

UNIVERSIDADE FEDERAL DO PARANÁ

LUCAS CAETANO DE MENDONÇA

**MODELO COMPUTACIONAL PARA A PROGRAMAÇÃO DIÁRIA DE
MICROGRIDS COM GERENCIAMENTO PELO LADO DA DEMANDA**

CURITIBA

2019

LUCAS CAETANO DE MENDONÇA

**MODELO COMPUTACIONAL PARA A PROGRAMAÇÃO DIÁRIA DE
MICROGRIDS E REDES DE DISTRIBUIÇÃO ATIVAS**

Trabalho de conclusão de curso, referente à disciplina TE105 – Projeto de Graduação, apresentado ao curso de Graduação em Engenharia Elétrica, Setor de Tecnologia, Universidade Federal do Paraná, como requisito parcial à obtenção do título de Engenheiro Eletricista.

Orientador: Prof. Dr. Clodomiro Unsihuay Vila

CURITIBA

2019

TERMO DE APROVAÇÃO

LUCAS CAETANO DE MENDONÇA

MODELO COMPUTACIONAL PARA A PROGRAMAÇÃO DIÁRIA DE MICROGRIDS E REDES DE DISTRIBUIÇÃO ATIVAS

Trabalho de Conclusão de Curso aprovado como requisito parcial à obtenção do título de Bacharel em Engenharia Elétrica, Curso de Graduação em Engenharia Elétrica, Setor de Tecnologia da Universidade Federal do Paraná, pela seguinte banca examinadora:

Orientador: Prof. Dr. Clodomiro Unsihuay Vila
Departamento de Engenharia Elétrica, UFPR

Prof. Dr. Vilson Roiz Gonçalves Rebelo da Silva
Departamento de Engenharia Elétrica, UFPR

Prof. Dr. Mateus Duarte Teixeira
Departamento de Engenharia Elétrica, UFPR

Curitiba, 06 de dezembro de 2019

Dedico este trabalho à minha mãe, Maria de Lourdes Caetano de Mendonça e ao meu pai Militino F. de Mendonça Filho por sempre me apoiarem em todos os momentos da minha vida, tanto fisicamente quanto moralmente.

AGRADECIMENTOS

Primeiramente a Deus, pela vida e condições a mim proporcionadas para trilhar o caminho que escolhi, pela sabedoria e capacidade necessárias para seguir em frente e nunca desistir.

À minha família, composta pela minha mãe, Lourdes Caetano de Mendonça, meu pai, Militino Ferreira de Mendonça Filho e minha irmã, Raquel Caetano de Mendonça por todo o amor e compreensão que me ofereceram durante toda a minha vida, por servirem de alicerces da minha formação como ser humano e cidadão.

Aos meus amigos do “The New group” pelos momentos de descontração e lazer, além dos conselhos dados e das conversas leves e prazerosas que abriram meus horizontes ao longos desses 5 anos.

Aos colegas e amigos que tive o imenso prazer de conhecer durante a graduação. Fui agraciado com a oportunidade única de crescer em conjunto e aprender com eles a cada dia que se passou, forjando alianças e superando as barreiras sempre unidos, mesmo nas maiores dificuldades.

Ao professor Dr. Clodomiro Unsihuay Vila, por seu amplo apoio, incentivo, paciência, motivação e orientação durante a realização deste trabalho, além das muitas contribuições técnicas para minha formação.

Também aos colegas de trabalho da Copel Distribuição S.A. que tanto me ajudaram com conselhos e conversas maduras sobre a vida e o ambiente profissional, além do amparo da empresa e o fornecimento de cursos de capacitação e palestras que contribuíram para uma evolução tanto acadêmica quanto profissional.

Aos professores do Departamento de Engenharia Elétrica da Universidade Federal do Paraná que contribuíram direta ou indiretamente para meu crescimento não só acadêmico, mas também com lições fundamentais em valores e ideais que vou levar por toda a vida.

“Muitas são as aflições do justo,
mas de todas elas o Senhor o livra”

Salmos 34:19

RESUMO

O cenário mundial envolvendo o consumo de energia elétrica se prova desafiador no sentido de procurar soluções efetivas para a redução do impacto e da dependência de fontes de geração consideradas prejudiciais ao meio ambiente, com as usinas termelétricas como grande exemplo. No caso do Brasil, a necessidade também se estende para a tomada de medidas que promovam a diversificação da matriz energética, a fim de reduzir a grande dependência das fontes hidráulicas centralizadas de geração. As políticas de incentivo à geração descentralizada ou distribuída promoveram e promovem grande crescimento do setor no país, mas para o aproveitamento total do potencial energético desses sistemas, a aplicação de um gerenciamento inteligente se faz necessária, já que junto com a adoção de técnicas mais sofisticadas de gerenciamento vem a garantia de uma segurança maior no atendimento à demanda dos consumidores, além do aumento na confiabilidade e eficiência energética do sistema como um todo. Nesse contexto surgem as Redes Elétricas Inteligentes que aprimoram tecnicamente os sistemas elétricos tradicionais e permitem uma participação significativa do consumidor no acompanhamento e controle do seu consumo e impacto na rede, resultando em configurações e mecanismos mais complexos. Tendo em vista essa gradual migração dos sistemas tradicionais para Redes Elétricas Inteligentes, o presente trabalho busca contribuir com o estudo e desenvolvimento de uma ferramenta computacional capaz de determinar um agendamento ótimo para a operação dos equipamentos elétricos residenciais, considerando gerenciamento pelo lado da demanda e a inserção da geração distribuída com fonte solar em conjunto com baterias para armazenamento. Para tal foi empregada uma modelagem matemática dos elementos da microrrede e sua implementação computacional, permitindo assim a aplicação de softwares específicos para a determinação da melhor programação de operação horária da geração e consumo no espaço de um dia de uma microrrede, resultando em um modelo de Programação Linear Inteira Mista. Em seguida, casos foram montados considerando diferentes configurações a fim de comparar as mudanças na conta e no consumo de energia. Posteriormente os resultados de cada um desses casos foram inseridos em uma rede elétrica teste de baixa tensão de 13 barras com a finalidade de analisar, através de simulações, os impactos causados. Para tal utilizou-se um software de fluxo de potência trifásico (OpenDSS) que possibilitou a determinação das grandezas elétricas do sistema, comparando os valores encontrados com os níveis determinados pelas resoluções normativas do setor. Os resultados obtidos com a aplicação do modelo de otimização proposto mostraram significativas reduções de custo se comparados ao caso base, enquanto que foram encontrados e identificados os futuros desafios para a manutenção dos níveis de tensão nas redes de distribuição no escopo de uma microrrede, bem como são destacados problemas com o excesso de reativo nos alimentadores, questões relacionadas ao surgimento de tensões inadequadas para a operação dos transformadores de distribuição e desequilíbrio de fases.

Palavras-chave: Fluxo de potência. Programação linear inteira mista. Redes elétricas inteligentes. Sistema de distribuição. Microrredes. Gerenciamento pelo lado da demanda. Geração distribuída. Armazenamento distribuído.

ABSTRACT

The world scenario that involves the consumption of electricity is proving to be challenging in the search for effective solutions to reduce the impact and dependence on environmentally harmful generation sources, such as thermoelectric plants as a great example. In the case of Brazil, the need also extends to taking measures that promote the diversification of the energy matrix in order to reduce the heavy reliance on centralized hydroelectric generation sources. Incentive policies for decentralized or distributed generation have promoted and promote great growth of the sector in the country, but in order to fully exploit the energy potential of these systems, the application of smart management is necessary, since together with the adoption of more sophisticated techniques of management comes the ensure of greater security in meeting consumer demand, as well as increased reliability and energy efficiency of the system as a whole. In this context, Smart Electric Grids come in, that technically improve traditional electrical systems and allow significant consumer participation in monitoring and controlling their consumption and network impact, resulting in more complex configurations and mechanisms. In view of of this gradual migration from traditional systems to Intelligent Electric Networks, the present work seeks to contribute with the study and development of a computational tool capable of determining an optimal scheduling for the operation of residential electrical equipment, considering demand side management and insertion of distributed generation with solar source in conjunction with batteries for storage. For this, a mathematical modeling of the microgrid elements was employed, thus allowing the application of specific software to determine the best time operation schedule of the generation and consumption within a microgrid day, resulting in a model of Mixed Integer Linear Programming. Then, cases were assembled considering different configurations in order to compare changes on the bill and electricity. Subsequently, the results of each of theses cases were inserted in a 13-bar low voltage test electrical network in order to analyze, through simulations, the impacts caused. For this a three-phase power flow software (OpenDSS) was used, allowing the determination of the electrical quantities of the system, comparing the values found with the levels determined by the normative resolutions of the sector. The results obtained with the application of the proposed optimization model showed significant cost reductions compared to the base case, while the future challenges for the maintenance of voltage levels in the distribution networks within the scope of a microgrid were identified as well as problems with excess reactive in the feeders, issues related to the emergence of inadequate voltages for the operation of distribution transformers and phase imbalance.

Keywords: Power flow. Mixed integer linear programming. Intelligent electric grids. Distribution system. Microwaves. Demand side management. Distributed generation. Distributed storage.

LISTA DE FIGURAS

FIGURA 1 – CÉLULA, MÓDULO E PAINEL FOTOVOLTAICO.	8
FIGURA 2 – EXPANSÃO DA GFV ENTRE OS CONSUMIDORES.	9
FIGURA 3 – ESQUEMÁTICO DE UM SISTEMA FOTOVOLTAICO CONECTADO À REDE.	9
FIGURA 4 – DIAGRAMA ESQUEMÁTICO MOSTRANDO O PRINCÍPIO DE FUNCIONAMENTO DA BATERIA SECUNDÁRIA.	11
FIGURA 5 – FLUXOGRAMA ILUSTRANDO O FUNCIONAMENTO DO ALGORITMO PLIM.	27
FIGURA 6 – CURVA DE CONSUMO PARA AS CARGAS NÃO CONTROLÁVEIS. 37	
FIGURA 7 – MODALIDADE TARIFÁRIA HORÁRIA BRANCA.	38
FIGURA 8 – GERAÇÃO SOLAR HORÁRIA DO SFV.	41
FIGURA 9 – DIAGRAMA UNIFILAR DA REDE TESTE DE 13 BARRAS.	43
FIGURA 10 – ESTRUTURA GERAL DO SOFTWARE OPENDSS.	44
FIGURA 11 – CONEXÃO DAS CARGAS RESIDENCIAIS.	45
FIGURA 12 – LOADSHAPE DO CASO BASE.	47
FIGURA 13 – LOADSHAPE DO PRIMEIRO CASO.	48
FIGURA 14 – LOADSHAPE DO SEGUNDO CASO.	48
FIGURA 15 – LOADSHAPE DO TERCEIRO CASO.	49
FIGURA 16 – LOADSHAPE DO QUARTO CASO.	49
FIGURA 17 – PERFIL DE CARGA DA INDÚSTRIA.	50
FIGURA 18 – CURVA DE CONSUMO DO CASO BASE.	55
FIGURA 19 – CURVA DE CONSUMO DO MODELO PROPOSTO APLICADO AO CASO BASE.	56
FIGURA 20 – CURVA DE CONSUMO DO CASO BASE ACRESCIDO DE GD.	57
FIGURA 21 – CURVA DE CARGA DO TERCEIRO CASO.	58
FIGURA 22 – CURVA DE CARGA DO QUARTO CASO.	59
FIGURA 23 – CURVA DE CONSUMO DO QUARTO CASO.	60
FIGURA 24 – POTÊNCIA ATIVA FORNECIDA PELA SUBESTAÇÃO AO SD.	64
FIGURA 25 – TENSÕES NA BARRA 632.	64
FIGURA 26 – POTÊNCIA ATIVA FORNECIDA PELA SUBESTAÇÃO AO SD.	67
FIGURA 27 – TENSÕES NA BARRA 632.	67
FIGURA 28 – POTÊNCIA ATIVA FORNECIDA PELA SUBESTAÇÃO AO SD.	69

FIGURA 29 – TENSÕES NA BARRA 632.	69
FIGURA 30 – POTÊNCIA ATIVA FORNECIDA PELA SUBESTAÇÃO AO SD.....	71
FIGURA 31 – TENSÕES NA BARRA 632.	71
FIGURA 32 – POTÊNCIA ATIVA FORNECIDA PELA SUBESTAÇÃO AO SD.....	73
FIGURA 33 – TENSÕES NA BARRA 632.	74
FIGURA 34 – TENSÕES NA BARRA 632.	78

LISTA DE TABELAS

TABELA 1 – TIPOS DE BARRAS DA REDE.	30
TABELA 2 – DADOS DAS CARGAS CONTROLÁVEIS.	33
TABELA 3 – PERÍODOS PERMITIDOS PARA ALOCAÇÃO DAS CARGAS CONTROLÁVEIS.	34
TABELA 4 – DADOS DAS CARGAS NÃO CONTROLÁVEIS.....	35
TABELA 5 – PERÍODOS E TEMPOS DE OPERAÇÃO DAS CARGAS NÃO CONTROLÁVEIS.	36
TABELA 6 – MODALIDADE TARIFÁRIA BRANCA.	37
TABELA 7 – MODALIDADE TARIFÁRIA CONVENCIONAL.....	38
TABELA 8 – DADOS DO PAINEL FOTOVOLTAICO.....	39
TABELA 9 – DEMAIS DADOS DO SFV.....	39
TABELA 10 – RADIAÇÃO SOLAR MÉDIA HORÁRIA EM CURITIBA.	40
TABELA 11 – PARÂMETROS DO SISTEMA DE ARMAZENAMENTO.....	41
TABELA 12 – EQUILÍBRIO DE FASES DA RESIDÊNCIA.....	46
TABELA 13 – PICOS DE CONSUMO DIÁRIOS POR FASE.	51
TABELA 14 – PARÂMETROS DO TRANSFORMADOR DA SUBESTAÇÃO.....	52
TABELA 15 – PARÂMETROS DO TRANSFORMADOR DA INDÚSTRIA.	52
TABELA 16 – PARÂMETROS DO TRANSFORMADOR DE DISTRIBUIÇÃO.....	52
TABELA 17 – COMPRIMENTO DAS LINHAS DO SD.....	53
TABELA 18 – PERÍODOS E TEMPOS DE OPERAÇÃO ADOTADOS PARA AS CARGAS.....	54
TABELA 19 – RESULTADOS DOS CUSTOS MENSAIS (R\$).....	61
TABELA 20 – ECONOMIA COM RELAÇÃO AO CASO BASE NA TARIFA BRANCA (R\$).	61
TABELA 21 – TENSÕES NAS BARRAS PARA A HORA 20.	63
TABELA 22 – TENSÕES NAS BARRAS PARA A HORA 20.	66
TABELA 23 – TENSÕES NAS BARRAS PARA A HORA 20.	68
TABELA 24 – TENSÕES NAS BARRAS PARA A HORA 20.	70
TABELA 25 – TENSÕES NAS BARRAS PARA A HORA 20.	73
TABELA 26 – PERDAS NO SD PARA OS DIFERENTES CASOS.....	75
TABELA 27 – FATORES DE POTÊNCIA PARA OS DIFERENTES CASOS NO PERÍODO DE PONTA.	76

TABELA 28 – TENSÕES NO SECUNDÁRIO DO TRANSFORMADOR DE DISTRIBUIÇÃO TR2 PARA O QUARTO CASO-REDE NO PERÍODO 24.	77
TABELA 29 – TENSÕES NO SECUNDÁRIO DO TRANSFORMADOR DE DISTRIBUIÇÃO TR2 PARA O QUARTO CASO-REDE PARA O EXCESSO DE GD NO PERÍODO 10.	78
TABELA 30 – FATORES DE DESEQUILÍBRIO NOS DIFERENTES CASOS PARA A BARRA 632.	79

LISTA DE SIGLAS

ANEEL	–	Agência Nacional de Energia Elétrica
BT	–	Baixa Tensão
COPEL	–	Companhia Paranaense de Energia
DOE	–	<i>Department of Energy</i>
FP	–	Fluxo de Potência
FIT	–	<i>Feed-in-tariff</i>
GD	–	Geração Distribuída
GFV	–	Geração Fotovoltaica
IEEE	–	<i>Institute of Electrical and Electronics Engineers</i>
MTO	–	Mínimo Tempo de Operação
PLIM	–	Programação Linear Inteira Mista
PRODIST	–	Procedimentos de Distribuição
RED	–	Recursos Energéticos Distribuídos
REI	–	Rede Elétrica Inteligente
ReN	–	Resolução Normativa
SA	–	Sistema de Armazenamento
SD	–	Sistema de Distribuição
SEP	–	Sistema Elétrico de Potência
SIN	–	Sistema Interligado Nacional
SFV	–	Sistema Fotovoltaico
PRODIST	–	Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica

LISTA DE SÍMBOLOS

c	– vetor de ponderação;
x	– vetor de variáveis de otimização;
x_{int}	– vetor de variáveis inteiras;
x_{con}	– vetor de variáveis contínuas;
ub	– vetor de limites superiores das variáveis;
lb	– vetor de limites inferiores das variáveis;
F_{obj}^{custos}	– função objetivo relativa aos custos com energia elétrica (R\$);
F_{obj}^{ciclos}	– função objetivo relativa aos ciclos de carga e descarga do SA;
λ^{custos}	– peso da função objetivo relativa aos custos;
λ^{ciclos}	– peso da função objetivo relativa aos ciclos;
$F_{obj}^{custos.otima}$	– valor ótimo da função objetivo de custos (R\$);
$F_{obj}^{ciclos.otima}$	– valor ótimo da função objetivo de ciclos;
N_{per}	– número de períodos considerados no horizonte estudado;
t	– índice que varia de 1 até N_{per} , representando cada período do horizonte estudado;
$Preço_t^{compra}$	– parâmetro conhecido referente ao preço de compra de energia da rede no período t (R\$);
$Preço_t^{venda}$	– parâmetro conhecido referente ao preço de venda de energia da rede no período t (R\$);
E_t^{result}	– variável referente à energia resultante da casa no período t (kWh);
Aux_t^{result}	– variável auxiliar utilizada para identificar se a energia resultante esta sendo demandada ou injetada ocorrendo a compra ou venda respectivamente no período t (kWh).
$Y_t^{amz.carga.ON}$	– variável binária que apresenta valor unitário para os períodos nos quais o SA iniciar um ciclo de carregamento e assume valor nulo para todos os outros períodos;
$Z_t^{amz.desc.ON}$	– variável binária que apresenta valor unitário para os períodos nos quais o SA iniciar um ciclo de descarregamento e assume valor nulo para todos os outros períodos;

C_t^{total}	– variável referente ao consumo total das cargas da casa (controláveis e não controláveis) no período t (kWh);
A_t^{result}	– variável relativa à energia resultante do sistema de armazenamento no período t (kWh);
G_t	– parâmetro conhecido referente à geração da casa no período t (kWh). Tem o seu valor calculado previamente, através da previsão da geração solar na residência;
$N^{C^{cont}}$	– número de cargas controláveis na casa;
n	– índice que varia de 1 até $N^{C^{cont}}$, representando cada carga controlável;
$C_t^{\tilde{cont}}$	– parâmetro conhecido referente ao consumo total das cargas não controláveis no período t (kWh);
$C_{t,n}^{cont}$	– variável referente ao consumo total da carga controlável n no período t (kWh);
$W_{t,n}^{cont}$	– variável referente ao tempo de operação da carga controlável n no período t (min);
A_t^{carga}	– variável referente à energia efetivamente carregada do SA no período t (kWh);
A_t^{desc}	– variável referente à energia efetivamente descarregada do SA no período t (kWh);
$\eta^{A^{carga}}$	– parâmetro conhecido referente à eficiência de carga do SA;
$\eta^{A^{desc}}$	– parâmetro conhecido referente à eficiência de descarga do SA;
A_t^{total}	– variável referente à energia total que está armazenada no SA ao final do período t (kWh);
A_{t-1}^{total}	– variável referente à energia total que está armazenada no SA no período anterior a t (kWh);
$A^{cap_{m\acute{a}x}}$	– parâmetro conhecido referente à capacidade máxima de armazenamento (kWh);
$A^{\%m\acute{a}x}$	– parâmetro conhecido referente ao nível máximo de armazenamento (%);
$A^{\%m\grave{a}n}$	– parâmetro conhecido referente ao nível mínimo de armazenamento (%);

$A^{m\acute{a}x_{carga}}$	– parâmetro conhecido referente ao limite máximo de energia carregada do SA em um período (kWh);
$A^{m\acute{a}x_{desc}}$	– parâmetro conhecido referente ao limite máximo de energia descarregada do SA em um período (kWh);
$X_t^{amz_{carga}}$	– variável binária que indica se o SA está se carregando no período t , ou seja, assume valor unitário apenas quando o SA está se carregando;
$X_t^{amz_{desc}}$	– variável binária que indica se o SA está se descarregando no período t , ou seja, assume valor unitário apenas quando o SA está se descarregando;
$Y_t^{amz.carga.OFF}$	– variável binária que indica se houve o término de um ciclo de carga no período t ;
$Z_t^{amz.desc.OFF}$	– variável binária que indica se houve o término de um ciclo de carga no período t ;
$MTO_n^{real_cont}$	– parâmetro conhecido referente ao mínimo tempo de operação real da carga controlável n (h);
$Tciclo_n^{cont}$	– parâmetro conhecido referente ao tempo de um ciclo de operação da carga controlável n (min);
$MTO_n^{aux_{cont}}$	– parâmetro conhecido referente ao arredondamento do valor do $MTO_n^{real_cont}$ para o valor inteiro imediato superior;
$Y_{n,t}^{cont.ON}$	– variável binária que indica se a carga controlável n iniciou um ciclo de operação, ou não, no período t ;
$Z_{n,t}^{cont.OFF}$	– variável binária que indica se a carga controlável n termina um ciclo de operação, ou não, no período t ;
$X_{n,t}^{cont}$	– variável binária que indica se a carga controlável n está operando ou não, ou seja, se ela está em um ciclo de operação, ou não, no período t ;
$Nciclos_n^{cont}$	– parâmetro conhecido referente ao número de ciclos de operação da carga controlável n ;
G_t	– energia gerada pelo sistema fotovoltaico, no período t (kWh);
$\eta^{mód}$	– rendimento do módulo fotovoltaico;
$N^{mód}$	– número de módulos fotovoltaicos;
$A^{mód}$	– área ocupada pelos módulos fotovoltaicos (m²);

η^{inv}	– rendimento do inversor;
$Perdas$	– perdas diversas do sistema fotovoltaico;
$Insol_t$	– insolação recebida pelo módulo fotovoltaico no período t (Wh/m ²);
s	– variável de folga;
D, k, E, L	– constantes reais;
PQ	– barras de carga;
PV	– barras de geração;
$V\theta$	– barra referência;
k	– varia de 1 até o número de barras da rede;
Ω_k	– conjunto das barras vizinhas da barra k ;
V_k, V_m	– magnitudes das tensões das barras terminais do ramo $k-m$;
θ_k, θ_m	– ângulos das tensões das barras terminais do ramo $k-m$;
P_k	– fluxo de potência ativa no ramo;
Q_k	– fluxo de potência reativa no ramo;
Q_k^{sh}	– componente da injeção de potência reativa devida ao elemento <i>shunt</i> da barra k ;
K	– conjunto formado pela barra k e suas vizinhas;
G_{km}	– elemento da matriz condutância;
B_{km}	– elemento da matriz susceptância.

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	1
1.1	CONTEXTO.....	1
1.2	JUSTIFICATIVA E DIFERENCIAL.....	3
1.3	OBJETIVOS	4
1.3.1	Objetivo geral.....	4
1.3.2	Objetivos específicos.....	4
1.4	ESTRUTURA DO TRABALHO	5
2	REVISÃO DA LITERATURA	6
2.1	GERAÇÃO DISTRIBUÍDA	6
2.1.1	Geração solar fotovoltaica	7
2.2	SISTEMAS DE ARMAZENAMENTO DE ENERGIA.....	10
2.3	MODALIDADE TARIFÁRIA BRANCA	11
2.4	MICRORREDES.....	12
3	METODOLOGIA.....	13
3.1	CASA INTELIGENTE	14
3.1.1	Modelagem da função objetivo e equações gerais	16
3.1.2	Cargas controláveis	19
3.1.3	Sistema de armazenamento	22
3.1.4	Microgeração solar.....	26
3.2	IMPLEMENTAÇÃO COMPUTACIONAL	26
3.2.1	Rede de distribuição	29
3.2.1.1	Problema de fluxo de potência	29
3.2.2	Materiais.....	31
3.3	SIMULAÇÃO	32
3.3.1	Parâmetros de entrada.....	32
3.3.1.1	Cargas controláveis	33
3.3.1.2	Cargas não controláveis	34
3.3.1.3	Tarifa branca	37
3.3.1.4	Microgeração solar	39
3.3.1.5	Sistema de armazenamento	41
3.3.1.6	Rede de distribuição	42
4	RESULTADOS	54

4.1	CASA INTELIGENTE	54
4.1.1	Caso Base	54
4.1.2	Primeiro caso – alocação de cargas.....	55
4.1.3	Segundo caso – adição da microgeração solar.....	56
4.1.4	Terceiro caso – aplicação da alocação de carga ao segundo caso.....	57
4.1.5	Quarto caso – adição do SA ao terceiro caso com alocação otimizada.....	58
4.1.6	Quinto caso – aplicação do modelo proposto completo ao sistema.....	59
4.1.7	Comparação e análise dos casos	61
4.2	IMPACTO DAS CASAS INTELIGENTES NA REDE DE DISTRIBUIÇÃO	62
4.2.1	Caso base-rede.....	63
4.2.2	Primeiro caso-rede	65
4.2.3	Segundo caso-rede	68
4.2.4	Terceiro caso-rede	70
4.2.5	Quarto caso-rede.....	72
4.2.6	Comparação entre os resultados.....	74
5	CONCLUSÃO.....	80
6	REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS	82

1 INTRODUÇÃO

1.1 CONTEXTO

É inegável o papel que a energia elétrica possui no cenário mundial, transformando a rotina das pessoas e melhorando grandemente sua qualidade de vida. Assim, para garantir o constante suprimento de modo a promover o desenvolvimento e a manutenção do país é necessário obter uma matriz energética mais diversificada, aumentando a segurança na geração, já que, outras fontes de energia podem suprir ocorrências de falta da principal fornecedora que, atualmente no caso brasileiro, são as centrais hidrelétricas, cujo fornecimento é altamente prejudicado pelas secas e sua implantação é restrita por questões ambientais principalmente pela necessidade do alagamento de vastas áreas que poderiam ser utilizadas para cultivo, por exemplo.

Investigando ainda mais sobre segurança energética, eventualmente surgirão outros dois tópicos de interesse: fontes de energia renováveis e eficiência energética. O primeiro refere-se a formas de obter o recurso em questão por meios naturais que são naturalmente reabastecidos, como a energia eólica, solar e geotérmica por exemplo. O segundo diz respeito à determinação da melhor forma de produzir e executar atividades, obtendo maiores resultados a partir dos menores consumos possíveis e viáveis.

No que diz respeito às fontes de energia, segundo a ANEEL recentemente o Brasil ultrapassou a marca dos 1GW de potência instalada em micro e minigerações espalhadas pelo país, o que corresponde a um expressivo marco que ilustra o acentuado crescimento do setor em um país que em 2012 apresentava 0,4 MW de potência instalada nesse segmento (SAUAIA, 2018). Dentre as fontes utilizadas, a solar é a que mais se destaca, apresentando 86,2 mil unidades consumidoras com sistema de geração fotovoltaico registrado. Esse valor equivale a cerca de 870 MW de potência instalada, dado que realça a importante posição desse tipo de geração distribuída no cenário atual, bem como a tendência de expansão do aproveitamento dessa fonte de energia (ANEEL, 2019).

Em 2012 a ANEEL publicou a Resolução Normativa ANEEL nº 482/2012 (que gerou a inclusão do módulo 3.7 no PRODIST - Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional). Esta resolução estabelece as

condições gerais para o acesso de microgeração (sistemas de geração com potência instalada menor ou igual a 75 kW) e minigeração distribuída (sistemas de geração com potência instalada maior que 75 kW) aos sistemas das concessionárias de distribuição de energia elétrica e define as regras para o sistema de compensação de energia elétrica que permite que créditos sejam criados quando a energia gerada é maior do que a consumida. Esses créditos podem ser utilizados para o abatimento do consumo da unidade geradora nos meses subsequentes ou em outras unidades de mesma titularidade no sistema chamado autoconsumo remoto (ANEEL, 2016).

Tudo isso contribui para a evolução da geração distribuída, já que há promoção da melhora na viabilidade econômica, acarretando em uma economia de energia maior ao consumidor.

Somado a isso, tem-se a evolução do Sistema Elétrico de Potência (SEP), no sentido de tornar-se uma *Smart Grid*, ou Rede Elétrica Inteligente (REI). Existem várias definições para o conceito de redes inteligentes, mas todas convergem para o uso de elementos digitais e de comunicações nas redes que transportam a energia. Esses elementos possibilitam o envio de uma gama de dados e informações para os centros de controle, onde eles são tratados, auxiliando na operação e controle do sistema como um todo.

Dentro desse contexto estão as microrredes, que operam como subsistemas das redes de distribuição, oferecendo a possibilidade de serem operadas de forma paralela ou isolada da rede elétrica convencional. O conceito de microrrede vem da utilização da microgeração e armazenamento distribuídos, utilizados para suprir cargas localmente, adaptando a geração às necessidades da carga, desse modo pode-se considerar a microrrede como uma ponte entre as futuras REI's e o sistema atual.

A terminologia “microrrede” ou *microgrid* tem sido utilizada de forma abrangente, visando designar uma célula controlada do sistema de potência convencional, podendo funcionar de forma interligada ou separada deste, sem a necessidade de quantificá-la quanto à potência nominal e a tensão de operação própria.

Ainda nesse ambiente, outro subsistema surge: as *smart-houses* ou *residential microgrids* também chamadas de casas inteligentes, que permitem uma maior autonomia e acompanhamento do consumo residencial por parte do consumidor, permitindo que o mesmo possa gerenciar sua demanda, sua microgeração, seu

armazenamento energético e seus equipamentos residenciais de forma mais personalizada e da melhor maneira possível através de sistemas de automação, que podem contribuir grandemente para a redução das perdas na rede e para os picos de consumo, curvas de demanda cada vez mais uniformes, promovendo assim uma gestão da energia elétrica pelo lado da demanda.

1.2 JUSTIFICATIVA E DIFERENCIAL

As crescentes restrições ambientais e operacionais incidentes sobre a construção de novas usinas de energia para atender a crescente demanda, aliada à exigência de qualidade superior e de economia na tarifa por parte da sociedade geram novas perspectivas para o setor elétrico a partir da inserção de sistemas de gerenciamento e fornecimento de energia através de microrredes, redes de distribuição ativas e seus componentes.

