifário.

[1] Programa de Simulação de Tarifas do Uso do Sistema Elétrico que calcula as parcelas de uso do sistema de transmissão referentes à rede básica [21]

2.2.2 Modalidade tarifária aplicada aos consumidores residenciais – B1

2.2.2.1 Tarifa de Energia (TE) e Tarifa do Uso do Sistema de Distribuição (TUSD)

A TUSD, é o valor monetário em R$/kWh ou em R$/kW, utilizado para efetuar o faturamento dos consumidores devido ao uso do SD e o tipo de cobrança é de acordo com a modalidade tarifária aplicada ao consumidor. Essa é composta por: TUSD Transporte (que compreende a TUSD Fio A e a TUSD Fio B), TUSD Encargos e TUSD Perdas [8].

A TUSD Fio A corresponde aos custos da transmissão da energia, pois compreende o uso do sistema de transmissão da Rede Básica[2], o uso do sistema de transmissão da Rede Básica de Fronteira, o uso do SD de outras distribuidoras. Por sua vez, A TUSD Fio B, compõe a remuneração dos ativos, quota de depreciação e custo de operação e manutenção [8].

Em relação à TUSD Perdas, tem-se a parcela que recupera os custos regulatórios com as perdas técnicas do sistema da distribuidora, as perdas não técnicas e as perdas na Rede Básica devido às perdas regulatórias da distribuidora. A TE, por sua vez, é composta pela TE Energia, TE Encargos, TE Transporte e TE Perdas [8].

Para a consolidação da tarifa aplicada aos consumidores residenciais B1, apenas os valores de Tarifa de Energia (TE) e TUSD são considerados. Nessas parcelas, estão incluídos os custos com transporte, além da aplicação da bandeira tarifária vigente, da contribuição de Iluminação Pública e da incidência dos impostos [23].

Para os usuários dos SD, a TUSD diferencia-se por, posto tarifário, modalidade e subgrupo tarifário e a Tarifa de Energia (TE) por posto e modalidade tarifária [8].

Percebe-se que, para o subgrupo B1, a TUSD e a TE possuem valores fixos durante o dia para a modalidade convencional e valores que variam de acordo com o posto tarifário para a modalidade branca. No Quadro 1 tem-se o resumo do exposto acima.

---

[2] Todas as linhas de transmissão e subestações em tensões maiores que 230 kV [24].

Quadro 1 - Composição Subgrupo B1

Subgrupo	**Modalidades**	*Ponta*	*Intermediária*	*Fora Ponta*	*Sem Posto*
B1 (≤ 2,3 kV)	*Convencional*	-	-	-	TUSD + TE
	Branca	TUSDp + TEp	TUSD + TE	TUSDfp + TEfp	-

Fonte: [8], adaptado pela autora

2.2.2.2 Parcela A e Parcela B

Para entender melhor sobre a remuneração das perdas e sobre os custos gerenciáveis pela empresa, onde se observa o percentual passível de lucro, é necessário entender como são constituídas as Parcelas A e B da valoração da tarifa.

A parcela A é composta pela aquisição da energia, pelo transporte dessa (donde considera-se as perdas) e pelos encargos setoriais [25], ou seja, custos esses que fogem à gestão da distribuidora.

A parcela B, por sua vez, é entendida como a parte da remuneração composta pelos custos operacionais de rede, pela depreciação e pela remuneração do investimento [25] e é obtida pela Equação 2.

$$PB = RR - PA \qquad \text{(Equação 2)}$$

Equivalência:

PB – Valor da Parcela B

RR – Receita de Referência

PA – Valor da Parcela A

Ou seja, os valores das perdas na rede influenciam diretamente para a remuneração da concessionária por meio do Valor da Parcela B.

As Perdas de Energia, portanto, são definidas pelas Perdas na Rede Básica e pelas Perdas na Rede de Distribuição. Essas, por sua vez, podem ser divididas entre técnicas, ou seja, inerentes ao transporte de energia, e perdas não técnicas [25].

2.2.3 Caracterização das Perdas em Sistemas de Distribuição

Nos sistemas de distribuição, as perdas são caracterizadas pela diferença entre a energia elétrica adquirida pelas distribuidoras e a energia faturada e são classificadas entre perdas técnicas e perdas não técnicas. As perdas técnicas são inerentes às atividades como a energia dissipada durante a transmissão e como as transformações de tensão. Dessa forma, estão diretamente ligadas ao carregamento da rede [26].

As perdas não técnicas, por sua vez, são a diferença entre as perdas totais e as perdas técnicas e se originam, em sua maioria, dos furtos e fraudes realizados e erros de leitura, medição e faturamento por parte da distribuidora [26].

Por isso, redes inteligentes[3] podem auxiliar no controle das perdas técnicas e não técnicas, sendo capazes de aumentar o lucro da distribuidora e de reduzir, inclusive, o preço das tarifas finais para o consumidor [27].

Para controle de perdas, também, se é comumente empregada a utilização de baterias, uma vez que permitem a melhor no perfil de tensão da rede, ampliam a capacidade das subestações dos alimentadores e, por consequência, aumentam a vida útil de alguns equipamentos. As unidades de GD, por sua vez, reduzem as perdas da rede, pois podem ser localizadas mais próximas da carga, reduzindo o fluxo de energia nas linhas e, portanto, as perdas por efeito Joule [28].

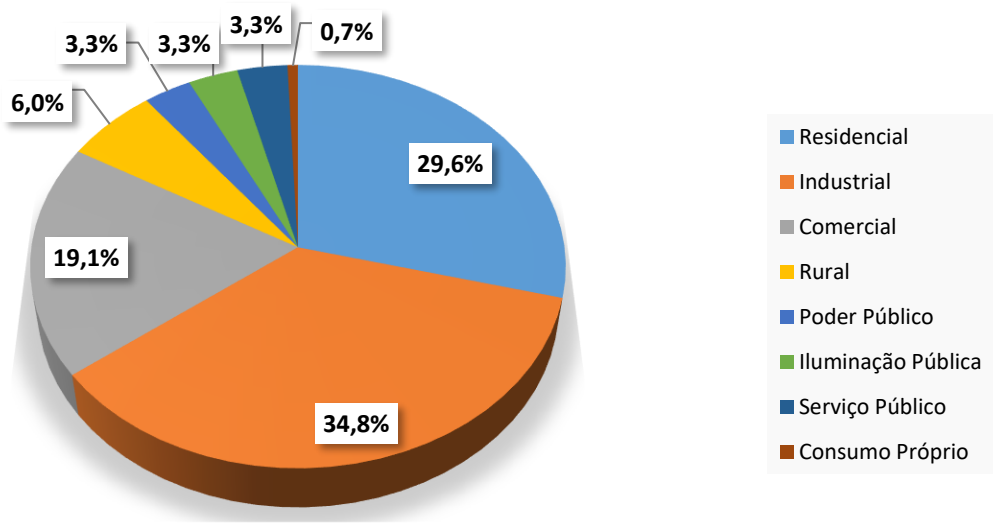
[3] Redes que possuem a integração entre os equipamentos de energia e de comunicação dados [27]

2.3 CARACTERIZAÇÃO DE ALIMENTADOR DE CONSUMO MAJORITARIAMENTE RESIDENCIAL

2.3.1 Mercado de Clientes de Baixa Tensão

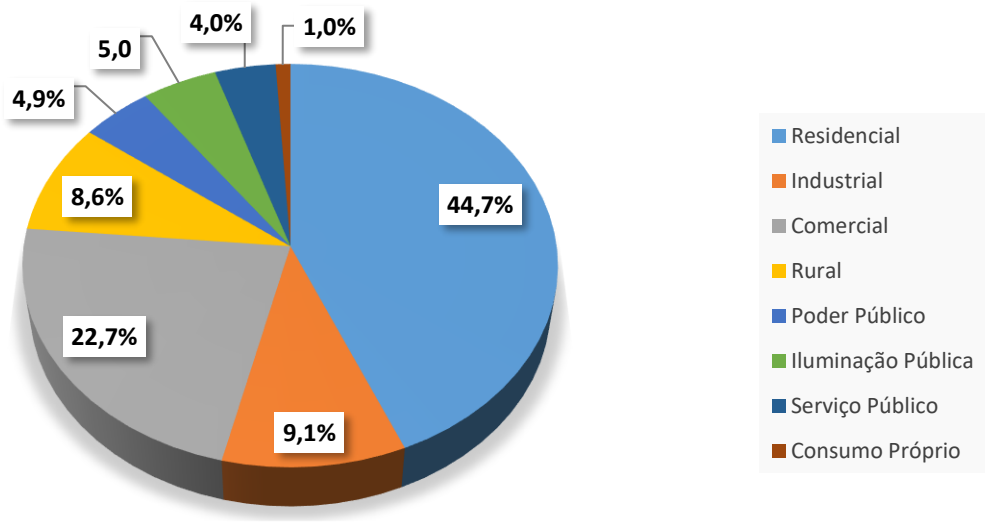
O mercado brasileiro de consumo residencial, dentre de toda a energia elétrica gerada, representa 29,6% conforme Figura 1. Esse percentual, quando se fala em mercado de consumidores cativos, passa para 44,7% [29], conforme apresentado na Figura 2.

Figura 1 - Estratificação de Consumo Por Classe



Fonte: adaptado de [29]

Figura 2 - Estratificação de Consumo Por Classe - Cativos



Fonte: adaptado de [29]

2.3.2 Curvas Diárias de Carga

É sabido que, para um bom planejamento estratégico da rede de distribuição de energia, é necessário mapear e entender qual o perfil de carga dos alimentadores do sistema, de maneira que a distribuidora consiga planejar a compra dos montantes de energia e a expansão do sistema.

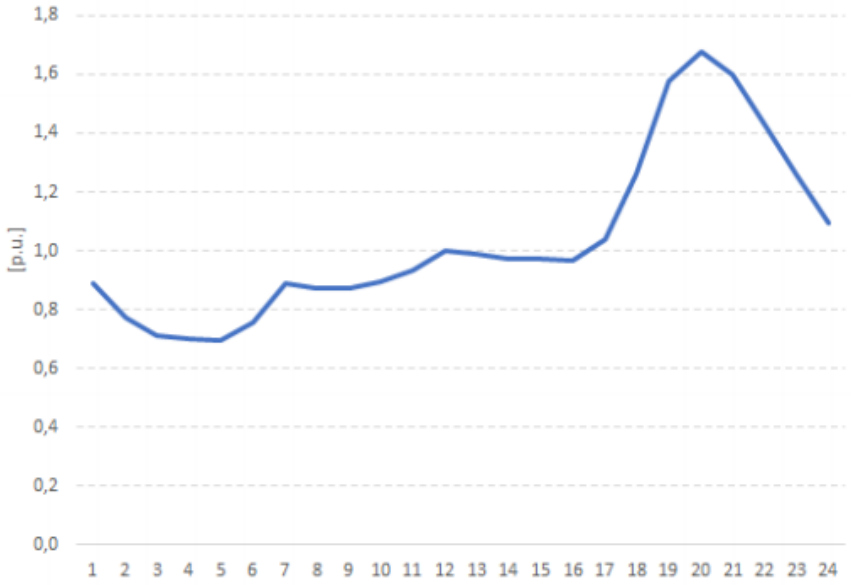
Isso, pois, a carga é um comportamento variável de acordo com o perfil dos consumidores. Dessa forma, esta está sujeita a oscilações oriundas das variações de temperatura, econômicas, pluviométricos, entre outros [30].

Por isso, para uma modelagem adequada, é necessário que se tenha informações de consumo, demanda máxima e fator de carga, além de considerar as pesquisas realizadas nas cinco regiões do Brasil, que traçam o perfil de posses e de hábitos e que avaliam o mercado de energia elétrica [30].

Além disso, é importante observar que o consumidor residencial brasileiro apresenta um perfil de consumo cuja carga se acentua no horário de ponta, uma vez que este é o horário que os

consumidores costumam chegar em casa do trabalho [31]. Tal perfil pode ser observado na Figura 3.

Figura 3 - Curva de Carga Típica Consumidor Residencial (p.u. x hora)



Fonte: [31]

2.4 GERAÇÃO DISTRIBUÍDA

2.4.1 Definição

De acordo com a REN nº 482/2012 da ANEEL, modificada pela REN nº 687/2015, microgeração é o termo que se dá a centrais geradoras com potência instalada menor ou igual a 75 kW, que utilizem cogeração qualificada[4] ou fontes renováveis de energia elétrica, e que são conectadas à rede de distribuição por meio de unidades consumidoras [15].

[4] Produção de energia elétrica por meio de calor e energia mecânica, destinada ao serviço público ou à produção independente ou destinada ao autoconsumo com excedente para comercialização eventual ou temporária e que preenchem os pré-requisitos dispostos na REN nº 235/2016. [16]

Já o termo ‘minigeração’ é aplicado às unidades de geração cuja potência instalada é maior que 75 kW e menor que 3 MW para fontes hídricas e menor ou igual a 5MW para demais fontes, fazendo uso, também, de cogeração qualificada [15] e seguindo os mesmos padrões de conexão apresentados para microgeração.

2.4.2 Sistema de compensação de energia

A micro e mini geração distribuída estão submetidas ao sistema de compensação de energia, ao qual a energia injetada na rede é cedida à distribuidora local por meio de empréstimo e posteriormente compensada de acordo com a necessidade da unidade consumidora [15].

Além disso, a atual regulamentação possibilita o auto consumo remoto, que consiste na utilização dos créditos injetados na rede em uma unidade consumidora distinta da unidade de geração, desde que essa tenha a mesma titularidade (podendo estar no mesmo CPF ou CNPJ raiz) e esteja dentro da mesma área de concessão da matriz geradora [15]. Tal manobra, exige que o planejamento de mercado da rede seja o mais maleável possível, uma vez que a energia injetada num ponto, pode ser utilizada em outro ponto completamente distinto.

Os créditos devem ser compensados, primeiramente, no posto tarifário em que ocorre a injeção de energia na rede de distribuição e, posteriormente, nos demais postos tarifários, observando-se ainda a relação dos valores de TE [15].

2.4.3 Alocação Ótima de GD

Em um SD o desempenho técnico e os aspectos econômicos deste podem ser fortemente alterados com a instalação de GD. Uma localização adequada pode, além de melhorar as perdas e o perfil de tensão do sistema, proporcionar uma maior confiabilidade, minimizar os custos de investimento e de operação da rede e atenuar os efeitos da transmissão de energia da rede [32].

As meta-heurísticas baseadas em AG, exploram uma população diferente em cada iteração, permitindo explorar várias regiões do espaço de soluções por vez [33]. Além disso, os métodos meta-heurísticos são métodos inteligentes e flexíveis por possuírem uma estrutura de componentes genéricos adaptáveis ao problema em que se quer resolver.

Dessa forma, os métodos meta-heurísticos podem ser implementados com flexibilidade em problemas multiobjetivos de otimização combinatória e de otimização não linear. Para o problema de alocação ótima de GD, portanto, sendo este um problema não linearizado, comumente aplicam-se métodos meta-heurísticos, pois são mais flexíveis e passíveis de alteração, podendo-se adequar melhor à natureza do problema analisado [34].

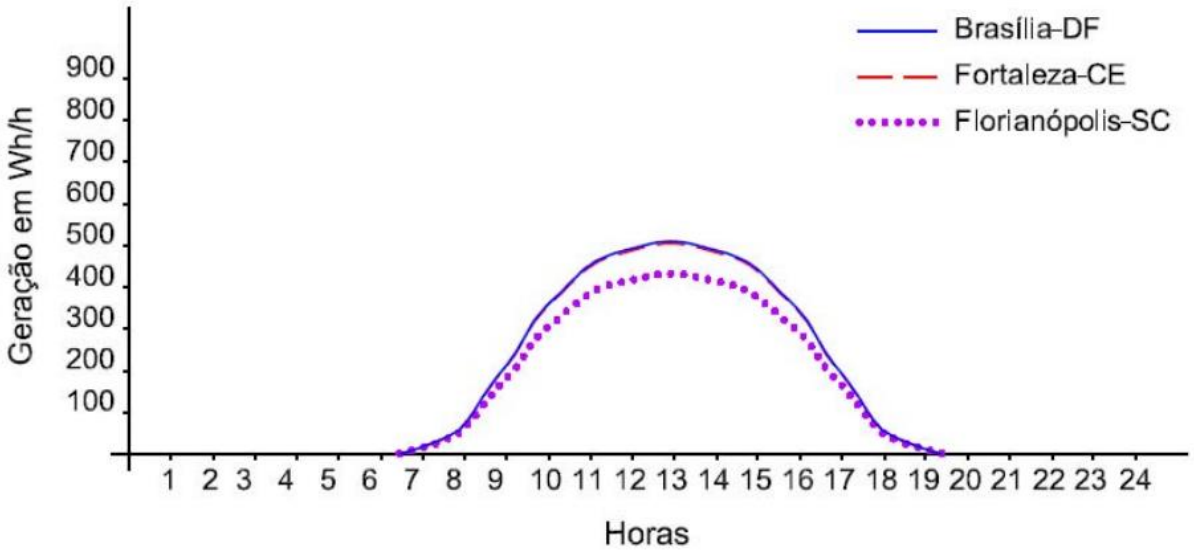
2.4.4 Curvas Diárias de Geração Fotovoltaica

A geração fotovoltaica, segundo a ANEEL [35], é a geração de energia elétrica por meio da luz solar, por meio de painéis fotovoltaicos. Sendo assim, como a luminosidade solar varia de acordo com o horário do dia e com a nebulosidade do momento, o montante de energia elétrica inserido no sistema, é variável de acordo com essas alterações.

