



UNIVERSIDADE FEDERAL FLUMINENSE
ESCOLA DE ENGENHARIA
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA E DE
TELECOMUNICAÇÕES

VANESSA PEREIRA DA CRUZ

**Análise de desempenho de Gerenciamento pelo
Lado da Demanda da rede inteligente de Búzios
pelo OpenDSS**

NITERÓI

2022

UNIVERSIDADE FEDERAL FLUMINENSE
ESCOLA DE ENGENHARIA
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA E DE
TELECOMUNICAÇÕES

VANESSA PEREIRA DA CRUZ

**Análise de desempenho de Gerenciamento pelo Lado da Demanda
da rede inteligente de Búzios pelo OpenDSS**

Dissertação de Mestrado apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica e de Telecomunicações da Universidade Federal Fluminense, como requisito parcial para obtenção do título de Mestre em Engenharia Elétrica e de Telecomunicações. Área de concentração: Sistemas de Energia Elétrica.

Orientador:

Márcio Zamboti Fortes

NITERÓI

2022

Ficha catalográfica automática - SDC/BEE
Gerada com informações fornecidas pelo autor

C955a Cruz, Vanessa Pereira da
Análise de desempenho de Gerenciamento pelo Lado da Demanda da rede inteligente de Búzios pelo OpenDSS / Vanessa Pereira da Cruz ; Márcio Zamboti Fortes, orientador. Niterói, 2022.
105 p. : il.

Dissertação (mestrado)-Universidade Federal Fluminense, Niterói, 2022.

DOI: <http://dx.doi.org/10.22409/PPGEET.2022.m.14222082732>

1. Redes Elétricas Inteligentes. 2. Modelagem de curvas de carga. 3. Gerenciamento pelo Lado da Demanda. 4. Geração Distribuída. 5. Produção intelectual. I. Fortes, Márcio Zamboti, orientador. II. Universidade Federal Fluminense. Escola de Engenharia. III. Título.

CDD -

Bibliotecário responsável: Debora do Nascimento - CRB7/6368

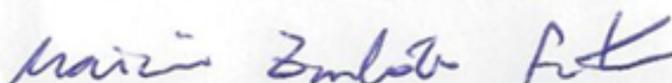
VANESSA PEREIRA DA CRUZ

ANÁLISE DE DESEMPENHO DE GERENCIAMENTO PELO LADO DA
DEMANDA DA REDE INTELIGENTE DE BÚZIOS PELO OPENDSS

Dissertação de Mestrado apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica e de Telecomunicações da Universidade Federal Fluminense como requisito parcial para a Obtenção do Grau de Mestre em Engenharia Elétrica e de Telecomunicações.
Área de concentração: Sistemas de Energia Elétrica.

Aprovado em 13 de abril de 2022.

BANCA EXAMINADORA



Prof. Dr. Marcio Zamboti Fortes- Orientador
Universidade Federal Fluminense - UFF



Prof. Dr. Bruno Wanderley França
Universidade Federal Fluminense - UFF



Prof. Dr. Marcos Antônio Arantes de Freitas
Instituto Federal de Goiás - IFG

Niterói
2022

Dedico esse trabalho aos meus pais, por toda dedicação à minha formação.

Agradecimentos

Agradeço a Deus, por ter me guiado em todos os muitos momentos difíceis, porém por ter me dado a oportunidade de nascer e crescer em um ambiente saudável com oportunidades de estudo e por ter abençoado minha capacidade intelectual para galgar os diversos desafios que me propus a encarar.

Agradeço aos meus pais, por terem sempre me colocado como prioridade em suas vidas. Por terem me dado apoio incondicional em todas as decisões que tomei, sem interferências diretas em minhas escolhas, apenas estando junto a mim, colaborando para que meus sonhos acadêmicos e profissionais seguissem adiante.

Agradeço aos meus amigos, sobretudo à Ana Caroline, à Ana Laura e à Priscila, por terem me impulsionado positivamente, me mostrando a capacidade que eu possuía de forma motivadora, desde a Graduação nessa mesma instituição, até o dia de hoje.

Agradeço ao meu noivo, Jairo, por ter sido sempre paciente e me ajudado a encarar meu maior desafio que foi a reta final para conclusão desse trabalho. A pandemia nos uniu, mas também nos pregou uma peça. No entanto, consegui perceber o quanto sou forte ao encarar a luta contra a doença dele junto a ele e isso foi um divisor de águas para tomadas de decisões na minha vida, no ano de 2021.