O estudo desse novo sistema de energia tem motivação advinda da questão ambiental e das vantagens técnicas e econômicas da geração distribuída (GD) aliada ao sistema de armazenamento de energia (SA) que promovem a geração próxima dos centros de carga melhorando a qualidade, eficiência e confiabilidade do processo. Cabe ressaltar a maior prioridade em investimento na área por utilizar fontes renováveis de energia na tentativa de reduzir a queima de combustíveis fósseis e o consequente mal causado ao meio ambiente bem como contornar a escassez desses recursos fósseis (MENDONÇA, 2011).

Os trabalhos existentes na área comumente não aplicam análises de impacto dos modelos propostos à rede de distribuição, nem modelam a mesma de forma a considerar desequilíbrios de carga, além de adotarem uma análise dos elementos que compõem a microrrede de forma separada, sem considerar a problemática envolvendo a junção e operação de cada equipamento, bem como sua coordenação com os demais sistemas existentes na rede elétrica de distribuição de uma microrrede.

Assim sendo, neste trabalho busca-se inserir os modelos desenvolvidos em trabalhos anteriores e aprimorá-los, avaliando o impacto desse gerenciamento energético pelo lado da demanda na rede de distribuição da própria microrrede decorrente da utilização de energia solar como fonte distribuída de potência.

1.3 OBJETIVOS

1.3.1 Objetivo geral

O objetivo geral do trabalho em questão é o desenvolvimento de um modelo computacional para o gerenciamento energético inteligente no ambiente de uma microrrede e seus componentes: sistema de armazenamento (SA), cargas residenciais e geração distribuída (GD), estudando o despacho diário ótimo e seu impacto na rede de distribuição (SD) da própria microrrede.

1.3.2 Objetivos específicos

Entre os objetivos específicos destacam-se:

1. Revisão da literatura sobre os elementos de uma microrrede e sobre as ferramentas utilizadas para realizar os estudos necessários, como questões envolvendo Programação Linear inteira Mista (PLIM), cálculo do fluxo de potência e simulações computacionais (OpenDSS e MATLAB);
2. Estudo e aplicação do software de otimização desenvolvido por Santos (2016), com a criação e adaptação de novas modelagens nos códigos desenvolvidos por trabalhos anteriores, a fim de produzir novas configurações para estudo de caso;
3. Pesquisar sobre os conceitos acerca da REI possibilitando aprofundamentos no assunto;
4. Simulação da rede de distribuição em BT considerando desequilíbrios no carregamento das fases para uma modelagem mais próxima das reais condições de uma rede secundária;
5. Análise do despacho da microrrede no sistema de distribuição, comparando diversas configurações que consistem em uma combinação de elementos (SA, GD e cargas) com o modelo proposto;

1.4 ESTRUTURA DO TRABALHO

O presente relatório está dividido em cinco capítulos, com o primeiro abrangendo uma contextualização do tema deste trabalho, bem como os objetivos a serem alcançados, além de uma justificativa e incentivo à realização da pesquisa neste setor da engenharia elétrica.

A revisão da literatura está exposta no capítulo 2, que prevê a descrição dos conceitos encontrados nos trabalhos do setor, abordando questões relacionadas à migração das redes elétricas tradicionais para redes elétricas inteligentes, microrredes, questões acerca do SD, geração distribuída, cargas residenciais e sistemas de armazenamento de energia, estabelecendo assim um referencial teórico para os futuros aprofundamentos em capítulos subsequentes.

O terceiro capítulo abrange a metodologia aplicada para a obtenção dos resultados, apresentando e detalhando inicialmente a modelagem matemática dos elementos de uma casa inteligente, informando os materiais e recursos utilizados na pesquisa e nas posteriores simulações também descritas e comentadas nesta parte do trabalho, definindo e descrevendo os parâmetros e softwares empregados tanto nos esforços computacionais envolvendo a casa inteligente quanto à sua implantação na rede de distribuição.

Após a exposição da metodologia, o quarto capítulo trata da exposição dos resultados encontrados e das análises contruídas a partir dos mesmos, enquanto que o quinto capítulo apresenta as conclusões encontradas através da realização deste trabalho. Por fim, o sexto capítulo traz as referências bibliográficas consultadas.

2 REVISÃO DA LITERATURA

2.1 GERAÇÃO DISTRIBUÍDA

Uma fonte geradora de energia acoplada à rede caracteriza geração distribuída, cujos representantes são as fontes solar, eólica, biomassa, cogeração qualificada e qualquer outra fonte renovável de energia, podendo ser classificadas em micro ou minigeração, sendo micro quando a potência instalada de geração for menor ou igual a 75 kW e mini quando a mesma for maior que 75 kW até o limite de 5 MW. Esse formato descentralizado de fornecimento local ao cliente foi incentivado no Brasil pela legislação, já que em 2012 a ANEEL publicou a Resolução Normativa ANEEL nº 482/2012 (que gerou a inclusão do módulo 3.7 no PRODIST - Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional). Esta resolução estabelece as condições gerais para o acesso de microgeração e minigeração distribuída às concessionárias de distribuição de energia elétrica e define as regras para o sistema de compensação. A ReN 687/2015 revisou a ReN 482/2012 e trouxe novas modalidades de conexão (a partir de março de 2016). A ReN 786/2017 também revisou a ReN 482/2012 alterando o limite para fontes hidráulicas e vedando a migração de acessantes de geração da resolução 506/2012 para a 482/2012 (a partir de outubro de 2017). Dessa forma, a geração distribuída teve um grande salto justificado em grande parte pela possibilidade do consumidor brasileiro obter créditos em sua conta de luz oriundos do fornecimento do excedente de geração à rede de distribuição por parte do titular da unidade consumidora. Podendo descontar esse créditos em faturas futuras, caracterizando o regime de compensação comentado anteriormente (ANEEL, 2016).

Além do sistema de compensação existem incentivos diferentes aplicados por outros países para promover o crescimento da geração distribuída. Um deles é o *feed-in-tariff* (FIT), adotado em meados de 1990 pelo governo alemão que consiste no pagamento pela energia gerada por pequenos ou grandes produtores por parte das concessionárias de energia. A difusão desse mecanismo acarretou na queda dos preços gerais à medida que o mercado crescia. Atualmente esse sistema é amplamente utilizado na Europa, incentivando a geração distribuída de forma expressiva (Feed-in Tariff, 2008; NASCIMENTO, 2017).

Outro motivo expressivo da rápida disseminação de geradores distribuídos deve-se ao também rápido crescimento da carga, trazendo a necessidade constante de aumento na exploração de recursos não-renováveis como o combustível fóssil, resultando assim na redução contínua das reservas de petróleo e gás dos países, fazendo com que estes ajam no sentido de promover e procurar por fontes de energia renováveis não convencionais, além de novas tecnologias em sistemas de gerenciamento energético como alternativa (CHOWDHURY; CROSSLEY; CHOWDHURY, 2009).

Somado a isso está o fato de que os consumidores tornam-se menos dependentes das grandes centrais geradoras, geralmente distantes dos maiores centros de consumo, onerando cada vez mais o sistema de transmissão de energia que atualmente já apresenta por volta de 20% em perdas, gerando impacto direto na tarifa do consumidor, dada a dificuldade na cobrança de impostos pela energia não faturada (MOREIRA et al, 2012).

Importante destacar que o aumento das unidades de geração distribuída pelo país reduz a necessidade de construção de novas usinas hidrelétricas, que no caso brasileiro destaca-se por ser a maior fonte de abastecimento, mas que apresenta complicações significativas, como as perdas de biodiversidade com a alagamento de grandes áreas e diversos impactos socioambientais consequentes das barragens, além do acréscimo na tarifa dos consumidores brasileiros para cobrir os investimentos nas usinas, pois mesmo que a fonte primária seja gratuita, os custos com a construção e manutenção são pagos por todos os usuários da rede elétrica (MOREIRA et al, 2012).

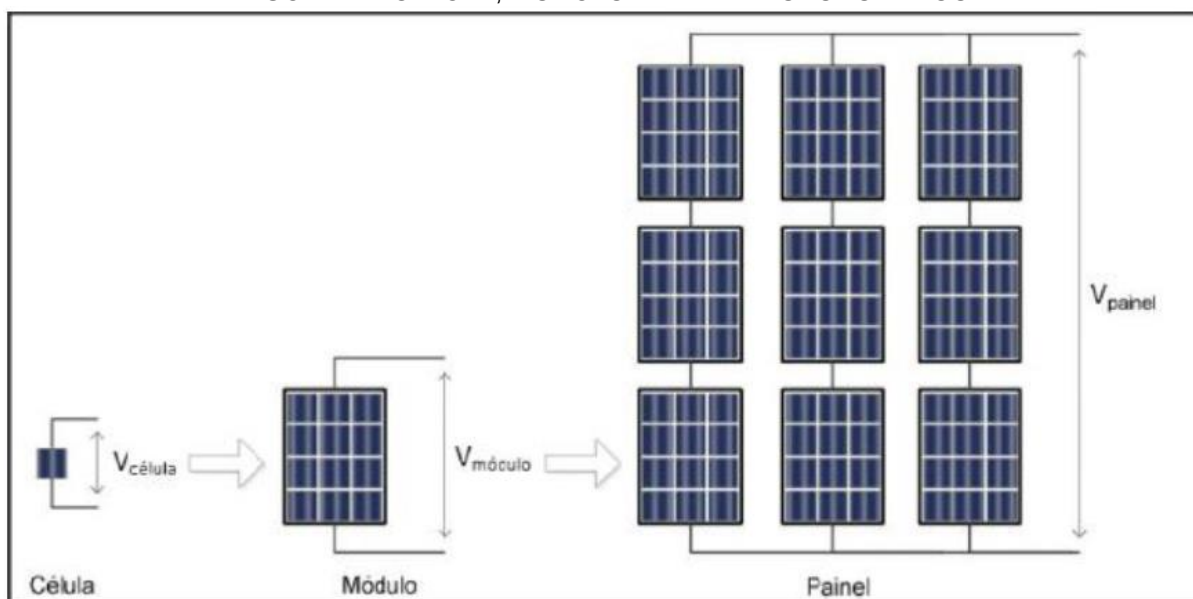
2.1.1 Geração solar fotovoltaica

Essencialmente, a geração solar fotovoltaica, ou GFV, tem o Sol como sua fonte energética, cujo aproveitamento pode ser feito de diversas formas, tais como: iluminação, sistemas de aquecimento de fluidos e ambientes, mas o foco desta pesquisa será a utilização da fonte solar como a matriz para a geração de potência elétrica. O que possibilita a transformação da radiação solar em energia elétrica é seu efeito sobre materiais, explicado pelo efeito fotoelétrico, descoberto em 1839 por Edmond Becquerel. Basicamente os fótons presentes na luz do sol incidindo sobre

superfícies constituídas de materiais semicondutores em sua essência são convertidos em energia elétrica. (NASCIMENTO, 2017).

As células fotovoltaicas atualmente fazem o papel do elemento semicondutor, sendo constituídas de silício em cerca de 80% dos casos (SILVA, 2015). O conjunto de células é chamado de módulo, enquanto que um arranjo com vários módulos é chamado de painel fotovoltaico, os três elementos citados estão expostos na Figura 1.

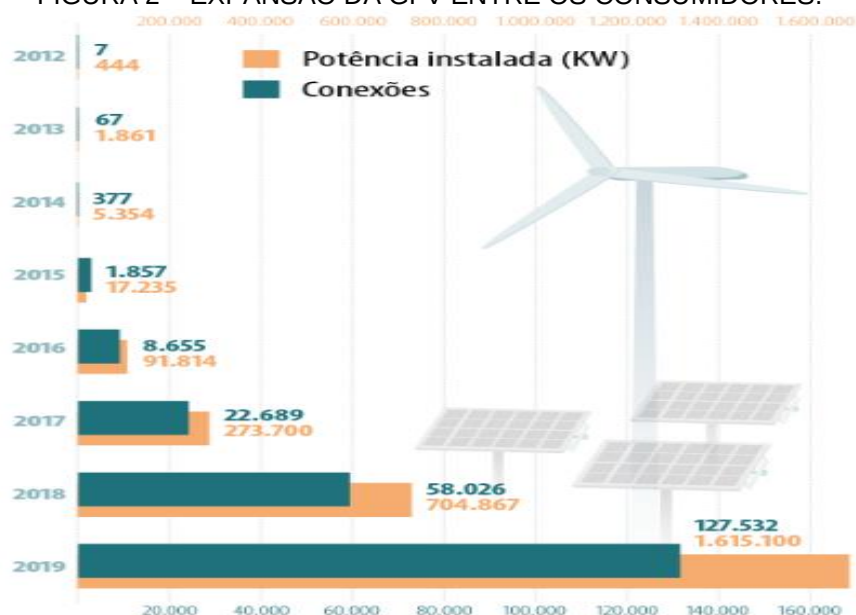
FIGURA 1 – CÉLULA, MÓDULO E PAINEL FOTOVOLTAICO.



FONTE: ALMEIDA (2012).

Outro aspecto que merece destaque é a grande aderência e absorção dos sistemas de GFV descentralizados pelo mercado e pelos consumidores residenciais a partir da adoção dos incentivos advindos da resolução 482 de 2015 da ANEEL destacada anteriormente. A Figura 2 destaca o acentuado crescimento do número de unidades consumidoras (conexões) que instalaram placas solares no Brasil a partir de 2012, ano em que as novas políticas de incentivos advindos da resolução entraram em vigor.

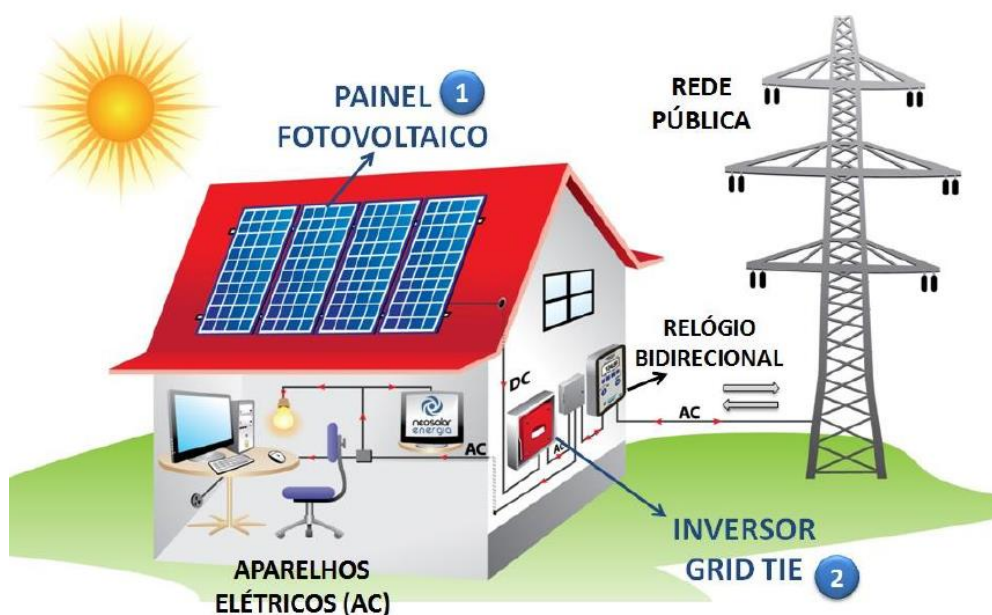
FIGURA 2 – EXPANSÃO DA GFV ENTRE OS CONSUMIDORES.



FONTE: AGÊNCIA SENADO (2019).

A Figura 3 ilustra um SFV residencial conectado à rede. Nesse tipo de configuração, a rede é considerada pelo SFV como um mecanismo de armazenamento, já que toda a geração é entregue ao SD (CRESESB, 2014). Tais sistemas contribuem para suprir a demanda dos consumidores da região, além de possuírem a característica de que toda sua energia gerada é colocada em paralelo com a energia da rede da concessionária (URBANETZ, 2010).

FIGURA 3 – ESQUEMÁTICO DE UM SISTEMA FOTOVOLTAICO CONECTADO À REDE.



FONTE: NEOSOLAR (2016).

2.2 SISTEMAS DE ARMAZENAMENTO DE ENERGIA

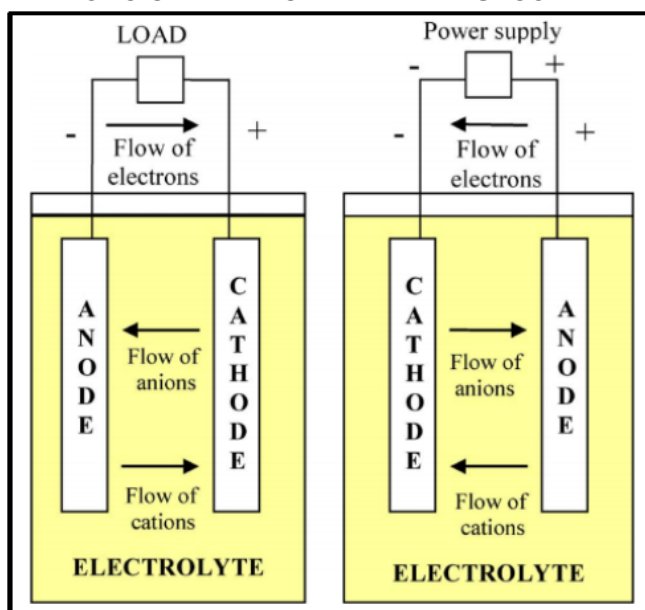
Os sistemas de armazenamento de energia (SA's) são considerados neste trabalho como a peça chave para o drástico aumento do aproveitamento primariamente da energia produzida pelos geradores distribuídos e de forma secundária da energia obtida através da rede em períodos de menor tarifação, reservando esses recursos para consumo prioritário em períodos considerados de ponta pela concessionária visando assim minimizar os custos com energia por parte do consumidor, caracterizando o chamado *time-shifting* (DOE e SANDIA, 2012).

Outra característica relevante é a possibilidade que essa tecnologia oferece de aliviar o SD através da descarga em situações de pico de demanda, incidentes geralmente nos horários de ponta da concessionária local nos quais muitas vezes a rede já se encontra saturada. Isso aliado a um sistema de gestão e otimização energética com consequente impacto nos custos resulta em redução na demanda vista pela rede (DOE e SANDIA, 2012).

É possível classificar as tecnologias de armazenamento de energia elétrica em seis categorias predominantes: baterias do tipo chumbo-ácido, níquel-cádmio (NiCd), sódio-enxofre (NaS), íons de lítio, fluxo redox, zinco-bromo (ZnBr), vanádio-redox (VR), capacitores e super capacitores (ESA, 2015).

Uma bateria é capaz de transformar energia química em elétrica e vice-versa através de reações químicas e apresentando baixo impacto ao ambiente por emissões prejudiciais (SILVA; BORTONI, 2016). O escopo deste trabalho prevê baterias como o componente principal do SA, especificamente do tipo chumbo-ácido, pois se apresentam em posição de destaque, justificada pelo seu foco na operação conjunta com as GDs, além de apresentar um menor custo se comparada aos outros tipos disponíveis (PINHO; GALDINO, 2014). Assim, esses SA's aparecem no mercado como os dispositivos mais disseminados e utilizados em conjunto com a geração distribuída no contexto atual. Cabe ressaltar que o tipo considerado será a bateria secundária (ilustrada na Figura 4) por ser considerada recarregável, em contraste com os modelos primários que são não recarregáveis (BAKER, 2008) e portanto não são viáveis para a integração com a GD.

FIGURA 4 – DIAGRAMA ESQUEMÁTICO MOSTRANDO O PRINCÍPIO DE FUNCIONAMENTO DA BATERIA SECUNDÁRIA.



FONTE: HADJIPASCHALIS, POULLIKKAS e EFTHIMIOU (2009).

Cabe destacar que a utilização e escolha do SA deve ser feita de acordo com as necessidades do sistema, no caso, da microrrede. Assim, por exemplo, na observância de descargas elevadas em um curto período de tempo, a opção deve ser pelas baterias de condensadores por serem mais adaptadas construtivamente a essas situações, enquanto que se o funcionamento consistir de baixas descargas prolongadas, o conselho é utilizar baterias eletrodinâmicas (PILO, 2009). Outras tecnologias recentes envolvem o uso de células de íon-lítio, sendo estas alvo de crescente interesse para utilização em sistemas de potência (BAKER, 2008) por serem equipamentos especializados em operações de armazenamento de eletricidade, oferecendo rápida resposta frente a mudanças de carga, além de oferecer flexibilidade ao uso de combustíveis.

2.3 MODALIDADE TARIFÁRIA BRANCA

Consiste em uma opção do consumidor por um sistema de compra de energia que adota diferentes valores dependendo da hora e do dia da semana. A tarifa branca varia nos dias úteis em três horários: ponta, intermediário e fora de ponta. Representam os períodos com maior carregamento do sistema, uma hora antes e uma

depois do horário de ponta e os horários com menor demanda de energia respectivamente.

Fora de ponta a energia é mais barata, enquanto que no intermediário e na ponta é mais cara. Em fins de semana e feriados nacionais o valor cobrado é igual ao fora de ponta.

A resolução normativa nº 733/2016 da ANEEL estabeleceu que os consumidores poderiam aderir à tarifa branca a partir de 1º de janeiro de 2018 seguindo para tal um cronograma para adequação das concessionárias e priorização de solicitações com as características (ANEEL, 2019):

- Novas unidades consumidoras com uma média anual de consumo mensal com valor superior a 500 kWh podem solicitar a tarifa branca a partir de 1º de janeiro de 2018;
- Unidades consumidoras com média anual de consumo mensal superior a 250 kWh podem solicitar a tarifa branca a partir de 1º de janeiro de 2019;
- Todas as unidades consumidoras poderão aderir à modalidade tarifária branca a partir de 1º de janeiro de 2020.

Desse modo, no futuro todos os consumidores poderão adotar esse novo modelo de cobrança como alternativa à tarifa convencional que apresenta um valor único e igual em todas as horas do dia em todos os dias.

2.4 MICRORREDES

A definição de microrrede envolve a utilização de recursos energéticos distribuídos (RED's) para suprir total ou parcialmente a demanda das cargas de um sistema local, que pode ser uma pequena comunidade, uma área comercial, ou mesmo um condomínio ou conjunto de residências, operando no sentido de tornar as cargas menos dependentes da rede elétrica (MENDONÇA, 2011).

As microrredes estão levando os sistemas de potência para um período de transição entre redes de distribuição passivas, nas quais conjuntos de cargas apenas consomem energia, para redes de distribuição ativas que oferecem a possibilidade de fornecer energia excedente de volta para a rede (CHOWDHURY; CROSSLEY; CHOWDHURY, 2009). O desafio desse período intermediário é a necessidade da incorporação e aprimoramento de técnicas de gerenciamento de energia através de um controle inteligente que vise a otimização dos recursos e dos custos finais.

Conforme a tecnologia do setor em questão vai evoluindo, o consumidor final vai gradualmente sendo incentivado a tomar uma posição mais ativa e participativa dentro da gestão do sistema em ambiente de mercado e consumo, respondendo a sinais econômicos como variações nos preços da energia elétrica, bem como a novos mecanismos de eficiência energética mais eficientes, já que, com a massificação de ligações à rede de distribuição e seu constante crescimento, será necessária a adoção de conceitos mais complexos de controle, gestão e coordenação do fluxo de energia de modo a otimizar o consumo e garantir aumento global da eficiência (LOPES, 2011).

Mas o conceito de microrrede vai mais além, englobando a proposta de substituir o sistema de fornecimento de energia atual que consiste na centralização das fontes energéticas com cargas passivas para uma nova configuração que promove a descentralização dos recursos energéticos com a criação de redes de distribuição ativas. O que implica em um cliente que pode, além de consumir, fornecer potência para o sistema principal e possuir mais independência das gerações distantes, fornecedoras de uma energia que precisa passar por quilômetros de linhas de transmissão, sofrendo perdas elétricas, falhas, diminuição de qualidade e confiabilidade. Com esse novo modelo de rede, o consumidor tem suprimento próximo à carga, com um maior controle sobre o mesmo, bem como menos perturbações e mais estabilidade (MENDONÇA, 2011).

3 METODOLOGIA

As técnicas empregadas para a determinação dos resultados e objetivos buscados dividem-se de acordo com o objeto de estudo abordado. Este trabalho tem um foco inicial nas residências inteligentes ou *residential microgrids*, visando a minimização do custo com energia elétrica e do uso do sistema de armazenamento. Também é adotado o entendimento de que um conjunto de *residential microgrids* conectados por uma rede de alimentadores a nível de distribuição, forma uma microrrede.

Em seguida busca-se avaliar o impacto da inserção dessas casas inteligentes na rede de distribuição, avaliando principalmente os níveis de tensão no sistema e o fator de potência resultante de um conjunto que engloba tanto casas convencionais quanto casas inteligentes.

Dito isso, as ferramentas utilizadas estão divididas de acordo com os focos de estudo em que foram aplicadas neste trabalho, sendo estes a casas inteligente e sua aplicação em um sistema de distribuição teste.

3.1 CASA INTELIGENTE

Esse tipo de residência é o foco inicial e núcleo deste trabalho, caracterizando-se como um sistema que apresenta cargas controláveis, não controláveis, sistema de armazenamento, além da existência de uma geração solar conectada.

As cargas controláveis são equipamentos passíveis de otimização, ou seja, que podem ser alvo do software para fins de alocação e que o usuário concorda em flexibilizar seus períodos de operação a fim de reduzir os custos com energia elétrica tendo em vista o regime de tarifa branca. Como exemplo podem ser considerados o chuveiro, a máquina de lavar roupa, o ferro de passar, entre outros.

Já as cargas não controláveis não podem ter seus períodos de operação alterados, seguindo portando uma curva de carga conhecida, sendo estes por exemplo a geladeira, o freezer, o telefone e a iluminação.

Vale a ressalva de que embora não seja escopo deste trabalho, existem mecanismos que proporcionam o controle e automação da utilização de cargas residenciais controláveis seguindo uma agenda diária de operação, dentre estes sistemas é possível citar a possibilidade de utilização de chaves compostas por tiristores e componentes com rápida e controlada comutação via sinais elétricos, além também da utilização de redes neurais para o controle e monitoramento da demanda horária.

Será considerada também a aplicação de uma geração solar apresentada na seção 2.1.1 e de um sistema de armazenamento descrito na seção 2.2 com operação flexível, podendo armazenar ou descarregar energia em qualquer horário do dia respeitando suas limitações técnicas e contribuindo em conjunto com a geração solar para reduzir o consumo da rede nos horários mais onerosos.

Dito isso, o objetivo principal desta etapa do trabalho é a alocação e utilização ótima das cargas controláveis e do sistema de armazenamento, tendo em vista a aplicação da geração solar e a existência de cargas não controláveis na casa inteligente. Para tal, a técnica escolhida foi a Programação Linear Inteira Mista (PLIM), que consiste em uma função objetivo de minimização/maximização de um processo

sujeito a restrições. No caso em questão, resumidamente, a função objetivo é regida pela expressão matemática dos custos com energia elétrica, bem como dos ciclos de carga e descarga do sistema de armazenamento, enquanto que as restrições estão ligadas à modelagem matemática dos elementos da casa inteligente, definindo os limites impostos pelo usuário, além das restrições técnicas e operacionais vinculadas às características de cada elemento.

A escolha do PLIM para a resolução da problemática encontrada é justificada pela maior simplicidade na resolução de problemas quando são compreendidos de maneira linear. Além disso, o PLIM facilita e torna ampla a modelagem de problemas reais por possibilitar a utilização de variáveis inteiras em sua montagem, com especial destaque para as binárias. Outro fator relevante para a escolha dessa ferramenta foi a existência de solucionadores potentes disponíveis atualmente capazes de rapidamente encontrar as melhores soluções para um problema em curtos períodos de tempo através do emprego de algoritmos mais sofisticados, que permitem a solução de problemas de maior complexidade com elevado grau de precisão.

Assim, a casa inteligente pode ser estudada nos moldes de um problema de otimização por se tratar da determinação de um regime operacional baseado em tomadas de decisões relacionadas a, por exemplo, quais cargas devem ser alocadas em quais horários do dia para que isso resulte em uma maior economia na tarifa, ou em uma maior vida útil aos equipamentos (ARENALES et al, 2011).

A formulação matemática para o PLIM está ilustrada nas equações (1) e (2) (Koller; Hoffmann, 2018):

$$\min(c^T x) \text{ sujeito a } Ax \leq b, lb \leq x \leq ub, x = \begin{bmatrix} x_{int} \\ x_{con} \end{bmatrix}, x_{int} \in \mathbb{Z}, x_{con} \in \mathbb{R} \quad (1)$$

$$\max(c^T x) \text{ sujeito a } Ax \leq b, lb \leq x \leq ub, x = \begin{bmatrix} x_{int} \\ x_{con} \end{bmatrix}, x_{int} \in \mathbb{Z}, x_{con} \in \mathbb{R} \quad (2)$$

onde:

c = vetor de ponderação;

x = vetor de variáveis de otimização;

x_{int} = vetor de variáveis inteiras;

x_{con} = vetor de variáveis contínuas;

ub = vetor de limites superiores das variáveis;

lb = vetor de limites inferiores das variáveis;

A matriz A e o vetor b expressam todas as restrições de desigualdade do problema, sendo compostas pelos seus coeficientes. Dito isso, o objetivo é maximizar ou minimizar a função “custo” ($c^T x$) composta pela influência do vetor de ponderação (c) sobre as variáveis de otimização (x) que consistem em vetores de variáveis inteiras (x_{int}) e vetores de variáveis contínuas ou reais (x_{con}) respeitando os limites de valores superiores e inferiores a ub e lb respectivamente.

As seções subsequentes irão detalhar a modelagem matemática utilizada para cada componente, bem como a função objetivo do problema. Cabe ressaltar que a modelagem deste trabalho leva em conta apenas os aspectos considerados relevantes para o problema em questão, assim as devidas simplificações já estão aplicadas nas equações e restrições apresentadas na sequência.

3.1.1 Modelagem da função objetivo e equações gerais

Com base na formulação de Coelho (2016) e Santos (2016), inicialmente a expressão (1) associada aos custos com energia elétrica, F_{obj}^{custos} , foi obtida. Ela apresenta a soma dos custos de cada período através da multiplicação entre o preço de compra da energia advinda da tarifa branca pela quantidade injetada ou consumida de energia na casa. Cabe ressaltar que neste trabalho foi observado um horizonte de 24 horas, adotando para tal uma discretização horária.

$$F_{obj}^{custos} = \sum_{t=1}^{Nper} [(E_t^{result} + Aux_t^{result}) * Preço_t^{compra} - Aux_t^{result} * Preço_t^{venda}] \quad (1)$$

onde:

F_{obj}^{custos} = função objetivo relativa aos custos com energia elétrica (R\$);

F_{obj}^{ciclos} = função objetivo relativa aos ciclos de carga e descarga do SA;

$Nper$ = número de períodos considerados no horizonte estudado;

t = índice que varia de 1 até $Nper$, representando cada período do horizonte estudado;

$Preço_t^{compra}$ = parâmetro conhecido referente ao preço de compra de energia da rede no período t (R\$);

$Preço_t^{venda}$ = parâmetro conhecido referente ao preço de venda de energia da rede no período t (R\$);

E_t^{result} = variável referente à energia resultante da casa no período t (kWh);

Aux_t^{result} = variável auxiliar utilizada para identificar se a energia resultante esta sendo demandada ou injetada ocorrendo a compra ou venda dela respectivamente no período t (kWh).