Dessa forma, observando um local geográfico pré-determinando, é possível avaliar um comportamento típico e médio de curva de geração para um período de 24 horas.

Além disso, em sistemas instalados em regiões diferentes, o perfil da curva da geração se mantém, variando somente a amplitude com algumas pequenas oscilações do período de pico, de acordo com a irradiância observada, conforme Figura 4 [36].

Figura 4 – Curvas de Geração Fotovoltaica (Brasília, Fortaleza, Florianópolis)



Fonte: [36]

2.5 SISTEMAS DE ARMAZENAMENTO DE ENERGIA

Sistemas de armazenamento de energia, ou *Battery Energy Storage System* (BESS), são caracterizados por sistemas capazes de absorver energia num determinado tempo afim de liberá-la em momento posterior. Para tanto, diferentes maneiras de armazenamento foram desenvolvidas, considerando as mais variadas formas existentes de energia como a mecânica, a química, a eletroquímica, a térmica e a elétrica; onde cada tipo possui diferentes características técnicas e econômicas que dependem da necessidade da aplicação [37], conforme Quadro 2.

Quadro 2 - Tipos de Armazenamento de Energia

Tipos de Armazenamento de Energia	*Mecânica*	Bombeamento Hidráulico Ar Comprimido Volante de Inercia
	Eletromagnética	Capacitores Esferas Magnéticas
	Térmica	Calor Sensível Sais Fundidos Calor Latente
	Química	Hidrogênio Metano

Fonte: [37] e [39], adaptado pela autora

Para a aplicação em SD, existem tipos de baterias mais aplicados. Na Tabela 1 tem-se um resumo dos principais tipos e suas características mais relevantes.

Tabela 1 - Baterias mais aplicadas em Sistemas de Distribuição e suas Características

Característica	Chumbo-ácido	Ni-MH[5]	Li-ion[6]	NaS[7]	VRB[8]
Densidade de Energia (Wh/kg)	25-50	60-120	75-200	150-240	out/30
Densidade de Potência (W/kg)	75-300	250-1000	500-2000	150-230	80-150
Ciclo de Vida (unidade)	200-1000	180-2000	1000-10000	2500-4000	>1200
Custo (US$/kWh)	100-300	900-3500	300-2500	300-500	150-1000
Eficiência da Bateria (%)	86-92	~81	92-98	86-95	86-95
Autodescarga	Baixa	Alta	Média	Desprezível	Desprezível

Fonte: [38]

As vantagens do armazenamento de energia em SD são diversas, podendo se dividir, principalmente, entre a redução do custo de energia, o deslocamento temporal da energia e o nivelamento de carga, fatores que influenciam diretamente na estabilidade do sistema [39], conforme detalhamento abaixo:

[5] Níquel/Cádmio
[6] Íons de Lítio
[7] Sódio/Enxofre
[8] Redox de Vanádio

- Redução do custo de energia: armazena quando o valor de contratação é menor e injeta no sistema quando o valor de contratação é maior;
- Deslocamento temporal da energia: considerando que a diferença entre a demanda de energia no horário de ponta e a demanda de energia no horário fora ponta é latente, o armazenamento da energia gerada no horário fora ponta torna-se ainda mais vantajoso, principalmente quando se considera a tarifa de compra e venda da energia. O deslocamento temporal, portanto, permite que o fluxo de energia dentro do sistema seja mais linear;
- Nivelamento de carga: armazenando o excesso de energia não consumido, porém gerado, no sistema, há uma maior facilidade em responder a uma alta demanda não prevista anteriormente sem que os valores de contratação sejam ultrapassados;
- Estabilidade do sistema: oscilações de tensão podem ser corrigidas por meio da injeção de potência ativa na rede.

Para dimensionar corretamente um sistema de bateria, portanto, é necessário conhecer a capacidade de energia armazenada e a potência do equipamento escolhido, onde, respectivamente, pode-se traduzir como o volume de armazenamento e a taxa de transferência que o equipamento entrega ou absorve a energia do sistema [38].

2.5.1 Definições

O modelo físico é suficiente apenas para descrever o comportamento interno ao equipamento, por isso, para analisar a aplicabilidade em SD, se faz necessário modelar o comportamento do BESS de maneira que suas variáveis de operação, como o Estado de Carga, ou também *State of Charge* (SOC), a temperatura interna de operação e o percentual de potência de autodescarga e descarga sejam compatíveis com sistemas elétricos [41]. Por isso, se faz necessário definir alguns parâmetros de funcionamento do BESS, a fim de que o dimensionamento e controle desse seja realizado considerando o ponto ótimo de operação.

2.5.1.1 Tensão Nominal e Tensão de Operação

Tensão Nominal (V_{nom}) é a aquela medida entre os terminais de conexão do equipamento, definida pelo fabricante e de necessária consideração para uso do BESS em regime permanente. Essa, por sua vez, depende da vida útil da bateria, ou seja, varia de acordo com o estado físico-químico interno da bateria [41].

A Tensão de Operação (V_{op}), por sua vez, também é medida nos pontos de conexão do equipamento, porém durante a operação deste. Por isso, recomenda-se que o valor de V_{op} seja próximo de V_{nom}.

2.5.1.2 Capacidade Nominal (E_{nom})

A Capacidade Nominal de um BESS é comumente expressa em Ampère-hora (Ah), definindo a carga entregue ao sistema em função do tempo, ou em kWh, indicando a quantidade de energia entregue ou recebida, considerando a V_{nom} de operação.

Curvas caracterizadas por um período mais curto de tempo, por exigirem alta corrente de entrega, apresentam perdas por efeito Joule, elevando demasiadamente a temperatura e prejudicando as reações químicas internas da bateria, alterando a capacidade de carga e descarga [42].

2.5.1.3 Estado de Carga (*State of Charge – SOC)*

SOC é quantidade de energia armazenada em uma bateria em um ciclo, não raro representada por um percentual da E_{nom} , conforme a Equação 3 [42].

$$SOC_i = \frac{E_{arm,i}}{E_{nom}} \times 100\ [\%] \qquad \text{(Equação 3)}$$

Onde $E_{arm,i}$ representa a energia armazenada no intervalo de tempo i e SOC_i representa o percentual de armazenamento no mesmo intervalo de tempo analizado.

2.5.1.4 Autodescarga

Autodescarga é um processo natural existente em todas as baterias, oriundo das reações químicas internas que não cessam, cujo percentual sobre à potência nominal deve ser informado pelo fabricante. Altas taxas de autodescarga implicam em um baixo desempenho e reduzem a vida útil da bateria [41].

Dessa forma, a autodescarga pode variar de acordo com a temperatura de operação ou de armazenagem da bateria e com tempo de vida. Por isso, o fabricante deve fornecer as condições ideais de operação para que se mantenha o percentual de autodescarga informado, bem como as variáveis externas podem alterar esse percentual [41].

2.5.1.5 Eficiência de Carga e Descarga

Esse parâmetro define o rendimento da bateria, informando o percentual de potência armazenado e entregue por essa durante a carga e a descarga, podendo ter valores diferentes para esta e àquela e devendo ser informado, também, pelo fabricante, conforme a Equação 4.

$$\eta_{bat} = \frac{P_{bat}}{P_{útil}} \qquad \text{(Equação 4)}$$

Equivalência:

P_{bat}: potência de entrada ou saída na carga ou descarga, expressa em kW e externa ao armazenador;

$P_{útil}$: potência armazenada ou necessária para determinada carga/descarga, expressa também em kW e interna ao armazenador.

2.5.1.6 Ciclo de Vida

O ciclo de vida de uma bateria está associado ao número de ciclos de descarga completos, ou seja, ciclos nos quais o SOC varia de 0% a 100%, realizados pelo BESS antes que esse atinja 80% de sua capacidade nominal, ponto no qual muitas baterias tornam-se inutilizáveis [41].

Esse, por sua vez, está diretamente associado à temperatura e a profundidade de descarga, pois quanto maior a capacidade de descarga utilizada, menor a quantidade de ciclos de vida útil da bateria [43].

2.5.2 Aplicações em sistemas de distribuição

Dentre as aplicações mencionadas anteriormente, a mais utilizada é o nivelamento da carga ou arbitragem, que se refere ao carregamento da bateria em períodos cuja demanda e tarifa de energia são mais baixas e à injeção de energia na rede quando a demanda e a tarifa têm valores mais elevados [40].

É importante salientar que durante o processo de atendimento da demanda de um sistema de energia elétrica, onde a geração e a carga buscam um equilíbrio sistêmico, não raro os condutores se sobrecarregam, causando redução da vida útil dos cabos e aumentando as perdas oriundas do efeito Joule [38].

Sendo assim, as perdas podem reduzir consideravelmente quando se diminui o pico de demanda nos pontos de conexão das redes de distribuição, o que ocorre quando há a instalação de sistemas de bateria para controle da energia distribuída gerada dentro do próprio sistema, proporcionando uma maior flexibilidade no planejamento [38].

Além disso, muitos trabalhos estudam os possíveis tipos de baterias para composição do BESS, levando em conta o desempenho de cada uma afim de determinar qual o melhor tipo de bateria para cada função [41].

Para a escolha do posicionamento de sistemas de armazenamento de energia em SD devem-se observar fatores como a redução de perdas, controle do nível de tensão nas barras, transferência de carga, capacidade de equilíbrio do sistema, nivelamento da curva de carga, redução de sobrecarga em equipamentos e limitação do pico de demanda [40].

Estudos diversos foram realizados para análise de viabilidade técnica e econômica em SD, com e sem geração fotovoltaica, a fim de garantir o suprimento das cargas de acordo com as demandas, sem violar os limites de tensão e demanda do SD [41]. A possibilidade de utilização de um BESS de potência nominal de 600 kW, e capacidade nominal de 760 kWh, também se mostra capaz de controlar a tensão em um SD com geração fotovoltaica cuja capacidade instalada é de 3,15 MW, uma vez que esse é o principal ofensor da variação de tensão [44].

Com o intuito de definir a localização e dimensionamento ótimo de um BESS, comumente se faz uso da simulação de Monte Carlo, considerando o custo total de investimento e de operação, a fim de auxiliar na regulação de tensão do SD [45]. Existem estudos que avaliam, também, por meio de AG, a aplicação de BESS em um SD, considerando, não somente a operação do sistema e seus valores de perda e de tensão, como também o valor da energia ali transitada, buscando o menor custo de operação para o sistema [46].

2.6 ALGORITIMOS GENÉTICOS

Algoritmo Genético é um método de otimização meta-heurístico baseado na evolução natural das espécies, proposta por Charles Darwin, desenvolvido em 1975 por Holland [47], cujo um conjunto de indivíduos, aleatoriamente gerado (população inicial), é determinado como possível melhor solução para o problema analisado. Diante dessa seleção, é analisada a capacidade de adaptação de cada indivíduo ao meio, atribuindo um peso, ou nota, digamos assim, a esse indivíduo.

A população seguinte é gerada, portanto, por meio de cruzamentos e mutação genética dos indivíduos da população anterior, cujo passo a passo será melhor abordado nos seguintes tópicos, afim de avaliar novamente a população do momento e atribuir uma nota a cada indivíduo da nova

população. Assim, o processo se repete até que a melhor nota seja obtida e, portanto, a melhor nota contém o melhor indivíduo para a solução do problema em questão.

Dessa forma, os AGs podem ser determinados pelos seguintes passos [48]:

- Problema a ser otimizado;
- Representação das soluções;
- Decodificação do cromossomo;
- Avaliação da população;
- Seleção de Indivíduo;
- Operações Genéticas;
- Inicialização de uma nova população.

O Quadro 3, portanto, representa as relações existentes entre os AGs e o sistema biológico natural.

Quadro 3 - Analogia Natureza x AG

Natureza	**Algoritmo Genético**
Cromossomo	Estrutura da solução (binária, vetorial, etc)
Gene	Característica do Problema
Genótipo	Estrutura do problema
Fenótipo	Adequação do problema a estrutura analisada
Indivíduo	Solução
Geração	População Analisada

Fonte: [48], adaptado pela autora

2.6.1 Codificação dos Indivíduos

Em um AG, a solução proposta é constituída por um indivíduo que, por sua vez, é representado por genes em um cromossomo, a fim de traduzir para uma linguagem computacional o problema. Cada cromossomo, por sua vez, possui N posições, ou genes, quantificados de acordo com a modelagem do problema em questão [48], contendo valores binários ou inteiros, conforme Figura 5:

Figura 5 – Representação de Cromossomos

Representação Binária	1	0	1	1
Representação Inteiro	2	7	0	8

Fonte: produção da autora

A determinação do tamanho da população tem relação direta com o desempenho do AG. Entretanto, cada problema de otimização requer um tamanho de população para que a solução ótima apresentada seja, de fato, a melhor solução. Caso seja pequena demais, a busca realizada não terá diversidade suficiente e, portanto, o programa terá convergência antes de encontrar a solução ótima [49].

2.6.2 Função Objetivo

A Função Objetivo (FO) é responsável por atribuir um valor ao indivíduo analisado de acordo com o seu desempenho como candidato à solução [50]. Esta portanto, é definida como a capacidade do cromossomo avaliado corresponder ao problema proposto, ou seja, pode ser mensurada como a qualidade da solução que o cromossomo apresenta. A FO é comumente é composta por funções baseadas em penalidades, a fim de diminuir a nota do cromossomo testado caso esse não esteja dentro dos padrões estabelecidos [51].

Sendo assim, a FO mensura a qualidade do cromossomo avaliado para compor a solução de acordo com os critérios, sendo o principal elo entre o espaço utilizado para busca e o espaço das soluções.

Dessa forma, os cromossomos que possuem as melhores notas (cromossomos pais), ou aptidões, são os selecionados para gerar descendentes (cromossomos filhos) na próxima geração e perpetuar as características que os tornam boas soluções.

Por isso, a FO deve conter todas as restrições, objetivos e especificações do problema de otimização, para que seja capaz de ligar o AG aplicado ao problema em questão [50].

2.6.3 Seleção dos Indivíduos

Para que os indivíduos sejam selecionados para compor a próxima população é necessário que esses possuam boa aptidão, ou seja, uma boa nota na F.O, a fim de que o método de seleção adotado no AG simule o mecanismo de seleção natural para que, portanto, as melhores características sejam passadas às próximas gerações [6].

Os métodos de seleção mais comumente aplicados são:

- Roleta: cuja seleção é realizada por meio de uma proporção que cada indivíduo possui, devido a nota obtida na FO, para compor o todo de uma roleta;
- Torneio: cuja seleção é realizada entre indivíduos escolhidos de maneira aleatória, por meio de competições entre esses, onde os indivíduos com maiores aptidões são os vencedores. Para que a população seja definida, é necessário que se realize um torneio para cada indivíduo que fará parte da próxima geração, ou seja, para que tenham "x" indivíduos, é necessário que "x" torneios sejam realizados;
- Elitismo: essa seleção garante que os melhores indivíduos de uma população sejam passados para a próxima geração, podendo, portanto, ser adicionada a qualquer método de seleção. Essa, portanto, pode ocasionar uma melhora no tempo processamento do algoritmo, por meio deu uma convergência prematura [52]. Entretanto, requer atenção, uma vez que pode influenciar o AG a encontrar pontos de soluções locais[9]. Por isso, recomenda-se que a quantidade de indivíduos selecionados pelo elitismo seja até 5% o tamanho da população [53];

[9] Soluções cujo local de busca é sempre mesmo; soluções não globais [45]

- Amostragem Estocástica Uniforme: método de seleção similar a roleta, porém com mais marcadores. Sendo assim, a probabilidade de um indivíduo com alta aptidão ser selecionado é maior.

2.6.4 Cruzamento

A etapa de cruzamento, ou *crossover*, é realizada após a seleção dos cromossomos pais, é composta pela troca de genes entre os indivíduos pais, dando origem a dois indivíduos filhos e pode ser realizada de diversas formas [41]:

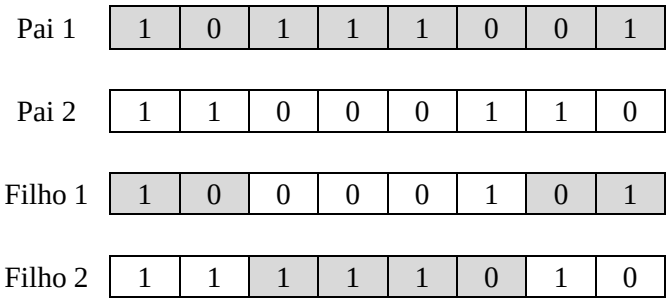
- Cruzamento em um ponto: escolha de ponto único para segregar os genes dos cromossomos pais e transmiti-los aos filhos, conforme Figura 6.
- Cruzamento em dois pontos: escolha de dois pontos para segregação dos genes dos cromossomos, conforme Figura 7.
- Cruzamento difuso ou de pontos aleatórios: conforme os bits de um cromossomo binário auxiliar (gerado de maneira aleatória), os genes são passados para os filhos de maneira que onde há 1, a informação do Pai 1 é passada para o Filho 1, e onde há 0 a informação do Pai 1 é transferida ao Filho 2. O mesmo acontece com os inversos dos valores, conforme Figura 8.