Agradeço ao meu orientador, professor Dr. Márcio Zamboti, por ter me incentivado a encarar esse desafio, quando eu estava cursando o MBA em Gestão de Energia e Eficiência Energética. Ele me mostrou, através de seus ensinamentos, o quanto eu me identificava com essa linha de pesquisa e que eu teria sim a capacidade de subir um degrau a mais na minha formação.

Agradeço aos meus comandantes, da Marinha do Brasil, sobretudo ao Comandante Costa Barros e ao Comandante Leite, que, na ocasião de vice-diretores da Diretoria de Obras Civas da Marinha, me concederam licenças para que eu pudesse cursar as disciplinas necessárias para a integralização do currículo para o título de Mestre. Agradeço muito também ao Comandante Ramalho, ao Comandante Marco Lacerda e ao Comandante Daniel Pontes, por me apoiarem a aprimorar meus conhecimentos. Agradeço aos meus amigos, especialmente à Carolina Kühner, por todo o cuidado com que me ajudou nos momentos mais delicados.

Resumo

As redes elétricas inteligentes surgiram como uma alternativa ao sistema elétrico de potência que utiliza a tecnologia da informação para incorporar técnicas de eficiência energética, reduzindo os custos de operação do sistema elétrico e tornando-o mais confiável e sustentável. De forma a implementar essas técnicas, usam-se os programas de Gerenciamento do Lado da Demanda (GLD) que consistem em atividades de planejamento, implementação e monitoramento da rede elétrica, de forma que as concessionárias incentivem os consumidores a mudar a forma de uso da energia elétrica, tendo como motivador a redução da tarifa e o aumento da confiabilidade do sistema. Ao reduzir a carga geral em uma rede elétrica, o GLD tem vários efeitos positivos, desde a mitigação de emergências do sistema elétrico à redução do número de apagões e aumento da confiabilidade do sistema. Para o estudo do GLD, devem ser aplicadas formulações que relacionem os custos de implementação das técnicas, os benefícios que o projeto deve trazer para o consumidor, bem como para as distribuidoras de energia elétrica, as curvas de carga e o aumento da confiabilidade. Este trabalho revisa as expressões utilizadas para obtenção do GLD, revisa os métodos, analisa a rede inteligente da cidade de Búzios, localizada no estado do Rio de Janeiro, e propõe as alternativas de melhor desempenho quanto à evolução das técnicas através da análise de resultados da modificação no perfil de cargas em um dos ramais alimentadores e posterior entrada de geração distribuída, do tipo solar fotovoltaica, nas residências desse mesmo ramal. Como resultado final, o estudo verifica a viabilidade da implantação e do funcionamento do sistema GLD, analisando os benefícios para o consumidor e para o sistema elétrico como um todo.

Palavras-chaves: Consumo, Demanda, Energia, Redes Elétricas Inteligentes, Gerenciamento pelo lado da demanda (GLD), Curva de carga.

Abstract

Smart grids emerged as an alternative to the electrical power system that uses information technology to incorporate energy efficiency techniques, reducing the operating costs of the electrical system and making it more reliable and sustainable. To implement these techniques, Demand-Side Management (DSM) programs are used, consisting of planning, implementation, and monitoring activities of the electricity grid, so that utilities encourage consumers to change the way they use energy the incentive to reduce the tariff and increase the reliability of the system. By reducing the overall load on an electrical grid, DSM has several positive effects, from mitigating electrical system emergencies to reducing the number of blackouts and increasing system reliability. For the study of the DSM, formulations must be applied that relate to the costs of implementing the techniques, the benefits that the project should bring to the consumer, as well as to the electricity distributors, the load curves, and the increase in reliability. This paper reviews the expressions used to obtain the DSM, reviews the methods, analyzes the smart grid in the city of Búzios, located in the state of Rio de Janeiro, and proposes the best performance alternatives regarding the evolution of techniques, through the analysis of the results of modification in the load profile in one of the feeder branches and subsequent entry of distributed generation, of the photovoltaic solar type, in the residences of this same feeder. As a final result, this study intended to verify the feasibility of implementing and operating the DSM system and analyze the benefits for the consumer and the electricity system as a whole.