A energia resultante presente na equação (1), apresentada na equação (2), obtida através da soma de todos os tipos de energia presentes no sistema, sejam elas injetadas ou demandadas. Para este trabalho, valores de energia inferiores a zero devem ser considerados como injeção, enquanto que quantidades superiores a zero serão adotados como demanda.

$$E_t^{result} = C_t^{total} + G_t + A_t^{result} \quad (2)$$

onde:

C_t^{total} = variável referente ao consumo total das cargas da casa (controláveis e não controláveis) no período t (kWh);

A_t^{result} = variável relativa à energia resultante do sistema de armazenamento no período t (kWh);

G_t = parâmetro conhecido referente à geração da casa no período t (kWh).

Tem o seu valor calculado previamente, através da previsão da geração solar na residência.

Com o auxílio da variável Aux_t^{result} , foi possível determinar se houve injeção ou demanda por energia em cada período do dia, simplificando a construção da equação (1), pois a variável em questão foi configurada para ser nula caso a energia resultante da casa for maior ou igual à 0 (energia injetada, portanto venda) ou ser igual a $-E_t^{result}$ (energia demandada, portanto compra) no caso da energia resultante assumir valores inferiores a 0.

Para a determinação da função objetivo de ciclos, F_{obj}^{ciclos} , foram definidas variáveis binárias responsáveis por indicar em quais períodos o SA inicia um ciclo de carregamento ($Y_t^{amz.carga.ON}$) ou descarregamento ($Z_t^{amz.desc.ON}$). Dessa forma, é

possível utilizar uma expressão capaz de contabilizar a quantidade de ciclos feita pelo SA simplesmente através da soma dessas variáveis conforme mostra a equação (3).

$$F_{obj}^{ciclos} = \sum_{t=1}^{N_{per}} (Y_t^{amz.carga.ON} + Z_t^{amz.desc.ON}) \quad (3)$$

onde:

$Y_t^{amz.carga.ON}$ = variável binária que apresenta valor unitário para os períodos nos quais o SA iniciar um ciclo de carregamento e assume valor nulo para todos os outros períodos;

$Z_t^{amz.desc.ON}$ = variável binária que apresenta valor unitário para os períodos nos quais o SA iniciar um ciclo de descarregamento e assume valor nulo para todos os outros períodos.

De posse das equações anteriormente expostas, foi obtida a função objetivo global do sistema, expressa na equação (4), que consiste em duas funções de minimização associadas: uma relacionada aos custos e outra aos ciclos de carga e descarga do sistema de armazenamento.

$$Min \left(\lambda^{custos} \frac{F_{obj}^{custos}}{|F_{obj}^{custos.otima}|} + \lambda^{ciclos} \frac{F_{obj}^{ciclos}}{|F_{obj}^{ciclos.otima}|} \right) \quad (4)$$

onde:

F_{obj}^{custos} = função objetivo relativa aos custos com energia elétrica (R\$);

F_{obj}^{ciclos} = função objetivo relativa aos ciclos de carga e descarga do SA;

λ^{custos} = peso da função objetivo relativa aos custos;

λ^{ciclos} = peso da função objetivo relativa aos ciclos;

$F_{obj}^{custos.otima}$ = valor ótimo da função objetivo de custos (R\$);

$F_{obj}^{ciclos.otima}$ = valor ótimo da função objetivo de ciclos.

Importante ressaltar que as variáveis λ^{custos} e λ^{ciclos} estão diretamente ligadas à influência que as funções objetivo F_{obj}^{custos} e F_{obj}^{ciclos} respectivamente exercem na função objetivo global, assumindo valores entre 0 e 1.

Ainda outra informação que deve ser obtida diz respeito ao cálculo do consumo total das cargas da casa, C_t^{total} , cuja expressão está mostrada na equação (5). Através dela obtém-se o valor total do consumo fazendo a soma entre as cargas não controláveis (com curva de demanda previamente estimada) e as cargas controláveis, tendo em vista a correta conversão do tempo de operação da carga controlável $W_{t,n}^{cont}$ através de sua divisão por 60, de modo a obter o valor em horas, já que $W_{t,n}^{cont}$ é fornecido em minutos.

$$C_t^{tot} = C_t^{\tilde{n}cont} + \sum_{n=1}^{N^{C^{cont}}} C_{t,n}^{cont} * \frac{W_{t,n}^{cont}}{60} \quad (5)$$

onde:

$N^{C^{cont}}$ = número de cargas controláveis na casa;

n = índice que varia de 1 até $N^{C^{cont}}$, representando cada carga controlável;

$C_t^{\tilde{n}cont}$ = parâmetro conhecido referente ao consumo total das cargas não controláveis no período t (kWh);

$C_{t,n}^{cont}$ = variável referente ao consumo total da carga controlável n no período t (kWh);

$W_{t,n}^{cont}$ = variável referente ao tempo de operação da carga controlável n no período t (min.).

3.1.2 Cargas controláveis

Como esse tipo de carga será alvo de alocação, é necessário que uma modelagem seja feita para definir os parâmetros e restrições a serem considerados no processo de otimização. Cabe ressaltar que o usuário define quais cargas devem ser consideradas controláveis e quais não, além dos períodos que ele deseja reservar para flexibilizar a operação dos equipamentos considerados como cargas controláveis. As equações e restrições neste tópico foram baseadas em Santos (2016) e Quiñonez (2015). As expressões (6) e (7) apresentadas são responsáveis por limitar a quantidade de períodos nos quais a carga deve operar.

$$(MTO_n^{aux_{cont}} - 1) * \left(Y_{n,t}^{cont.ON} + \sum_{l=1}^{MTO_n^{aux_{cont}}-1} Z_{n,t+l}^{cont.OFF} \right) \leq (MTO_n^{aux_{cont}} - 1) \quad (6)$$

$$Y_{n,t+MTO_n^{aux_{cont}}}^{cont.ON} - X_{n,t+MTO_n^{aux_{cont}}}^{cont} \geq Y_{n,t}^{cont.ON} - X_{n,t}^{cont} - (1 - Y_{n,t}^{cont.ON}) \quad (7)$$

onde:

l = índice que varia de 1 até $MTO_n^{aux_{cont}} - 1$, contabilizando os períodos de um ciclo de operação da carga n ;

$Y_{n,t}^{cont.ON}$ = variável binária que indica se a carga controlável n iniciou um ciclo de operação, ou não, no período t ;

$Z_{n,t}^{cont.OFF}$ = variável binária que indica se a carga controlável n termina um ciclo de operação, ou não, no período t ;

$X_{n,t}^{cont}$ = variável binária que indica se a carga controlável n está operando ou não, ou seja, se ela está em um ciclo de operação, ou não, no período t .

$MTO_n^{real_{cont}}$ = parâmetro conhecido referente ao número mínimo de períodos de operação da carga n ;

Dessa forma, a variável binária $Z_{n,t}^{cont.OFF}$ é mantida com valor nulo pela expressão (6) até que se complete um ciclo de operação iniciado ($Y_{n,t}^{cont.ON} = 1$). Já a equação (7) assume o papel de contabilizar os ciclos consecutivos de operação de uma carga, de modo a determinar quantos ciclos contínuos de funcionamento da carga existem ($X_{n,t}^{cont} = 1$). Assim, quando determinado equipamento estiver em funcionamento, $X_{n,t}^{cont} = 1$ e $Y_{n,t}^{cont.ON}$ também terá valor unitário tanto no início de um novo ciclo de operação quanto no período posterior ao término do mesmo, indicando assim um caso em que a carga iniciou um novo ciclo de funcionamento.

Para possibilitar as manobras realizadas pelas equações (6) e (7), é necessário utilizar a variável $MTO_n^{aux_{cont}}$ que representa o número fixo de períodos de operação de determinada carga do sistema. Como o usuário insere os tempos de funcionamento dos equipamentos de sua residência em minutos ($T_{ciclo_n^{cont}}$) variável,

representado pela variável $MTO_n^{real_cont}$, a equação (8) transforma-os em horas e depois um arredondamento é feito sobre o valor de $MTO_n^{real_cont}$ para seu valor inteiro imediatamente superior no caso de se tratar de um resultado decimal, de modo a se obter $MTO_n^{aux_cont}$.

$$MTO_n^{real_cont} = \frac{Tciclo_n^{cont}}{60} \quad (8)$$

onde:

$MTO_n^{real_cont}$ = parâmetro conhecido referente ao mínimo tempo de operação real da carga controlável n (h);

$Tciclo_n^{cont}$ = parâmetro conhecido referente ao tempo de um ciclo de operação da carga controlável n (min).

Através desse método é possível limitar e discretizar a quantidade de períodos de funcionamento de uma carga possibilitando a correta implantação das equações (6) e (7).

Outro aspecto importante é obter uma base matemática que observe em quais períodos do dia a carga inicia e termina seu ciclo de operação, instantes representados pelas variáveis $Y_{n,t}^{cont.ON}$ e $Z_{n,t}^{cont.OFF}$ respectivamente. Para tal a equação (9) é empregada.

$$X_{n,t}^{cont} - X_{n,t-1}^{cont} = Y_{n,t}^{cont.ON} - Z_{n,t}^{cont.OFF} \quad (9)$$

Basicamente a equação (9) irá relacionar as variáveis de início e fim de um ciclo de operação ($Y_{n,t}^{cont.ON}$ e $Z_{n,t}^{cont.OFF}$ respectivamente) com as variáveis que indicam se a carga está em operação no período atual ou no anterior ($X_{n,t}^{cont}$ e $X_{n,t-1}^{cont}$) na seguinte forma: quando a carga está em operação no período atual (t) e não estava funcionando no período anterior ($t-1$), a equação (9) força um valor unitário na variável que indica o início de um ciclo de funcionamento. Já na situação em que o funcionamento ocorria no período anterior, sendo que no atual já não há mais operação, o valor unitário é assumido pela variável que indica o fim de um ciclo de

funcionamento. Assim a expressão dá a certeza de que as variáveis binárias estão assumindo valores fisicamente coerentes.

Em suma, as equações (6), (7) e (9) são responsáveis respectivamente por delimitar os períodos de funcionamento da carga entre início e fim do ciclo; contar os ciclos através da correta identificação destes; e, estabelecer uma relação entre as variáveis binárias que indicam se a carga iniciou ou finalizou um ciclo de operação com as variáveis binárias responsáveis por indicar se a carga está em operação ou não.

Com isso, a equação (10) é utilizada para realizar a limitação do tempo de funcionamento por período em minutos, a equação (11) não permite que uma carga ultrapasse 60 minutos de funcionamento em cada período e a equação (12) obriga a variável $W_{n,t}^{cont}$ a cumprir o tempo completo do ciclo de operação toda a vez que a carga o iniciar ($Y_{n,t}^{cont.ON} = 1$).

$$\sum_{t=1}^{24} W_{n,t}^{cont} = 60 * Nciclos_n^{cont} * MTO_n^{real_cont} \quad (10)$$

$$W_{n,t}^{cont} \leq 60 * X_{n,t}^{cont} \quad (11)$$

$$\sum_{l=0}^{MTO_n^{aux_cont}-1} W_{n,t+l}^{cont} \geq 60 * MTO_n^{real_cont} * Y_{n,t}^{cont.ON} \quad (12)$$

onde:

l = índice que varia de 0 até $MTO_n^{aux_cont} - 1$, contabilizando os períodos de um ciclo de operação da carga n ;

$Nciclos_n^{cont}$ = parâmetro conhecido referente ao número de ciclos de operação da carga controlável n .

3.1.3 Sistema de armazenamento

Para atingir os fins de otimização discutidos nas seções anteriores, é necessário conhecer a energia útil total armazenada no SA em todos os períodos. A equação (13) baseada em Wu, Wang e Bie (2012) opera nesse sentido e consiste na determinação da energia presente no período t através da adição ou subtração de energia no período $t-1$.

$$A_t^{total} = A_{t-1}^{total} + A_t^{carga} - A_t^{desc} \quad (13)$$

onde:

A_t^{total} = variável referente à energia total que está armazenada no SA ao final do período t (kWh);

A_{t-1}^{total} = variável referente à energia total que está armazenada no SA no período anterior a t (kWh).

A fim de tornar a equação (13) coerente, é necessário o entendimento de que a bateria não pode estar carregando e descarregando em um mesmo período, em outras palavras, ou o SA absorve energia ou ele injeta. Com isso em mente, a restrição (14) foi criada:

$$X_t^{amz\,carga} + X_t^{amz\,desc} \leq 1 \quad (14)$$

onde:

$X_t^{amz\,carga}$ = variável binária que indica se o SA está se carregando no período t , ou seja, assume valor unitário apenas quando o SA está se carregando;

$X_t^{amz\,desc}$ = variável binária que indica se o SA está se descarregando no período t , ou seja, assume valor unitário apenas quando o SA está se descarregando.

A determinação da energia resultante do sistema de armazenamento, foi feita utilizando a formulação apresentada por Wu, Wang e Bie (2012), exposta na equação (15).

$$A_t^{result} = \frac{A_t^{carga}}{\eta^{A\,carga}} - \eta^{A\,desc} * A_t^{desc} \quad (15)$$

onde:

A_t^{carga} = variável referente à energia efetivamente carregada do SA no período t (kWh);

A_t^{desc} = variável referente à energia efetivamente descarregada do SA no período t (kWh);

$\eta^{A_{carga}}$ = parâmetro conhecido referente à eficiência de carga do SA;

$\eta^{A_{desc}}$ = parâmetro conhecido referente à eficiência de descarga do SA.

Através da equação (15) é possível observar que a variável A_t^{result} engloba os valores úteis de energia juntamente com as perdas do sistema, é um parâmetro capaz de informar quanto de energia é injetada e quanto é retirada do SA em cada período, justificando o emprego das eficiências de carga e descarga na presente equação.

Com o intuito de respeitar os limites técnicos de capacidade das baterias, as equações (16), (17) e (18) buscam definir as restrições no que diz respeito à energia armazenada, sendo que a expressão (16) tem foco na capacidade máxima e mínima enquanto que a expressão (17) e (18) limitam a quantidade de energia que pode ser carregada e descarregada pelo SA em um período (WU; WANG; BIE, 2012):

$$A^{\%min} * A^{capmax} \leq A_t^{total} \leq A^{\%max} * A^{capmax} \quad (16)$$

$$0 \leq A_t^{carga} \leq A^{maxcarga} * X_t^{amzcarga} \quad (17)$$

$$0 \leq A_t^{desc} \leq A^{maxdesc} * X_t^{amzdesc} \quad (18)$$

onde:

A^{capmax} = parâmetro conhecido referente à capacidade máxima de armazenamento (kWh);

$A^{\%max}$ = parâmetro conhecido referente ao nível máximo de armazenamento (%);

$A^{\%min}$ = parâmetro conhecido referente ao nível mínimo de armazenamento (%).

$A^{maxcarga}$ = parâmetro conhecido referente ao limite máximo de energia carregada do SA em um período (kWh);

$A^{maxdesc}$ = parâmetro conhecido referente ao limite máximo de energia descarregada do SA em um período (kWh);

$X_t^{amz_{carga}}$ = variável binária que indica se o SA está se carregando no período t , ou seja, assume valor unitário apenas quando o SA está se carregando;

$X_t^{amz_{desc}}$ = variável binária que indica se o SA está se descarregando no período t , ou seja, assume valor unitário apenas quando o SA está se descarregando.

Outro ponto importante na modelagem reside na necessidade de identificar os inícios dos ciclos de carga e descarga do SA para possibilitar a aplicação da equação (3), responsável por informar esse número total de ciclos. As equações (19) e (20) foram criadas para satisfazer essa necessidade com base na formulação de Quiñonez (2015):

$$X_t^{amz_{carga}} - X_{t-1}^{amz_{carga}} = Y_t^{amz.carga.ON} - Y_t^{amz.carga.OFF} \quad (23)$$

$$X_t^{amz_{desc}} - X_{t-1}^{amz_{desc}} = Z_t^{amz.desc.ON} - Z_t^{amz.desc.OFF} \quad (24)$$

onde:

$Y_t^{amz.carga.ON}$ = variável binária que indica se houve o início de um ciclo de carga no período t ;

$Z_t^{amz.desc.ON}$ = variável binária que indica se houve o início de um ciclo de carga no período t ;

$Y_t^{amz.carga.OFF}$ = variável binária que indica se houve o término de um ciclo de carga no período t ;

$Z_t^{amz.desc.OFF}$ = variável binária que indica se houve o término de um ciclo de carga no período t .

O princípio de funcionamento das expressões (23) e (24) segue a mesma lógica da equação (9). Assim a equação (3) é capaz de realizar a soma de todos os inícios e termos dos ciclos.

Por fim, a equação (25) define os limites das variáveis binárias, definindo que as mesmas só poderão assumir valores unitário ou nulos:

$$0 \leq Y_{n,t}^{cont.ON}, X_{n,t}^{cont}, Z_{n,t}^{cont.OFF}, X_t^{amz.desc}, X_t^{amz.carga}, Y_t^{amz.carga.ON}, \\ Y_t^{amz.carga.OFF}, Z_t^{amz.desc.ON}, Z_t^{amz.desc.OFF} \leq 1 \quad (25)$$

3.1.4 Microgeração solar

A geração solar foi a escolhida para compor os elementos da residência. A equação (26) ilustra a energia gerada pelo sistema fotovoltaico em cada período t de análise (VILLALVA & GAZOLI, 2012):

$$G_t = \frac{\eta^{mód} * N^{mód} * A^{mód} * \eta^{inv} * (1 - Perdas) * Insol_t}{1000} \quad (26)$$

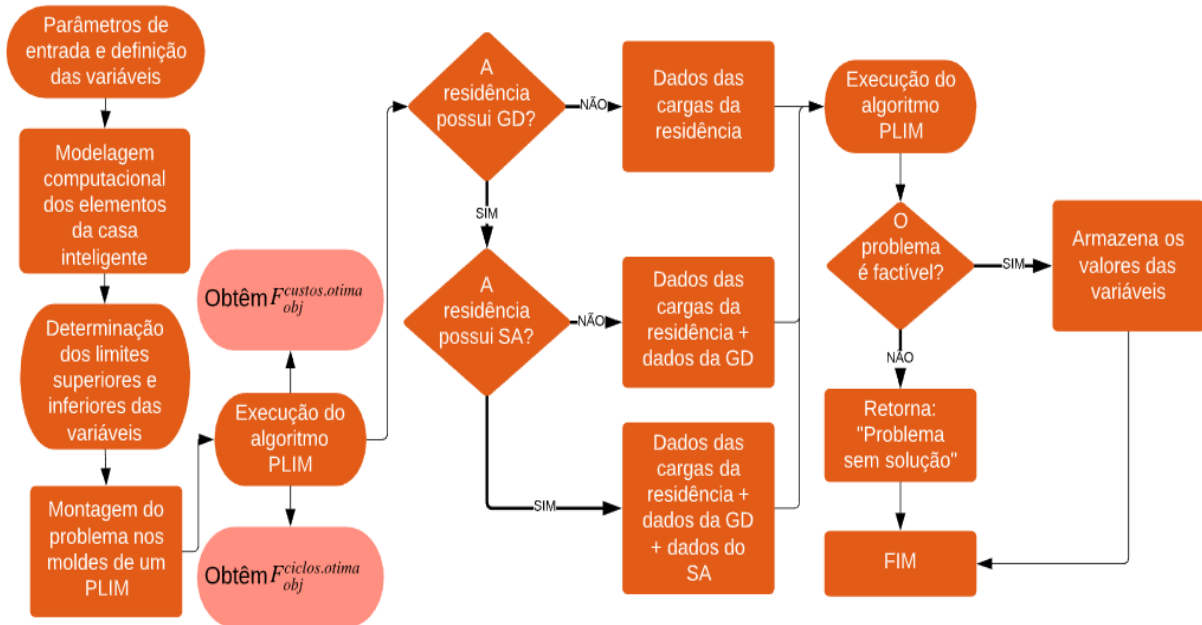
onde:

- G_t = energia gerada pelo sistema fotovoltaico no período t (kWh);
- $\eta^{mód}$ = rendimento do módulo fotovoltaico;
- $N^{mód}$ = número de módulos fotovoltaicos;
- $A^{mód}$ = área ocupada pelos módulos fotovoltaicos (m²);
- η^{inv} = rendimento do inversor;
- $Perdas$ = perdas diversas do sistema fotovoltaico;
- $Insol_t$ = insolação recebida pelo módulo fotovoltaico no período t (Wh/m²).

3.2 IMPLEMENTAÇÃO COMPUTACIONAL

De posse das formulações expostas nas seções anteriores, foi realizada a modelagem computacional com base na descrição matemática dos elementos. A Figura 5 ilustra o fluxograma que rege o funcionamento do algoritmo implementado no software MATLAB.

FIGURA 5 – FLUXOGRAMA ILUSTRANDO O FUNCIONAMENTO DO ALGORITMO PLIM.



FONTE: O autor (2019).

Inicialmente, conforme mostra a Figura acima, os parâmetros de entrada são fornecidos de modo a permitir a determinação da função objetivo, a partir desse ponto duas simulações são feitas para determinar os valores de $F_{obj}^{custos.otima}$ e $F_{obj}^{ciclos.otima}$. Para isso foram consideradas duas situações:

- Para $F_{obj}^{custos.otima}$, através da inspeção da equação (4), foi considerado que o peso da função objetivo referente aos custos (λ^{custos}) adotaria valor unitário enquanto que o peso da função objetivo relativa aos ciclos (λ^{ciclos}) assumiria valor nulo, eliminando assim o segundo termo da equação (4) operando no sentido de obter o valor ótimo do ponto de vista dos custos;
- Para $F_{obj}^{ciclos.otima}$, também através de observações na equação (4), considerando $\lambda^{ciclos} = 1$ e $\lambda^{custos} = 0$ a otimização vai considerar apenas a minimização dos ciclos, pois o primeiro termo da equação seria nulo.

Para a resolução do algoritmo PLIM foi utilizado um algoritmo que busca inicialmente criar as variáveis do problema e os vetores c e x para então montar as matrizes A e b e em seguida torná-las esparsas a fim de reduzir a complexidade do processamento computacional. Após isso, o código opera no sentido de organizar o PLIM na forma canônica, ou seja, adicionando variáveis de folga para cada restrição

com a finalidade de transformá-las em igualdades conforme ilustrado nas equações (27) e (28). Armazenando então os coeficientes dessas variáveis dentro de um vetor.

$$Dx \geq k \Leftrightarrow Dx + s = k, s \in \mathbb{Z}, D, k \in \mathbb{R} \quad (27)$$

$$Ex \leq L \Leftrightarrow Ex - s = L, s \in \mathbb{Z}, D, k \in \mathbb{R} \quad (28)$$

onde:

s = variável de folga;

D, k, E, L = constantes reais.

Aplica-se então o algoritmo *Branch and Bound*, que se fundamenta em primeiramente aplicar o sistema do PLIM original em um processo de relaxamento de programação (relaxamento do problema linear) resolvendo assim esse novo problema relaxado, o que quer dizer que as restrições de integralidade são ignoradas em um primeiro momento. A partir desse ponto, o sistema em questão é dividido em dois ramos (ramificação), escolhendo a menor variável inteira da solução relaxada para compor o limite inferior de um ramo e a maior variável inteira para compor o limite superior do outro ramo. Posteriormente inicia-se um processo de eliminação dos ramos assim que uma solução que satisfaça todas as restrições for encontrada, de modo que quaisquer outros ramos com valores objetivos maiores são eliminados (Koller; Hoffmann, 2018).

A partir daí, determinados $F_{obj}^{custos.otima}$ e $F_{obj}^{ciclos.otima}$, foi feita a verificação de quais elementos estavam presentes na casa para a obtenção dos dados referentes a cada caso de estudo: casa somente com cargas, com cargas e GD e com cargas, GD e SA.

Executa-se novamente o algoritmo PLIM, mas com a atualização dos parâmetros λ^{custos} e λ^{ciclos} para seus valores finais. Em seguida ocorre a verificação da factibilidade do PLIM em questão com o sistema retornando uma mensagem de erro caso o problema não for viável, ou armazenando os valores ótimos das variáveis caso contrário.

3.2.1 Rede de distribuição

3.2.1.1 Problema de fluxo de potência

É de fundamental importância o cálculo do fluxo de potência ou fluxo de carga na rede elétrica, pois trata-se de uma ferramenta capaz de fornecer pareceres sobre a condição da rede com base na tensão (módulos e ângulos em cada barra), fator de potência (FP) nas barras, fluxo de energia pelos alimentadores, entre outras grandezas elétricas e parâmetros que podem ser extraídos da rede (MONTICELLI, 1983).

As equações (29) e (30) regem o fluxo de carga. Ambas respeitam a mesma lógica da Primeira Lei de Kirchhoff, ou seja, é possível afirmar que potências ativas e reativas injetadas em uma barra serão iguais à soma dos fluxos que saem da barra por meio de elementos como transformadores, linhas de transmissão, alimentadores entre outros (MONTICELLI, 1983):

$$P_k = \sum_{m \in \Omega_k} P_{km}(V_k, V_m, \theta_k, \theta_m) \quad (29)$$

$$Q_k + Q_k^{sh}(V_k) = \sum_{m \in \Omega_k} Q_{km}(V_k, V_m, \theta_k, \theta_m) \quad (30)$$

onde:

k = varia de 1 até o número de barras da rede;

Ω_k = conjunto das barras vizinhas da barra k ;

V_k, V_m = magnitudes das tensões das barras terminais do ramo $k-m$;

θ_k, θ_m = ângulos das tensões das barras terminais do ramo $k-m$;

P_k = fluxo de potência ativa no ramo ou alimentador;

Q_k = fluxo de potência reativa no ramo ou alimentador;

Q_k^{sh} = componente da injeção de potência reativa devida ao elemento *shunt* da barra k ($Q_k^{sh} = b_k^{sh} * V_k^2$, sendo b_k^{sh} a susceptância *shunt* ligada à barra k).

A partir das equações (29) e (30) é possível calcular as injeções de potência ativa e reativa em função das tensões e ângulos das barras através das expressões (31) e (32).

$$P_k = V_k \sum_{m \in K} V_m (G_{km} \cos \theta_{km} + B_{km} \sin \theta_{km}) \quad (31)$$

$$Q_k = V_k \sum_{m \in K} V_m (G_{km} \sin \theta_{km} - B_{km} \cos \theta_{km}) \quad (32)$$

G_{km} = elemento da matriz de condutância;

B_{km} = elemento da matriz de susceptância.

K = conjunto formado pela barra k e suas vizinhas.

A formulação básica descrita por Monticelli (1983), consiste no entendimento de que existem quatro variáveis associadas a cada barra do sistema, sendo elas V_k , θ_k , P_k e Q_k , em que duas dessas variáveis são dados conhecidos e as outras duas são incógnitas a serem determinadas. Desse modo, as barras foram classificadas de acordo com quais grandezas correspondentes são conhecidas e quais não, conforme mostra a Tabela 1.

TABELA 1 – TIPOS DE BARRAS DA REDE.

Tipo de barra	Notação	Dados Conhecidos	Incógnitas
Barra de carga	PQ	P_k e Q_k	V_k e θ_k
Barra de geração	PV	P_k e V_k	Q_k e θ_k
referência	V θ	V_k e θ_k	P_k e Q_k

FONTE: O autor (2019).

Importante ressaltar que a barra V θ é responsável por definir a referência do circuito (magnitude e ângulo da tensão), além de igualar o balanço de potência do sistema através do entendimento de que a parcela de potência que falta para fechar a conservação de energia corresponde às perdas nas linhas. Por isso a necessidade de se definir uma barra sem especificação de potência (MONTICELLI, 1983).

As soluções para o fluxo de carga podem ser obtidas de forma aproximada com a aplicação de linearizações através da adoção de simplificações, como desconsiderar o reativo circulante e aproximar as diferenças angulares a zero. Outra abordagem é a aplicação de métodos iterativos, que objetivam a solução exata, tais como Newton Raphson, Gauss-Seidel e Desacomplamento Rápido. Mas para redes

de distribuição e para os estudos deste trabalho, a desconsideração do reativo se mostra um empecilho para a total visualização da situação elétrica do sistema. Outras características das redes de distribuição reduzem a eficácia das ferramentas numéricas de solução. Dentre elas estão os elevados valores de resistência das linhas em comparação com as indutâncias (relação R/X), os desequilíbrios nas grandezas elétricas do sistema, a inserção de GD's e o desbalanceamento de cargas. Tais fatores podem ser responsáveis por dificuldades de convergência dos métodos (KERSTING; DUGAN, 2006).

Assim, atualmente são empregadas técnicas dedicadas para a solução de problemas de fluxo de carga em sistemas de distribuição, como o *forward-backward sweep* e o método de injeção de correntes, além do descoplamento de matrizes.

3.2.2 Materiais

Como comentado anteriormente, o fluxograma que resolve o problema das casas ou condomínios inteligentes, ilustrado na Figura 5, é aplicado no ambiente de programação disponibilizado pelo MATLAB, que consiste em uma programa de uso dedicado, criado para executar cálculos científicos e de engenharia (CHAPMAN, 2011).

A escolha dessa linguagem de programação veio de suas vantagens em comparação com outras linguagens de computador como: a facilidade no uso e aprendizado; a independência de plataforma, podendo ser utilizado em diversos sistemas e oferecendo flexibilidade para leitura e escrita de dados em outros ambientes computacionais; ampla biblioteca e funções predefinidas além de pacotes prontos para a realização de tarefas técnicas; facilidade na apresentação de resultados na forma de gráficos e tabelas; por fim, a existência de um compilador que oferece feedback. (CHAPMAN, 2011).

Mas o aspecto determinante para a escolha do MATLAB como ferramenta foi a possibilidade de utilizá-lo em conjunto com o solucionador de PLIM Intlinprog responsável por aplicar o algoritmo *Branch and Bound* através de funções pré-definidas para otimizar a alocação dos elementos da casa ou condomínio inteligente.

Os parâmetros de entrada, bem como o fornecimento, manipulação e armazenamento de dados e resultados foram feitos através da construção de planilhas elaboradas no software Microsoft Office Excel.

A escolha do OpenDSS como simulador para a rede de distribuição foi adotada por ser um software de utilização livre, além de possibilitar uma simulação e análise trifásica da rede (ELECTRIC POWER RESEARCH INSTITUTE, 2019). Outro fator que justifica a utilização deste software foi a adoção do mesmo por parte da ANEEL através da Nota Técnica nº 057/2014-SRD/ANEEL, voltada para o cálculo do fluxo de potência das concessionárias de energia com a finalidade de modernizar as técnicas de medição das perdas técnicas. (ANEEL, 2014).