Figura 6 - Cruzamento em um Ponto

Pai 1	1	0	1	1	1	0	0	1
Pai 2	1	1	0	0	0	1	1	0
Filho 1	1	0	1	1	0	1	1	0
Filho 2	1	1	0	0	1	0	0	1

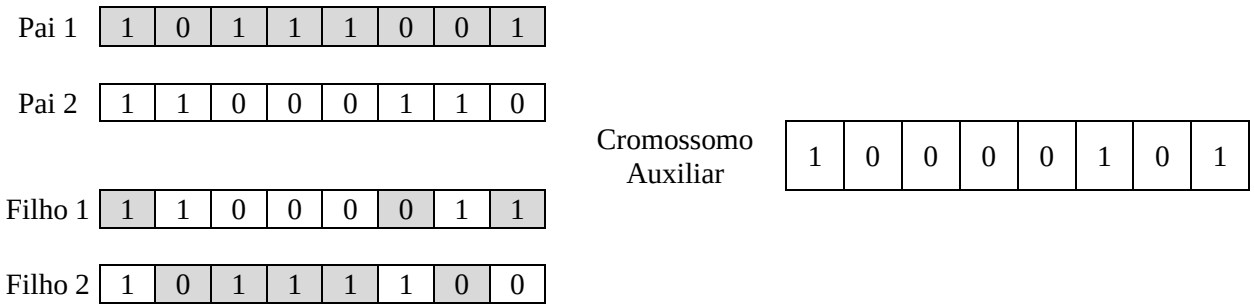
Fonte: produção da autora

Figura 7 - Cruzamento em Dois Pontos



Fonte: produção da autora

Figura 8 - Cruzamento Difuso



Fonte: produção da autora

A etapa de cruzamento, portanto, é realizada até que toda a população seguinte esteja formada pelos novos indivíduos.

2.6.5 Mutação

Esse processo, realizado após o cruzamento, permite que cada gene sofra mutação de maneira aleatória, garantindo a diversidade genética na população e a evolução da espécie. A mutação, entretanto, pode ser positiva ou negativa, porém se faz necessária para garantir que o espaço de busca da solução não esteja nos mínimos locais [41]. A probabilidade, entretanto, de cada gene sofrer mutação, não deve ser elevada, para garantir que a aleatoriedade do problema seja controlada. Por isso, a taxa de mutação é comumente estipulada entre 1% e 10% [52].

Na Figura 9 estão demonstrados três tipos de mutação: aleatória, adjacente e arbitrária.

Figura 9 – Exemplos de Mutação

Fonte: produção da autora

A mutação aleatória é tal que o gene do cromossomo é escolhido de maneira aleatória para sofrer a mutação. A mutação adjacente, por sua vez, é aquela que os genes subsequentes trocam de lugar entre si para obter o resultado da mutação. Por fim, mas não menos importante, a mutação arbitrária é aquela que dois genes aleatórios trocam de lugar entre si para obter o resultado da mutação.

2.6.6 Critério de Parada

O critério de parada é definido como o ponto limite no qual o algoritmo repete o processo de busca pela solução até o tal ponto. Esse, pode ser definido por um valor da função objetivo, um número máximo de iterações ou quando o AG converge, ou seja, quando a FO não possui melhoria significativas nos valores apresentados.

Para a avaliação desse último, define-se um valor para a alteração relativa média no melhor valor da FO; caso esse valor de alteração seja menor que o valor estipulado, o AG não realiza mais buscas e considera a solução a melhor solução [38].

2.7 ALGORITMO GENÉTICO PARA ALOCAÇÃO DE BANCOS DE BATERIA

Para avaliar a alocação ótima de um BESS, agregando a tal alocação o funcionamento ótimo deste, é necessário lançar mão de técnicas de análise para problemas de otimização. Diversas literaturas fazem uso do AG para realizar a busca dessa solução ótima.

O uso de AG para determinar a localização e a operação de BESS em SD, implica a necessidade de avaliar a carga e a descarga do sistema de armazenamento, para que esse entre como um critério de avaliação na FO.

Em [54] utiliza-se um algoritmo de busca com o objetivo de realizar cálculo do fluxo de carga ótimo para o SD com presença de BESS. No entanto, a solução só é apropriada para sistemas com cinco, ou menos BESS. Já em [55] faz-se uso de um AG considerando a vida útil dos BESS para otimizar a operação do SD, cujo modelo matemático propõe um desgaste na bateria, e portanto uma redução da vida útil dessa, toda vez que a bateria é utilizada, onde o desgaste é proporcional à potência utilizada e uma penalidade é considerada no cálculo da FO.

Em [56], por sua vez, apresenta-se uma metodologia para alocação ótima de BESS com uma alta penetração de geração eólica utilizando um AG, cuja avaliação econômica se deu por meio do desenvolvimento de um modelo de negócio e os resultados apontam que o BESS é uma solução efetiva para aumentar a capacidade de distribuição do SD.

O uso de AG também é utilizado em [57] para encontrar a alocação ótima de um BESS em uma SD com alta penetração de Geração Fotovoltaica, estabelecendo a carga da bateria quando há um excesso de geração e descarga quando existirem picos de demanda na rede e considerando os limites de tensão nas barras.

2.8 VIABILIDADE ECONÔMICO-FINANCEIRA

Para que um projeto seja implementado, é necessário que seja analisada, previamente, a viabilidade econômico-financeira deste, de maneira que sejam considerados indicadores que reflitam o tempo de retorno do investimento feito, bem como o valor agregado por este [61]. Os indicadores mais comuns são *Payback* Simples e o *Payback* Descontado, complementados por outros indicadores como o Valor Presente Líquido (VPL), expressa na Equação 5, e a Taxa Interna de Retorno (TIR).

$$VPL = \sum_{n=1}^{n=N} \frac{F_{ct}}{(1+i)^n}$$

(Equação 5)

Onde F_c é o Fluxo de Caixa, *t* é o momento em que ocorre o Fluxo de Caixa, *i* é a taxa de desconto, ou taxa mínima de atratividade e *n* é o período de análise. Ou seja, VPL é obtido por meio do somatório dos fluxos de caixa refletidos para a data atual [61].

O TIR, por sua vez, caracteriza a taxa de remuneração do capital investido, conforme a Equação 6.

$$0 = \sum_{n=1}^{n=N} \frac{F_{ct}}{(1+Tir)^n}$$

(Equação 6)

Onde *Tir* é a Taxa Interna de Retorno.

3 METODOLOGIA

3.1 CONSIDERAÇÕES INICIAIS

Esse trabalho tem por finalidade definir a alocação ótima de BESS e de GD em um SD, reduzindo as perdas na rede, respeitando os níveis de tensão nas barras e levando em consideração a alteração no preço da energia nos diferentes postos tarifários.

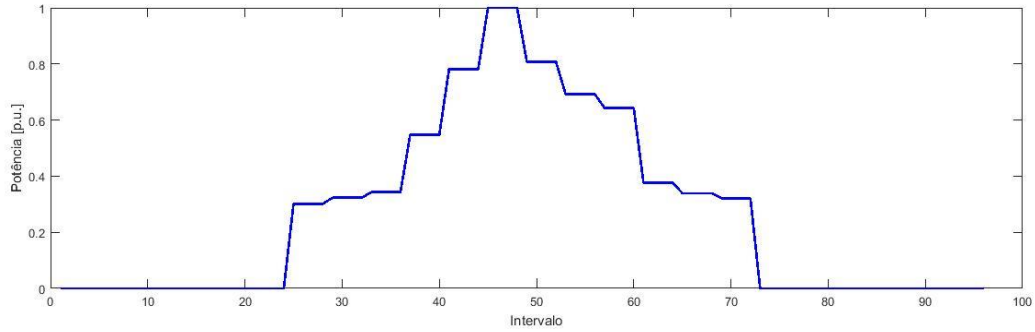
Para tanto, é proposta uma formulação monobjetiva para a implantação e operação do BESS no SD. A busca pela melhor posição divide-se em três etapas: a primeira considera a alocação das unidades de GD e BESS, a segunda analisa o fluxo de potência do SD, considerando a carga do alimentador, analisando as perdas e observando as tensões nas barras, e a terceira considera o custo da energia, todas essas sendo utilizadas, portanto, como ferramentas do AG.

A metodologia adotada propõe olhar para os custos e retornos do ponto de vista da concessionária de distribuição e a programação foi desenvolvida em MATLAB.

3.2 ESPECIFICAÇÕES DAS UNIDADES DE GD

Nesse trabalho, será analisado um intervalo de 24 horas, no qual cada hora é dividida em quatro intervalos, dando um total de 96 intervalos de potência, para gerações fotovoltaicas e fez-se uso da estação verão, cujos valores são oriundos de [6] e estão representados na Figura 10:

Figura 10 - Perfil de Potência Gerada (GD)



Fonte: produção da própria autora

A potência de saída dos painéis fotovoltaicos está relacionada com a irradiação solar, com a temperatura ambiente e com as características físicas empregadas nos módulos fotovoltaicos. Por isso, para este trabalho, considerando a instalação de 6000 painéis fotovoltaicos, tem-se que a potência instalada total é de 1500 kWp para as unidades de GD. Sendo assim, tal valor pode ser divido entre as barras conforme a solução apresentada pelo AG.

As equações que regem a modelagem da potência de saída de cada unidade de GD fotovoltaica encontram-se abaixo, nas equações 7, 6, 9, 10 e 11 [60].

$$T_c = T_a + r\left(\frac{N_{ot}-20}{0{,}8}\right) \quad \text{(Equação 7)}$$

$$I = r[I_{sc} + K_i(T_c - 25)] \quad \text{(Equação 8)}$$

$$V = V_{oc} - K_v \times (T_c - 25) \quad \text{(Equação 9)}$$

$$FF = \frac{V_{mpp} \times I_{mpp}}{V_{oc} \times I_{sc}} \quad \text{(Equação 10)}$$

$$P_s = FF \times V \times I \quad \text{(Equação 11)}$$

Cuja equivalência segue:

T_c : temperatura do painel fotovoltaico [°C];

T_a : temperatura média no ambiente [°C];

N_{ot} : temperatura nominal de operação [°C];

I : corrente passante na célula [A];

I_{sc} : corrente de curto circuito [A];

K_i : coeficiente corrente/temperatura [A°C];

V : tensão no módulo fotovoltaico [V];

V_{oc}: tensão de circuito aberto [V];

K_v : coeficiente tensão/temperatura [V/°C];

FF : fator de forma (adimensional);

V_{mpp} : tensão de pico (no ponto de máxima potência) [V];

I_{mpp} : corrente de pico (no ponto de máxima potência) [A];

P_s : potência gerada pelo painel [W].

Na Tabela 2, seguem as especificações dos painéis utilizados nesse trabalho.

Tabela 2 - Especificações Técnicas Painéis Fotovoltaicos

Especificações técnicas	Valor
Potência de pico (Wp)	250
Tensão em circuito aberto (V)	38,4
Corrente de curto-circuito (A)	8,79
Tensão no ponto de máxima potência (V)	30,4
Corrente no ponto de máxima potência (A)	8,24
Coeficiente de tensão/temperatura (V/ºC)	0,33
Coeficiente de corrente/temperatura (A/ºC)	0,06
Temperatura nominal de operação da célula (ºC)	46

Fonte: [6]

O custo de instalação, por sua vez, é de R$ 7,00 por Wp, representando R$ 10.500.000,00 de custo para a instalação das unidades de GD, considerando uma taxa de manutenção de 1% referente ao investimento inicial [65] e de 0,1% a cada barra com GD instalada, ou seja R$ 10.500,00.

3.3 ESPECIFICAÇÕES DA BATERIA

Para a alocação ótima de BESS em um SD, é necessário considerar a carga e a descarga deste de acordo com a carga e a geração de energia do sistema. Para tanto, é necessário definir a capacidade de armazenamento do BESS, bem como o seu rendimento.

Nesse trabalho, fez-se uso de BESS (*Power Packs)* disponíveis pela Tesla [62], por serem baterias trifásicas de Li-ion comerciais que possuem a capacidade de 16 partições (*pods)* cada, permitindo uma mobilidade à potência nominal do BESS de acordo com a necessidade. Sendo assim, o modelo escolhido permite que a potência nominal total de BESS necessária a esse alimentador se mantenha sempre constante, mas que seja distribuída em diversas barras, conforme a melhor solução encontrada pelo AG. Na Tabela 3 encontram-se as especificações do BESS.

Tabela 3 -Especificações Bateria Tesla

Característica	Valor
Tensão	380 a 500 [V]
Capacidade de Armazenamento	232 [kWh]
Temperatura de Operação	-30 a 52 [°C]
Potência	130 [kW]
Profundidade de Descarga	100 %
Eficiência - 2 horas	88 %
Eficiência - 4 horas	89,52 %

Fonte: [62]

Para a definição da potência nominal total dos BESS instalados para esse alimentador, foi considerado que esses devem ser carregados no horário de maior geração sem que estes fiquem subutilizados, considerando o perfil de carga de um alimentador residencial e um perfil de geração fotovoltaica. Conforme a Equação 12, tem-se:

$$NumPowerPack = 1500 \div 130 \quad \text{(Equação 12)}$$

Sendo assim, para suprir toda a energia gerada pelas unidades de GD seriam necessários 11 *Power Packs*, entretanto, sabendo que parte da energia gerada é consumida pela própria carga do alimentador, e considerando que durante a madrugada esses *Power Packs* não podem ficar subutilizados, serão considerados até cinco *Power Packs*, cada um com 130 kW de potência

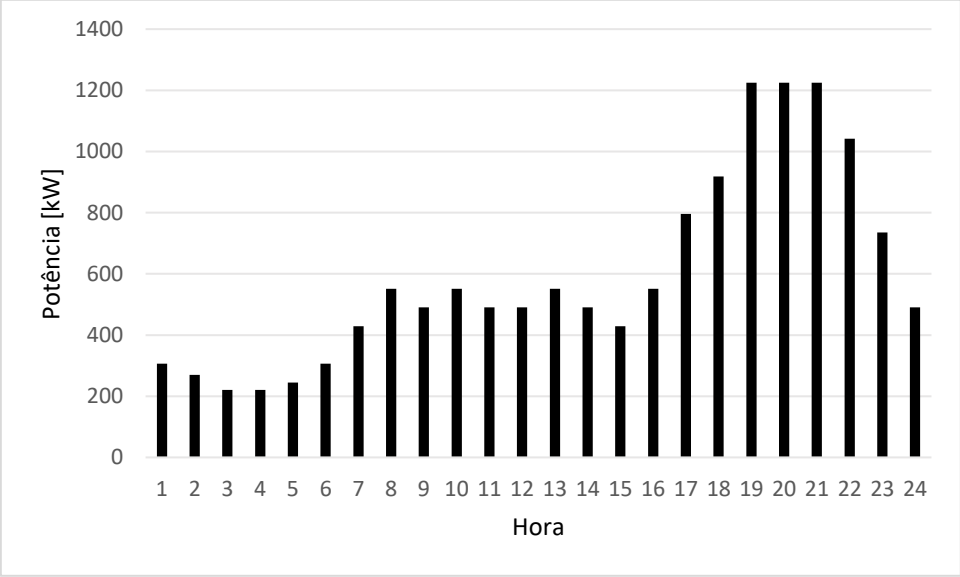
nominal e de US$ 172.000,00, representando US$ 860.000,00 de investimento inicial, representando cerca de R$ 4.300.000,00 na cotação do dólar em janeiro de 2021.

Além disso, considera-se que, em cada barra em que há BESS instalado, há o custo de Mão de Obra de 0,25% do valor total gasto em investimento inicial, ou seja, R$ 10.750,00, cujo valor foi levantado conforme pesquisa de mercado. Para manutenção, considera-se 0,75% do valor anualmente, ou seja, R$ 4.300,00.

3.4 DEFINIÇÕES DO ALIMENTADOR

Para este trabalho faz-se uso de um alimentador real da Light Serviços de Eletricidade S.A., com 78 barras, cuja topologia é radial e encontra-se no Anexo A. O perfil de carga considerado é residencial, conforme em [13]. Na Figura 11 é representada a curva de demanda residencial adotada.

Figura 11 - Curva de Demanda do Alimentador



Fonte: adaptado de [13]

3.5 ANÁLISE DO FLUXO DE POTÊNCIA

Para esse trabalho, faz-se uso de um algoritmo de cálculo de fluxo de carga apresentado por [63], onde métodos computacionais, são aplicados afim de resolver as inequações e equações algébricas que definem o alimentador, determinando, para cada hora do dia analisada e, portanto, para cada carregamento, a distribuição dos fluxos.

Tal algoritmo faz uso do método *Quase-Static Times Series* (QSTS), que consiste, na análise sequencial de diversos intervalos estáticos, considerando discretizações variadas de geração e carga do sistema [11].

O cálculo é realizado pela soma das potências, e foi adaptado de [6] e [64], cujo processo apresenta resultados satisfatórios para problemas cujos alimentadores são radiais.