Keywords: Consumption, Demand, Energy, Smart Grids, Demand-side Management (DSM), Load curve

Lista de Figuras

Figura 1 - Comparação entre a média histórica de chuvas e o período chuvoso de 2020/2021 (Fonte: INMET).....	2
Figura 2 - Modelo de Rede Elétrica com Geração Distribuída associado a <i>smart grids</i> . (Fonte: Lopes, 2015)	5
Figura 3- Modelo de Rede Elétrica Convencional (Fonte: Cecati, 2011).	12
Figura 4 - Perspectiva do modelo de <i>smart grids</i> (Fonte: Avancini, 2019).	15
Figura 5 - Medidor de Ponteiros. (Fonte: Light S.A.)	19
Figura 6 - Medidor Ciclométrico. (Fonte: Light S.A.)	19
Figura 7 - Medidor Eletrônico. (Fonte: Light S.A.)	19
Figura 8 - Medidor inteligente com AMR. (Fonte: Radarking).....	21
Figura 9 - Medidor inteligente com AMM. (Fonte: Radarking).....	21
Figura 10 - Estratégias de GLD (Fonte: Gellings, 1985).....	25
Figura 11 - Tarifas diferenciadas para composição de tarifa branca. (Fonte: E.C., 2019).....	31
Figura 12 - Selo PROCEL (Fonte: INMETRO, 2020).	32
Figura 13 - Fluxo de informações para criação dos arquivos do OpenDSS. (Fonte: Souza, 2021).....	36
Figura 14 - Barra com N nós. (Fonte: EPRI, 2016)	37
Figura 15 - Terminal com N conectores. (Fonte: EPRI, 2016)	38
Figura 16 - Elemento de conversão de energia. (Fonte: EPRI, 2016)	38
Figura 17 - Elemento de transporte de energia com dois terminais, o primeiro com N conectores e o segundo com M conectores. (Fonte: EPRI, 2016)	39
Figura 18 - Diagrama de bloco do modelo de um sistema fotovoltaico. (Fonte: Carneiro, 2019)	42
Figura 19 - Curvas de carga de consumidores industriais e residenciais. (Fonte: Ferrato, 2016).....	45
Figura 20 - Previsão semanal de carga para a fábrica tipo 1. (Fonte: Walser, 2021) .	46
Figura 21 - Previsão semanal de carga para a fábrica tipo 2. (Fonte: Walser, 2021) .	46
Figura 22 - Previsão semanal de carga para a fábrica tipo 3. (Fonte: Walser, 2021) .	47
Figura 23 - Cluster 1: Dias úteis. (Fonte: Bourdeu et. al, 2021).....	47
Figura 24 - Cluster 2: Dias de fechamento. (Fonte: Bourdeu et. al, 2021)	48
Figura 25 - Cluster 3: Ponto fora da curva. (Fonte: Bourdeu et. al, 2021)	48
Figura 26 - Alimentador analisado do município de Armação de Búzios. (Fonte: Abud, 2019)	51

Figura 27 - Configuração das redes de Baixa Tensão. (Fonte: Abud, 2019).....	52
Figura 28 - Fluxo de potência ao longo do alimentador em estudo. (Fonte: elaborado pela autora)	53
Figura 29 - Tensão ao longo do alimentador. (Fonte: elaborado pela autora)	54
Figura 30 - Tensão ao decorrer de 24 horas. (Fonte: elaborado pela autora)	55
Figura 31 - Resumo das informações. (Fonte: elaborado pela autora).....	56
Figura 32 - Fluxo de potência através do elemento transformador TRAF0_12. (Fonte: elaborado pela autora).....	59
Figura 33 - Tensões através do elemento transformador TRAF0_12. (Fonte: elaborado pela autora)	60
Figura 34 - Correntes através do elemento transformador TRAF0_12. (Fonte: elaborado pela autora)	61
Figura 35 - Carga ao longo do dia após o deslocamento de carga e preenchimento do vale. (Fonte: elaborado pela autora)	62
Figura 36 - Correntes através do elemento transformador TRAF0_12 após GLD. (Fonte: elaborado pela autora).....	63
Figura 37 - Tensões através do elemento transformador TRAF0_12. (Fonte: elaborado pela autora)	64
Figura 38 - Fluxo de potência através do elemento transformador TRAF0_12 após GLD. (Fonte: elaborado pela autora)	65
Figura 39 - Potência trifásica fornecida pelo painel solar em kW. (Fonte: elaborado pela autora)	67
Figura 40 - Tensões nas três fases após a inserção de GDFV, na barra 63. (Fonte: elaborado pela autora)	68
Figura 41 - Tensões nas três fases, após a inserção de GDFV, na barra 63. (Fonte: elaborado pela autora)	69
Figura 42 - Tensões nas três fases, após a inserção de GDFV, no TRAF0_12. (Fonte: elaborado pela autora)	70
Figura 43 - Potência trifásica fornecida pelo painel solar em kW. (Fonte: elaborado pela autora)	71
Figura 44 - Correntes que fluem através do TRAF0_12 após inserção de GDFV. (Fonte: elaborado pela autora).....	72