Outro fator deve-se ao fato de que o OpenDSS foi criado com foco na resolução de problemas de fluxo de potência para sistemas de distribuição de baixo para médio porte, comumente resolvendo aplicações onde o fator X/R é baixo, como é típico desse tipo de rede elétrica (DUNGAN; MONTENEGRO, 2019).

3.3 SIMULAÇÃO

De posse dos materiais detalhados na seção anterior, as simulações foram feitas utilizando parâmetros de entrada apresentados a seguir em um computador Intel Core I5 3570 através da adoção dos softwares supracitados.

3.3.1 Parâmetros de entrada

Iniciando com a função objetivo global do sistema, simulações foram feitas para determinar os pesos da mesma conforme relatado na seção 3.2. Os valores obtidos para $|F_{obj}^{custos.otima}|$ e $|F_{obj}^{ciclos.otima}|$ foram 5,7945 e 1 respectivamente, como se era de se esperar para o último valor que pode ser obtido simplesmente pela inspeção da equação (4) juntamente com a compreensão de que o menor número de ciclos possível para a bateria em um dia seria 1, representando somente carga ou descarga em todos os períodos, dado que a restrição relativa aos custos foi relaxada, ou seja, $\lambda^{custos} = 0$.

Com isso uma nova simulação pôde ser feita considerando todos os termos da equação (4) através da adoção dos parâmetros: λ^{custos} com valor de 0,9 e λ^{ciclos} com valor de 0,1. Os pesos da função objetivo tiveram os mesmos valores escolhidos por Santos (2016) com a finalidade de aumentar o impacto de F_{obj}^{custos} na equação, dando assim prioridade para soluções cuja redução dos custos seria maior e deixando a minimização dos ciclos do SA como objetivo secundário do modelo proposto.

3.3.1.1 Cargas controláveis

As Tabelas 2 e 3 mostram os dados considerados para as cargas controláveis. Mostrando suas potências, mínimo tempo de operação (MTO) e número de ciclos de operação $N_{ciclos_n^{cont}}$ para cada equipamento na Tabela 2, enquanto que os períodos permitidos ou não para utilização das cargas pelo usuário e que devem ser o alvo do software de otimização estão expostos na Tabela 3, através da variável binária $X_{n,t}^{count}$.

TABELA 2 – DADOS DAS CARGAS CONTROLÁVEIS.

Carga Controlável	Potência [kW]	$MTO_n^{real_cont}$ [min]	$N_{ciclos_n^{cont}}$ [un.]
Chuveiro	7,5	20	3
Lavadora de Louça	1,5	90	1
Lavadora de Roupa	1	60	1
Ferro de Passar	1	30	1
Secadora de Roupa	1	60	1
Secador de Cabelo	1,4	15	2
Soma	13,4	-	-

FONTE: SANTOS (2016).

TABELA 3 – PERÍODOS PERMITIDOS PARA ALOCAÇÃO DAS CARGAS CONTROLÁVEIS.

Períodos	Chuveiro	Lavadora Louça	Lavadora Roupa	Ferro de Passar	Secadora Roupa	Secadora Cabelo
1	0	1	0	0	0	0
2	0	1	0	0	0	0
3	0	0	0	0	0	0
4	0	0	0	0	0	0
5	0	0	0	0	0	0
6	0	1	0	0	0	0
7	1	1	0	1	1	1
8	0	1	1	1	1	0
9	0	1	1	1	1	0
10	0	1	1	1	1	0
11	0	1	1	1	1	0
12	0	1	1	1	1	0
13	0	1	1	1	1	0
14	0	1	1	1	1	0
15	0	1	1	1	1	0
16	0	1	1	1	1	0
17	0	1	1	1	1	0
18	1	1	1	1	1	0
19	1	1	1	1	1	1
20	1	1	1	1	1	1
21	1	1	1	1	1	1
22	1	1	1	1	1	1
23	1	1	0	1	1	1
24	1	1	0	1	1	1

FONTE: SANTOS (2016).

3.3.1.2 Cargas não controláveis

A Tabela 4 apresenta os dados relacionados às cargas não controláveis da residência, informando as potências e os horários de uso dos equipamentos, já a Tabela 5 mostra os períodos e tempos de operação em minutos de cada equipamento da Tabela 4, com base na rotina padrão de uma residência.

TABELA 4 – DADOS DAS CARGAS NÃO CONTROLÁVEIS.

Descrição da carga	Potência [W]	Horas diárias de uso
Amplificador/codificador – parabólica	30	6
Ar condicionado 10000 btus	950	8
Aspirador de pó residencial	750	0,2
Barbeador elétrico	50	0,1
Cafeteira elétrica	500	1
Carregador de telefone celular	5	1
Exaustor para fogão	100	4
Faca elétrica	140	0,1
Fogão elétrico	2000	2
Forno de micro ondas	1150	0,2
Freezer vertical 120l	130	8
Frigobar	80	8
Geladeira triplex 430l	380	8
Lâmpada fluorescente	20	2
Liquidificador	200	0,1
Telefone sem fio	10	24
Televisor acima 30 polegadas	200	6
Torneira elétrica	3500	0,5
Vídeo game	120	2
Soma	10315	-

FONTE: SANTOS (2016).

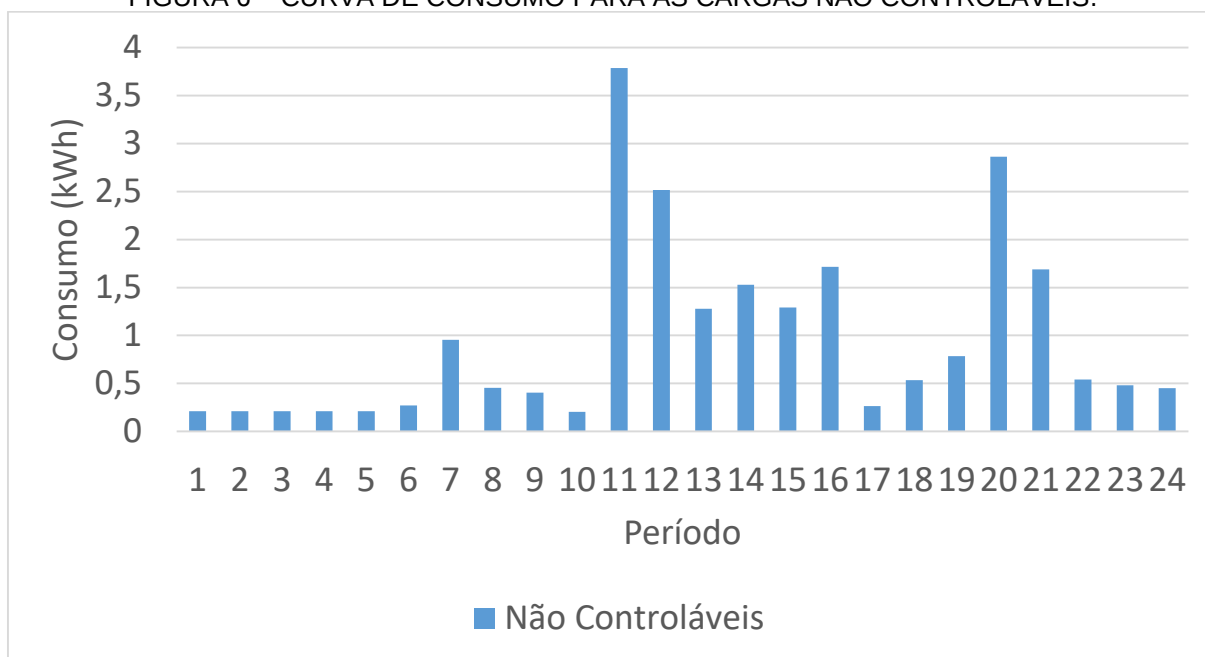
TABELA 5 – PERÍODOS E TEMPOS DE OPERAÇÃO DAS CARGAS NÃO CONTROLÁVEIS.

Período	Video game	Tom. elet.	TV	Tel. sem fio	Liquidif.	Lâmp. fluores.	Gelad. triplex 430l	Frigobar	Freezer vertical 120l	Forno micro ondas	Fogão elet.	Faca elet.	Exaust.	Carreg. celular	Caf. Barb. elet.	Aspir. de pó cond.	Codific. Parab.
1	0	0	0	60	0	0	20	20	20	0	0	0	0	60	0	0	0
2	0	0	0	60	0	0	20	20	20	0	0	0	0	60	0	0	0
3	0	0	0	60	0	0	20	20	20	0	0	0	0	60	0	0	0
4	0	0	0	60	0	0	20	20	20	0	0	0	0	60	0	0	0
5	0	0	0	60	0	0	20	20	20	0	0	0	0	60	0	0	0
6	0	0	0	60	0	(3x)60	20	20	20	0	0	0	0	60	0	0	0
7	0	0	60	60	5	(3x)60	20	20	20	5	0	0	0	0	30	0	60
8	0	0	60	60	0	(1x)60	20	20	20	0	0	0	0	0	0	0	60
9	0	0	60	60	0	0	20	20	20	0	0	0	0	0	0	0	0
10	0	0	0	60	0	0	20	20	20	0	0	0	0	0	0	0	0
11	0	0	60	60	0	0	20	20	20	10	60	60	60	0	0	0	0
12	0	20	60	60	0	0	20	20	20	0	0	0	0	60	0	0	0
13	60	0	0	60	0	0	20	20	20	0	0	0	0	60	0	0	0
14	60	0	0	60	0	0	20	20	20	0	0	0	0	60	0	20	0
15	60	0	0	60	5	0	20	20	20	0	0	0	0	0	0	0	0
16	60	0	0	60	0	0	20	20	20	5	0	0	0	0	30	0	0
17	0	0	0	60	0	(3x)60	20	20	20	0	0	0	0	0	0	0	0
18	0	0	60	60	0	(5x)60	20	20	20	0	0	0	0	0	0	0	60
19	0	0	60	60	0	(5x)60	20	20	20	0	0	0	0	0	30	0	60
20	0	0	60	60	0	(6x)60	20	20	20	10	60	0	60	0	0	0	60
21	0	20	60	60	0	(5x)60	20	20	20	0	0	0	0	0	0	0	60
22	0	0	60	60	0	(5x)60	20	20	20	0	0	0	0	60	0	0	60
23	0	0	60	60	0	(2x)60	20	20	20	0	0	0	0	60	0	0	60
24	0	0	60	60	0	(2x)60	20	20	20	0	0	0	0	60	0	0	0

FONTE: SANTOS (2016).

Com as informações das cargas não controláveis apresentadas anteriormente, é possível ilustrar a curva de carga da residência, a qual está exposta na Figura 3, construída com base na potência, nas horas e nos tempos de consumo para este tipo de carga.

FIGURA 6 – CURVA DE CONSUMO PARA AS CARGAS NÃO CONTROLÁVEIS.



FONTE: O autor (2019).

3.3.1.3 Tarifa branca

Como referência para a otimização dos custos foram utilizados os preços de compra de energia expostos na Tabela 6, obtidos em Copel (2019) e apresentados na Figura 7. Já os valores da tarifa convencional estão expostos na Tabela 7 para fins de comparações futuras.

TABELA 6 – MODALIDADE TARIFÁRIA BRANCA.

Tarifa Branca		
Período	Consumo (R\$/kWh)	
	Sem impostos	Com impostos
Ponta	0,94276	1,45488
Intermediário	0,60704	0,93679
Fora de Ponta	0,44426	0,68559

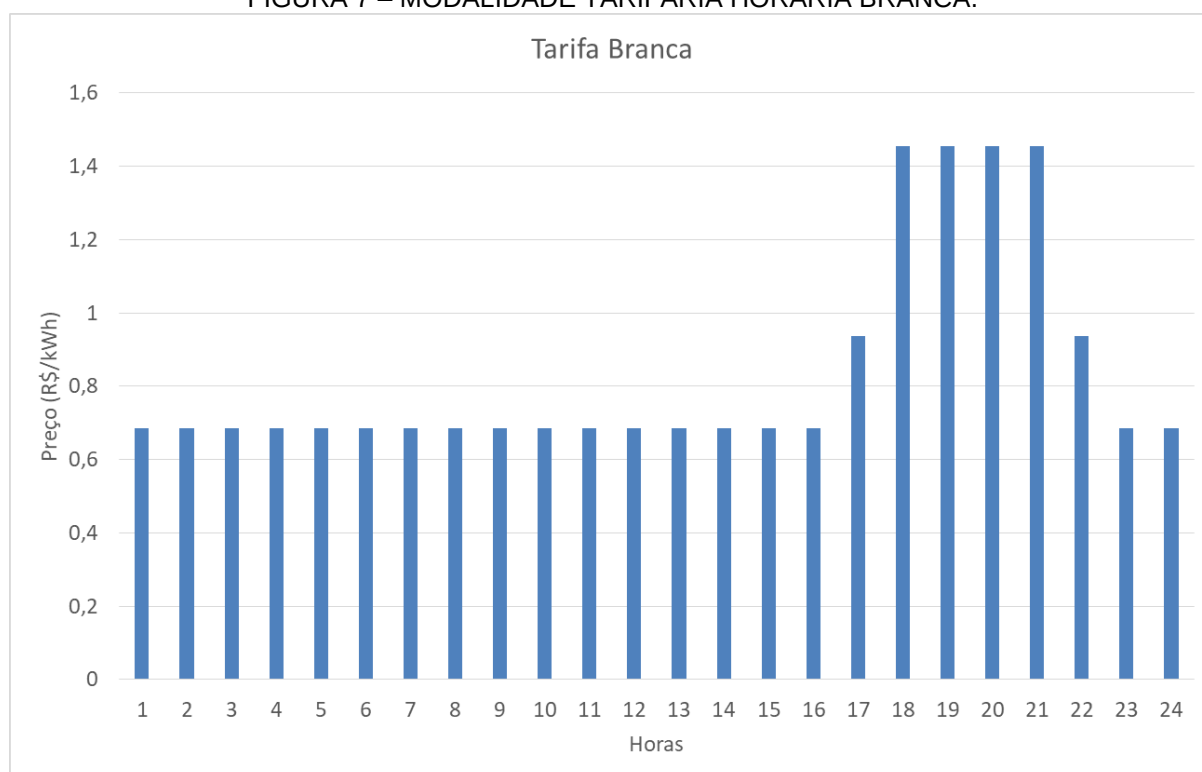
FONTE: Adaptado de COPEL (2019).

TABELA 7 – MODALIDADE TARIFÁRIA CONVENCIONAL.

CONVENCIONAL	Resolução ANEEL N° 2.559, de 18 de junho de 2019	
Tarifa em R\$/kWh	Resolução ANEEL	com Impostos: ICMS e PIS/COFINS
B1 - Residencial	0,51761	0,79878
Vigência em 24/06/2019		

FONTE: COPEL (2019).

FIGURA 7 – MODALIDADE TARIFÁRIA HORÁRIA BRANCA.



FONTE: O autor (2019).

Importante destacar que neste trabalho foi utilizado um conceito de venda do excedente de energia a ser injetada na rede. Foi considerado um preço de venda de 80% do valor de compra para as residência produtoras em um regime similar ao de *feed-in-tariff* (FIT), conforme exposto na seção 2.1, mas ocorrendo a compra somente do excedente gerado. Porém, vale a ressalva de que o modelo tarifário apresentado no brasil atualmente é o de compensação conforme descrito também na seção 2.1, onde não há efetivamente a compra ou venda de energia, mas sim um sistema de

abatimento no valor da fatura por meio de créditos obtidos através do excedente injetado.

3.3.1.4 Microgeração solar

De modo a simular uma geração solar na residência, foram utilizadas as especificações técnicas do painel fotovoltaico contidas em Santos (2016) e apresentadas na Tabela 8. A eficiência e as perdas do sistema foram extraídas de Unsihuay-Vila (2015) bem como os dados adicionais do SFV escolhido, apresentados na Tabela 9.

TABELA 8 – DADOS DO PAINEL FOTOVOLTAICO.

Electrical data – typical (STC)		
STC (Standard Test Conditions): 1,000 W/m ² , (25 ± 2)°C, AM 1.5 in accordance with EN 60904-3		
Power rating	P_{max}	255 Wp
Module efficiency		15.55 %
Rated voltage	V_{mpp}	30.2 V
Rated current	I_{mpp}	8.45 A
Open circuit voltage	V_{oc}	37.5 V
Short circuit current	I_{sc}	8.83 A
Maximum reverse current	I_R	20 A
Maximum system voltage		1,000 V

FONTE: Santos (2016).

TABELA 9 – DEMAIS DADOS DO SFV.

Rendimento do módulo	0,1524
Número de módulos	30
Área ocupada (m ²)	0,64
Rendimento do inversor	0,95
Perdas gerais	0,2

FONTE: Adaptado de Unsihuay-Vila (2015).

Quanto à insolação recebida pelo módulo fotovoltaico, foram adotados os mesmos dados de Santos (2016) que utilizou o programa Radasol (2001) para a coleta dos valores de radiação solar médios em um dia na cidade de Curitiba, mostrados na Tabela 10.

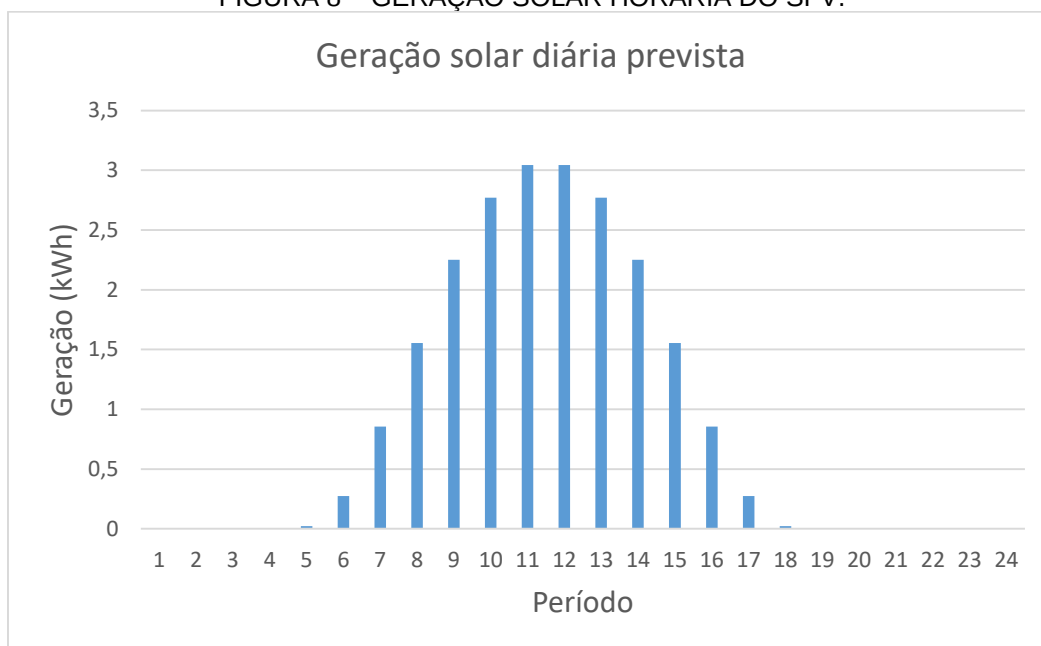
TABELA 10 – RADIAÇÃO SOLAR MÉDIA HORÁRIA EM CURITIBA.

Radiação solar média horária (Wh/m ²)													
Horas	Jan.	Fev.	Mar.	Abril	Maio	Jun.	Jul.	Ago.	Set.	Out.	Nov.	Dez.	Anual
1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
4	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
5	15	0	0	0	0	0	0	0	0	0	8	22	4
6	105	77	45	16	0	0	0	4	36	69	103	116	48
7	216	182	141	110	76	68	101	116	144	182	224	235	150
8	337	298	251	222	181	181	253	254	273	310	358	363	273
9	445	406	356	335	291	304	419	398	399	429	478	477	395
10	522	483	434	423	380	406	551	510	492	513	562	557	486
11	562	523	474	468	429	462	621	567	539	556	606	599	534
12	562	523	474	468	429	462	621	567	539	556	606	599	534
13	522	483	434	423	380	406	551	510	492	513	562	557	486
14	445	406	356	335	291	304	419	398	399	429	478	477	395
15	337	298	251	222	181	181	253	254	273	310	358	363	273
16	216	182	141	110	76	68	101	116	144	182	224	235	150
17	105	77	45	16	0	0	0	4	36	69	103	116	48
18	15	0	0	0	0	0	0	0	0	0	8	22	4
19	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
20	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
21	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
22	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
23	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
24	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

FONTE: SANTOS (2016).

Assim, com a aplicação da equação (26) obtêm-se o perfil de geração fotovoltaica diária, apresentada em forma de gráfico na Figura 8.

FIGURA 8 – GERAÇÃO SOLAR HORÁRIA DO SFV.



FONTE: O autor (2019).

3.3.1.5 Sistema de armazenamento

As especificações do sistema de armazenamento estão expostas na Tabela 11 e foram obtidas em Tesla (2016).

TABELA 11 – PARÂMETROS DO SISTEMA DE ARMAZENAMENTO.

SISTEMA DE ARMAZENAMENTO	
nível máximo de armazenamento (%)	100%
nível mínimo de armazenamento (%)	10%
capacidade máxima (kWh)	6,4
Limite máximo de carga/descarga por período (kWh)	3
Eficiência de carga/descarga	0,925

FONTE: O autor (2019).

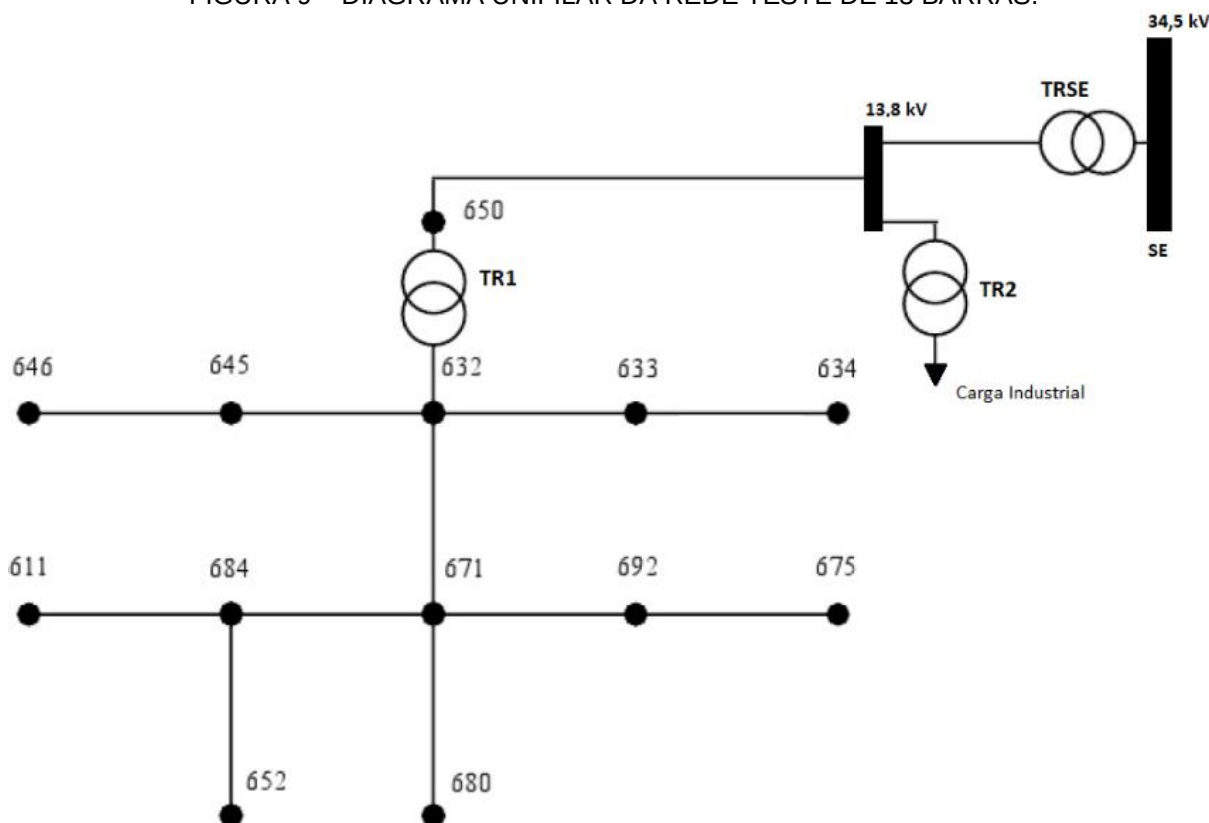
De posse dos parâmetros apresentados nesta seção, cinco casos foram montados para o posterior estudo dos mesmos:

- Caso Base: representa a casa tradicional, com as cargas controláveis e não controláveis sem nenhum tipo de alocação;
- Primeiro caso: consiste no caso base com a aplicação da alocação otimizada (modelo proposto) às cargas controláveis;
- Segundo caso: se resume à adição da microgeração solar ao caso base;
- Terceiro caso: aplicação do modelo proposto ao segundo caso;
- Quarto caso: adição do SA, com o modelo proposto voltado para a minimização dos custos apenas;
- Quinto caso: sistema completo, considerando também minimização dos ciclos de operação do SA.

3.3.1.6 Rede de distribuição

Para a integração da casa inteligente à rede de distribuição, foi utilizado o sistema cujo diagrama unifilar está mostrado na Figura 9, que consiste em uma rede de 13 barras adaptada de KERSTING (1991). Esse trabalho fornece redes teste para validação de diversas ferramentas criadas por desenvolvedores para análise das condições de uma rede de distribuição. O sistema em questão foi amplamente utilizado por diversas obras da literatura do setor, pois mesmo apresentando um número reduzido de barras, oferece uma configuração tal que proporciona um teste válido para análises em sistemas de distribuição.

FIGURA 9 – DIAGRAMA UNIFILAR DA REDE TESTE DE 13 BARRAS.



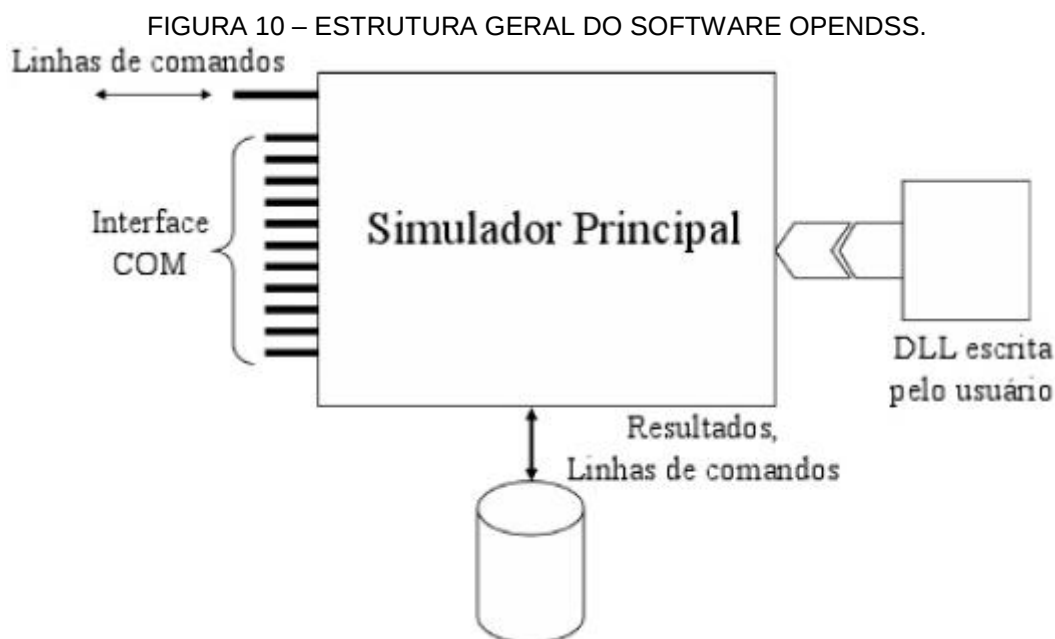
FONTE: Adaptada de KERSTING (1991).

A barra SE consiste no equivalente de Thévenin do restante da rede elétrica, sendo modelada como um barramento infinito com tensão de 34,5 kV. Essa tensão é rebaixada pelo transformador TRSE cujo secundário oferece 13,8 kV. O diagrama também mostra uma carga industrial conectada na tensão de 380 V fornecida pelo transformador abaixador TR2 (13,8 kV/380 V).

A linha de média tensão (13,8 kV) e a carga industrial foram adicionadas ao sistema original do IEEE como artifício para afastar o barramento infinito do transformador de distribuição TR1, de modo a reduzir sua influência nas tensões das barras 632 e 650. Assim, o sistema que será efetivamente utilizado como foco para as análises será a rede de baixa tensão (220 V), conectada no secundário do transformador TR1.

Lembrando que a modelagem da rede do sistema teste foi feita utilizando o software OpenDSS, através de alguns arquivos de texto de extensão “.dss” na forma de *scripts*. Cada *script* foi criado para representar um tipo de parâmetro da rede que deve ser informado ao *software* através de um código principal, cuja finalidade é unir todas as informações e montar a configuração desejada. A Figura 10 ilustra a estrutura

geral do OpenDSS, cuja base consiste em linhas de comando responsáveis por definir os circuitos através dos arquivos de texto comentados anteriormente, instruções diretas do usuário, ou mesmo de programas externos através da interface *Componente object Model (COM)* da *Microsoft (MS)* (RADATZ, 2015).



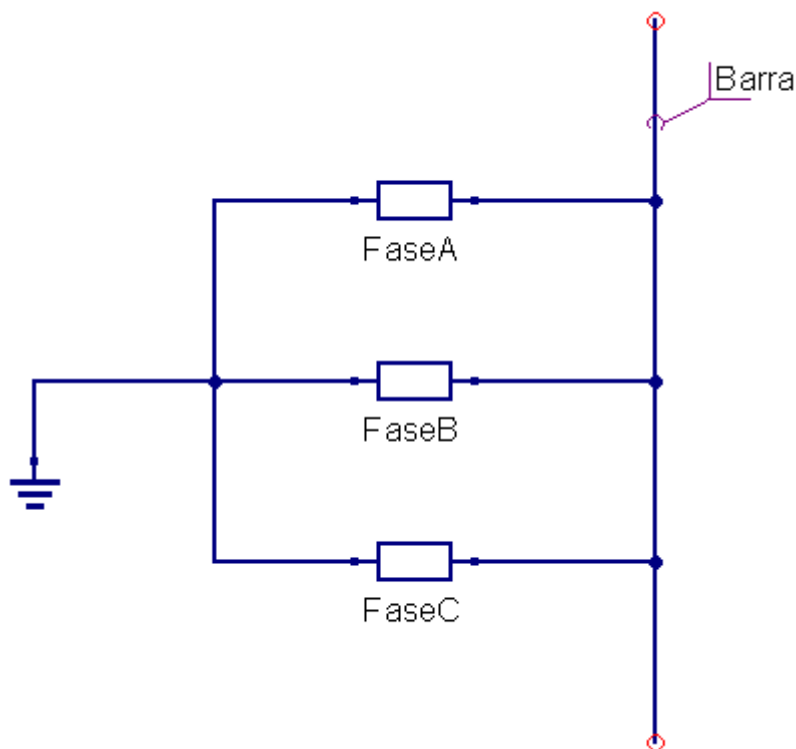
FONTE: RADATZ (2015).