De início, são definidos a tensão da subestação, tida como nó de referência, e a tolerância de convergência (ε). Em seguida, impõe-se que as tensões nos demais nós sejam iguais a do nó de referência e possuem ângulo nulo, bem como consideram-se nulas as perdas totais de potência ativa e reativa.

Para a operação à montante, calcula-se a soma das potências em cada nó, de maneira que a análise comece à jusante e termine à montante, e de maneira que se calcula as perdas obtidas nesse primeiro cálculo conforme as Equações 13 e 14:

$$P_{kmp} = r_{km} \frac{(P^2+Q^2)}{V} \quad \text{(Equação 13)}$$

$$Q_{kmp} = x_{km} \frac{(P^2+Q^2)}{V} \quad \text{(Equação 14)}$$

Equivalência:

P_{kmp} e Q_{kmp}: perdas ativas e reativas entre as barras *k* e *m*, respectivamente;

r_{km} e x_{km}: resistência e reatância existente no trecho das barras *k* e *m*, respectivamente;

P e Q: potência ativa e reativa da carga;

V: módulo da tensão na carga

Para a operação à jusante, novos valores de tensão são calculados para todas as barras do sistema, de maneira que o cálculo se inicie à montante e termine à jusante, conforme a Equação 15:

$$V_m^2 + [2(r_{km}P + x_{km}Q) - V_m^2] + (P^2 + Q^2)(r_{km}^2 + x_{km}^2) = 0 \qquad \text{(Equação 15)}$$

Equivalência:

V_m e V_k: tensões nas barras *m* e *k*

Em seguida são calculados os novos valores das perdas ativas e reativas por meio das equações 10 e 11. Caso a diferença entre as perdas totais da iteração atual e as perdas totais da iteração anterior seja menor que o valor ε, o processo se finda e, portanto, chega-se aos valores de perdas na rede. Caso contrário, é necessário que o processo retorno para a operação à montante e seja realizado todo novamente.

3.6 FUNCIONAMENTO DO BESS

Para esse trabalho, optou-se por fazer uso de um AG por apresentar bons resultados para a alocação de BESS em SD, conforme apresentado na Seção 2.5.2.

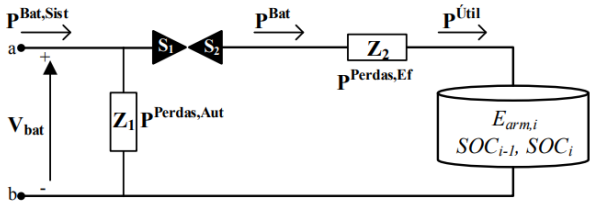
Para tanto, é necessário que seja analisado a carga e a descarga da bateria para cada patamar do dia, considerando a geração e a demanda do momento, a fim de determinar a operação ótima do BESS para ganhos financeiros, garantindo a vida útil.

3.6.1 Modelagem Matemática do Funcionamento do BESS

A modelagem matemática do funcionamento do BESS se faz necessária para que se possa atrelar a alocação ótima deste com sua operação ótima. Para tanto, fez-se uso do Circuito de Bateria

existente no OpenDSS[10], conforme Figura 11, onde o modelo matemático, utilizado para implementar o código de análise no MATLAB, foi adaptado de [41].

Figura 12 - Circuito de Bateria OpenDSS



Fonte: [41]

Considerando, portanto, que o sistema possui uma quantidade num_{BESS} de BESS a ser alocada, um BESS conectado na barra *k* do SD, tem a autodescarga definida pela equação 16:

$$P_i^{AutDesc} = \frac{|V_{k,i}|^2}{|V_{nom}|^2} \times P_{nom} \times \eta_{AutoDesc} \qquad \text{(Equação 16)}$$

Equivalência:

$P_i^{AutDesc}$: perdas relativas ao efeito da auto descarga;

$V_{k,i}$: tensão na barra *k* no intervalo *i* analisado, ou seja, a tensão de operação do BESS;

V_{nom}: tensão nominal do BESS;

P_{nom}: potência nominal do BESS;

$\eta_{AutoDesc}$: fator de perdas da autodescarga (nesse trabalho definido como 0,1).

Para otimizar também a operação do BESS, é necessário considerar sua operação em um intervalo de tempo, considerando o SD em questão. Para tanto, é preciso levar em consideração o *SOC* do momento, para saber se o BESS suporta a carga ou a descarga necessária, de acordo com a geração e a carga do sistema, além de ser prioritário a análise do posto tarifário em questão.

[10] Simulador de Sistema de Distribuição de Energia Elétrica, desenvolvido pela Electronic Power Research Institute

Ou seja, a atuação do BESS em um intervalo de tempo vai depender do estado em que esse se encontra ao final do intervalo anterior, justificando, também, o método adotado para análise do fluxo de potência.

Sendo assim, a Equação 17 é utilizada para o caso em que o BESS fornece energia para a barra em questão e a Equação 18 é empregada quando a barra fornece energia para o BESS.

$$E_i^{descarga} = [E_{i-1} \times (1 - \eta_{AutoDesc})] - E_k^{BESS} \quad \text{(Equação 17)}$$

$$E_i^{carga} = [E_{i-1} \times (1 - \eta_{AutoDesc})] + E_k^{BESS} \quad \text{(Equação 18)}$$

Equivalência:

$E_i^{descarga}$ e E_i^{carga}: energia na bateria após o intervalo analisado, ou de descarga ou de carga, respectivamente;

E_{i-1}: energia na bateria no intervalo anterior ao analisado;

E_k^{BESS}: energia entrante ou consumida na bateria, na barra *k*.

Onde, pela Equação 19, tem-se:

$$E_k^{BESS} = (P_k^{GD} - P_k^{demanda}) \times \Delta t \times \eta \quad \text{(Equação 19)}$$

A equação 17 é empregada caso o resultado de $P_k^{GD} - P_k^{demanda}$ seja menor do que potência nominal P_{nom} do BESS.

Caso o resultado de $P_k^{GD} - P_k^{demanda}$ seja maior do que potência nominal P_{nom} do BESS, faz-se uso da Equação 20:

$$E_k^{BESS} = P_{nom} \times \Delta t \times \eta \quad \text{(Equação 20)}$$

Equivalência:

P_k^{GD}: potência entregue pela GD para a barra *k*;

$P_k^{demanda}$: potência utilizada na barra para suprir a demanda na barra *k*;

η: taxa de eficiência

Δt: período de tempo considerado na análise (nesse trabalho, 15 min);

3.7 FUNCIONAMENTO DO AG

Para o funcionamento do AG é necessário codificar a solução em um tipo de cromossomo, conforme apresentado na Seção 2.6.1. Para este trabalho, para que na barra pudesse existir GD e/ou BESS, optou-se pela estrutura binária de cromossomo.

Entendendo que o alimentador tem 78 barras, codificou-se o cromossomo como um vetor de 156 bits, de maneira que cada barra representasse dois bits. A Tabela 4 representa a codificação do problema:

Tabela 4 - Codificação Solução por Barra

Bit 1	Bit 2	Inserir GD	Inserir Bateria
0	0	NÃO	NÃO
1	0	SIM	NÃO
0	1	NÃO	SIM
1	1	SIM	SIM

Fonte: produção da autora

Como a análise desse trabalho se dá por intervalos de 15 minutos, representando as 24 horas do dia, o algoritmo supõe uma solução para o momento, alocando, de maneira aleatória, BESS e GD.

Para essa solução, portanto, o AG chama o cálculo do fluxo de potência para cada um dos 96 intervalos (24h/15min = 96), de modo que o resultado deste componha o valor da FO, levando em consideração o funcionamento ótimo dos BESS, as perdas na linha, a análise das tensões pós alocação das unidades de GD e BESS e o custo da solução analisada.

Os valores de base adotados neste trabalho para potência e tensão são de 1 MVA e 13,8 kV, respectivamente, para que o cálculo das tensões e perdas sejam todos entregues em p.u..

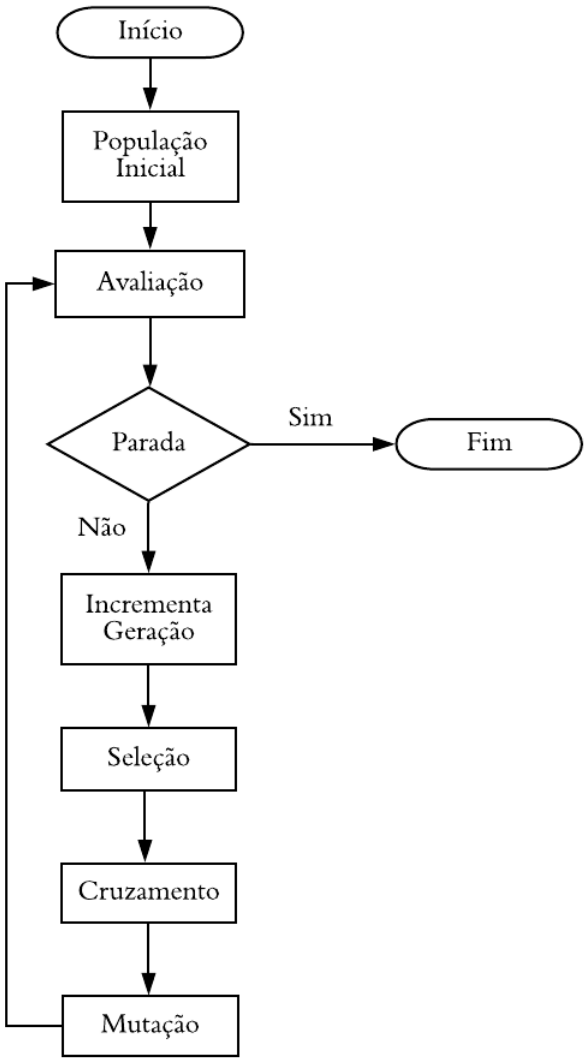
O AG segue os seguintes passos:

i. Geração da População inicial, ou seja, alocação de GD e BESS de maneira aleatória;
ii. Análise da Função Objetivo para essa população (considerando o fluxo de potência e as tensões nas barras);
iii. Mutações e *Crossovers* para gerar nova população;

iv. Volta para o passo (ii) e compara o valor da FO atual com o anterior. Caso valor atual seja menor, essa é a nova melhor solução. Caso contrário, a melhor solução é a anterior. O processo se repete até que o número de iterações atinja o limite estipulado.

A Figura 13 apresenta o fluxograma do AG.

Figura 13 - Fluxograma do AG



Fonte: produção da autora

3.7.1 Função Objetivo

A formulação matemática da FO é tal que se tem por objetivo:

a. Reduzir as Perdas;
b. Avaliar o retorno monetário;
c. Manter os limites dentro dos níveis de tensão.

De maneira que o custo é representado pela Equação 21:

$$Custo = R\$_{BESS} + R\$_{GD} - R\$_{retorno} + V_{penalidade} + B_{penalidade} \quad \text{(Equação 21)}$$

Onde: $R\$_{BESS}$ é o custo de instalação do BESS, $R\$_{GD}$ é o custo de instalação das unidades de GD, $R\$_{retorno}$ é o retorno monetário atrelado a redução das perdas, $V_{penalidade}$ é a penalidade acrescida caso a tensão na barra não esteja dentro dos limites de 0,93 p.u. a 1,05 p.u., conforme Equação 22 e $B_{penalidade}$ é a penalidade aplicada caso a solução tenha unidades de GD ou BESS alocados em mais barras do que o estipulado em cada caso, cujo valor atribuído é 5.

$Se\ 0{,}93 < V_{penalidade} < 1{,}05$:

$$V_{penalidade} = V_i + 1 \quad \text{(Equação 22)}$$

Onde o valor de retorno é representado na Equação 23 e a perda recuperada na Equação 24.

$$R\$_{retorno} = P_{recuperda} \times R\$_{compra} \quad \text{(Equação 23)}$$

$$P_{recuperda} = P_{original} - P_{sol} \quad \text{(Equação 24)}$$

Onde $R\$_{compra}$ é o valor médio para a Tarifa de Uso do Sistema de Transmissão (TUST) da energia de Itaipu de R$ 11,63 por kW [66], $P_{original}$ é a perda original do alimentador, de 44,69 p.u. [63] e P_{sol} é a perda acumulada em um dia para a solução analisada, dada pelo cálculo do fluxo de potência, considerando o uso dos BESS alocados.

3.7.1.1 Operação do BESS

Para que a operação do BESS seja considerada na análise do fluxo de potência e, portanto, na FO, retornando para o algoritmo a potência em cada barra cujos BESS estão alocados, os seguintes passos são realizados:

i. É analisada se a injeção de energia na barra *k*, oriunda das unidades de GD alocadas, é suficiente para suprir a demanda solicitada pela carga na barra *k*;
   a. Caso a injeção de energia na barra *k* seja suficiente para suprir a carga na barra, e haja excedente de energia, a bateria carrega seguindo as equações apresentadas pela modelagem matemática do BESS;
   b. Caso a injeção de energia na barra *k* não seja suficiente para suprir a carga na barra, é analisado o posto tarifário ponta ou fora ponta;

ii. Analisando se é posto tarifário ponta (H.P.) ou fora ponta (F.P.);
   a. H.P.:
      i. Caso seja H.P., e a bateria tenha carga suficiente para suprir a demanda na barra *k* (E_k), a bateria fornece energia para a barra e a potência na barra é conforme Equação 25:

$$P_k = P_k^{GD} - P_k^{demanda} - P_k^{BESS} \quad \text{(Equação 25)}$$

      Onde P_k^{BESS} é a potência fornecida pelo BESS.

      ii. Caso seja H.P., e a bateria não tenha carga suficiente para suprir E_k , não há fornecimento de energia para a barra *k.*
   b. F.P.:
      i. Caso a bateria esteja carregada, a tensão esteja abaixo dos níveis estipulados pelo regulador, e a bateria tenha carga suficiente para suprir a demanda, há fornecimento de energia da bateria para a barra *k* e potência na barra é conforme Equação 26:

$$P_k = P_k^{GD} - P_k^{demanda} - P_k^{BESS} \quad \text{(Equação 26)}$$

i. Caso a bateria não esteja carregada, não há fornecimento de energia da bateria para a barra *k* e potência na barra é conforme Equação 27:

$$P_k = P_k^{GD} - P_k^{demanda} \quad \text{(Equação 27)}$$

Sendo assim, para cada intervalo de 15 minutos é necessário calcular a potência na barra *k* cujo BESS está alocado.

4 RESULTADOS E ANÁLISES

Nesse capítulo serão apresentados os resultados e análises para o modelo de alocação ótima de GD e Bancos de Bateria, considerando a operação do BESS, os níveis de tensão nas barras e a redução das perdas, sabendo que as perdas iniciais são de 44,69 p.u., fazendo uso da metodologia exposta no capítulo anterior.

Os cenários analisados serão comparados com a operação do alimentador sem alocação de GD e de BESS e serão separados pelo número máximo de barras aptas a receber BESS e/ou GD, determinado pelo usuário. Serão analisados, portanto, cinco cenários: caso base, duas barras para alocação, três barras para alocação, quatro barras para alocação e cinco barras para alocação de GD e/ou BESS.

Para esse método, após rodar o AG por, pelo menos 20 vezes, percebeu-se que para duas barras ou menos, o AG encontra a melhor solução logo na primeira iteração e, portanto, o número mínimo de barras disponível para alocação é igual a dois. Como o número máximo de *Power Packs* foi limitado em cinco, o número de barras disponíveis para análise, e também para alocação, é cinco.

Além disso, após analisar todos os cenários simulados, observou-se que o AG sempre faz uso da quantidade total de barras disponível no que diz respeito aos BESS e unidades de GD. Em outras palavras, o número de BESS é sempre igual ao número de unidades de GD, estando esses em barras diferentes ou não.

É necessário considerar também, que, uma vez que o AG analisa um período de 24 horas, considerando um perfil de geração da estação verão e uma carga de perfil residencial, para que haja o cálculo de *payback* anual, o retorno financeiro devolvido pelo AG, que é para 24 horas, deve ser multiplicado por 365 dias.

Para testar o método proposto, foram feitas simulações computacionais através do *software* MATLAB. Os *softwares* e *hardwares* utilizados possuem as seguintes configurações:

a) Notebook: Dell;
b) Processador: Intel Core i5-3210M de 2,5 GHz;
c) Memória RAM: 6 GB;

d) Sistema Operacional: Microsoft Windows 8 de 64 bits;
e) MATLAB: R2016a.

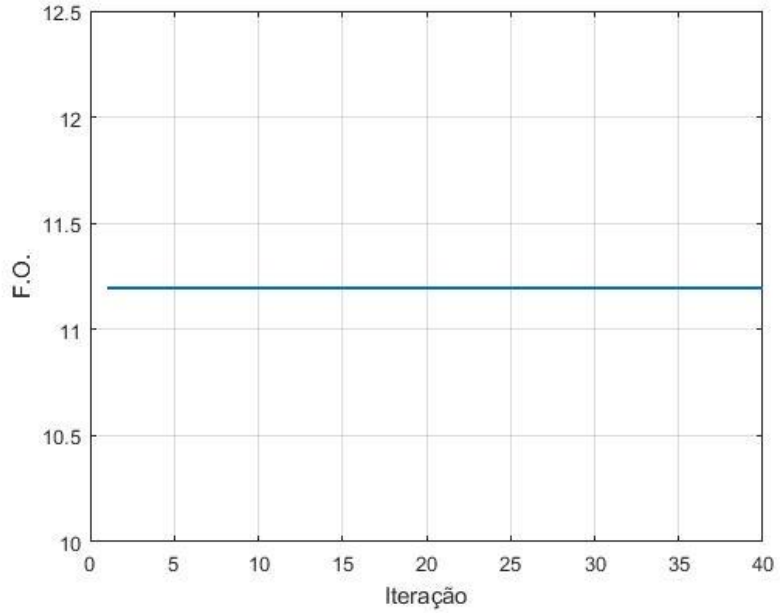
4.1 Algoritmo Genético

Os valores do AG foram determinados a partir de diversos testes e os melhores parâmetros foram:

a) Seleção por método da roleta;
b) Cruzamento com um ponto de corte;
c) Taxa de cruzamento: 60%;
d) Taxa de mutação: 0,4%;
e) Tamanho da população: 40 indivíduos;
f) Critério de parada: máximo de 50 iterações.

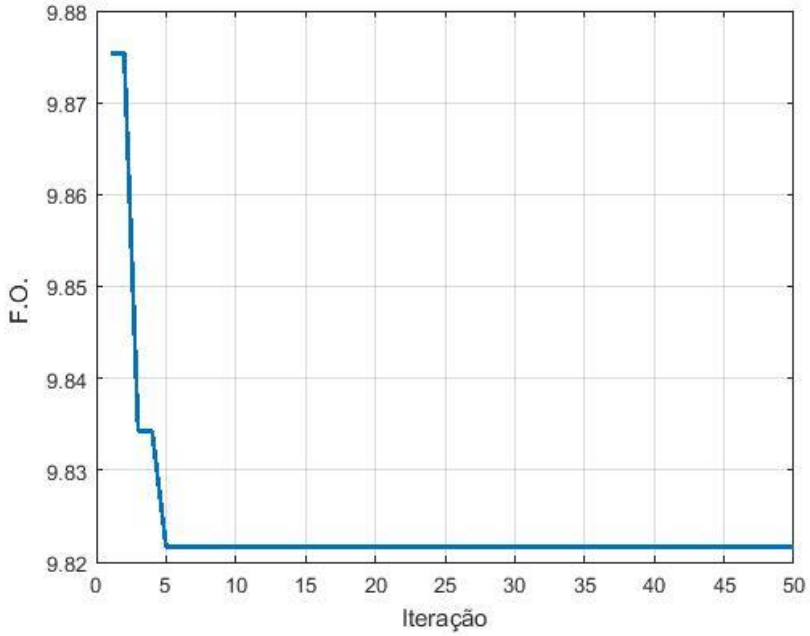
Nas Figuras 14, 15, 16 e 17, seguem as iterações dos cenários analisados com alocações de GD e/ou BESS:

Figura 14 – Iterações para duas barras com GD e/ou BESS



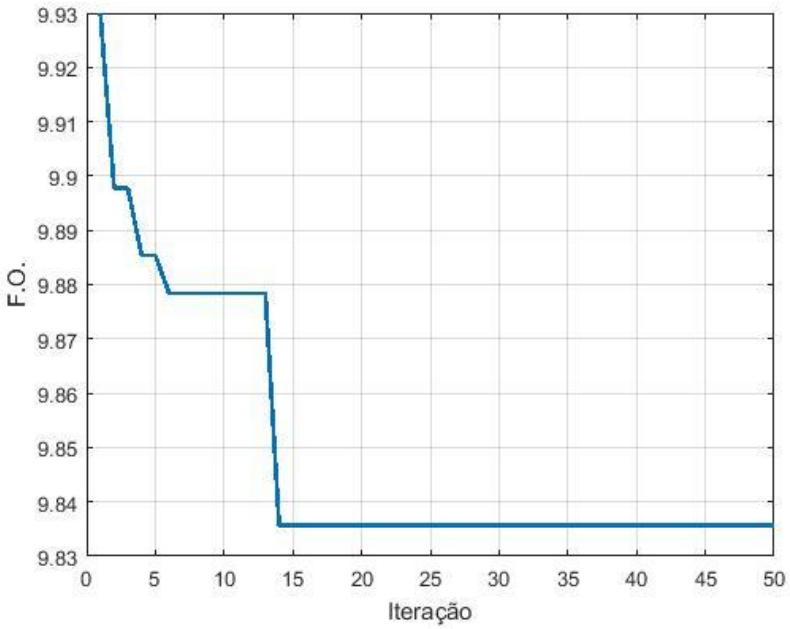
Fonte: produção da autora

Figura 15 - Iterações com três barras com GD e/ou BESS



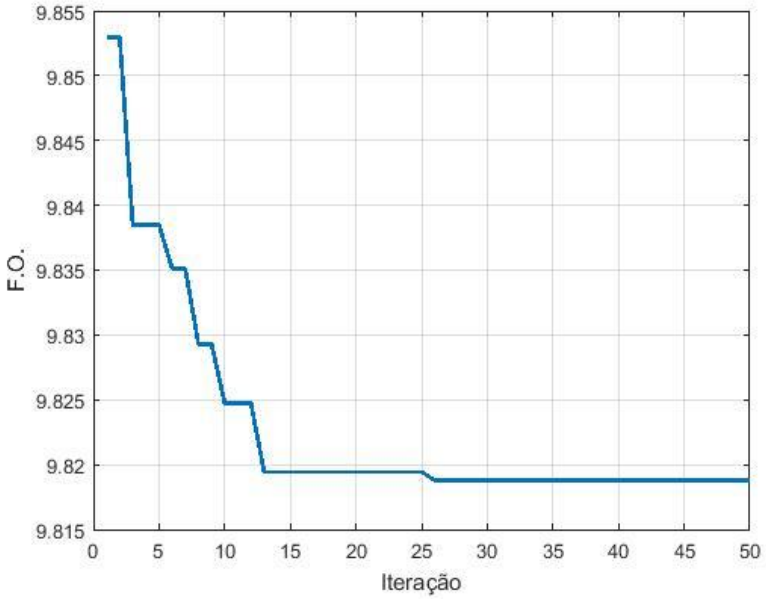
Fonte: produção da autora

Figura 16 - Iterações para quatro barras com GD e/ou BESS



Fonte: produção da a autora

Figura 17 - Iterações para cinco Barras com GD e/ou BESS



Fonte: produção da autora

Analisando as iterações necessárias à convergência para cada caso, observa-se que para duas barras o AG encontra a melhor solução com apenas uma iteração, indicando que não houve melhoria da FO após a geração da população inicial. Mesmo que não haja melhoria em relação à população inicial, as perdas reduzem cerca de 40% quando comparadas a 44,69 p.u. do cenário base.

Observa-se também que, quanto maior o número de barras disponíveis à alocação de GD e/ou BESS, mais o AG demora para convergir. Isso se dá ao fato do espaço de busca aumentar, fazendo com que esse realize mais operações matemáticas para chegar a um resultado ótimo.

4.1.1 Barras Entregues como Solução pelo AG

Na Tabela 5 seguem as barras utilizadas para alocação de GD e/ou BESS em cada caso.

Tabela 5 - Alocação por Barra

Número de Barras	Barras com GD	Barras com BESS	Perdas pós alocação [p.u.]
2	29 60	29 60	25,98
3	42 49 61	8 27 61	24,87
4	8 56 60 63	26 37 61 65	23,13
5	15 22 47 58 67	17 36 37 38 75	20,18

Fonte: produção autora

Conforme o resultado exibido em [6], era esperado que as unidades de GD se localizassem ao final dos ramais do alimentador, assim como ocorre nesse trabalho, se aproximando da subestação conforme o número de barras disponível alocação aumenta. Isso ocorre, pois, como o AG considera a análise das perdas em sua FO, quanto mais perto das barras finais do alimentador, menor as perdas para suprimento da carga.

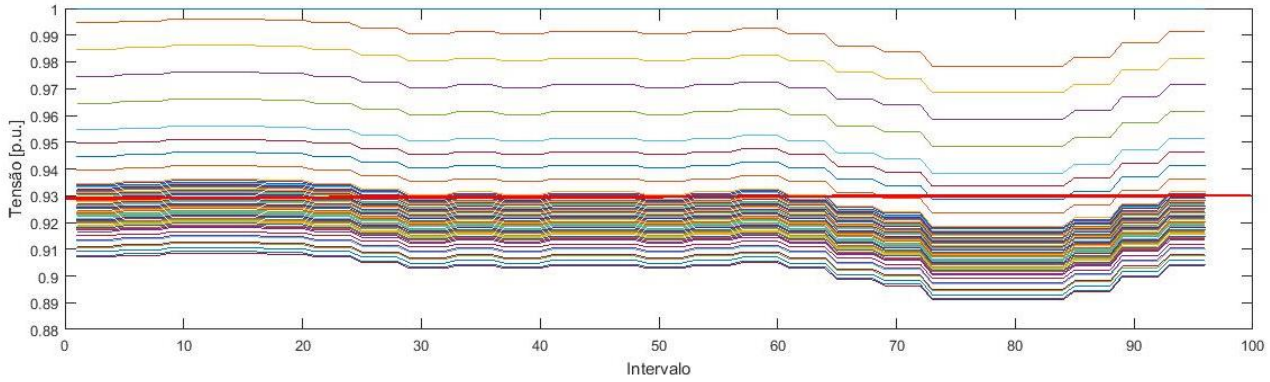
Observa-se também que a alocação de BESS no alimentador ocorre de maneira mais distribuída, de maneira que esse carregue pela injeção de potência na rede, em fluxo reverso, ocasionada pelo GD, suprindo as quedas de tensão para as barras também iniciais.

4.2 ANÁLISE DO PERFIL DE TENSÃO PARA CADA CASO

Para esse trabalho, torna-se necessário avaliar o perfil de tensão do alimentador após as aplicações sugeridas pelo AG. Isso, pois, é preciso entender como a alocação dos BESS e unidades de GD influenciaram no perfil de tensão de acordo com as penalidades impostas pela FO e mencionadas na Seção 3.7.1.

Para tanto, segue na Figura 18 o perfil de tensão das barras do alimentador no caso base, ou seja, sem considerar alocação de unidades de GD e de BESS, para os 96 intervalos horários analisados.

Figura 18 – Perfil de Tensão das Barras para o Alimentador sem GD e sem BESS



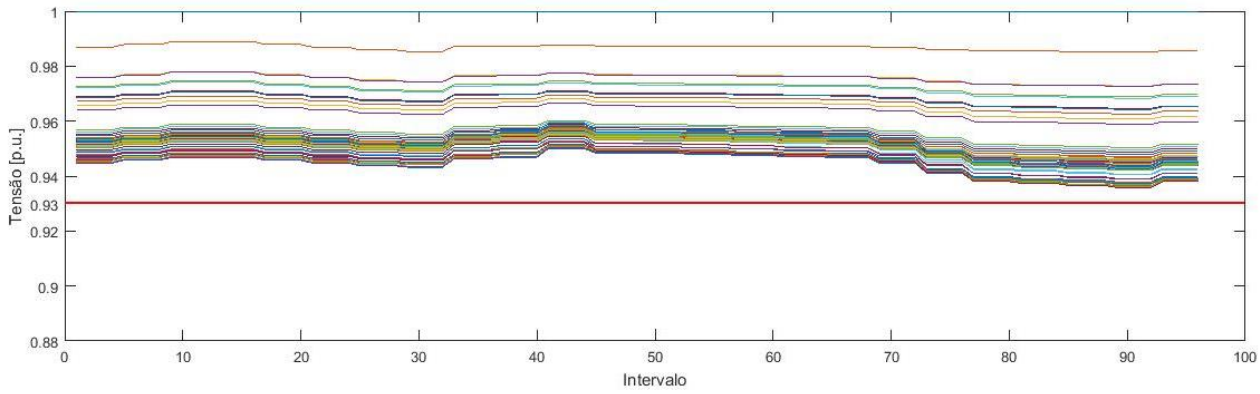
Fonte: produção da autora

Analisando o perfil de tensão, é possível observar que a tensão nas barras finais ultrapassa o limite mínimo de tensão estipulado pelo órgão regulador de 0,93 p.u.. Observa-se também que, no horário de pico, esse limite é ainda menor, sendo esse de 0,89 p.u., permitindo que a concessionária seja autuada por infringir os níveis mínimos de tensão estipulados.

4.2.1 Alocação em Duas Barras

Para a alocação em duas barras, observa-se, conforme a Figura 19, que o alimentador ganhe um deslocamento de 0,045 p.u. comparada a menor tensão no caso base. Ou seja, a tensão mínima para esse caso é de 0,936 p.u., se mantendo dentro dos limites estipulados pelo órgão regulador.

Figura 19 - Perfil de Tensão para alocação em duas barras



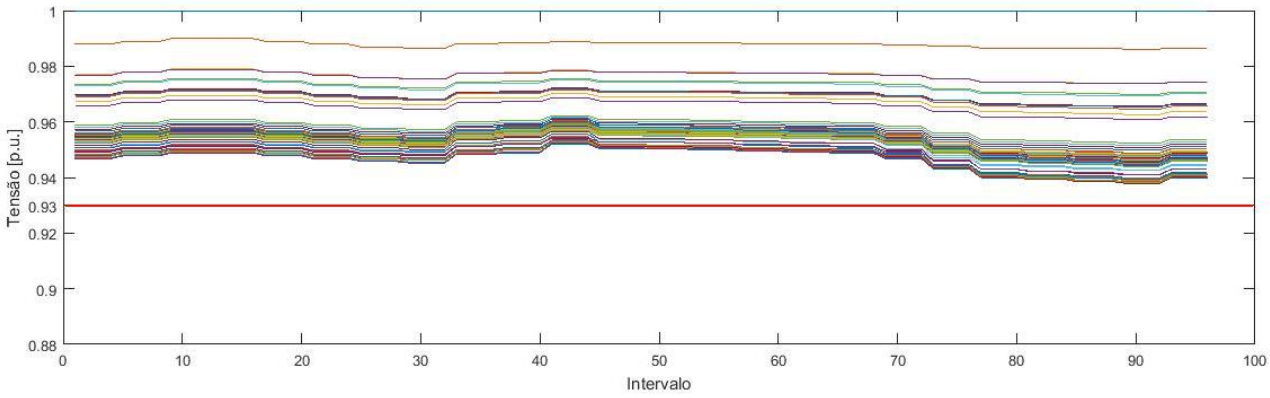
Fonte: produção da própria autora

Observa-se também que, a partir da barra 29, cuja alocação de BESS e GD é existente, o deslocamento de tensão é ainda maior, representando, em média 0,044 p.u., enquanto nas barras iniciais o deslocamento é de 0,23 p.u. em média. Isso, pois, a alocação de GD e BESS, para esse caso, encontra-se na mesma barra, permitindo uma distribuição das potências em todo o alimentador e melhorando o perfil de tensão até mesmo nas barras antes da alocação de GD e BESS.

4.2.2 Alocação em Três Barras

Para a alocação em três barras, observa-se, conforme a Figura 20, que o alimentador ganhe um deslocamento de 0,047 p.u. comparada a menor tensão no caso base. Ou seja, a tensão mínima para esse caso é de 0,937 p.u., se mantendo dentro dos limites estipulados pelo órgão regulador.

Figura 20 - Perfil de Tensão para três barras



Fonte: produção da própria autora

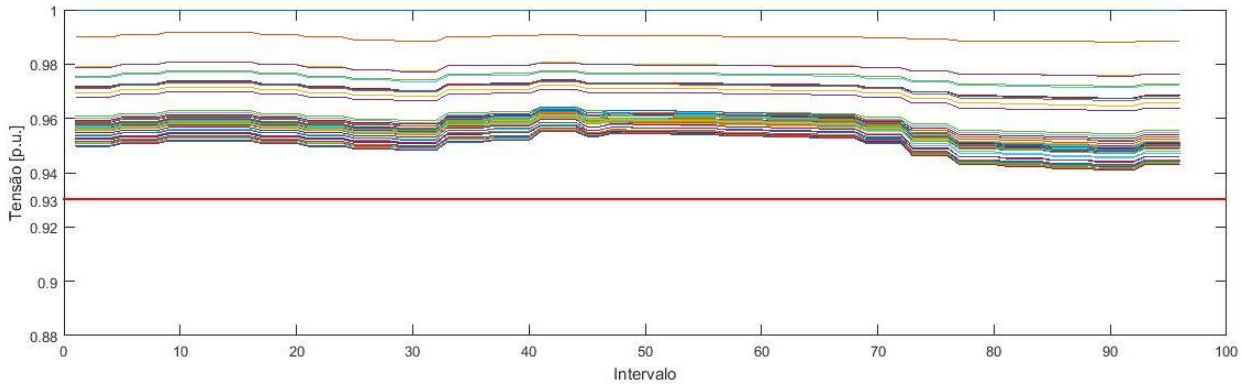
Observa-se também que, a partir da barra 8, onde existe a primeira alocação de BESS, o deslocamento de tensão é ainda maior, representando 0,022 p.u. comparado ao caso anterior, enquanto que nas barras iniciais esse deslocamento é de 0,011 p.u. em média, permitindo uma distribuição das potências em todo o alimentador e melhorando o perfil de tensão até mesmo nas barras antes da alocação de GD e BESS.