Então, de forma resumida, inicialmente são definidos os dados e especificações dos elementos que compõem a rede elétrica. Esses componentes são então conectados em determinados terminais das barras do circuito, assim, todos os elementos que apresentarem terminais comuns estão então conectados, formando assim o sistema final. Dentre os parâmetros definidos estão os dados dos transformadores, linhas, equivalente de Thévenin, conexões das cargas, curvas de carga dos consumidores (residências e indústria).

As cargas, entendidas como unidades consumidoras, consistem nas residências, conectadas uma em cada barra do sistema teste. A fim de aproximar as simulações das condições reais de funcionamento de uma rede de distribuição em baixa tensão, as casas foram entendidas como sendo trifásicas desequilibradas do tipo potência constante, ou seja, não há variação da potência demandada pela carga durante as simulações, havendo a correta adequação das tensões e correntes para respeitar a natureza constante da potência demandada/injetada.

Desse modo, para simular as cargas trifásicas desequilibradas desequilibradas das residências, as unidades consumidoras foram modeladas como três cargas monofásicas conectadas em estrela. Assim, é possível representar cada uma das fases de uma casa separadamente, pois cada carga monofásica representa uma fase, conforme ilustra a Figura 11.

FIGURA 11 – CONEXÃO DAS CARGAS RESIDENCIAIS.



FONTE: O autor (2019).

Para considerar as variações horárias de carga das residências, foi utilizado o comando *Loadshape* do OpenDSS, que permite informar ao *software* os valores de demanda das cargas para todos os 24 períodos analisados. Tais curvas são normalizadas, ou seja, todos os valores da curva de carga são divididos pelo pico da demanda da residência, assim, o *software* multiplica o pico de potência da casa pelos valores armazenados na curva de carga (*Loadshape*), obtendo assim todos os valores no horizonte de um dia com intervalos de uma hora.

Importante destacar que foi criado um *Loadshape* para cada fase da residência. Assim, cada casa tem sua demanda por energia definida utilizando três curvas de carga. Para isso ser possível, inicialmente foi feita a divisão das cargas dos equipamentos residenciais entre as fases conforme apresentado na Tabela 12. O

chamado “equilíbrio de fases” foi aplicado, mantendo a boa prática dos projetistas de instalações elétricas residenciais, que consiste em distribuir as cargas da casa da forma mais homogênea possível entre as três fases a fim de evitar sobrecargas.

TABELA 12 – EQUILÍBRIO DE FASES DA RESIDÊNCIA.

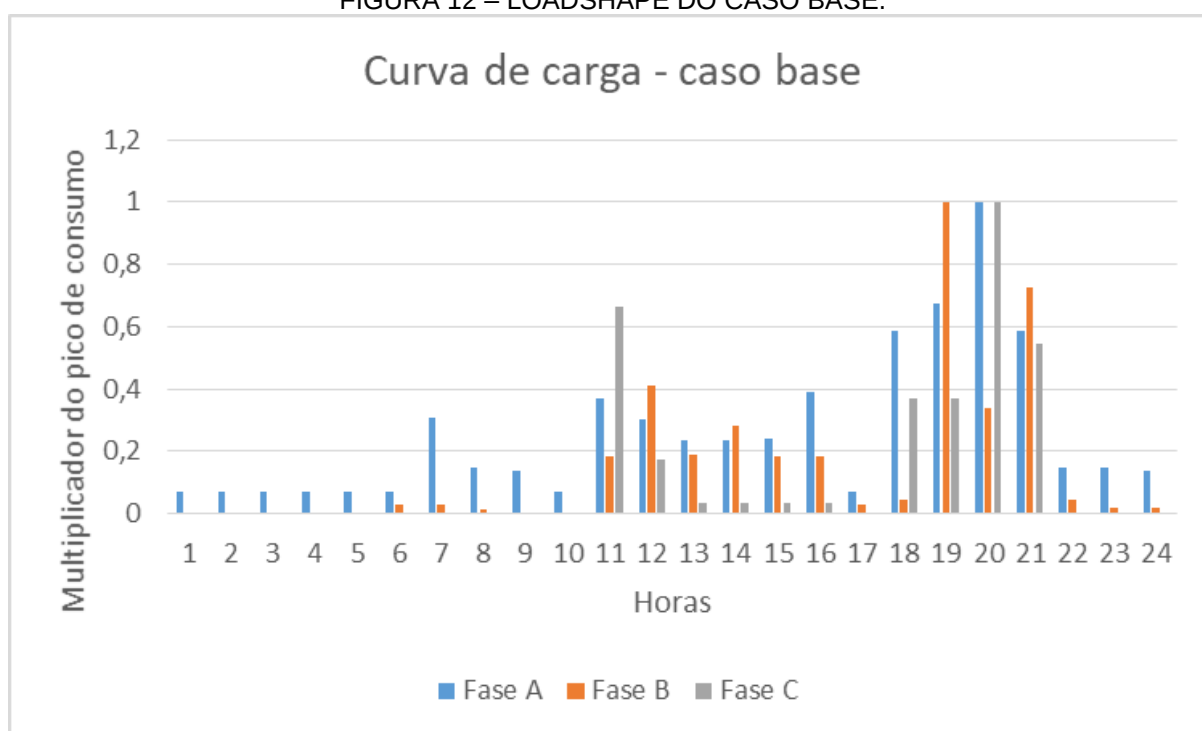
Nº	DESCRIÇÃO DA CARGA	POTÊNCIA	Fase A	Fase B	Fase C
1	AMPLIFICADOR/CODIFICADOR - PARABOLICA	30	30		
2	ARCONDICIONADO 10000 BTUS	950	475	475	
3	ASPIRADOR DE PO RESIDENCIAL	750		750	
4	BARBEADOR ELÉTRICO	50			50
5	CAFETEIRA ELÉTRICA - PEQ.	500	500		
6	CARREGADOR DE TELEFONE CELULAR	5		5	
7	EXAUSTOR PARA FOGAO	100			100
8	FACA ELÉTRICA	140			140
9	FOGÃO ELÉTRICO	2000			2000
10	FORNO DE MICRO ONDAS	1150	1150		
11	FREEZER VERTICAL 120L	130	130		
12	FRIGOBAR	80	80		
13	GELADEIRA TRIPLEX 430L	380	380		
14	LÂMPADA FLUORESCENTE	20		20	
15	LIQUIDIFICADOR	200	200		
16	TELEFONE SEM FIO	10		10	
17	TELEVISOR ACIMA 30 POLEGADAS	200	200		
18	TORNEIRA ELETRICA	3500		1750	1750
19	VIDEO GAME	120			120
20	CHUVEIRO 4 ESTAÇÕES	7500	3750		3750
21	FERRO ELÉTRICO AUTOMÁTICO	1000		1000	
22	MAQ LAVAR PRATOS	1500		1500	
23	MAQ LAVAR ROUPAS	1000		1000	
24	SECADOR DE CABELOS GRANDE	1400		1400	
25	SECADORA DE ROUPA RESIDENCIAL	1000	1000		
TOTAL			7895	7910	7910

FONTE: O autor (2019).

A divisão feita na Tabela 12 tem como base a potência instalada dos equipamentos (W) e indicam em quais fases uma carga está conectada, mas as *Loadshapes* devem conter o consumo (Wh) em um determinado período. Portanto, foi aplicada a variável $MTO_n^{real_cont}$, descrita na seção 3.1.2, para encontrar a energia elétrica que determinado equipamento está efetivamente consumindo das fases em cada período. A parcela relacionada às cargas não controláveis é imutável, mas para cada caso a ser analisado neste trabalho, há variação da disposição das cargas

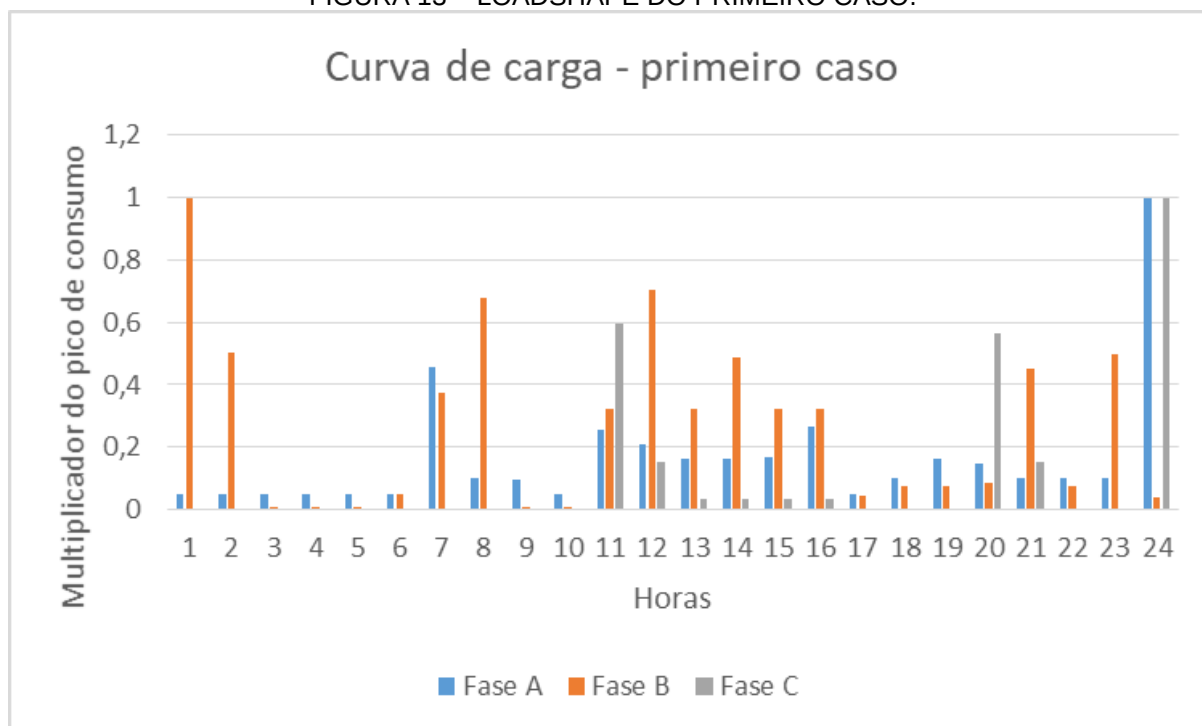
controláveis nos 24 períodos, além da adição da GD e do SA. Com isso em mente, as *Loadshapes* obviamente terão seus valores variados de acordo com o caso estudado neste trabalho. As considerações a respeito de cada caso serão detalhados no capítulo 4 relativo aos resultados. Apenas como exemplo, as Figuras 12, 13, 14, 15 e 16 apresentam tais curvas para os diferentes casos a serem aplicados em todas as barras da rede, portanto, em todas as unidades consumidoras. Cabe enfatizar que na Figura 17 está mostrada a carga industrial, considerada não controlável, já que neste trabalho não é aplicada gestão de energia neste tipo de carga..

FIGURA 12 – LOADSHAPE DO CASO BASE.



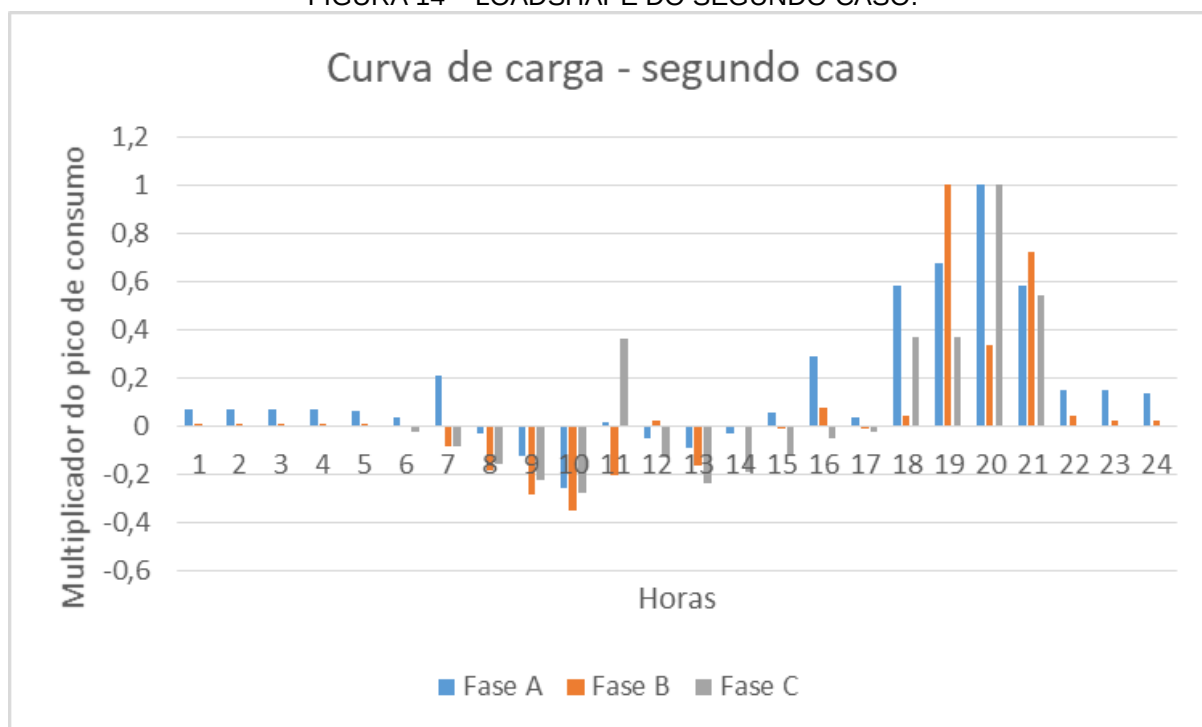
FONTE: O autor (2019).

FIGURA 13 – LOADSHAPE DO PRIMEIRO CASO.



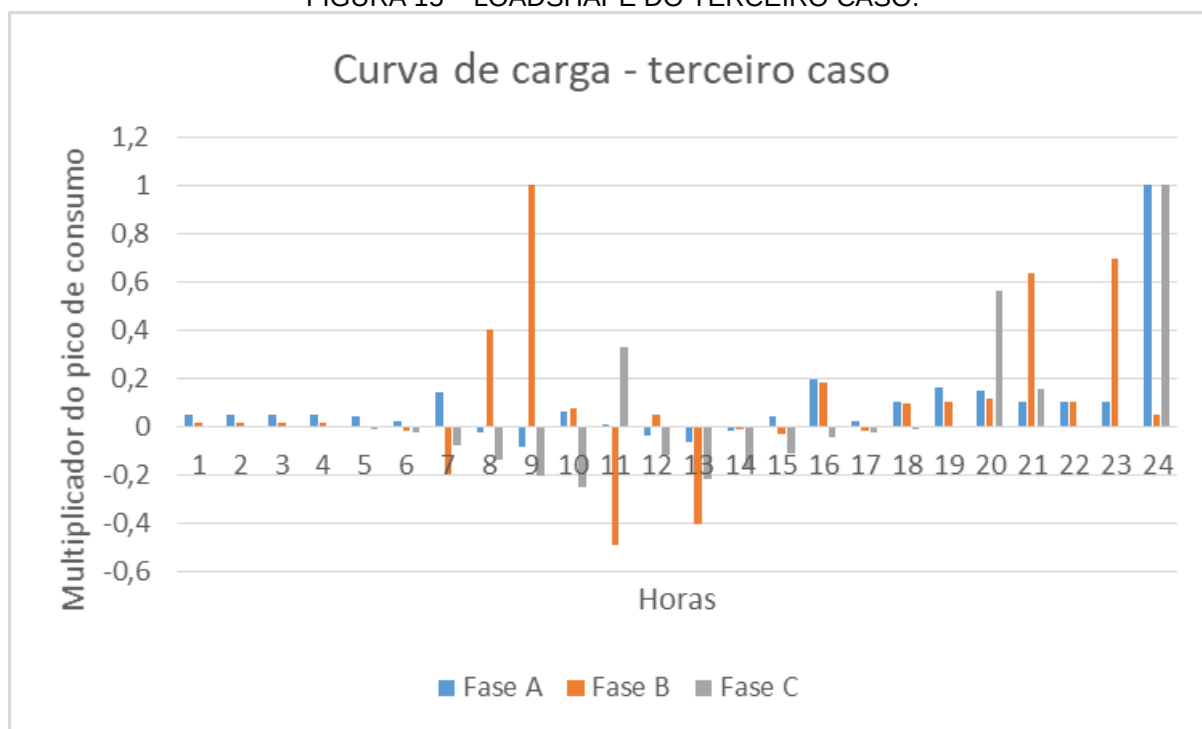
FONTE: O autor (2019).

FIGURA 14 – LOADSHAPE DO SEGUNDO CASO.



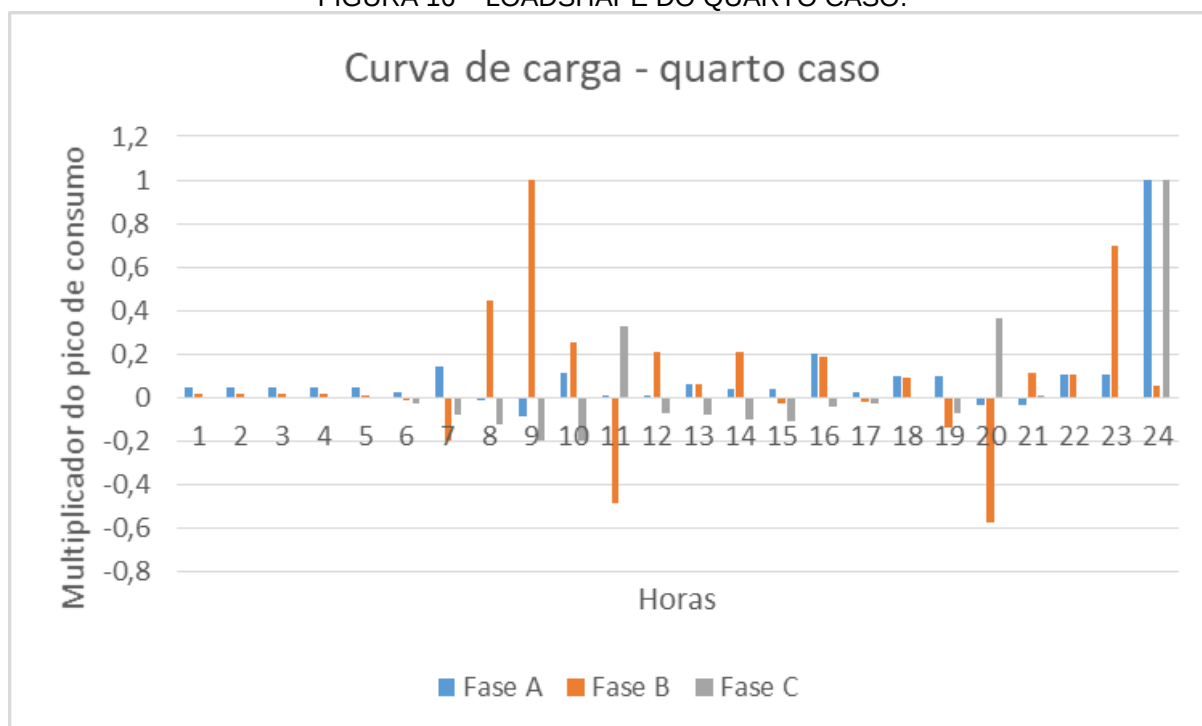
FONTE: O autor (2019).

FIGURA 15 – LOADSHAPE DO TERCEIRO CASO.



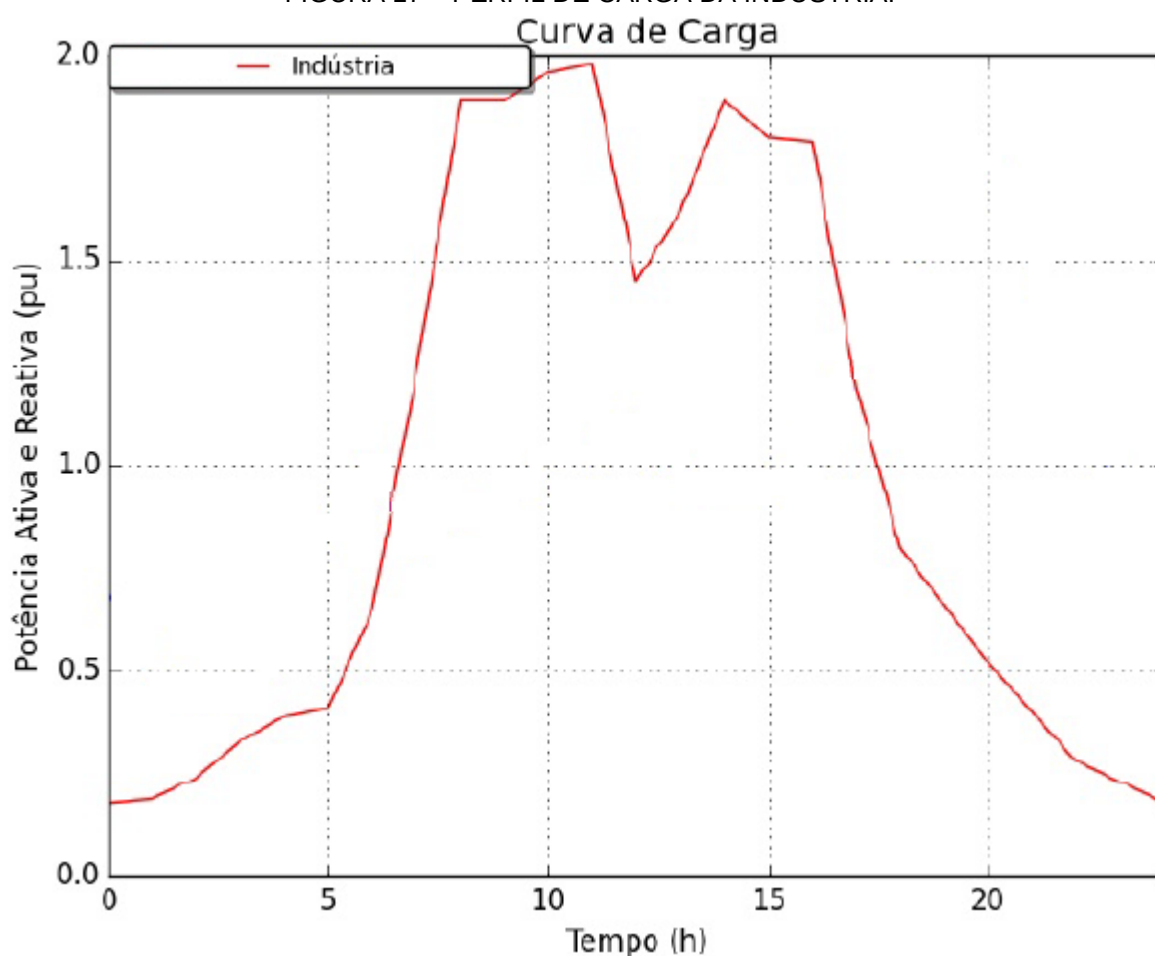
FONTE: O autor (2019).

FIGURA 16 – LOADSHAPE DO QUARTO CASO.



FONTE: O autor (2019).

FIGURA 17 – PERFIL DE CARGA DA INDÚSTRIA.



FONTE: Adaptado de RADATZ (2015).

Cabe a observação de que o OpenDSS compreende injeções de potência como “cargas negativas”, justificando a observação de valores negativos nas *Loadshapes* apresentadas. Com as curvas de carga determinadas, é possível aplica-las às cargas monofásicas para determinar o perfil de carga por fase em cada caso no horizonte de um dia. Para tal, as *Loadshapes* devem multiplicar os picos de consumo de cada fase, sendo estes expostos na Tabela 13, possibilitando a observação dos impactos dessas residências na rede de distribuição, além de considerar nas simulações os desequilíbrios característicos desse tipo de sistema.

TABELA 13 – PICOS DE CONSUMO DIÁRIOS POR FASE.

MÁXIMO CONSUMO (kWh)			
CASOS	Fases		
	A	B	C
Base	2,8664	2,61	3,3667
Primeiro caso	4,1447	1,,5150	3,75
Segundo caso	2,8664	2,61	3,3667
Terceiro caso	4,1447	1,0847	3,75
Quarto caso	4,1447	1,0847	3,75

FONTE: O autor (2019).

Quanto à conexão das cargas, foram observados os critérios indicados na NTC841001 da Copel que dita as normas relacionadas ao projeto de redes de distribuição secundárias, principalmente no tocante ao equilíbrio de fases dentro do sistema, agindo no sentido de minimizar elevados carregamentos em apenas uma fase. Levando esse fato em consideração, as *Loadshapes* foram mescladas entre as casas. Assim, por exemplo, a curva de carga que rege o carregamento da fase A de uma residência pode ser responsável por descrever o perfil de carga da fase B de outra residência na rede, sempre aplicando essa alternância no sentido de equilibrar o sistema.

Outro aspecto relevante é o fato de que as cargas que modelam as residências foram consideradas com fator de potência igual a 0,95 (ANEEL, 2014), enquanto que a carga industrial tem um fator de potência de 0,86 com 576 kVA. Neste trabalho foi considerado que o SFV possui um fator de potência unitário, assim só há fornecimento de potência ativa, similarmente ao SA. Por simplicidade, todas as cargas residenciais terão a mesma curva de carga resultante, variando de um caso para o outro apenas.

Para o equivalente de Thévenin, ou barramento infinito, foi definida uma tensão base de 34,5 kV, com frequência de 60 Hz, três fases e tensão igual à 1 pu.

No que diz respeito aos transformadores utilizados, as Tabelas 14, 15 e 16 informam os parâmetros relacionados a TRSE, TR2 e TR1 respectivamente.

TABELA 14 – PARÂMETROS DO TRANSFORMADOR DA SUBESTAÇÃO.

PARÂMETROS - TRSE	
Tensão no primário (kV)	34,5
Tensão no secundário (kV)	13,8
Número de fases	3
Número de enrolamentos	2
Potência nominal (kVA)	750
Reatância entre enrolamentos (%)	3,50%
Resistência do enrolamento (%)	1,10%
Tipo de conexão	delta/delta

FONTE: RADATZ (2015).

TABELA 15 – PARÂMETROS DO TRANSFORMADOR DA INDÚSTRIA.

PARÂMETROS - TR2	
Tensão no primário (kV)	13,8
Tensão no secundário (kV)	0,38
Número de fases	3
Número de enrolamentos	2
Potência nominal (kVA)	600
Reatância entre enrolamentos (%)	2,00%
Resistência do enrolamento (%)	0,55%
Tipo de conexão	delta/estrela

FONTE: RADATZ (2015).

TABELA 16 – PARÂMETROS DO TRANSFORMADOR DE DISTRIBUIÇÃO.

PARÂMETROS - TR1	
Tensão no primário (kV)	13,8
Tensão no secundário (kV)	0,22
Número de fases	3
Número de enrolamentos	2
Potência nominal (kVA)	75
Reatância entre enrolamentos (%)	2,04%
Resistência do enrolamento (%)	0,78%
Tipo de conexão	delta/estrela

FONTE: LIMA (2015).

O transformador TR2 teve sua potência nominal definida para atender à carga instalada da indústria, enquanto que o transformador TR1 foi considerado como sendo

um equipamento padrão para a rede de distribuição em geral (RAVAGIO; ADONIS, 2004).

Quanto às linhas, foram empregados dois tipos de condutores cujos parâmetros estão apresentados a seguir na forma de matrizes de resistência e reatância que foram extraídos de Radatz (2015). A Tabela 17 expõe os comprimentos das linhas estão expostos do SD.

$$\begin{aligned}
 R_{cond1} &= \begin{bmatrix} 0,2153 & 0,0969 & 0,0982 \\ 0,0969 & 0,2097 & 0,0954 \\ 0,0982 & 0,0954 & 0,2121 \end{bmatrix} & R_{cond2} &= \begin{bmatrix} 0,4676 & 0,0982 & 0,0969 \\ 0,0982 & 0,4645 & 0,0954 \\ 0,0969 & 0,0954 & 0,4621 \end{bmatrix} \\
 X_{cond1} &= \begin{bmatrix} 0,6325 & 0,3117 & 0,2632 \\ 0,3117 & 0,6511 & 0,2392 \\ 0,2632 & 0,2392 & 0,6430 \end{bmatrix} & X_{cond2} &= \begin{bmatrix} 0,7341 & 0,2632 & 0,3117 \\ 0,2632 & 0,7446 & 0,2392 \\ 0,3117 & 0,2392 & 0,7526 \end{bmatrix} \\
 C_{cond1} &= \begin{bmatrix} 10,3833 & -3,2894 & -2,0759 \\ -3,2894 & 9,8228 & -1,2225 \\ -2,0759 & -1,2225 & 9,2936 \end{bmatrix} \\
 C_{cond2} &= \begin{bmatrix} 9,3931 & -1,7828 & -2,7862 \\ -1,7828 & 8,5369 & -1,0859 \\ -2,7862 & -1,0859 & 8,9508 \end{bmatrix}
 \end{aligned}$$

TABELA 17 – COMPRIMENTO DAS LINHAS DO SD.

Barra A	Barra B	Comprimento (km)
632	671	0,2
671	680	0,301
632	633	0,152
633	634	0,152
632	645	0,152
645	646	0,09
692	675	0,152
671	692	0,09
671	684	0,09
684	611	0,09
684	652	0,244
650	655	3

FONTE: Adaptado de RADATZ (2015).

4 RESULTADOS

4.1 CASA INTELIGENTE

4.1.1 Caso Base

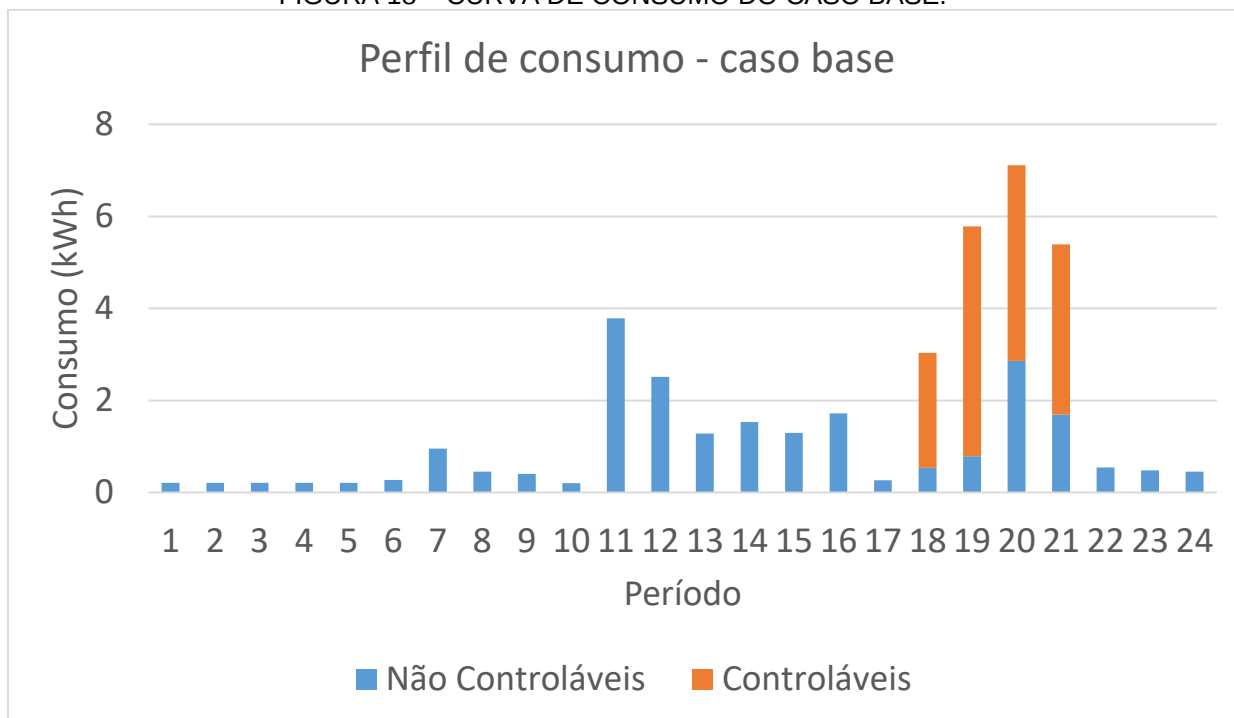
O caso base utilizado como referência nas análises dos outros casos foi tomado como o consumo padrão de uma residência, mostrado na Figura 6, respeitando os períodos permitidos para as cargas controláveis estipulados na Tabela 3. Os tempos e períodos de funcionamento das cargas controláveis estão apresentados na Tabela 5. Foi considerada uma alocação majoritariamente nos horários de ponta, já que é o maior período de consumo considerado pela ANEEL, representando uma rotina padrão das residências atuais. A tarifa branca foi considerada para todos os casos.

TABELA 18 – PERÍODOS E TEMPOS DE OPERAÇÃO ADOTADOS PARA AS CARGAS CONTROLÁVEIS.

Período	Cargas Controláveis					
	Chuveiro	Lavadora de Louça	Lavadora de Roupa	Ferro de Passar	Secadoura de Roupa	Secador de Cabelo
1	0	0	0	0	0	0
2	0	0	0	0	0	0
3	0	0	0	0	0	0
4	0	0	0	0	0	0
5	0	0	0	0	0	0
6	0	0	0	0	0	0
7	0	0	0	0	0	0
8	0	0	0	0	0	0
9	0	0	0	0	0	0
10	0	0	0	0	0	0
11	0	0	0	0	0	0
12	0	0	0	0	0	0
13	0	0	0	0	0	0
14	0	0	0	0	0	0
15	0	0	0	0	0	0
16	0	0	0	0	0	0
17	0	0	0	0	0	0
18	20	0	0	0	0	0
19	20	60	60	0	0	0
20	20	30	0	0	60	0
21	20	0	0	30	0	30
22	0	0	0	0	0	0
23	0	0	0	0	0	0
24	0	0	0	0	0	0

FONTE: O autor (2019).

FIGURA 18 – CURVA DE CONSUMO DO CASO BASE.



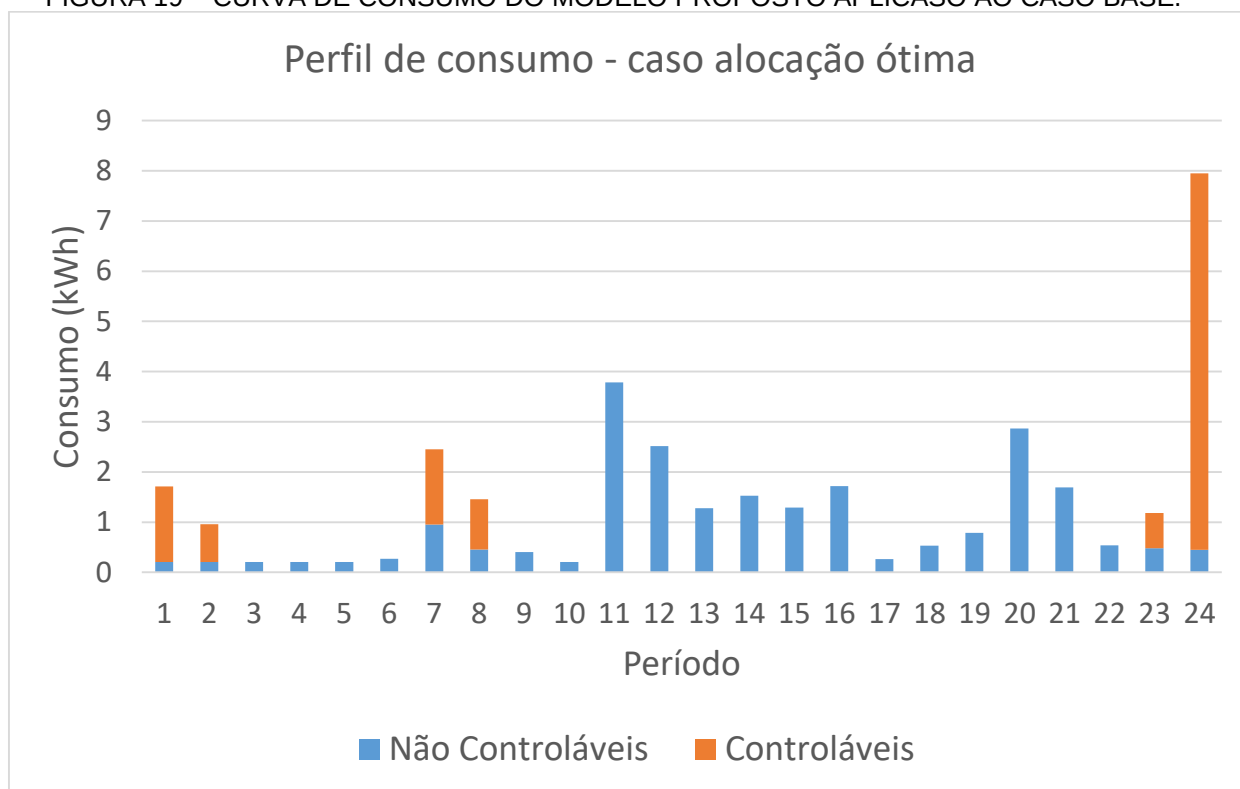
FONTE: O autor (2019).

O destaque observado no caso base consiste na grande concentração de cargas nos períodos de ponta e intermediário. A montagem deste caso e seu papel como referência foi adotado na tentativa de simular um padrão de consumo comumente encontrado nos dias atuais. Espera-se que, com a aplicação da tarifa branca, haja uma mudança significativa no período em que ocorre o pico de consumo no sentido de evitar os elevados gastos nos horários de ponta.

4.1.2 Primeiro caso – alocação de cargas

A Figura 19 trás mostra o resultado do perfil de consumo da residência após a aplicação do modelo proposto, apresentando os melhores horários de funcionamento das cargas controláveis objetivando a redução dos custos mediante aplicação da tarifa branca.

FIGURA 19 – CURVA DE CONSUMO DO MODELO PROPOSTO APLICADO AO CASO BASE.



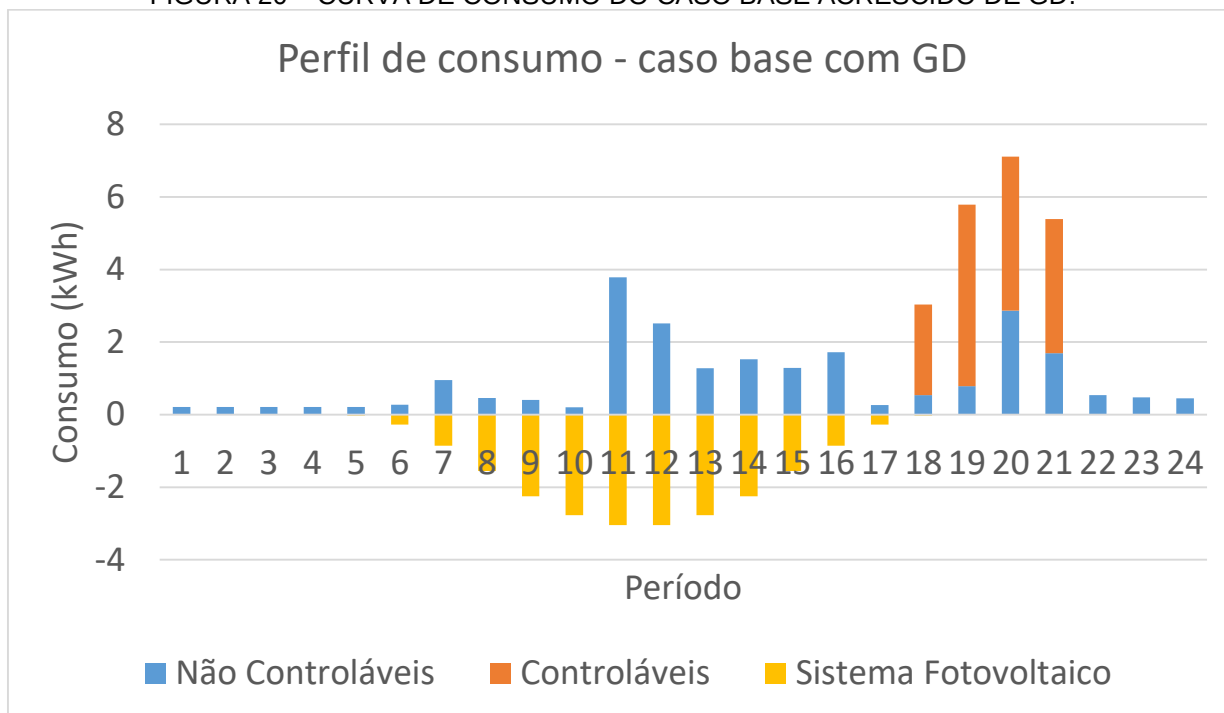
FONTE: O autor (2019).

As alterações feitas pelo modelo de otimização proposto consistiram em descentralizar o consumo no horário de ponta, realocando as cargas para períodos de menor taxação, de acordo com a disponibilidade do usuário em alterar sua rotina.

4.1.3 Segundo caso – adição da microgeração solar

Acrescentando a microgeração solar ao caso base a curva de consumo da residência fica conforme ilustrada na Figura 20.

FIGURA 20 – CURVA DE CONSUMO DO CASO BASE ACRESCIDO DE GD.



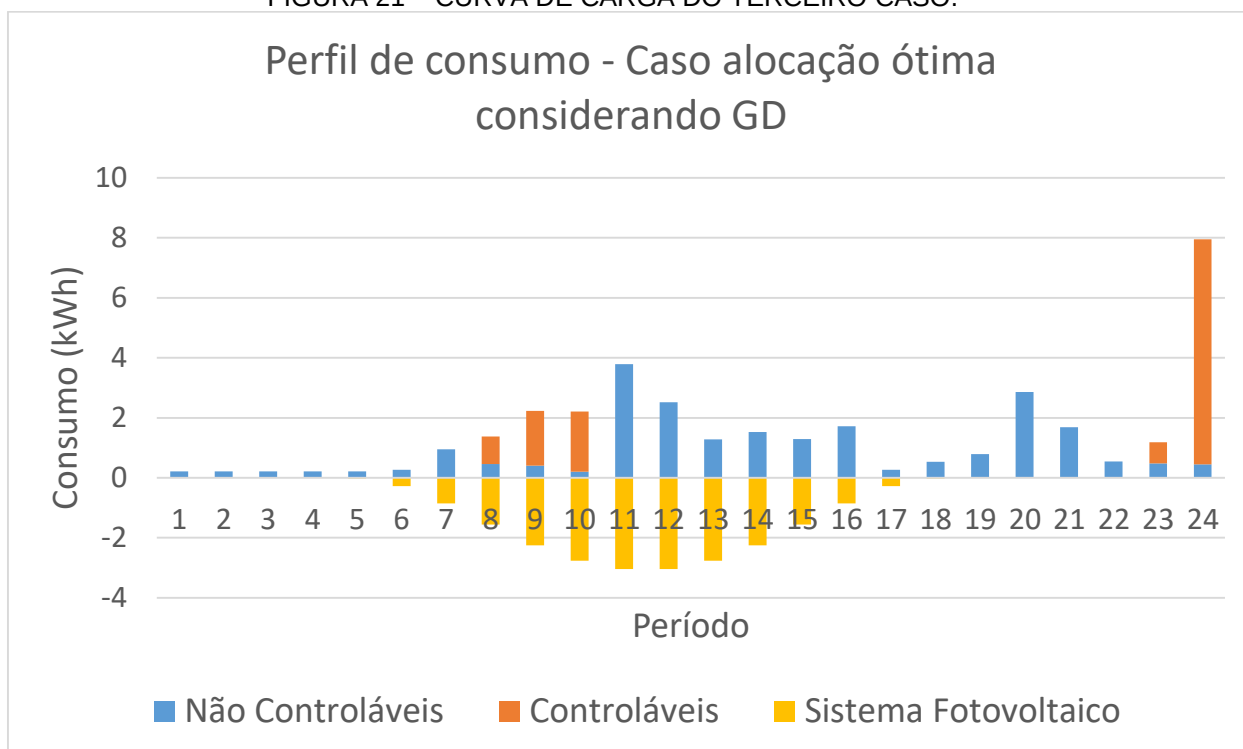
FONTE: O autor (2019).

A microgeração está compreendida neste caso como sendo um consumo negativo, ou seja, uma injeção de energia no sistema com a finalidade de suprir a demanda do período. O excedente é enviado para a rede de distribuição e contabilizado para sua venda. Importante observar que os horários de maior geração solar não condizem com os de maior consumo, ou seja, o sistema fotovoltaico não fornece potência no período de ponta, o que resulta em um menor aproveitamento da energia gerada por parte da casa, embora em alguns períodos a residência se torne independente energeticamente e ainda forneça potência para a rede.

4.1.4 Terceiro caso – aplicação da alocação de carga ao segundo caso

A Figura 21 ilustra a configuração obtida através da aplicação do modelo de otimização no segundo caso.

FIGURA 21 – CURVA DE CARGA DO TERCEIRO CASO.



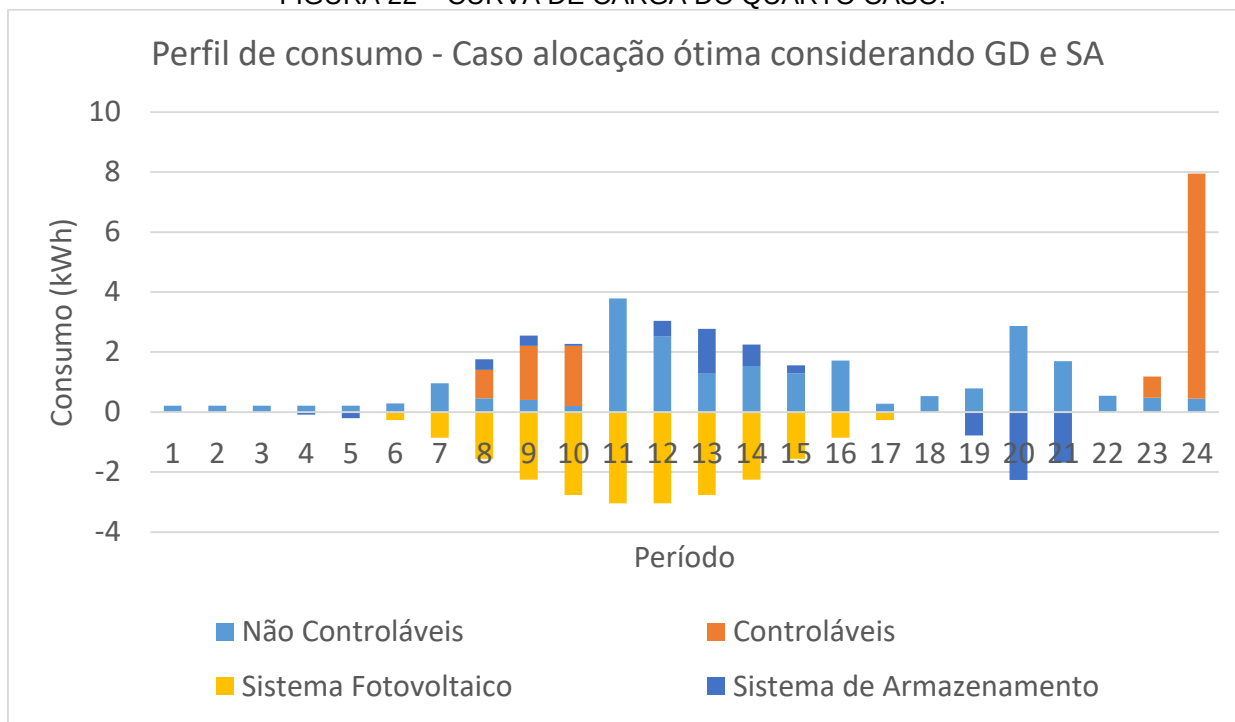
FONTE: O autor (2019).

Pode-se observar no terceiro caso que o modelo de otimização toma decisões também com base no aproveitamento da energia solar gerada. Isso pode ser dito com base no deslocamento das cargas controláveis para períodos de elevada geração solar, justamente para aproveitar o excedente produzido, suprimindo localmente a demanda dessas cargas, dispensando a necessidade de comprar energia da rede elétrica.

4.1.5 Quarto caso – adição do SA ao terceiro caso com alocação otimizada.

O quarto caso representa o sistema final com todos o elementos da casa inteligente, aplicando o algoritmo de otimização considerando apenas a redução dos custos com energia elétrica, o que resulta na configuração ilustrada na Figura 22.

FIGURA 22 – CURVA DE CARGA DO QUARTO CASO.



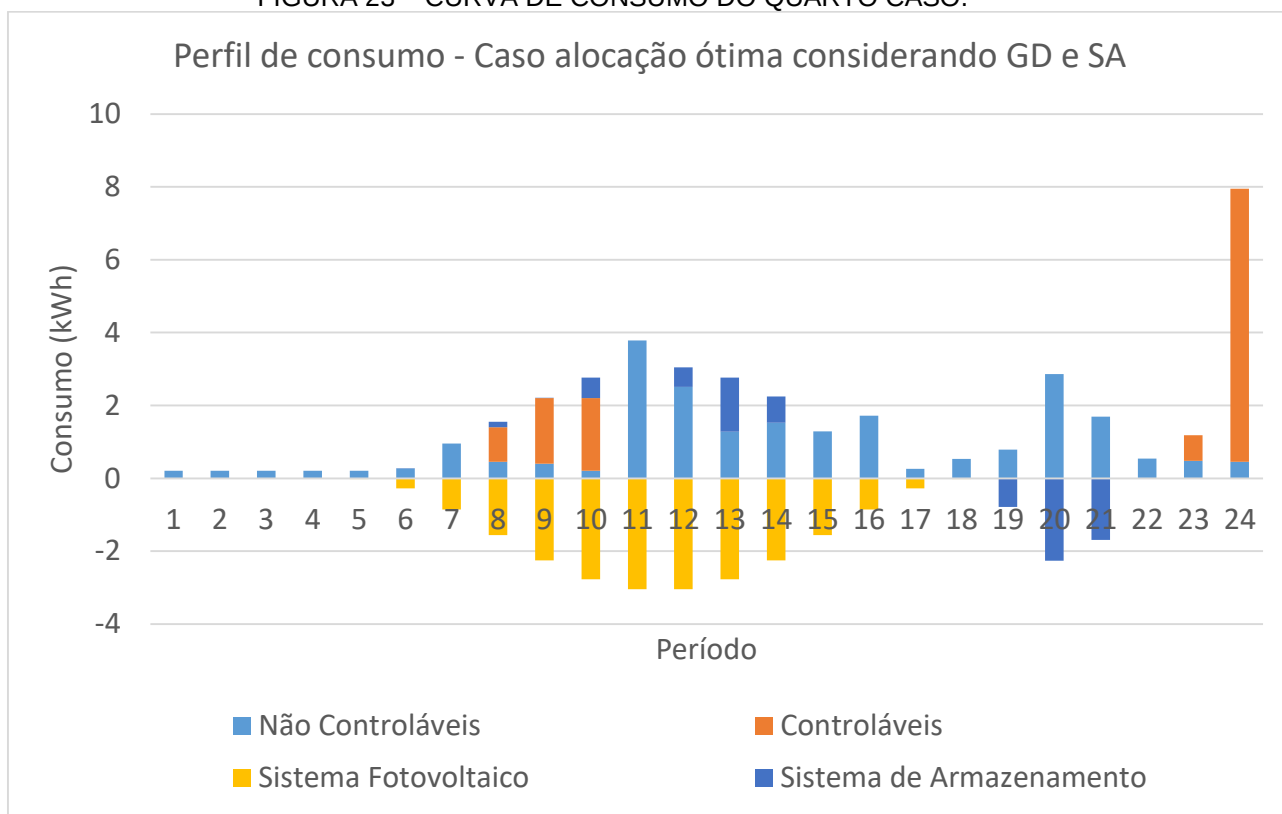
FONTE: O autor (2019).

Nesta situação, o SA inicia descarregando parte de sua potência inicial e carregando em períodos de alta irradiação solar com o excedente produzido pelo sistema fotovoltaico, objetivando a descarga dessa energia armazenada nos períodos de ponta. Isso provoca uma economia a significativa com a tarifa de energia, uma vez que a residência teve uma significativa redução da demanda por energia da rede nos períodos de ponta e intermediário. Cabe ressaltar ainda que o SA está operando sem uma atenção na minimização do número de ciclos, o que resultou em uma operação com um total de três ciclos diários considerando carga e descarga.

4.1.6 Quinto caso – aplicação do modelo proposto completo ao sistema

O quinto caso, exposto na Figura 23, consiste na aplicação do modelo proposto em sua totalidade, ou seja, o algoritmo operando também com foco na minimização dos ciclos de carga e descarga do SA, a fim de aumentar sua vida útil e prolongar os intervalos entre manutenções no sistema.

FIGURA 23 – CURVA DE CONSUMO DO QUARTO CASO.



FONTE: O autor (2019).

Como pode ser observado, o algoritmo de otimização busca aproveitar os períodos de maior geração solar utilizando não só as cargas controláveis para serem alocadas nestes períodos, mas também o SA, que realiza sua carga nos horários em que há excedente de potência. Posteriormente ocorre a descarga dessa energia carregada nos períodos de ponta, reduzindo ainda mais a necessidade de absorção de potência da rede elétrica. Com isso, é possível minimizar os gastos nos períodos mais taxativos, além de diminuir os impactos negativos da elevada carga no sistema de distribuição, com o deslocamento do pico de consumo para fora dos horários de máxima carga, contribuindo para um perfil de consumo mais uniforme no sistema como um todo. Outro ponto importante é a redução de três ciclos do quarto caso para dois ciclos do sistema de armazenamento no quinto caso, onde o SA inicia com um ciclo de carga e termina seu funcionamento em um segundo ciclo de descarga no horário de ponta. Culminando na redução de um ciclo diário de operação do SA.

4.1.7 Comparação e análise dos casos

O algoritmo de otimização do modelo proposto mostrou-se capaz de lidar com os diferentes casos encontrando as melhores configurações possíveis para os casos em que foi aplicado, tornando possível a observação do papel de cada elemento no sistema, alocando-os de forma ótima, respeitando as restrições determinadas na seção 3.

De modo a possibilitar uma comparação econômica entre os diferentes sistemas, estes também foram simulados assumindo tarifa convencional, cujo valor é constante durante o dia e está apresentado na Tabela 7. Assim, a Tabela 19 mostra os custos mensais com energia elétrica para cada configuração apresentada, considerando as duas diferentes modalidades tarifárias. A Tabela 20 expõe a economia mensal e anual de cada caso em comparação com o base, levando em consideração apenas a tarifa branca.

TABELA 19 – RESULTADOS DOS CUSTOS MENSAIS (R\$).

Tarifa	Caso Base	Primeiro caso	Segundo caso	Terceiro caso	Quarto caso	Quinto caso
Branca	1157,36	844,46	830,57	399,52	294,11	293,11
Convencional	922,82	862,91	406,64	346,73	317,24	316,14

FONTE: O autor (2019).

TABELA 20 – ECONOMIA COM RELAÇÃO AO CASO BASE NA TARIFA BRANCA (R\$).

Economia	Primeiro caso	Segundo caso	Terceiro caso	Quarto caso	Quinto caso
Mensal	312,9	326,79	757,84	863,25	864,25
Anual	3754,81	3921,48	9094,04	10359	10370,95

FONTE: O autor (2019).

Pode-se observar das tabelas acima, que a tarifa convencional se mostrou mais barata nos três primeiros casos, com especial destaque para o segundo caso, com uma diferença maior que R\$ 400,00 entre as modalidades. Isso se deve à atuação da GD apenas em horários fora de ponta, que são mais caros na tarifa convencional do que na branca, gerando assim maior queda no custo, além do fato de que outra característica do mecanismo de otimização fica bem explícita na observação da diferença entre o caso base e o primeiro caso, já que na Tabela 2 o mínimo tempo de

operação adotado para o chuveiro elétrico foram 3 ciclos de 20 minutos cada, representando o tempo mínimo aceitável pelo usuário para o funcionamento dessa carga. Porém o caso base apresenta uma rotina de operação do chuveiro consistindo de 4 períodos de 20 minutos cada. Portanto o software de otimização sugeriu a redução deste tempo de funcionamento, respeitando o mínimo período de operação. Tal ação resultou no aumento da economia, já que uma elevada carga operando no horário de ponta passou a funcionar por menos tempo, gerando acentuado impacto econômico, realçado pela aplicação da tarifa branca.

Desse modo, caso o usuário busque reduzir os períodos de funcionamento de determinado equipamento em sua residência, basta informar ao software um mínimo tempo de funcionamento inferior ao anteriormente utilizado. A alocação inteligente então fará a redistribuição das cargas da melhor forma possível sugerindo uma nova rotina de operação respeitando as diretrizes do usuário. Isso promove a direta participação do consumidor final em questões relacionadas à conscientização sobre a redução do consumo, mostrando a economia que pode ser gerada através da simples redução do período de funcionamento de um equipamento residencial.

Outro ponto de interesse é o fato de que apenas a alocação das cargas para fora dos horários de ponta foi suficiente para que mensalmente houvesse redução nos custos com energia elétrica se comparado com a tarifa convencional, como ilustra a situação do primeiro caso.

Além disso, a configuração final (quinto caso) foi a que mais ofereceu queda nos gastos, com uma economia anual ultrapassando os R\$ 10.000,00 tomando uma casa sem gestão ótima de energia (caso base) como referência, este último arranjo superou o caso anterior nos aspectos técnicos e econômicos, portanto, vale a ressalva de que o quarto caso não será estudado na aplicação na rede de distribuição que será apresentada na seção 4.2.

4.2 IMPACTO DAS CASAS INTELIGENTES NA REDE DE DISTRIBUIÇÃO

Nesta parte do trabalho, a rede de distribuição apresentada na seção 3 foi simulada para as diferentes configurações de carga apresentadas anteriormente. Assim será possível observar a transformação gradual da rede à medida que os elementos são adicionados às residências e o modelo proposto vai sendo aplicado.

4.2.1 Caso base-rede

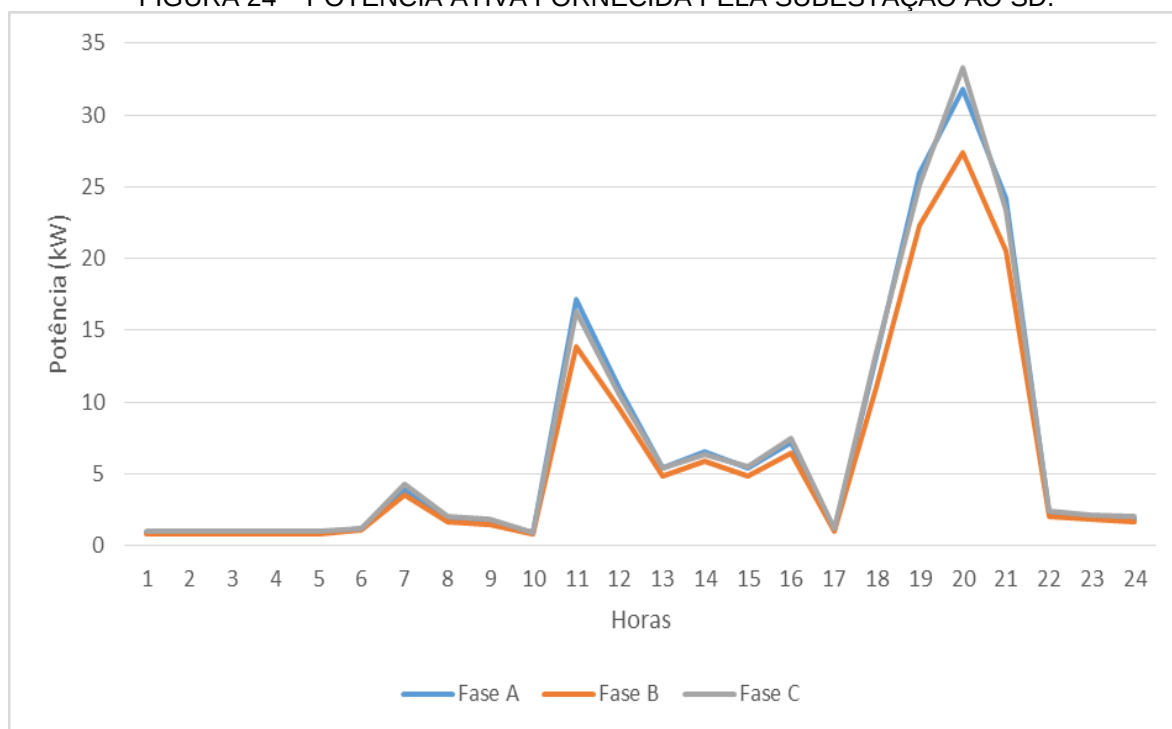
Similarmente ao caso base da seção 4.1, neste caso, em cada barra do SD em questão foi conectada um casa tradicional (sem gestão de energia), a fim de montar um ponto de partida para comparação com os demais caso. Como existe uma elevada quantidade de dados já que as simulações foram feitas para todos os 24 períodos, as tensões selecionadas para serem mostradas na Tabela 21 são relacionadas à hora 20, por este ser o período de maior carregamento e portanto o mais crítico para a rede. A Figura 24 mostra a potência fornecida para o SD que flui através do transformador de distribuição, enquanto que a Figura 25 ilustra o perfil de tensão na barra 632, na qual o transformador de distribuição está conectado.

TABELA 21 – TENSÕES NAS BARRAS PARA A HORA 20.