Isso, pois, a alocação de BESS faz com que a tensão seja elevada em todas as barras, incluindo nos intervalos em que não há geração fotovoltaica, desde que haja carga na bateria, conforme apresentado na Seção 3.6.1.

4.2.3 Alocação em Quatro Barras

Para a alocação em quatro barras, observa-se, conforme a Figura 21, que o alimentador ganhe um deslocamento de 0,049 p.u. comparada a menor tensão no caso base. Ou seja, a tensão mínima para esse caso é de 0,94 p.u., se mantendo dentro dos limites estipulados pelo órgão regulador.

Figura 21 -Perfil de Tensão para quatro barras



Fonte: produção da autora

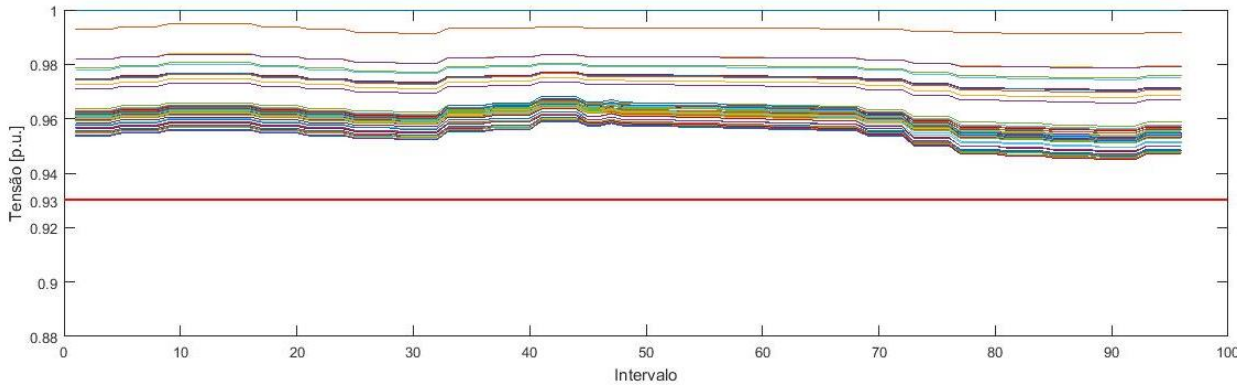
Observa-se também que, a partir da barra 8, onde existe a primeira alocação de GD, o deslocamento de tensão é ainda maior, representando 0,036 p.u. comparado ao caso de alocação em três barras, enquanto que nas barras iniciais esse deslocamento é de 0,013 p.u. em média, permitindo uma distribuição das potências em todo o alimentador e melhorando o perfil de tensão até mesmo nas barras antes da alocação de GD e BESS.

Isso, pois, a alocação de BESS faz com que a tensão seja elevada em todas as barras, incluindo nos intervalos em que não há geração fotovoltaica, desde que haja carga na bateria, conforme apresentado na Seção 3.6.1.

4.2.4 Alocação em Cinco Barras

Para a alocação em cinco barras, observa-se, conforme a Figura 22, que o alimentador ganhe um deslocamento de 0,054 p.u. comparada a menor tensão no caso base. Ou seja, a tensão mínima para esse caso é de 0,944 p.u., se mantendo dentro dos limites estipulados pelo órgão regulador.

Figura 22 - Perfil de Tensão para cinco barras



Fonte: produção da autora

Observa-se também que, a partir da barra 15, onde existe a primeira alocação de BESS, o deslocamento de tensão é ainda maior, representando 0,04 p.u. comparado ao caso de alocação em quatro barras, enquanto que nas barras iniciais esse deslocamento é de 0,032 p.u. em média, permitindo uma distribuição das potências em todo o alimentador e melhorando o perfil de tensão até mesmo nas barras antes da alocação de GD e BESS.

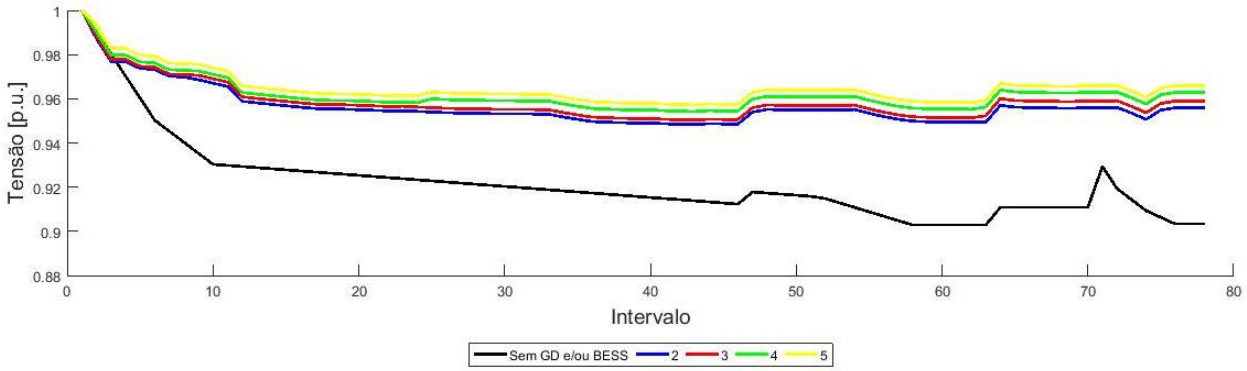
Isso, pois, a alocação de BESS faz com que a tensão seja elevada em todas as barras, incluindo nos intervalos em que não há geração fotovoltaica, desde que haja carga na bateria, conforme apresentado na Seção 3.6.1.

4.2.5 Horário de Maior Geração

Para o horário de maior geração (12 horas) [6], observa-se que o perfil de tensão também melhora de acordo com o número de barras que faz uso de GD e/ou BESS.

Isso, pois a demanda no momento é menor do que a geração, permitindo que o alimentador entregue uma tensão mais constante para as barras, ainda que os BESS estejam sendo carregados nesse momento, conforme Figura 23:

Figura 23 - Perfil de Tensão - Horário Pico Geração (12 horas)



Fonte: produção da autora

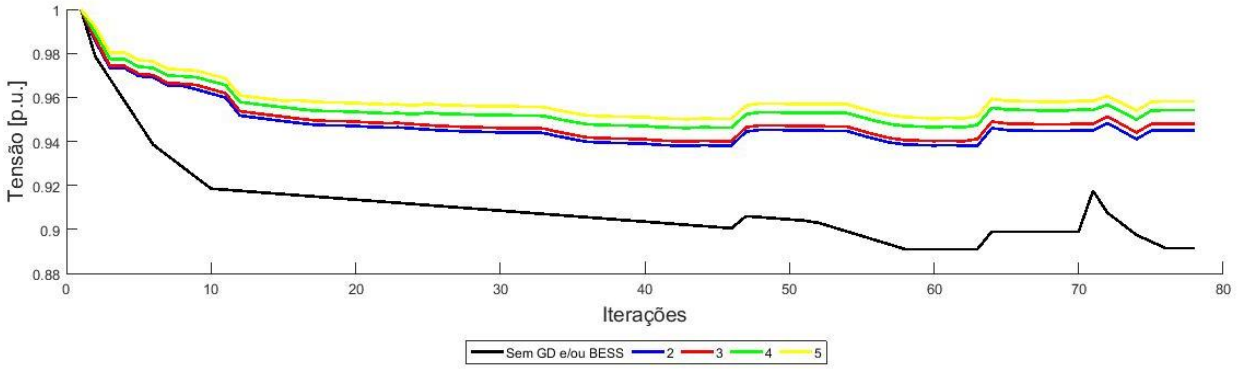
Observa-se que a menor tensão para o caso base é de 0,902 p.u., desrespeitando os níveis mínimos impostos pelo regulador, e para o melhor caso (cinco barras com alocação de GD e/ou BESS) 0,957 p.u., representando uma variação de 0,054 p.u..

4.2.6 Horário de Maior demanda

Para o horário de maior demanda (19 horas), observa-se que o perfil de tensão também melhora de acordo com o aumento do número de barras que faz uso de GD e/ou BESS.

Isso, pois a GD carrega os BESS no horário F.P. quando a geração supre a carga, permitindo que no horário de maior carga o BESS retorne a energia para o sistema e melhore a tensão do alimentador, conforme Figura 24:

Figura 24 - Perfil de Tensão - Horário Ponta (19 horas)



Fonte: produção da autora

Entretanto, observa-se uma ligeira queda nas tensões quando comparado com o horário de maior geração, cuja menor tensão para o caso base é de 0,891 p.u., desrespeitando os limites impostos pelo regulador, e para o melhor caso (cinco barras com alocação de GD e/ou BESS) 0,95 p.u., representando uma variação de 0,059 p.u..

4.3 PERFIL DE PERDAS DE POTÊNCIA ATIVA

As perdas no alimentador antes da alocação dos BESS e das unidades de GD totalizam 44,69 p.u.

Após a alocação de unidades de GD e de BESS, observa-se uma queda considerável das perdas, de maneira que quando mais barras com GD e/ou BESS alocados, menor a perda no alimentador, conforme a Tabela 6:

Tabela 6 - Redução nas Perdas para cada caso

Barras com GD e/ou BESS	Perdas [p.u.]	Redução (%)
0	44,69	-
2	25,98	41,87%
3	24,87	44,35%
4	23,13	48,24%
5	20,18	54,84%

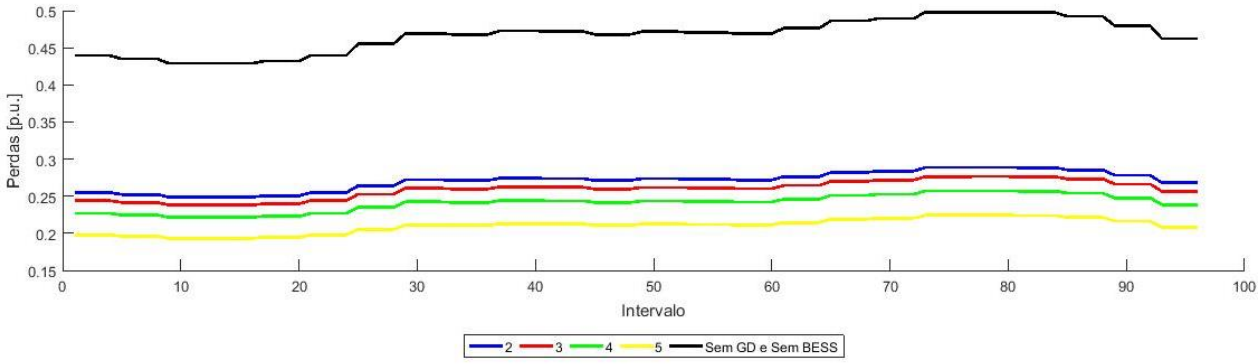
Fonte: produção da autora

Analisando a Tabela 6, tem-se que as perdas decaem conforme a quantidade de unidades de GD e BESS alocados no sistema. Tal variação é explicada pela transferência de carga existente entre os horários de maior geração e os horários de maior demanda. Outro fator importante é que as perdas realizadas pela transferência de energia diminuem, conforme aumenta o número de barras com BESS e/ou GD alocadas, pois a linha percorrida para suprimento da carga torna-se menor conforme a alocação de BESS no SD.

A redução nas perdas totais no alimentador chega até 54,84% comparada ao caso original. Observa-se também que a variação em p.u. de um cenário para o outro é de no máximo 2,95 p.u., observada na variação entre os cenários quatro e cinco.

Na Figura 25, estão apresentados os perfis das perdas no alimentador, para cada caso.

Figura 25 - Perfil de Perdas Alimentador



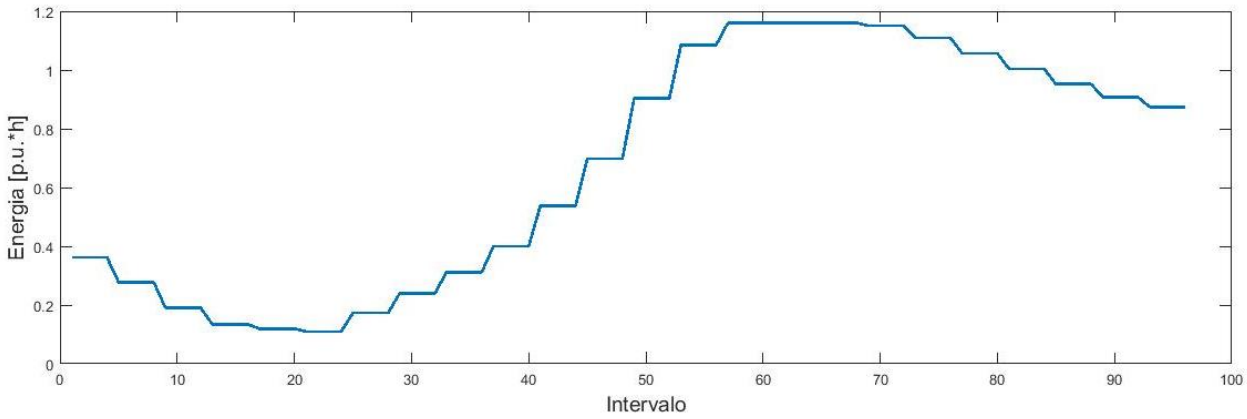
Fonte: produção da autora

É importante notar que o perfil de perdas antes da alocação de GD e BESS varia conforme a demanda no alimentador. Com a alocação de BESS e GD, o perfil da curva altera levemente, tornando-se um perfil mais linear e reduzindo a variação das perdas entre o horário de menor e maior demanda.

4.4 ANÁLISE DO FUNCIONAMENTO DO BESS

Na Figura 26, tem-se a curva de energia de BESS. Observa-se que este carrega por completo quando atinge 1.16 p.u. no horário das 14 horas, mantendo-se carregado até início do H.P., quando, então, começa a descarregar e assim continua, afim de manter a tensão nas barras na madrugada, até que haja geração de energia suficiente para suprir a demanda e carrega-lo novamente.

Figura 26 – Curva de Energia do BESS



Fonte: produção da autora

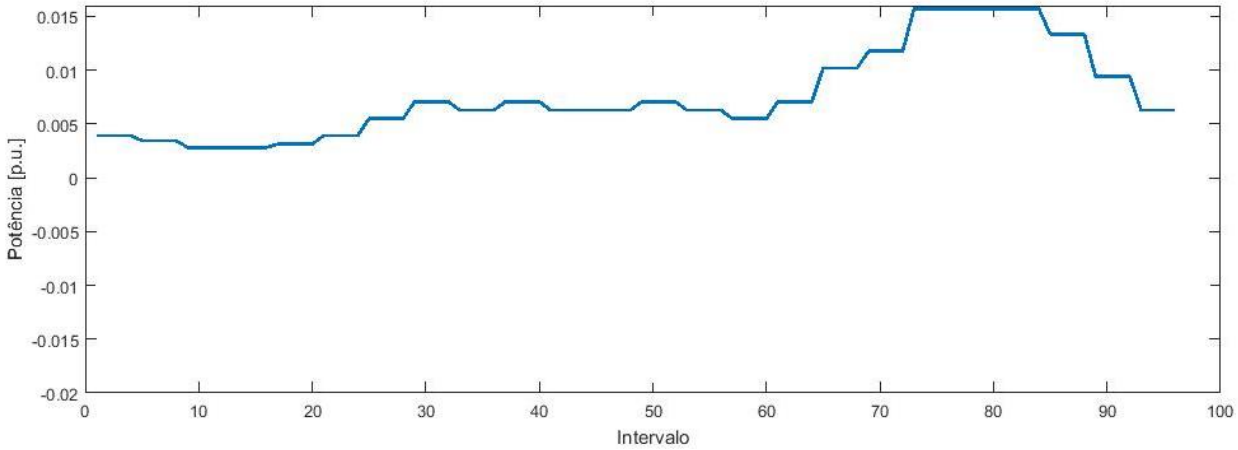
É importante ressaltar que nesse trabalho não foram considerados os ciclos de manutenção da energia interna superiores a 24 horas.

4.5 POTÊNCIA LÍQUIDA NAS BARRAS

Para entender melhor o que ocorre nas barras a partir da alocação de GD e BESS, analisou-se o perfil de potência líquida na barra 29, onde existe alocação de BESS e GD para duas barras.

Na Figura 27, tem-se a potência líquida na barra para o caso base. Observa-se que o perfil de potência nessa barra varia conforme o perfil de demanda apresentado pelo alimentador.