BARRA	TENSÕES (pu)		
	FASE A	FASE B	FASE C
SOURCEBUS	0,9999	0,99991	0,99991
632	0,94919	0,96394	0,9621
671	0,87089	0,96034	0,86423
680	0,86331	0,96823	0,83053
633	0,8586	0,97792	0,95088
634	0,79766	1,002	0,9436
645	0,9248	0,92709	0,94606
646	0,92479	0,91236	0,93863
692	0,84238	0,94133	0,86218
675	0,81805	0,92542	0,86053
684	0,85303	0,95009	0,81939
611	0,84328	0,95125	0,80383
652	0,85813	0,91628	0,78305
650	1,0275	1,003	0,93878
655	1,028	1,0032	0,93921
656	0,98303	0,98362	0,98411

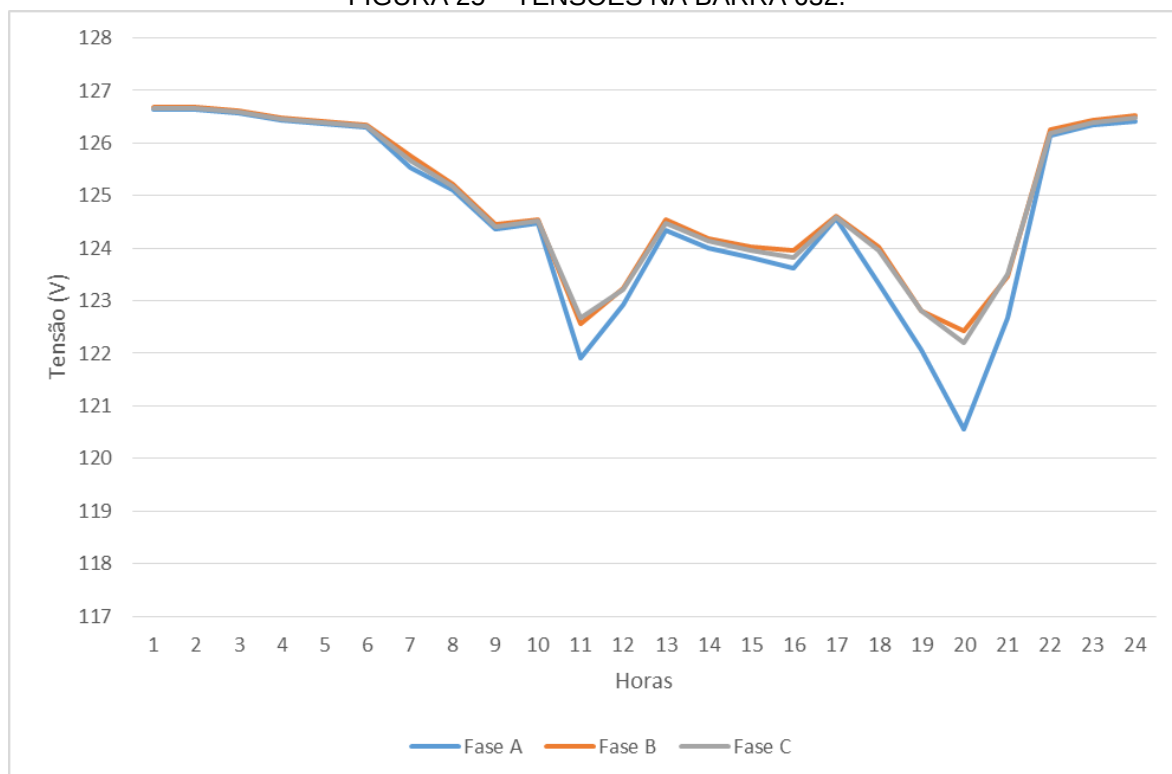
FONTE: O autor (2019).

FIGURA 24 – POTÊNCIA ATIVA FORNECIDA PELA SUBESTAÇÃO AO SD.



FONTE: O autor (2019).

FIGURA 25 – TENSÕES NA BARRA 632.



FONTE: O autor (2019).

O desequilíbrio das grandezas elétricas se faz presente nos diferentes períodos do dia, como pode ser visto através das diferentes magnitudes observadas nas figuras e tabela acima.

É notável a observação de problemas de tensão no horário de pico, conforme mostra a Tabela 21, onde algumas barras apresentaram subtensões, advindas da sobrecarga do período, situação típica de um sistema de distribuição secundário, justificando a necessidade de aplicação de instrumentos como regulador de tensão e bancos de capacitores para a melhora nesses níveis, já que alguns valores se apresentaram abaixo do estabelecido pela ANEEL de 0,95 pu (ANEEL, 2014).

A Figura 24 mostra as potências no horizonte diário, reafirmando o fato de que o período 20 é o de maior carregamento, já que é o horário que mais necessita de injeção de potência por parte da subestação. Além disso, vale a ressalva de que nesse instante do dia o transformador de distribuição encontra-se em sobrecarga, visto que sua potência nominal é de 75 kVA e a potência da menor das fases é maior que 25 kW, ou seja, o sistema final ultrapassa os 75 kVA, fazendo o transformador operar acima de sua capacidade, resultando em perda de vida útil do equipamento (RAVAGIO; ADONIS, 2004).

4.2.2 Primeiro caso-rede

A Tabela 22 é mostra as tensões nas barras para o primeiro caso-rede:

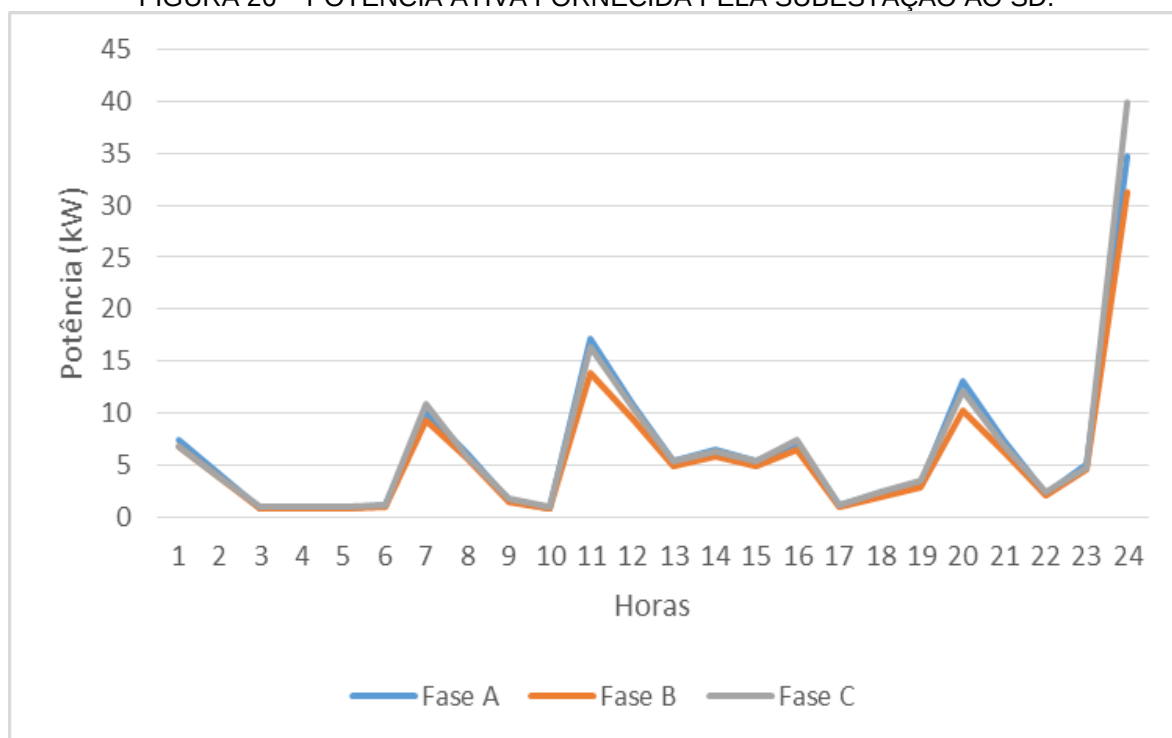
TABELA 22 – TENSÕES NAS BARRAS PARA A HORA 20.

BARRA	TENSÕES (pu)		
	Fase A	Fase B	Fase C
SOURCEBUS	0,99992	0,99993	0,99993
632	0,9777	0,9813	0,98268
671	0,95933	0,97255	0,94599
680	0,9663	0,97212	0,92706
633	0,94097	0,99169	0,97694
634	0,92003	1,0002	0,9734
645	0,96174	0,96785	0,98165
646	0,96113	0,95897	0,98233
692	0,95207	0,95669	0,9505
675	0,94596	0,9433	0,95434
684	0,94728	0,97478	0,92908
611	0,93953	0,97758	0,92492
652	0,95675	0,96571	0,90607
650	1,0306	1,005	0,94139
655	1,0308	1,0051	0,94152
656	0,98575	0,98575	0,98606

FONTE: O autor (2019).

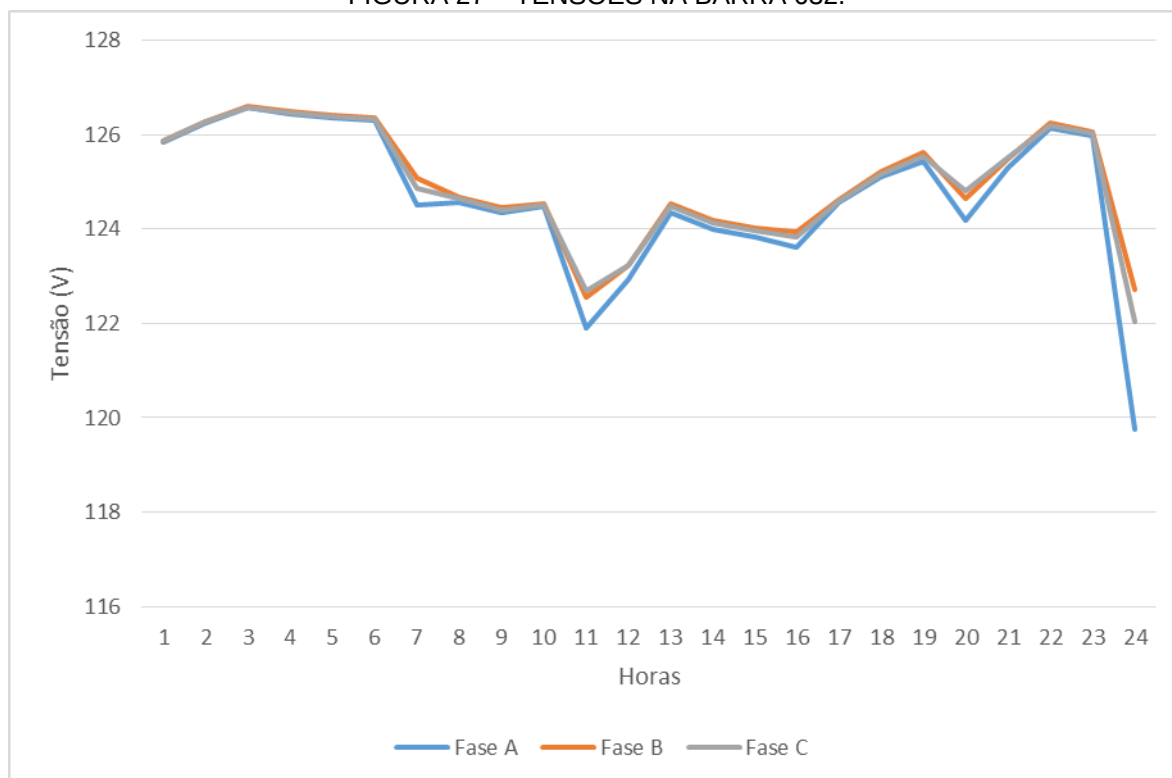
De modo semelhante ao caso anterior, o perfil de potência e as tensões na barra do transformador em todos os períodos foram obtidas e expostas nas Figuras 26 e 27 subsequentes.

FIGURA 26 – POTÊNCIA ATIVA FORNECIDA PELA SUBESTAÇÃO AO SD.



FONTE: O autor (2019).

FIGURA 27 – TENSÕES NA BARRA 632.



FONTE: O autor (2019).

Como pode ser observado na Figura 26, o primeiro caso-rede já mostra uma curva de carga mais uniforme, movendo o pico de consumo para um horário fora de ponta e rearranjando o perfil de demanda, assim obtêm-se uma curva de carga mais bem distribuída ao longo do dia. Com a inspeção da Tabela 22, nota-se que a alocação otimizada resulta na melhora do nível de tensão nos horários de pico, já que há uma significativa redução do carregamento nesses períodos, acarretando na diminuição da ocorrência de sobrecargas no SD.

Neste caso-rede, devido à alocação ótima das cargas visando a redução do custo de energia, as cargas flexíveis foram redistribuídas para períodos nos quais a tarifa é mais barata, assim no período 24 é o que assume a máxima demanda, nesse horário, a tensão sofre quedas acentuadas, a níveis até menores que no caso base, contudo, a operação de reguladores de tensão fica mais restrita a essa hora do dia.

4.2.3 Segundo caso-rede

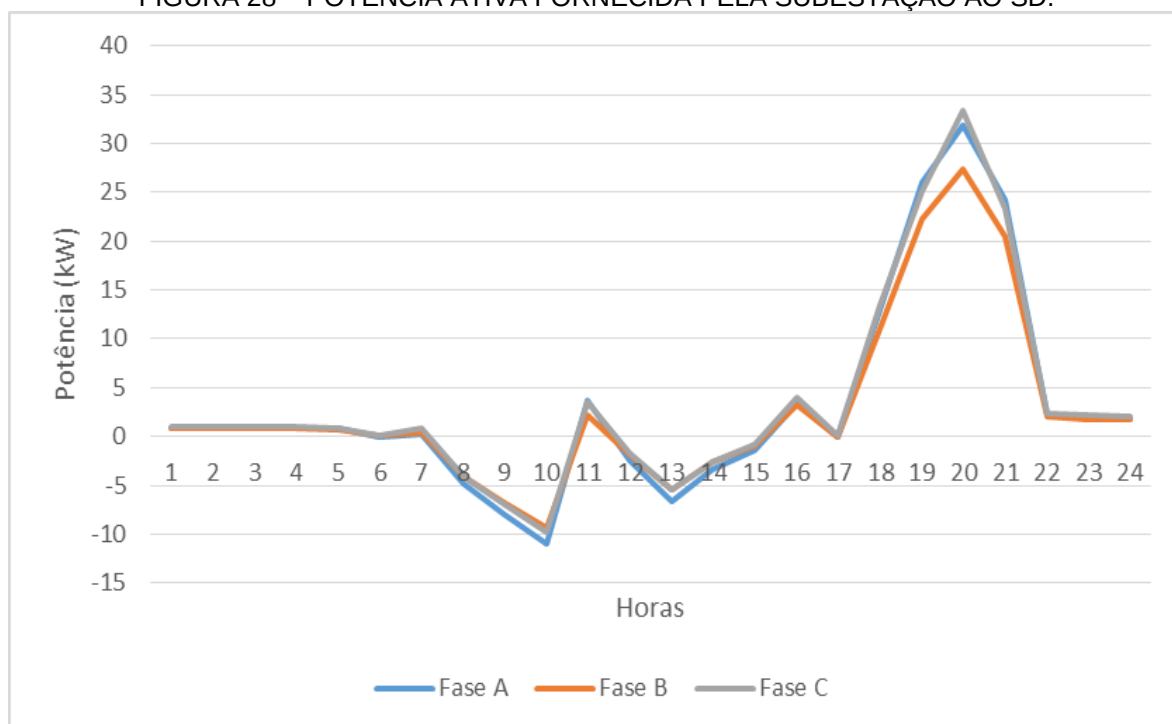
Nesta subseção apresenta-se os resultados referentes à aplicação somente do SFV às residências, na rede de distribuição de 13 barras. A Tabela 23 expõe as tensões no horário de ponta.

TABELA 23 – TENSÕES NAS BARRAS PARA A HORA 20.

BARRAS	TENSÕES		
	Fase A	Fase B	Fase C
SOURCEBUS	0,9999	0,99991	0,99991
632	0,94919	0,96394	0,9621
671	0,87089	0,96034	0,86423
680	0,86332	0,96823	0,83053
633	0,8586	0,97792	0,95088
634	0,79766	1,002	0,9436
645	0,9248	0,92709	0,94606
646	0,92479	0,91236	0,93863
692	0,84239	0,94133	0,86218
675	0,81805	0,92542	0,86052
684	0,85303	0,95009	0,81939
611	0,84328	0,95125	0,80383
652	0,85813	0,91628	0,78305
650	1,0275	1,003	0,93878
655	1,028	1,0032	0,93921
656	0,98303	0,98362	0,98411

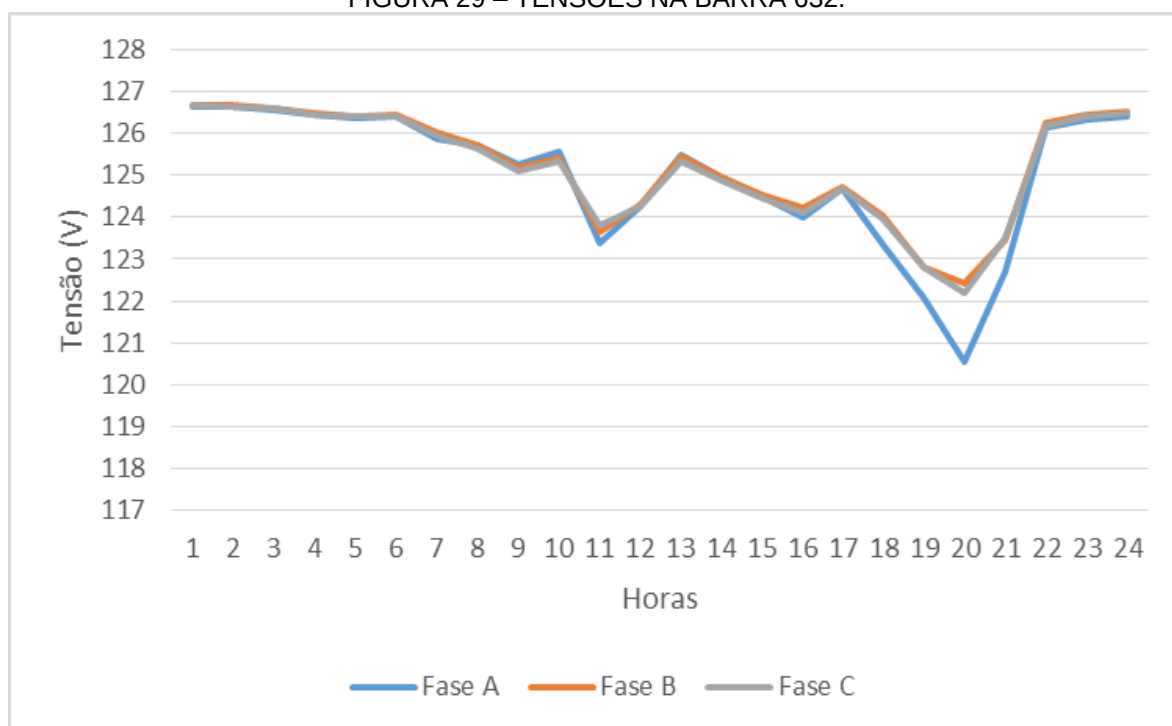
FONTE: O autor (2019).

FIGURA 28 – POTÊNCIA ATIVA FORNECIDA PELA SUBESTAÇÃO AO SD.



FONTE: O autor (2019).

FIGURA 29 – TENSÕES NA BARRA 632.



FONTE: O autor (2019).

O segundo caso não mostra modificações significativas no perfil de tensão se comparado ao mostrado no caso base, justamente pelo fato de que a GD não afeta o consumo no horário de ponta, conforme comentado anteriormente. Na observação da Figura 28 é possível destacar a injeção de potência em alguns períodos, conhecidos como os de maior radiação solar no dia, com cargas relativamente pequenas a serem supridas pela GD da casa, portanto o excedente é revertido para a rede, que nesses períodos se torna autossuficiente energeticamente e ainda injeta energia pelo transformador de distribuição, o que explica os valores negativos de potência no gráfico da Figura 28.

4.2.4 Terceiro caso-rede

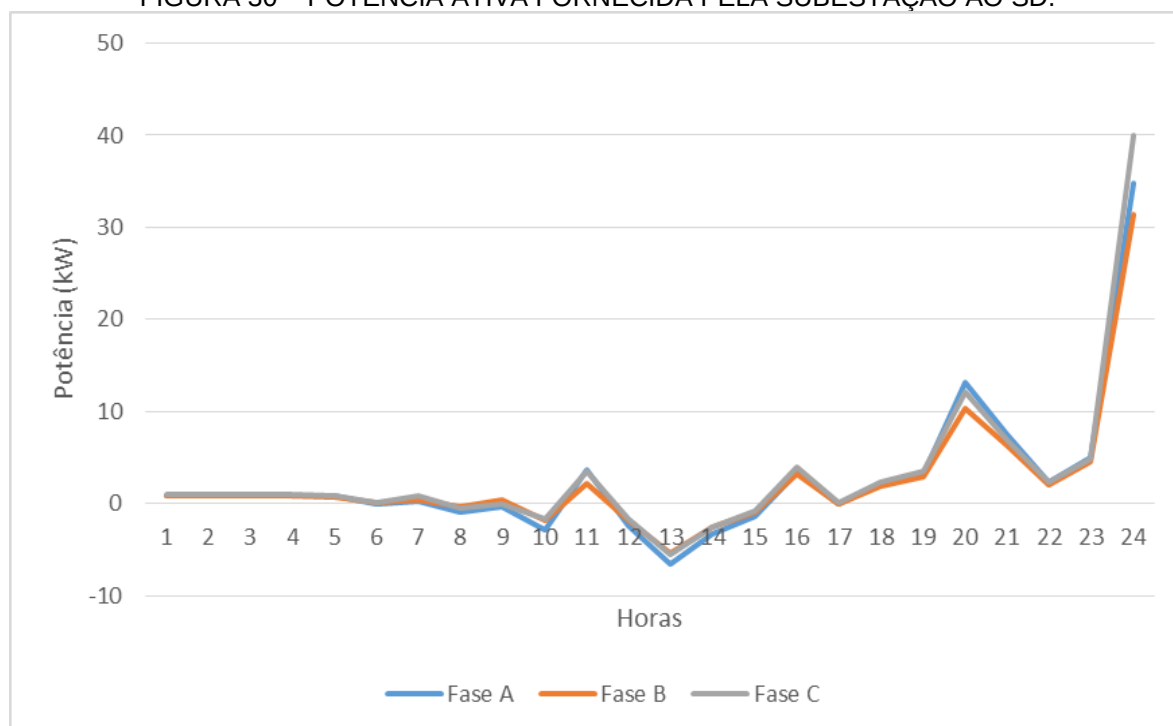
O terceiro caso-rede procura mostrar os impactos da inserção da alocação ótima das cargas no segundo caso. As tensões nas barras são mostradas na Tabela 24, enquanto que as Figuras 30 e 31 ilustram os perfis de potência ativa e tensão na barra do transformador ao longo do dia.

TABELA 24 – TENSÕES NAS BARRAS PARA A HORA 20.

BARRAS	TENSÕES		
	Fase A	Fase B	Fase C
SOURCEBUS	0,99992	0,99993	0,99993
632	0,9777	0,9813	0,98268
671	0,95933	0,97255	0,94599
680	0,9663	0,97212	0,92706
633	0,94097	0,99169	0,97694
634	0,92003	1,0002	0,9734
645	0,96174	0,96785	0,98165
646	0,96113	0,95897	0,98233
692	0,95207	0,95669	0,9505
675	0,94596	0,9433	0,95434
684	0,94728	0,97478	0,92908
611	0,93953	0,97757	0,92492
652	0,95675	0,96571	0,90608
650	1,0306	1,005	0,94139
655	1,0308	1,0051	0,94152
656	0,98575	0,98575	0,98606

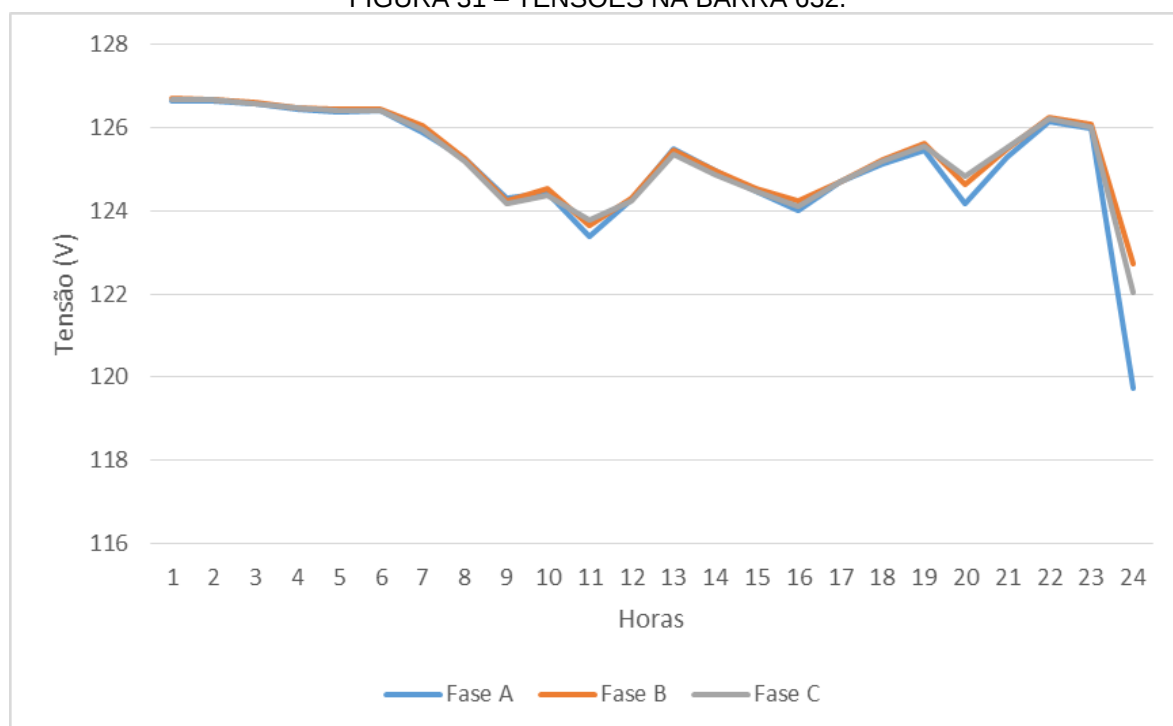
FONTE: O autor (2019).

FIGURA 30 – POTÊNCIA ATIVA FORNECIDA PELA SUBESTAÇÃO AO SD.



FONTE: O autor (2019).

FIGURA 31 – TENSÕES NA BARRA 632.



FONTE: O autor (2019).

Novamente pode-se observar o deslocamento do pico de demanda para fora do período de ponta. Com isso, os níveis de tensão ficaram aceitáveis nesses horários

pela normativa da ANEEL como mostra a Tabela 24 e as mesmas observações da seção referente ao segundo caso no tocante às tensões se aplica aqui.

A injeção de potência também é presente neste caso (Figura 30), mas menos acentuada que no segundo caso, pois com a aplicação do modelo proposto, as cargas controláveis passam a consumir o excedente que existiria se não houvesse a alocação otimizada. É importante destacar o alívio no transformador de distribuição registrado na grande maioria dos períodos, já que houve significativa redução da potência que deve fluir pelo equipamento, fato característico resultante da instalação de geração distribuída (NASCIMENTO, 2017).

O perfil de tensão é similar ao do primeiro caso, só que com níveis mais constantes ao longo do dia por causa da aplicação da GD, que eleva a magnitude da tensão nas barras nos horários em que a geração atua. Conforme observado na Figura 31.

4.2.5 Quarto caso-rede

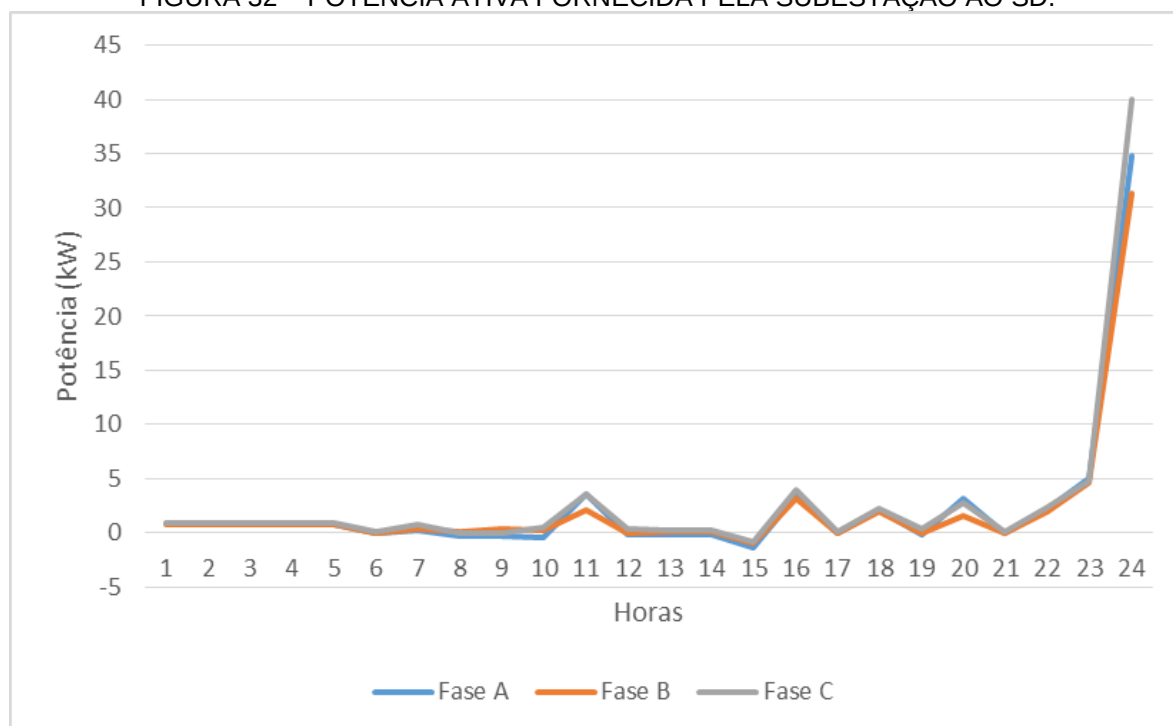
No quarto caso-rede (relativo ao quinto caso da seção 4.1.6) é analisado o impacto da casa inteligente com GD, SA em conjunto com a alocação otimizada das cargas. A Tabela 25 apresenta as tensões nas barras no período 20, enquanto que as Figuras 32 e 33 mostram o comportamento da potência ativa e da tensão no secundário do transformador respectivamente ao longo das 24 horas.

TABELA 25 – TENSÕES NAS BARRAS PARA A HORA 20.