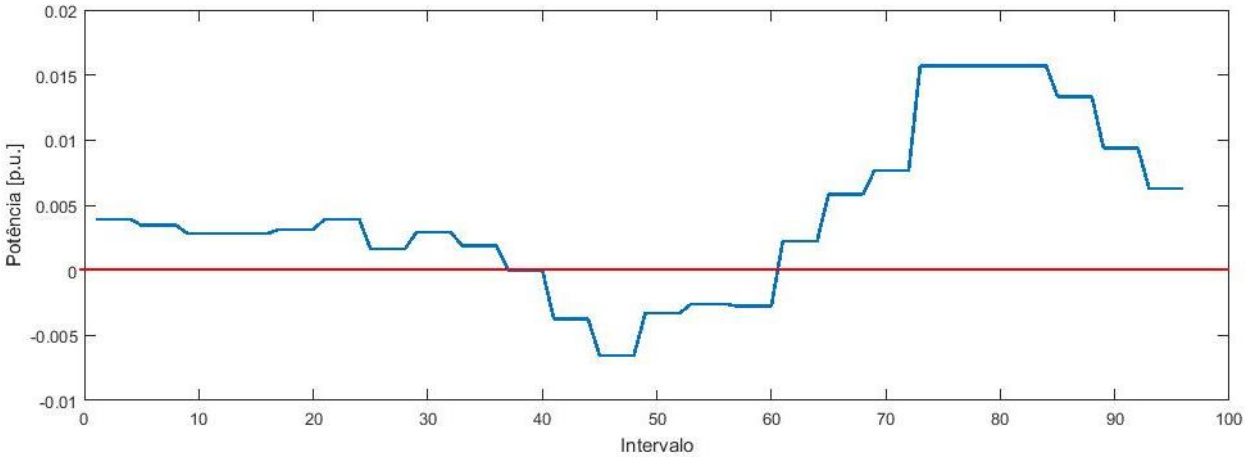
Figura 27 - Potência Líquida na Barra Sem GD e sem BESS



Fonte: produção da autora

Na Figura 28, por sua vez, tem-se a potência líquida após a alocação de GD. Observa-se que a injeção de energia entre 12 e 15 horas é suficiente para suprir a demanda na barra.

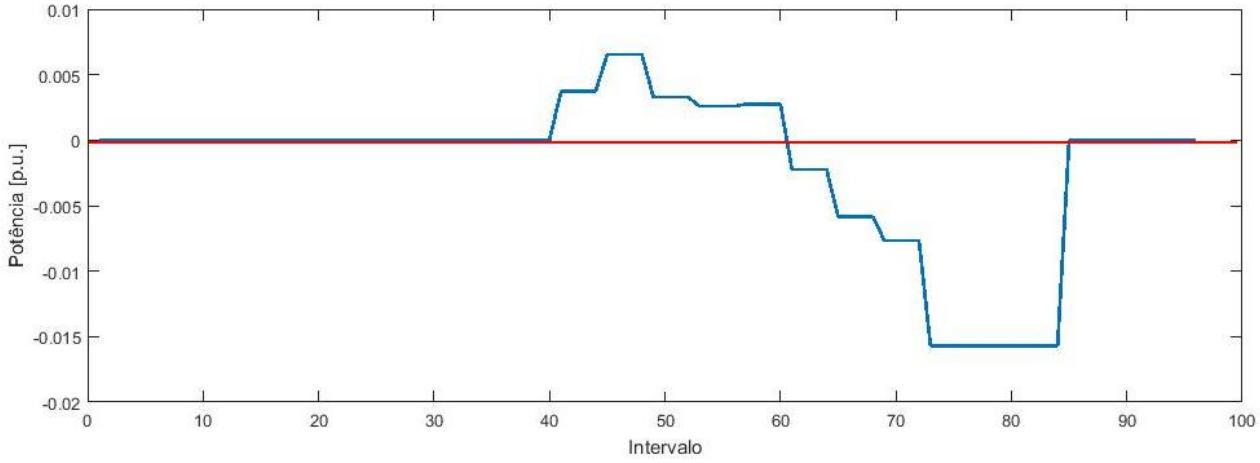
Figura 28 - Potência Líquida na Barra antes da alocação de BESS e pós alocação de GD



Fonte: produção da autora

Na Figura 29, tem-se a potência líquida no BESS. Observa-se que esse possui potência positiva nos horários de 12 às 15 horas, indicando que esse está carregando, e potência líquida negativa, indicando que esse descarrega a partir das 18 horas.

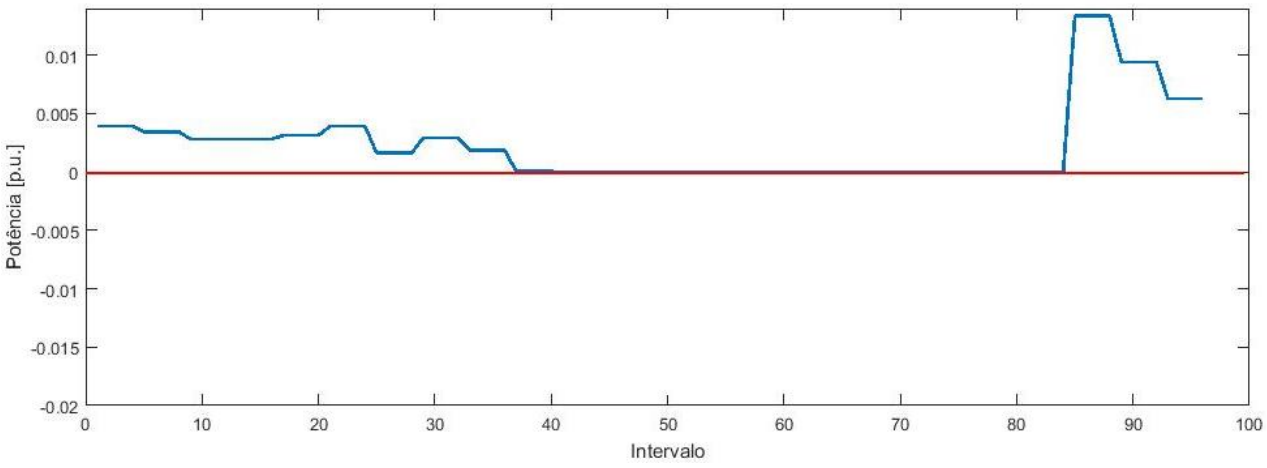
Figura 29 - Potência líquida BESS



Fonte: produção da autora

Observa-se, portanto, na Figura 30, que a potência líquida na barra é a diferença entre a potência antes de GD e a potência pós BESS, conforme esperado.

Figura 30 - Potência Líquida na Barra com BESS



Fonte: produção da autora

4.6 ANÁLISE ECONÔMICA DOS CASOS

Para o método proposto, como não há a injeção de energia reativa, e sim apenas a transferência de carga de um horário para outro, causando o achatamento da curva de demanda por meio do uso da energia gerada no horário F.P., observou-se que, quanto mais barras o AG pudesse alocar BESS ou GD, mais barras seriam usadas. Isso significa que, quanto mais barras com BESS ou GD instalados, maior é o retorno monetário analisando somente as perdas recuperadas no SD e os custos iniciais. Na Tabela 7 temos os resultados apresentados pelo AG.

Tabela 7 – Análise Econômica

Número de Barras	Custo Instalação	Investimento Inicial	Receita Recuperada [Anual]	Perdas pós alocação [p.u.]	Custo Considerando Manutenção	Tempo de Retorno [Ano]
2	R$ 42.500,00	R$ 14.821.500,00	R$ 1.660.473,48	25,98	R$ 15.866.408,00	9,56
3	R$ 63.750,00	R$ 14.863.750,00	R$ 1.664.305,77	24,87	R$ 15.910.844,00	9,58
4	R$ 85.000,00	R$ 14.885.000,00	R$ 1.671.121,23	23,13	R$ 15.927.722,00	9,54
5	R$ 106.250,00	R$ 14.906.250,00	R$ 1.696.132,74	20,18	R$ 15.933.670,00	9,40

Fonte: produção da autora

É importante ressaltar que o retorno analisado considera o valor das manutenções anuais necessárias ao bom funcionamento das Unidades de GD e do BESS, apresentados nas Seções 3.2 e 3.3. A receita recuperada, por sua vez, considera o ganho monetário obtido por meio da redução das perdas no SD devido a alocação de unidades de GD e de BESS nas barras entregues pelo AG.

O custo de instalação, é tal que se considera o valor fixo apresentados nas Seções 3.2 e 3.3 por instalação, de maneira que esse aumenta conforme o número de barras utilizadas na solução entregue pelo AG. Por isso, o investimento inicial considera o valor total de investimento das instalações de GD e de BESS, somado à mão de obra necessária à instalação em cada barra utilizada pelo AG na solução entregue.

Sendo assim, o tempo necessário para que o investimento se pague, nesse cenário, é considerado Tempo de Retorno, sendo esse um *payback* simples, onde não se considera o valor do dinheiro no tempo, apenas o retorno do investimento e do valor gasto em manutenções conforme a evolução temporal.

Observa-se que o tempo de retorno pouco varia, bem como as perdas após a alocação. Isso se deve ao fato de a alocação de GD e BESS considerarem, somente, a manipulação de potência ativa, por meio do deslocamento do pico de demanda e da proximidade da fonte com a carga.

Além disso, observa-se que a receita recuperada anual aumenta conforme o número de barras ocupadas por BESS e/ou GD. Isso, pois a FO avaliadora considera somente o custo de instalação da potência total instalada, tanto de BESS como de GD. Esse, por sua vez, é considerado na avaliação do tempo de retorno do investimento, considerando que a legislação atual mude e permita que a concessionária possa escolher o local de instalação das Unidades de GD.

Outra observação importante é que o tempo de retorno para o número máximo de barras (cinco) é o menor observado, mesmo que o custo de instalação e manutenção seja maior. Isso se deve ao fato de que as perdas recuperadas compensam tais gastos.

5 CONCLUSÃO

5.1 CONSIDERAÇÕES FINAIS

Nesse trabalho foi proposta uma metodologia para alocação ótima de unidades de GD, em concomitância com a alocação ótima de BESS, levando em consideração a operação ótima do BESS, afim de mensurar os ganhos econômicos com a transferência da energia gerada pela GD fora do horário de ponta, para o horário de ponta, onde se tem o maior horário de demanda.

Além disso, considerou-se a análise das perdas para quantificar o retorno financeiro, bem como considerou-se o valor da manutenção, dos equipamentos e da mão de obra para cada uma das instalações.

É importante frisar que o alimentador, antes da alocação de BESS e GD, possui violação nos níveis de tensão nas barras finais, trazendo risco à concessionária por infringir os limites estipulados pelo órgão regulador. Sendo assim, ao obter-se o deslocamento positivo das tensões, conforme alocação de GD e de BESS, o risco torna-se nulo em todos os casos analisados.

No que diz respeito à análise de tensão nos horários de maior de demanda e maior geração, observou-se que para o horário de maior geração, o perfil de tensão em todos os casos se mantém mais linear. No entanto, para ambos horários analisados os limites foram respeitados para os resultados apresentados pelo AG.

Em relação às perdas no SD, observa-se que essas reduzem conforme aumentam-se as barras utilizadas para alocação de GD e/ou BESS, garantindo uma redução na Parcela B e, consequentemente, um aumento do valor retornando para a concessionária por meio da tarifa, conforme apresentado na Seção 2.2.2.2. Além do retorno observado na Parcela B, a redução das perdas por transporte devido a alocação de unidades de GD e BESS, garante uma recuperação de receita por meio da TUST praticada conforme a Seção 3.7.1.

Em relação ao tempo de retorno para os casos analisados, considerando o investimento por parte da concessionária e um *payback* simples, entende-se que a alocação de GD e BESS para o

alimentador de 78 barras, com um perfil de demanda residencial e com perfil geração solar, se torna atraente, uma vez que a vida útil de um painel fotovoltaico é de aproximadamente 20 anos e de uma bateria supera os 10 anos [67].

Sendo assim, a metodologia se mostra vantajosa para análises de alocação de BESS e/ou GD, podendo ser adaptada ao alimentador e ao perfil de demanda necessário, bem como ao perfil de geração a ser avaliado.

5.2 RECOMENDAÇÕES

Recomenda-se analisar o retorno monetário considerando o valor de compra e venda da energia nos horários de ponta e fora ponta, uma vez que nesse trabalho, apesar de considerar o funcionamento ótimo da bateria, não é considerado o valor recuperado pela transferência do pico de demanda pela alocação do BESS somente, e sim o valor recuperado referente às perdas por transporte.

Recomenda-se, também, analisar a vantagem da alocação ótima de GD e BESS para diversos perfis de geração e de carga, a fim de se entender melhor quais são os limites para ganho com essa metodologia. Além disso, a oportunidade de pesquisa aumenta quando se considera o *payback* descontado, podendo ser outro viés de análise do trabalho aqui apresentado.

Outra abordagem da pesquisa pode surgir empregando-se outro método de busca para a alocação ótima das unidades de GD e BESS.

Pode-se analisar, também, a inserção de Energia Reativa, por meio dos inversores dos próprios BESS, a fim de observar se há maior redução nas perdas e melhora do perfil de tensão. Por último, mas não menos importante, sugere-se considerar o ciclo de carga e descarga do BESS superior a 24 horas.

REFERÊNCIAS

[1] Empresa de Pesquisa Energética, "Fontes - Hidrelétricas", 2018. [Online]. Available: http://www.epe.gov.br/pt/areas-de-atuacao/energia-eletrica/expansao-da-geracao/fontes [Accessed: 11-Nov-2020].

[2] Programação Mensal da Operação (PMO), 2018. [Online]. Available: http://ons.org.br/paginas/energia-no-futuro/programacao-da-operacao [Accessed: 03-Nov-2020].

[3] Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), "Atlas - Energias Renováveis, Cap. 5, Parte II", 2009. [Online]. Available: http://www2.aneel.gov.br/arquivos/PDF/atlas_par2_cap5.pdf [Accessed: 03-Nov-2020].

[4] Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), " RESOLUÇÃO NORMATIVA Nº 687, DE 24 DE NOVEMBRO DE 2015", 2015. [Online]. Available: http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2015687.pdf [Accessed: 21-Nov-2020].

[5] M. Kawai, a. V. Soares, P. F. Barbosa, and M. E. M. Udaeta, “Distributed generation in Brazil: Advances and gaps in regulation,” IEEE Lat. Am. Trans., vol. 13, no. 8, pp. 2594–2601, 2015.

[6] L. Pereira, "Alocação Ótima de Geração Distribuída em Sistemas de Distribuição Cnsiderando Incertezas no Modelo Probabilístico de Geração", Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) - Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, Universidade Federal do Espírito Santo, Vitória, 2018.

[7] C. Donadel, "Metodologia de Planejamento Técnico de Redes de Distribuição de Energia Elétrica em Cenários de Elevada Penetração de Geração Distribuída", Tese (Doutorado em Engenharia Elétrica) - Program de Pós-Graduação de Engenharia Elétrica, Universidade Federal do Espírito Santo, Vitória, 108 f., 2015.

[8] Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), "Procedimentos de Regulação Tarifária (PRORET) - Submódulo 7.1", 2017. [Online]. Available: http://www2.aneel.gov.br/cedoc/aren2017775_Proret_Submod_7_1_V24.pdf [Accessed: 04-Dez-2020].

[9] Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), "Procedimentos de Regulação Tarifária (PRORET) - Submódulo 3.3", 2014. [Online]. Available: http://www2.aneel.gov.br/cedoc/aren2014604_Proret_Submod_3_3_V0.pdf [Accessed: 04-Dez-2020].

[10] Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), "RESOLUÇÃO No 281, DE 01 DE OUTUBRO DE 1999", 1999. [Online]. Available: http://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/audiencia/arquivo/2005/010/documento/resolucao_n%C2%BA_281_1999_-versao_proposta_com_alteracoes.pdf [Accessed: 06-Dez-2020].

[11] T.T. Oliveira, D. R. R. Penido, L. R. Araujo, "Optimal Allocation and Battery Operations for Voltage Constraint and Loss Reduction", 2018. IEEE Latin American Transactions, Vol. 16, No. 7, July 2018.

[12] A. L. M. dos Santos, L. W. Oliveira, B. H. Dias, J. G. de Oliveira, " Otimização da Operação de Baterias em Sistemas de Distribuição de Energia Elétrica", 2017. XII Latin American Congress On Electricity Generation and Transmission - CLAGTEE 2017.

[13] L. V. Gasperin, "ALOCAÇÃO ÓTIMA DE BANCO DE CAPACITORES EM REDES DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA UTILIZANDO MODELOS SIMPLIFICADOS". Programa de pós Graduação em Emgenharia Elétrica, Pontíficia Universidade Católica do Rio Grande do Sul, 2008.

[14] Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional – PRODIST , Módulo 8, Resolução Normativa nº 794/2017, 2018.

[15] Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), "Resolução Normativa No 687, De 24 De Novembro De 2015.

[16] Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), " RESOLUÇÃO NORMATIVA No 235, DE 14 DE NOVEMBRO DE 2006", Art. 3º.

[17] Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), "Ententendo a Tarifa", de 24 de Novembro de 2015, modificada em 05 de Julho de 2017 [Online]. Available: https://www.aneel.gov.br/entendendo-a-tarifa/ [Accessed: 14-Abr-2020].

[18] Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), "Resolução Normativa No 414, de 09 de setembro de 2010".

[19] Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), "Resolução Normativa Nº 678, de 01 de setembro de 2015".

[20] Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE), Available: https://www.ccee.org.br/portal/faces/pages_publico/quem-somos?. Accessed: 08-Set-2020.

[21] Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), 'Tarifa de Uso da Transmissão", Availabe: https://www.aneel.gov.br/metodologia-transmissao/-/asset_publisher/6pqBPPJq59Ts/content/tarifas-de-uso-do-sistema-de-transmissao-tust/654800?inheritRedirect=false. Accessed: 08-Set-2020.

[22] Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), "RESOLUÇÃO NORMATIVA N° 666, DE 23 DE JUNHO DE 2015".

[23] Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), "RESOLUÇÃO NORMATIVA Nº 479, DE 3 DE ABRIL DE 2012".

[24] Agência Nacional de Energ.ia Elétrica (ANEEL), "RESOLUÇÃO NORMATIVA Nº 67, DE 8 DE JUNHO DE 2004"

[25] Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), "Procedimentos de Regulação Tarifária (PRORET) - Submódulo 3.1", 2016.

[26] Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), "Perdas De Energia Elétrica na Distribuição", 2019. Available: https://www.aneel.gov.br/documents/654800/18766993/Relat%C3%B3rio+Perdas+de+Energia_+Edi%C3%A7%C3%A3o+1-2019-02-07.pdf/d7cc619e-0f85-2556-17ff-f84ad74f1c8d#:~:text=As%20perdas%20t%C3%A9cnicas%20e%20n%C3%A3o,Homologat%C3%B3rias%20(REHs)%20da%20ANEEL. Accessed: 08-Set-2020.

[27] C. C. O. Ramos, "Caracterização das Perdas Comerciais em Sistemas de Energia Através de Técnicas Inteligentes", Escola Politécnica da Universidade de São Paulo, 2014.

[28] G. A. D. Figueiredo, " Caracterização das Perdas na Rede de Distribuição de Média Tensão", Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto, 2012.

[29] Ministério de Minas e Energia (MME), "Anuário Estatístico de Energia Elétrica 2020 ano base 2019", 2020.

[30] P. V. S. Queiroz, "Mensuração do consumo de energia elétrica: algoritmo para detecção de potenciais usuários da termoacumulação como alternativa para deslocamento de carga", Programa de Pós Graduação em Metrologia da PUC-Rio, 2011.

[31] Ministério de Minas e Energia (MME), "Metodologia: Projeção de Curva de Carga Horária", Nota Técnica 005/2020, 2020. Available: https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-476/NT%20Metodologia%20Proje%C3%A7%C3%A3o%20Carga%20Hor%C3%A1ria_EPE-NT-EPE-DEA-005-2020.pdf. Accessed: 10-Jan-2021.

[32] Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), Atlas de Energia Elétrica do Brasil, 2ª Edição, 2005.

[33] J. E. C. Arroyo, "Heurísticas e Metaheurísticas para Otimização Combinatória Multiobjetivo", Faculdade de Engenharia Elétrica e de Computação da Universidade Estadual de Campinas, UNICAMP, 2002.

[34] M. L. N. Pereira, "Avaliação Otimizada Técnica E Econômica Do Ponto De Conexão De Geração Distribuída Em Redes De Média Tensão", Faculdade de Engenharia do Campus de Ilha Solteira - UNESP, 2014.

[35] Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), "Geração Distrbuída". Available: https://www.aneel.gov.br/geracao-distribuida. Accessed: 10-Jan-2021.

[36] I. P. dos Santos, J. U. Júnior, R. Ruther, "Energia Solar Fotovoltaica Como Fonte Na Busca Da Sustentabilidade", XII Encontro Nacional de Tecnologia do Ambiente Construído, n. 1, 2008.

[37] A. M. Vale, "Otimização De Sistemas De Armazenamento De Energia Em Uma Rede Real De Distribuição: Perspectivas Do Consumidor, Da Distribuidora E Do Operador Do Sistema De Distribuição", Programa de Pós Graduação de Engenharia Elétrica e de Telecomunicações da Universidade Federal Fluminense, 2019.

[38] X. Hu, C. Zou, C. Zhang, Y. Li, "Technological Developments in Batteries: A Survey of Principal Roles, Types, and Management Needs", IEEE Power and Energy Magazine, 2017.

[39] S. P. L. Costa, " Armazenamento de Energia Térmica Através de Materiais de Mudança de Fase", Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto, 2014.

[40] H. Saboori, R. Hemmati, "Maximizing DISCO profit in active distribution networks by optimal planning of energy storage systems and distributed generators, Renewable and Sustainable Energy Reviews", 2017.

[41] T. T. de Oliveira, "Método Para Alocação e Operação ótima de Baterias em Sistemas de Distribuição com Restrições de Tensão e Redução das Perdas", Programa de Pós Graduação em Engenhaira Elétrica, Universidade de Juiz de Fora, 2018.

[42] N. Picciano, "Battery Aging and Characterization of Nickel Metal Hydride and Lead Acid Batteries",Ohio State University, Columbus, EUA, 2007.

[43] A. R. Camargo, "Alocação e Operação Ótima de Dispositivos de Armazenamento de Energia em Sistemas de Distribuição Considerando a Preservação da Vida Útil das Baterias", UNICAMP, Campinas - SP, 2016.

[44] J. KRATA; T. K. SAHA, "Real-Time Coordinated Voltage Support with Battery Energy Storage in a Distribution Grid Equipped with Medium-Scale PV Generation", IEEE Transactions on Smart Grid, 2018.

[45] Y .ZHANG, et al. "Optimal placement of battery energy storage in distribution networks considering conservation voltage reduction and stochastic load composition", Transmission Distribution IET Generation, v. 11, n. 15, 2017.

[46] W. LIN, G. T. CHEN, X. Y. QIU. "Optimal Load Distribution of Microgrid Including Vanadium Redox Flow Battery", Asia-Pacific Power and Energy Engineering Conference, 2012.

[47] J. H. Holland, “Adaptation in natural and artificial systems”, Ann Arbor:University of Michigan Press, 1975.

[48] M. A. C. Pacheco, "ALGORITMOS GENÉTICOS: PRINCÍPIOS E APLICAÇÕES", Pontíficia Universidade Católica do Rio de Janeiro, Departamento de Engenharia Elétrica, 1999.

[49] Linden, R., “Algoritmos Genéticos,” 3. ed. Rio de Janeiro, Ciência Moderna, 2012.

[50] S.B Fonseca, “Alocação ótima de parques eólicos em sistemas de distribuição considerando incertezas de vento e carga utilizando algoritmo genético,” Dissertação (Mestrado) - Universidade Federal do Pará, Instituto de Tecnologia, Belém, 78 f., 2016.

[51] D. C. Lucas, "Algoritmos Genéticos: Uma Introdução", Ferramentas de Inteligência Artificial, Universidade Federal do Rio Grande do Sul, 2002.

[52] E. G. M. Lacerda, A, A. C. P. L. F. CARVALHO, "Introdução aos Algoritmos Genéticos", Universidade Federal do Rio Grande do Sul, 1999.

[53] S. C. D. Medeiros, "Inversão de Parâmetros em Dados Sísmicos por Algoritmos Genéticos" Pontíficia Universidade Católica do Rio de Janeiro, Programa de Pós Graduação de Engenharia Elétrica, 2005.

[54] Y. Levron, J. M. Guerreiro, Y. Beck, "Optimal power flow in microgrids with energy storage. IEEE Trans. Power Syst", IEEE Transactions in Power Systems, Vol. 28, 2013.

[55] B. Zhao. X. Zhang, J. Chen, C. Wang, " Operation optimization of standalone microgrids considering lifetime characteristics of battery energy storage system", IEEE Transactions and Sustainable Energy, Vol. 4, 2013.

[56] M. Ghofrani, A. Arabali, M. Etezad-Amoli, M. S. Fadali, "A framework for optimal placement of energy storage units within a power system with high Wind penetration", IEEE Transactions on Sustainable Energy, Vol 4, 2013.

[57] O. Babacan, W. Torre, J. Kleissi, "Optimal allocation of battery energy storage systems in distribution networks considering high PV penetration", IEEE Power and Energy Society General Meeting, 2016.

[58] R. Fiorotti, “Metodologia para Determinar a Potência Firme das Unidades de Geração Distribuída e Sua Aplicação no Processo de Previsão de Demanda das Redes de Distribuição de Energia Elétrica,” UFES, 2015.

[59] V. F. L. Milochi, " Avaliação Alternativa Da Garantia Física Em Usinas Hidroelétricas Por Meio De Modelos De Otimização Para O Planejamento Da Operação", Faculdade de Engenharia Civil, Arquitetura e Urbanismo da Unicamp, 2016.

[60] Y. M. Atwa, E. F. El-Saadany, M. M. A. Salama, R. Seethapathy, “Optimal renewable resources mix for distribution system energy loss minimization,” IEEE Transactions Power Systems, 2010.

[61] A. J. S. Júnior, W. J. Ghilardi, S. R. Madruga, S. M. Alvarenga, "Energia Solar em Organizações Militares: Uma Análise da Viabilidade Econômico-Financeira", NAVUS, 2019.

[62] Tesla, "Powerpack Utility and Bussiness Energy Storage", Available: https://www.tesla.com/powerpack?redirect=no, Accessed: 22-jan-2021.

[63] H. R. O. Rocha, A. A. Augusto, L. C. Direito, J. C. S. Souza, M .B. Coutto Filho, “Alocação De Capacitores Em Redes Elétricas Via Heurística Construtiva E Refinamento Por Busca Tabu,” XLI Simpósio Brasileiro de Pesquisa Operacional, Porto Seguro, 2009.

[64] P. R. Broadwater, et al., "Power Flow Analysis of Unbalaced Multiphase Radial Distribution Systems", Electric Power Systems Research Journal, Vol. 14, 1988.

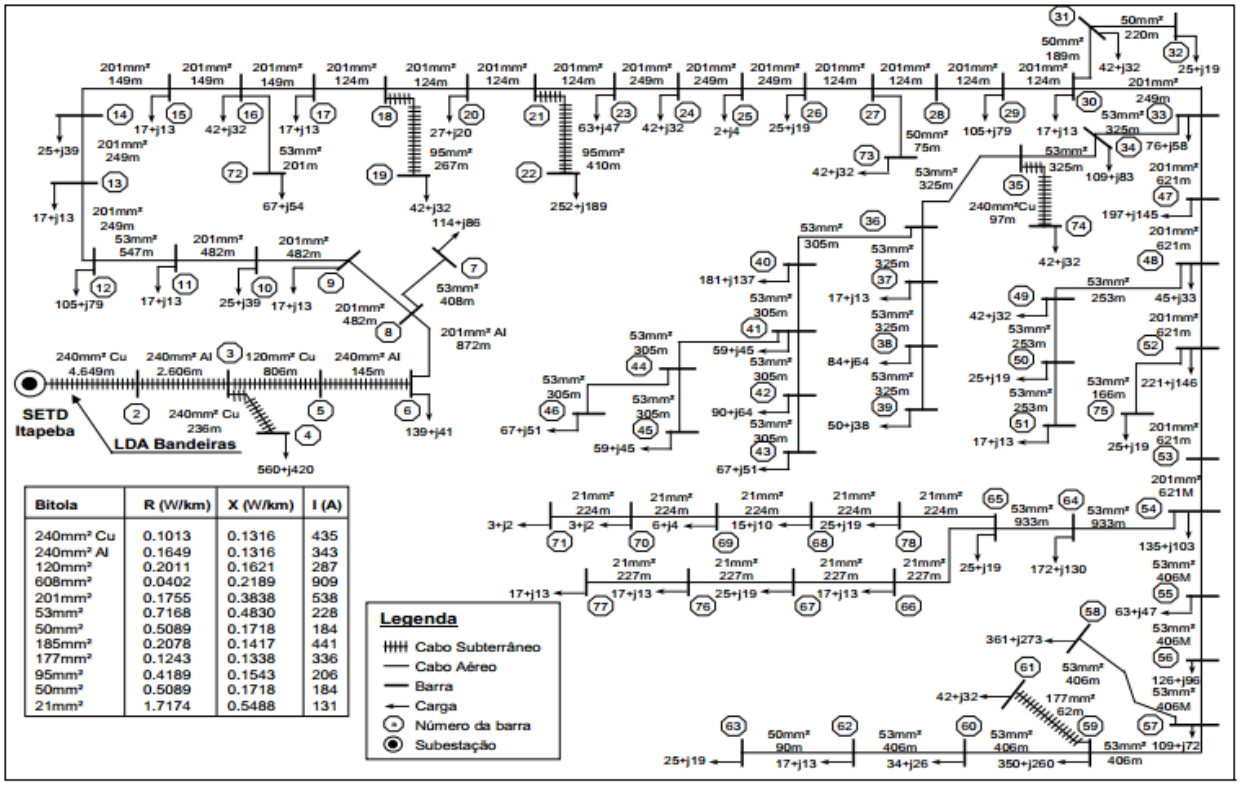
[65] Empresa de Pesquisa Energética, " Premissas e Custos: Oferta de Energia Elétrica no Horizonte 2050", Ministério de Minas e Energia, 2018. Available: https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-227/topico-456/NT%20PR%20007-2018%20Premissas%20e%20Custos%20Oferta%20de%20Energia%20El%C3%A9trica.pdf. Accessed: 12-jan-2021

[66] Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), "Tarifas de Uso do Sistema de Transmissão e RAP são aprovadas para o ciclo 2020/2021", 2020. Available: https://bit.ly/3iZIiKF, ANEEL. Accessed: 08-Set-2020.

[67] H. Beltran, P. Ayuso, E. Pérez, "Lifetime Expectancy of Li-Ion Batteries used for Residential Solar Storage", Department of Industrial Systems Engineering and Design, Jaume I University, Spain, 2020.

ANEXO A – Topologia do Alimentador

Figura 31 – Topologia do Alimentador



Bitola	R (W/km)	X (W/km)	I (A)
240mm² Cu	0.1013	0.1316	435
240mm² Al	0.1649	0.1316	343
120mm²	0.2011	0.1621	287
608mm²	0.0402	0.2189	909
201mm²	0.1755	0.3838	538
53mm²	0.7168	0.4830	228
50mm²	0.5089	0.1718	184
185mm²	0.2078	0.1417	441
177mm²	0.1243	0.1338	336
95mm²	0.4189	0.1543	206
50mm²	0.5089	0.1718	184
21mm²	1.7174	0.5488	131

Fonte: [63]

Tabela 8 - Dados de Linha do Alimentador

Nº Seq	De	Para	R	X
1	1	2	0,471	0,612
2	2	3	0,43	0,343
3	3	4	0,024	0,031
4	3	5	0,162	0,131
5	5	6	0,036	0,029
6	6	7	0,153	0,335
7	7	8	0,292	0,197
8	7	9	0,085	0,185
9	9	10	0,085	0,185
10	10	11	0,085	0,185
11	11	12	0,392	0,264
12	12	13	0,044	0,096
13	13	14	0,044	0,096
14	14	15	0,026	0,057
15	15	16	0,026	0,057
16	16	17	0,026	0,057
17	16	75	0,144	0,097
18	17	18	0,022	0,048
19	18	19	0,112	0,041
20	18	20	0,022	0,048
21	20	21	0,022	0,048
22	21	22	0,172	0,063
23	21	23	0,022	0,048
24	23	24	0,044	0,096
25	24	25	0,044	0,096
26	25	26	0,044	0,096
27	26	27	0,022	0,048
28	27	28	0,022	0,048
29	27	76	0,038	0,013
30	28	29	0,022	0,048

31	29	30	0,022	0,048
32	30	31	0,096	0,032
33	30	33	0,044	0,096
34	31	32	0,112	0,038
35	33	34	0,233	0,157
36	33	47	0,109	0,238
37	34	35	0,233	0,157
38	35	36	0,233	0,157
39	35	77	0,01	0,013
40	36	37	0,233	0,157
41	36	40	0,219	0,147
42	37	38	0,233	0,157
43	38	39	0,233	0,157
44	40	41	0,219	0,147
45	41	42	0,219	0,147
46	41	44	0,219	0,147
47	42	43	0,219	0,147
48	44	45	0,219	0,147
49	44	46	0,219	0,147
50	47	48	0,109	0,238
53	48	49	0,181	0,122
52	48	52	0,109	0,238
53	49	50	0,181	0,122
54	50	53	0,181	0,122
55	52	53	0,109	0,238
56	52	78	0,119	0,08
57	53	54	0,109	0,238
58	54	55	0,291	0,196
59	54	64	0,669	0,453
60	55	56	0,291	0,196
61	56	57	0,291	0,196
62	57	58	0,291	0,196

63	57	59	0,291	0,196
64	59	60	0,291	0,196
65	59	61	0,008	0,008
66	60	62	0,291	0,196
67	62	63	0,046	0,015
68	64	65	0,669	0,453
69	65	66	0,39	0,125
70	65	70	0,385	0,123
71	66	67	0,39	0,125
72	67	68	0,39	0,125
73	68	69	0,39	0,125
74	70	71	0,385	0,123
75	71	72	0,385	0,123
76	72	73	0,385	0,123
77	73	74	0,385	0,123

Fonte: [63]

ANEXO B – Dados do Perfil de Carga do Alimentador

Hora	kW	kVAr
1	306,25	262,5
2	269,5	263,25
3	220,5	263,25
4	220,5	263,25
5	245	263,25
6	306,25	263,25
7	428,75	288,75
8	553,25	367,5
9	490	420
10	553,25	446,25
11	490	498,75
12	490	420
13	553,25	420
14	490	472,5
15	428,75	498,75
16	553,25	525
17	796,25	525
18	918,75	472,5
19	1225	472,5
20	1225	498,75
21	1225	420
22	1041,3	393,75
23	735	367,5
24	490	315

Fonte: [13]