BARRAS	TENSÕES		
	Fase A	Fase B	Fase C
SOURCEBUS	0,99993	0,99993	0,99993
632	0,98587	0,98749	0,98892
671	0,97926	0,98193	0,96382
680	0,98834	0,98204	0,94754
633	0,96383	0,99377	0,99077
634	0,95423	0,99584	0,99176
645	0,97496	0,9794	0,99395
646	0,97578	0,97217	0,99643
692	0,97497	0,96943	0,97195
675	0,9714	0,95886	0,97883
684	0,97179	0,98836	0,95328
611	0,96569	0,99251	0,95114
652	0,98461	0,9834	0,93647
650	1,0314	1,0055	0,94193
655	1,0315	1,0056	0,942
656	0,98637	0,98635	0,9865

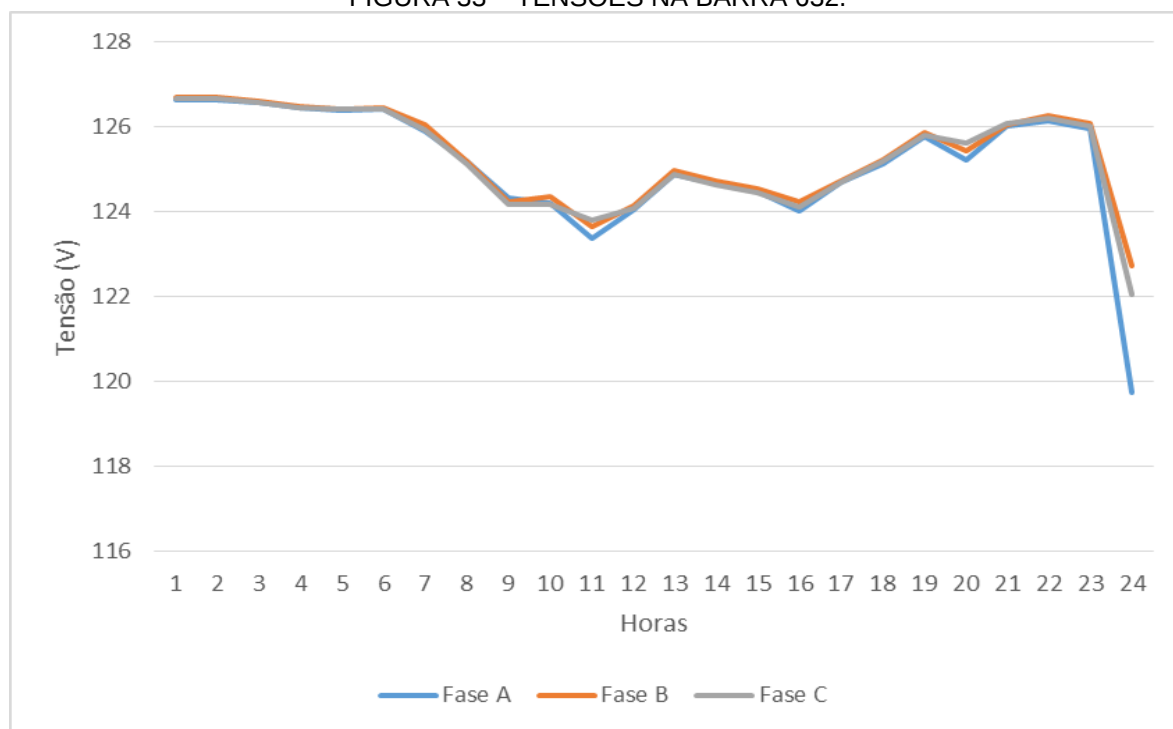
FONTE: O autor (2019).

FIGURA 32 – POTÊNCIA ATIVA FORNECIDA PELA SUBESTAÇÃO AO SD.



FONTE: O autor (2019).

FIGURA 33 – TENSÕES NA BARRA 632.



FONTE: O autor (2019).

O presente caso-rede apresentou tensões dentro dos limites permitidos pela ANEEL entre 0,95 pu e 1,05 pu na grande maioria da barras e fases, conforme pode ser observado na Tabela 25 (ANEEL, 2018). O comportamento da potência ativa fornecida para o SD mostrou-se mais uniforme e com menores picos de potência, com estes bem distribuídos ao longo do dia, com uma demanda máxima no período 24, pode-se observar na Figura 32 que houveram alguns instantes com pequenas injeções e horários nos quais a carga vista pelo SD foi nula, ou seja, o sistema não demanda nem injeta potência ativa na rede, tornando-se autossuficiente. Quanto ao perfil de tensão, este se mostra muito semelhante ao terceiro caso, também com subtensões no período 24.

4.2.6 Comparação entre os resultados

O levantamento de outros dados relevantes auxilia na comparação entre os caso no âmbito dos sistemas de distribuição. Assim, esta seção do trabalho busca analisar também as perdas nas linhas, o fator de potência e destacar os impactos que devem ser observados nos transformadores de distribuição, tirando conclusões a respeito dos resultados obtidos para cada caso. Inicialmente a Tabela 26 mostra as perdas totais acumuladas de todos os períodos.

TABELA 26 – PERDAS NO SD PARA OS DIFERENTES CASOS.

CASOS	Perdas totais na rede BT	
	kWh	kvarh
Base	112,564	179,489
Primeiro caso	109,678	173,769
Segundo caso	107,541	167,187
Terceiro caso	103,198	159,112
Quarto caso	109,679	173,769

FONTE: O autor (2019).

Conforme esperado, o caso base foi o que apresentou o maior valor de perdas na rede de distribuição, devido à alta demanda da carga se comparado aos outros casos, sendo necessário o fornecimento por parte da subestação em todos os períodos, acarretando em um elevado fluxo de potência nas linhas que justifica o número expressivo de perdas técnicas.

O primeiro e quarto casos-rede deslocam o pico de demanda para o período 24, gerando uma grande circulação de potência ativa nas linhas nesse período, sendo este o pivô do aumento nas perdas. Já no segundo e terceiro casos-rede, a forte penetração da GD reduz as perdas nas linhas, pois a existência de um sistema de geração próximo do consumidor faz com que a carga reduza ou até mesmo dispense a potência da subestação como mostrado em alguns casos, diminuindo portanto o fluxo de potência que circula nas linhas, acarretando assim na redução das perdas.

Outro índice de extrema relevância que deve ser considerado na análise de redes de distribuição é o fator de potência, cujo valor está exposto na Tabela 27 para os diferentes casos referente à barra do secundário do transformador na tentativa de ilustrar o impacto do reativo em circulação e todo o SD, visto que mostrar o fator de potência de todos os elementos da rede demandaria uma elevada quantidade de dados.

TABELA 27 – FATORES DE POTÊNCIA PARA OS DIFERENTES CASOS NO PERÍODO DE PONTA.

CASOS	FATOR DE POTÊNCIA NA BARRA 632 ÀS 20 HORAS		
	Fase A	Fase B	Fase C
Base	0,9095	0,9336	0,9214
Primeiro caso	0,938	0,9428	0,9352
Segundo caso	0,9095	0,9336	0,9214
Terceiro caso	0,8834	0,9335	0,9154
Quarto caso	0,6088	0,5789	0,3313

FONTE: O autor (2019).

Pode-se observar que, há uma queda significativa no fator de potência se o quarto caso for comparado com os outros, pois as estratégias de redução da demanda no período de ponta envolvendo o conjunto SFV e SA aplicam-se apenas à potência ativa, ou seja, as casas inteligentes continuam consumindo a mesma potência reativa referente às cargas não controláveis, já que essas não foram alvo de alocação otimizada. Portanto, cabe à rede satisfazer essa demanda, fazendo com o que o balanço entre potência ativa e reativa que circula nas linhas seja prejudicado, uma vez que houve redução da energia ativa, enquanto que a reativa circulante permaneceu inalterada. Assim sendo, destaca-se a necessidade de estudos adicionais considerando o suporte de reativos, visando o fator de potência apropriado nas microrredes.

Além disso, observações mais aprofundadas das tensões no secundário do transformador se fizeram necessárias, visto que as subtensões encontradas nos períodos de maior carregamento no sistema podem gerar níveis ainda mais baixos no lado primário do equipamento.

Para ilustrar esse fenômeno, foram coletadas as tensões do quarto caso-rede no período 24 e expostas na Tabela 28, por este ser o pico de demanda dessa configuração.

TABELA 28 – TENSÕES NO SECUNDÁRIO DO TRANSFORMADOR DE DISTRIBUIÇÃO TR2 PARA O QUARTO CASO-REDE NO PERÍODO 24.

TENSÕES DE LINHA NO SECUNDÁRIO DO TRANSFORMADOR (V)					
FASE A		FASE B		FASE C	
Magnitude	pu	Magnitude	pu	Magnitude	pu
209,55	0,95249	212,18	0,96446	209,63	0,95288

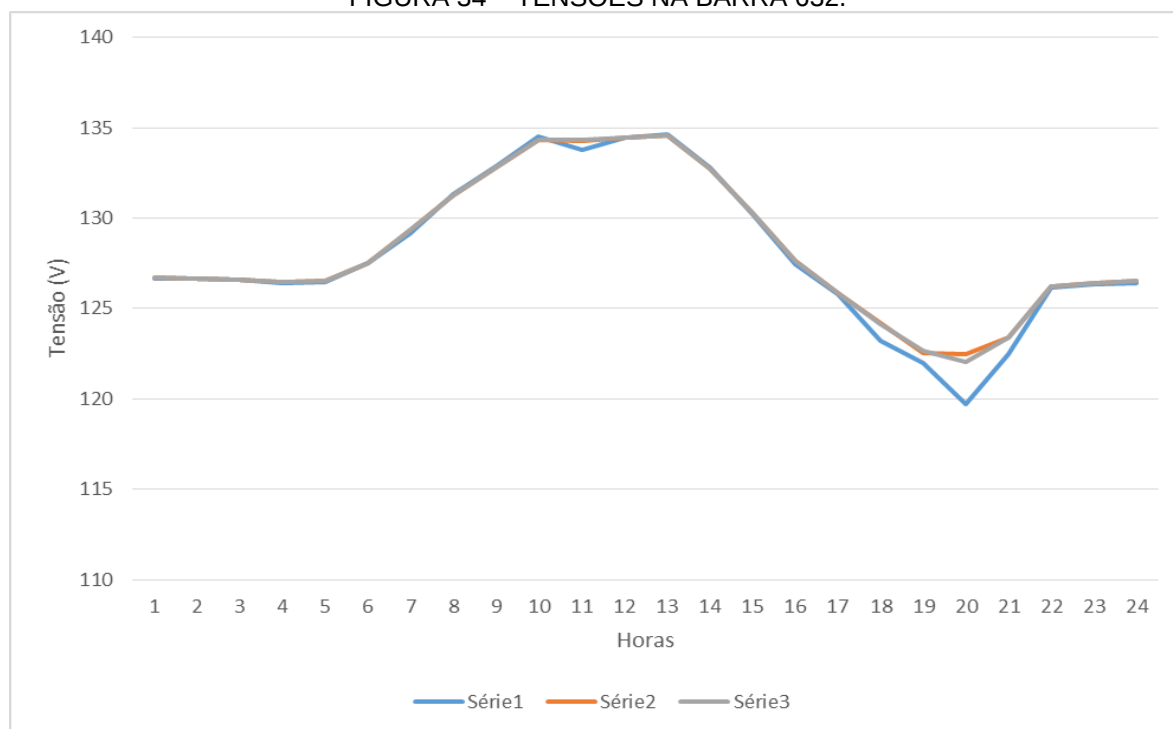
FONTE: O autor (2019).

Da Tabela 28, a menor magnitude observada refere-se ao valor 209,55 V. Ao aplicar esse valor na relação de transformação do transformador (aproximadamente 62,73) obtêm-se a tensão de 13,14 kV no primário. Porém o valor nominal é de 13,8 kV com possíveis derivações no enrolamento primário de 13,5 kV e 13,2 kV adicionalmente (NTC 910020, 2018).

Para possibilitar a análise de sobretensão envolvendo o excesso de GD no sistema, um caso adicional foi criado, no qual o SD foi analisado tomando como base o segundo caso-rede no período das 10 horas. Tal escolha é justificada pela grande quantidade de injeção de potência no sistema neste horário, resultando na mudança no sentido do fluxo de carga, já que a rede secundária BT como um todo passa a fornecer energia à subestação e à indústria.

Também foi colocado à prova SFV's com um fator de potência diferente do unitário, no caso, foi considerado o valor 0,8 para cada unidade consumidora da rede de BT, além da conexão de uma minigeração solar na barra 632 com um fator de potência também de 0,8 com aproximadamente 92 kW de potência injetada no período de análise, enquanto que nas demais barras (residências) a injeção é de cerca de 40 kW. A Figura 34 mostra o perfil de tensão na barra 632 após as alterações supracitadas na rede de distribuição.

FIGURA 34 – TENSÕES NA BARRA 632.



FONTE: O autor (2019).

Já no perfil de tensão é possível realçar, entre os períodos 8 e 15, o significativo aumento do nível de tensão nos horários em que há grande excedente de geração na rede de distribuição, enquanto que o contrário ocorre nos períodos de ponta, onde o elevado carregamento juntamente com a ausência de geração fazem a tensão diminuir. A Tabela 29 fornece as tensões de linha no secundário do transformador de distribuição no período 10 para posterior análise.

TABELA 29 – TENSÕES NO SECUNDÁRIO DO TRANSFORMADOR DE DISTRIBUIÇÃO TR2 PARA O QUARTO CASO-REDE PARA O EXCESSO DE GD NO PERÍODO 10.

TENSÕES DE LINHA NO SECUNDÁRIO DO TRANSFORMADOR (V)					
FASE A		FASE B		FASE C	
Magnitude	pu	Magnitude	pu	Magnitude	pu
233,04	1,0593	232,66	1,0575	232,64	1,0574

FONTE: O autor (2019).

Pode-se inferir que, utilizando a mesma análise da ocorrência de subtensão feita anteriormente, da Tabela 29 a tensão 233,04 V é a maior magnitude observada. Aplicando assim a relação de transformação neste valor, obtêm-se 14,62 kV superando assim a tensão nominal do transformador de distribuição (13,8 kV) por um

período diário relativamente longo, o que pode acarretar em consequências diretas relacionadas à operação do transformador, tais como o aumento nas perdas a vazio, das forças de curto-circuito e do nível de ruído, além da elevação da temperatura e perda de vida útil do isolamento do equipamento.

Erbert (2000) destaca que não é adequada a operação do transformador com valores de sobretensão superiores a 105% (como é o caso). Isso pode aquecer seu núcleo e danificá-lo severamente. Além disso os impactos se estendem às outras barras da rede podendo prejudicar severamente o funcionamento dos equipamentos residenciais.

Portanto, picos de demanda e de geração podem resultar em transformadores operando fora da faixa de tensão adequada, como comentado nos parágrafos anteriores, o que pode causar falhas operacionais não só na rede de distribuição considerada, mas também em outras na mesma região.

Por fim, visando a análise da qualidade da energia em todos os casos-rede estudados, a Tabela 30 foi criada com o intuito de apresentar os fatores de desequilíbrio das tensões na barra 632 nos períodos cuja diferença entre as magnitudes das tensões nas fases foram as maiores observadas, considerados como períodos críticos.

TABELA 30 – FATORES DE DESEQUILÍBRIO NOS DIFERENTES CASOS PARA A BARRA 632.

CASOS	Período crítico (h)	Fator de desequilíbrio (%)
Caso base	20	0,539893874
Primeiro caso	24	0,822451153
Segundo caso	20	0,539893874
Terceiro caso	24	0,822451153
Quarto caso	24	0,822451153

FONTE: O autor (2019).

Vale o destaque de que os fatores de desequilíbrio foram calculados seguindo os procedimentos apresentados no Módulo 8 do PRODIST, que apresenta também o limite de 3% de desequilíbrio para sistemas em BT. Conclui-se então que os valores mostrados na Tabela 29 respeitam o limite imposto, embora fique claro que a aplicação do modelo de otimização proposto nas residências causou significativo aumento no desequilíbrio de tensões da barra, fato que pode ser exemplificado pela

comparação entre o caso base e o primeiro caso que possui alocação otimizada e cujo fator de desequilíbrio se mostrou maior.

Os índices de desequilíbrio relativos ao primeiro, terceiro e quarto casos são iguais, característica que é justificada pelo fato de que estes possuem um mesmo nível de carregamento no período 24 da barra 632, resultando nas mesmas tensões nas três fases dos casos em questão.

5 CONCLUSÃO

Os objetivos principais desta pesquisa foram o de estudar e desenvolver um modelo de otimização para casas ou condomínios inteligentes com a finalidade de minimizar os custos com consumo de energia elétrica através do gerenciamento dos elementos da microrrede. Uma modelagem matemática foi aplicada para cada um desses elementos com a finalidade de permitir a simulação do comportamento dos diferentes dispositivos que constituem a microrrede. As simulações foram feitas considerando um conjunto de restrições que representam matematicamente o sistema e as imposições do usuário, através de um resolvidor de problemas de PLIM. Com isso, obteve-se uma ferramenta capaz de criar uma agenda de operação ótima das cargas controláveis e de funcionamento do SA.

A seguir diferentes casos foram montados e considerações sobre os gastos com consumo foram feitos para cada um deles.

Na segunda etapa, os casos desenvolvidos foram aplicados em uma rede de distribuição de BT para fins de análise dos impactos causados pela inserção dos mesmos na rede da própria microrrede. Para isso, foi utilizado um software de análise de sistemas de distribuição de código livre, em conjunto com a adoção de uma modelagem das cargas residenciais que possibilitou a observação de desequilíbrios nas grandezas elétricas do sistema, característica típica de SD's em BT. A rede teste empregada foi adaptada do sistema de 13 barras do IEEE.

O sistema final (quarto caso-rede) ofereceu uma redução significativa na tarifa mensal se comparado ao cobrado das casas tradicionais, demonstrando a efetividade do modelo. Alguns casos-rede também apresentaram a possibilidade de injeção do excedente de potência na rede, obtendo retornos monetários com a venda de energia injetada, possibilitando um menor tempo de retorno do investimento inicial nos equipamentos constituintes da microrrede.

No que diz respeito à inserção das casas inteligentes na rede de distribuição secundária, constatou-se uma grande melhora na distribuição da potência fornecida pela subestação às cargas através da análise dos perfis de demanda da rede, que, com o passar dos casos, foi apresentando maior uniformidade, com redução dos picos de demanda. Outro fator relevante foi a inserção da GD contribuindo na melhora dos níveis de tensão no sistema, além de impactos negativos, como a existência de períodos nos quais o transformador de distribuição opera fora de sua faixa nominal de tensão no primário e a observação de um fator de potência muito baixo principalmente no quarto caso-rede, o que pode sugerir futuras legislações e discussões sobre a possibilidade de taxas a serem aplicadas sobre excedente de reativo em redes residenciais.

Também discute-se os impactos da subtensão (devido a picos de carga) e sobretensão (devido à mudança no sentido do fluxo) na operação dos transformadores de distribuição, podendo gerar mal funcionamento e perda de vida útil do equipamento por aquecimento excessivo e prolongado do núcleo e/ou do isolamento.

Como sugestão de trabalhos futuros sobre o tema, está a criação de uma ferramenta para agendamentos das cargas recebendo dados em tempo real da residência e da rede de distribuição, a fim de determinar a melhor programação diária de acordo com a situação. Também pode ser citado o projeto de bancos de capacitores automatizados para o SD e a aplicação de inversores de frequência do SFV com fator de potência variável a fim de buscar a correção da elevada circulação de reativos observada no caso final. Sugere-se adicionalmente o estudo e a instalação de reguladores de tensão para corrigir os níveis e desequilíbrios de tensão.

Outra proposta envolve o desenvolvimento de uma interface que permita a utilização e monitoramento dos resultados do modelo de otimização por parte do usuário leigo, possibilitando ao mesmo manipular a ferramenta computacional a fim de facilitar a inserção de dados e parâmetros para adaptar o software ao seu cotidiano.

Por fim, os trabalhos futuros também podem abordar a aplicação de outros tipos de GD, como a eólica, biogás, células combustíveis, gás natural e ciclo combinado estudando sua inserção no modelo de otimização.

6 REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

Como base referencial, destacam-se as obras apresentadas na sequência:

ALMADA, J.B. **Modelagem, controle e gerenciamento da operação de microrredes com fontes renováveis**. 216f. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) – Universidade Federal do Ceará, Fortaleza, 2013.

ALMEIDA, Marcelo P. **Qualificação de Sistemas Fotovoltaicos Conectados à rede**. Dissertação de Mestrado em Energia, Programa de Pós-Graduação em Energia, Universidade de São Paulo, SP. 2012.

ANEEL. **Brasil ultrapassa a marca de 1GW em geração distribuída**, 2019. Disponível em: < https://www.aneel.gov.br/sala-de-imprensa-exibicao/-/asset_publisher/XGPXSqdMFHrE/content/brasil-ultrapassa-marca-de-1gw-em-geracao-distribuida/656877>. Acesso em 19 nov 2019.

ANEEL. **Cadernos temáticos ANEEL - micro e minigeração distribuída - sistema de compensação de energia elétrica**, 2016. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/documents/656877/14913578/Caderno+tematico+Micro+e+Minigeração+Distribuida+-+2+edicao/716e8bb2-83b8-48e9-b4c8-a66d7f655161>>. Acesso em: 15 agosto 2019.

ANEEL. **Nota Técnica n.º 0057/2014-SRD/ANEEL**: 11 de junho de 2014. Brasília, 2014. Disponível em: <http://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/audiencia/arquivo/2014/026/documento/nota_tecnica_0057_srd.pdf>. Acesso em: 29 set 2019.

ANEEL. **Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional (PRODIST)**: Módulo 8 – Qualidade da Energia Elétrica. 10. ed. rev. e atual. 2018. Disponível em: <https://www.aneel.gov.br/documents/656827/14866914/M%C3%B3dulo_8-Revis%C3%A3o_10/2f7cb862-e9d7-3295-729a-b619ac6baab9>. Acesso em: 27 set 2019.

ARAUJO, S. R. N. **Microgeração eólica conectada à rede elétrica para uso residencial**. 53f. TCC (Graduação) - Curso de Engenharia Elétrica, Universidade Federal do Ceará, Fortaleza, 2016.

ARENALES, M. et al. **Pesquisa Operacional**. Rio de Janeiro: Campos, 2011.

BAKER, J. New technology and possible advances in energy storage. **Energy Policy**, v. 36, n. 12, p. 4368–4373, 2008.

BAPTISTA R. **Senadores criticam proposta da Aneel de taxar geração de energia solar**, Brasília, Agência Senado, 2019. Disponível em: <<https://www12.senado.leg.br/noticias/materias/2019/10/31/senadores-criticam-proposta-da-aneel-para-taxar-geracao-de-energia-solar>>. Acesso em: 19 nov 2019.

CHOWDHURY, S. P.; CROSSLEY, P.; CHOWDHURY, S. **Microgrids and active distribution networks**. 1. ed. The Institution of Engineering and Technology, 2009.

CONGRESSO SOBRE GERAÇÃO DISTRIBUÍDA E ENERGIA NO MEIO RURAL, 10., 2015, São Paulo.

COPEL. Tarifa Horária branca. Disponível em: <<https://www.copel.com/hpcopel/root/nivel2.jsp?endereco=%2Fhpcopel%2Froot%2Fpagcopel2.nsf%2F5d546c6fdeabc9a1032571000064b22e%2Fd36f8f154fc9462a832582b80052d5c8>>. Acesso em: 10 set. 2019.

DOE e SANDIA (2012). Global Energy Storage Database. U.S. Department of Energy e Sandia National Laboratories.

Dugan, R.C.; Kersting, W.H.; Carneiro, S.; Artritt, R.F.; McDermott, T.E. Roadmap for the IEEE PES test feeders. In Proceedings of the 2009 IEEE/PES Power Systems Conference and Exposition, Seattle, WA, USA, 15–18 March 2009; pp. 1–4.

DUNGAN, R. C.; MONTENEGRO, D. **The Open Distribution System Simulator™ (OpenDSS)**. Junho de 2019. Guia de referência.

EBERT, J. A. **Power Transformer Operation at Over and Underexcitation, Benefits and Consequences**. IEEE Transactions On Power Delivery, Vol. 15, Nº 1, January 2000, pp.192-196.

ELECTRIC POWER RESEARCH INSTITUTE. **EPRI**. Disponível em: <<https://www.epri.com/#/pages/sa/opensdss?lang=en-US>>. Acesso em: 15 jun. 2019

ENERGY, L. **Eficiência energética, microgrids e geração distribuída para cidades com governança inteligente**. Disponível em: <<https://www.leonardo-energy.org.br/noticias/eficiencia-energetica-microgrids-e-geracao-distribuida-para-cidades-com-governanca-inteligente/>>. Acesso em: 28 jun. 2019

FELIPE, F. **Como os microgrids irão afetar o setor elétrico brasileiro?** Disponível em: <<http://shareenergy.com.br/como-os-microgrids-irao-afetar-o-setor-eletrico/>>. Acesso em: 28 jun. 2019.

HADJIPASCHALIS, I.; POULLIKKAS, A.; EFTHIMIOU, V. Overview of current and future energy storage technologies for electric power applications. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 13, n. 6–7, p. 1513–1522, 2009.

KAFRUNI, S. **Para reduzir dependência de fontes hídricas, Brasil usa insumos exóticos.** Disponível em: <https://www.correiobraziliense.com.br/app/noticia/economia/2018/04/02/internas_economia,670248/para-reduzir-dependencia-de-fontes-hidricas-pais-usa-insumos-exoticos.shtml>. Acesso em: 25 jun. 2019.

KERSTING, W. Radial distribution test feeders. *Power Systems*, IEEE Transactions on, 1991. IEEE, v. 6, n. 3, p. 975–985, 1991.

Koller, M., Hofmann, R., Mixed-Integer Linear Programming Formulation of Combined Heat and Power Units for the Unit Commitment Problem, *J. sustain. dev. energy water environ. syst.*, 6(4), pp 755-769, 2018.

LOPES, J. P. **Redes Eléctricas Inteligentes e a Mudança de Paradigma dos Sistemas Eléctricas**, Energia 2020, 2011. Disponível em: <http://energia2020.fc.ul.pt/energia2020/docs/SumarioSmartGrids_Energia%202020_JoaoPecasLopes.pdf>. Acesso em: 17 agosto 2019.

MARNAY, C. et al. Optimal technology selection and operation of commercial-building microgrids. **IEEE Trans. Power Syst**, vol. 23, no. 3, p. 975-982 Ago. 2008.

MENDONÇA, L. P. **Introdução às microrredes e seus desafios. 73f.** TCC (Graduação) - Curso de Engenharia Elétrica, Escola Politécnica da Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2011.

MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA. Grupo de Trabalho de Redes Eléctricas Inteligentes. **Smart Grid**. Brasília, 2010. Disponível em: <http://www.mme.gov.br/documents/10584/1256641/Relatxrio_GT_Smart_Grid_Portaria_440-2010.pdf/3661c46c-5f86-4274-b8d7-72d72e7e1157>. Acesso em: 29 jun. 2019.

MOREIRA, P. F. *et al.* **O Setor Elétrico Brasileiro e a Sustentabilidade no Século 21: Oportunidades e Desafios**. 2. ed. International Rivers Network Brasília, 2012.

NASCIMENTO, R. **Energia solar no Brasil: situação e perspectivas**. Estudo técnico. Brasília. Câmara dos Deputados, 2017.

NeoSolar Energia, 2016. Disponível em: <<http://www.neosolar.com.br/aprenda/saiba-mais/sistemas-de-energia-solar-fotovoltaica-e-seus-componentes>> Acesso em: 26 set. 2019.

OZKAN, N. B. et al. European smart home market development: Public views on technical and economic aspects across the United Kingdom, Germany and Italy.

Energy Research & Social Science, United Kingdom, v. 3, p. 65-77, 2014.

Disponível em:

<<https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S2214629614000851>>. Acesso em: 02 jul. 2019.

NORMA TÉCNICA COPEL (NTC). **NTC 910020**: Transformadores de distribuição, 2018.

PILO, F. **Advanced DMS to Manage Active Distribution Networks**, IEEE, 2009.

PINHO, J. T.; GALDINO, M. A. **Manual de Engenharia para Sistemas Fotovoltaicos**. [s.l.] CEPEL - CRESESB, 2014

RIBEIRO, L. B. **Um estudo sobre energia eólica no brasil**. 57f. TCC (Graduação) - Curso de Engenharia Elétrica, Universidade Federal de Ouro Preto, João Monlevade, 2017.

SALAM, A. A. et al. TECHNICAL CHALLENGES ON MICROGRIDS. **ARPN Journal of Engineering and Applied Sciences**, Malaysia, v. 3, n. 6, 2008, 6 p. Disponível em:

<<https://pdfs.semanticscholar.org/a27f/aa261358df3bd803c14b8e290df448fbd1d7.pdf>>. Acesso em: 02 jul. 2019.

SANTOS, H. S. **Programação diária da operação coordenada de microrredes e redes de distribuição de energia elétrica, considerando geração fotovoltaica, armazenamento distribuído e veículos elétricos**. 170f. TCC (Graduação) - Curso de Engenharia Elétrica, Universidade Federal do Paraná, Curitiba, 2019.

SILVA, R. M. **Energia Solar: dos incentivos aos desafios**. Texto para discussão nº 166. Brasília. Senado Federal, 2015

SILVA, Y. F. F. C.; BORTONI, E. C. **Sistemas de armazenamento de energia elétrica em redes inteligentes: características, oportunidades e barreiras**. Vol. 22. Revista Brasileira de Energia, 2016.

SIQUEIRA, A. F. P.; SANTOS, L. N. **Estudo de implantação de um sistema fotovoltaico conectado a rede (SFVCR) na câmara municipal de São José dos Pinhais**. 76f, TCC (Graduação) – Curso de Engenharia Elétrica, Universidade tecnológica federal do Paraná, Curitiba, 2016.

SAUAIA, R. L. **Geração Distribuída Solar Fotovoltaica: Benefícios Líquidos ao Brasil**, Brasília, Seminário Internacional de Micro e Minigeração Distribuída – ANEEL, 2018

Tarifa branca. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/tarifa-branca>>. Acesso em: 14 set 2019.

TECHNOLOGIES of Energy Storage. Disponível em: <<http://energystorage.org/energy-storage/energy-storage-technologies>>. Acesso em: 16 ago 2019.

The feed-in tariffs in UK law. Disponível em:<<https://www.fitariffs.co.uk/FITs/regulation/>>. Acesso em: 25 out. 2019.

UNSIHUAY-VILA, C. **Geração Solar**. Curitiba, 2015. Aula referente à disciplina Centrais Elétricas, Universidade Federal do Paraná.

URBANETZ JUNIOR, J. **Sistemas Fotovoltaicos Conectados a Redes de Distribuição Urbanas: sua influência na qualidade da energia elétrica e análise dos parâmetros que possam afetar a conectividade**. 2010. Tese (Doutorado em Engenharia Civil) – UFSC, BU, Florianópolis- SC, 2010.