Lista de Tabelas

Tabela 1 - Matriz elétrica brasileira. (Fonte: BEN, 2021)	3
Tabela 2 – Fatores motivadores à implantação de <i>Smart Grids</i> (Fonte: Kudarihal, 2020).....	18

Lista de Abreviaturas e Siglas

ABESCO	Associação Brasileira das Empresas de Serviços de Conservação de Energia
AMM	<i>Automated Meter Management</i> (Gerenciamento Automático de Medição)
AMM + MU	<i>Automated Meter Management with Multi-Utility</i> (Gerenciamento Automático de Medição com Multi-Utilidades)
AMR	<i>Automated Meter Reading</i> (Medidor com Leitura Automática)
ANA	Agência Nacional de Águas e Saneamento Básico
ANATEL	Agência Nacional de Telecomunicações
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
BEN	Balanco Energético Nacional
BNDES	Banco Nacional de Desenvolvimento
BRICS	Sigla que se refere a Brasil, Rússia, Índia, China e África do Sul, países que se destacaram no cenário mundial pelo rápido crescimento das suas economias em desenvolvimento
CA	Corrente Alternada

csv	<i>commom separated values</i> (arquivos de valores separados por vírgulas)
COM	<i>Component Object Model</i> (modelo de objeto componente)
CO2	Gás Carbônico
CPP	<i>Critical Peak Pricing</i> (Preço por Pico de Demanda)
DE	Despacho Econômico de Energia
DEC	Duração Equivalente de Interrupção por Consumidor
DIC	Duração de Interrupção Individual por Unidade Consumidora
DICRI	Duração de Interrupção Individual ocorrida em Dia Crítico por Unidade Consumidora
DLL	<i>Dynamic-link library</i> (biblioteca de links dinâmicos)
DMIC	Duração Máxima de Interrupção Contínua por Unidade Consumidora
DSM	<i>Demand Side Management</i> (Gerenciamento pelo Lado da Demanda)
EPE	Empresa de Pesquisa Energética
EPRI	<i>Electric Power Research Institute</i> (Instituto de Pesquisa de Energia Elétrica)

ESCO	Empresa de Serviços de Conservação de Energia
FEC	Frequência Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora
FHC	Fernando Henrique Cardoso, Presidente do Brasil no período de 1995 a 2003
FIC	Frequência de Interrupção Individual por Unidade Consumidora
FP	Fator de potência
GD	Geração Distribuída
GDFV	Geração Distribuída Fotovoltaica
GLD	Gerenciamento pelo Lado da Demanda
GUI	<i>Graphical Interface User</i> (Usuário de Interface Gráfica)
km	Quilômetro
kWh	Quilowatt-hora
kV	Quilovolt
LED	<i>Light Emitting Diode</i> (Diodo Emissor de Luz)
MME	Ministério das Minas e Energia

MVA	Megavolt-Ampère
MW	Megawatt
NIST	<i>National Institute of Standards and Technology</i>
NREL	<i>National Renewable Energy Laboratory</i> (Laboratório Nacional de Energia Renovável)
ONS	Operador Nacional do Sistema Elétrico
OpenDSS	<i>Open Distribution System Simulator</i>
PBE	Programa Brasileiro de Etiquetagem
PC	<i>Power Conversion</i> (elementos de conversão de energia)
PCH	Pequena Central Hidrelétrica
PD	<i>Power Delivery</i> (elementos de transporte de energia)
P&D	Pesquisa e Desenvolvimento
PDE	Plano Decenal de Expansão de Energia
PLC	<i>Programmable logic controller</i> (Controlador Lógico Programável)
Pmp	Ponto de máxima potência nominal

PROCEL	Programa Nacional de Conservação de Energia Elétrica
PRODIST	Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional
PROESCO	Programas de financiamento dos projetos e contratos de performance elaborados pelas ESCOS
Prosumer	“ <i>Productor and consumer</i> ” (agentes que ora se comportam como geradores de energia, ora como carga)
p.u.	Por unidade
RMS	Regime permanente senoidal
R\$	Unidade monetária do Real
RTP	<i>Real-Time Pricing</i> (Preço em Tempo Real)
SCADA	Sistema de Controle e Aquisição de Dados
SIN	Sistema Interligado Nacional
STC	<i>Standard Test Conditions</i> (Condições padrão de teste)
TE	Tarifa de Energia
TOU	<i>Time of Use</i> (Tarifação por Tempo de Uso)
TUSD	Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição

UG

Usinas Geradoras

UTE

Usina Termoelétrica

Sumário

Capítulo 1 - Introdução	1
1.1 Motivação	7
1.2 Objetivos	9
1.3 Estrutura do Trabalho	10
Capítulo 2 - Redes Elétricas Inteligentes e Modalidades de Tarifação	11
2.1 Redes Elétricas	11
2.2 Smart Grids	14
2.2.1 Motivações para implantação de Smart Grids	16
2.3 Tipos de Medição	18
2.3.1 Medição Convencional	18
2.3.2 Medidor Inteligente	20
2.4 Medição de carga industrial	23
Capítulo 3 - Gerenciamento pelo Lado da Demanda	25
3.1 Vantagens do GLD	27
3.2 Tipos de Programas GLD	29
3.2.1 Programas baseados em preço	29
3.2.2 Programas baseados em incentivos	30
3.3 Tarifa Branca	30
3.4 Projetos GLD no Brasil	31
Capítulo 4 - Software OpenDSS	34
4.1 Modelagem de rede elétrica no OpenDSS	36
4.1.1 Barramentos	37
4.1.2 Terminais	37
4.1.3 Elementos de Conversão de Energia	38
4.1.4 Elementos de Transporte de Energia	39
4.1.5 Elementos de Suporte	39
4.2 Simulações utilizando a GUI (<i>Graphical Interface User</i>) do OpenDSS	40
4.3 A modelagem da GD no OpenDSS	41
4.3.1 Modelo de um Sistema Fotovoltaico no OpenDSS	42
4.4 O impacto do consumidor industrial na rede elétrica convencional	44
Capítulo 5 - A rede inteligente de Búzios	49
5.1 A modelagem da Rede de Búzios no OpenDSS	50

Capítulo 6 - Descrição dos Cenários Propostos e Análise dos Resultados	57
6.1 Cenário 1: Caso Base	57
6.2 Cenário 2: Deslocamento de carga no ramo alimentador do Transformador 12	61
6.3 Cenário 3: Geração FV no ramo alimentador do Transformador 12	65
Capítulo 7 - Conclusão	74
7.1 Trabalhos Futuros	77
Bibliografia	78
Anexo A – Código Master utilizado	84

Capítulo 1 - Introdução

O constante cenário de crescimento da demanda energética, não só no Brasil, como no mundo, traz à tona a realidade em se modernizar os sistemas de energia elétrica, tornando-os capazes de fornecer energia elétrica com qualidade e confiabilidade.

A confiabilidade do sistema de energia tem diferentes definições em diferentes níveis. A definição com relação aos clientes descreve a confiabilidade como fornecimento ininterrupto de energia sob demanda. (Sinishawa, 2021)

Os países desenvolvidos, ou seja, aqueles com alto nível de desenvolvimento econômico e social, como o Reino Unido, os Estados Unidos da América e a Alemanha, são, conseqüentemente, potenciais consumidores energéticos. E, na corrida em busca do desenvolvimento econômico, encontram-se países como os que compõem o BRICS (Brasil, Rússia, Índia, China e África do Sul).

No caso do Brasil, especificamente, há muito o que se fazer quanto à modernização de sua rede elétrica, de moldes ultrapassados. O crescimento econômico do país tem requerido um aumento na disponibilidade e fornecimento de insumos energéticos, resultando em participação ascendente da energia elétrica ao longo dos anos. A presença da energia elétrica nos mais diversos setores da economia fez com que a mesma adquirisse grande importância, e o seu consumo racional tornou-se crucial para manter e assegurar a oferta (Cagnon, 2006).

Em 2001, à época do governo de Fernando Henrique Cardoso, o alerta era para que os brasileiros economizassem energia para evitar apagões. Em junho de 2021, a Agência Nacional de Águas (ANA) emitiu uma declaração referente à escassez hídrica em níveis críticos para cinco estados: Minas Gerais, Paraná, Goiás, Mato Grosso do Sul e São Paulo. Em comparação à média histórica de chuvas, pode-se considerar que 2020/2021 se tratou do período mais seco em 91 anos. A Figura 1 mostra a comparação entre os períodos chuvosos dos anos de 2020 e 2021 em comparação à média histórica.

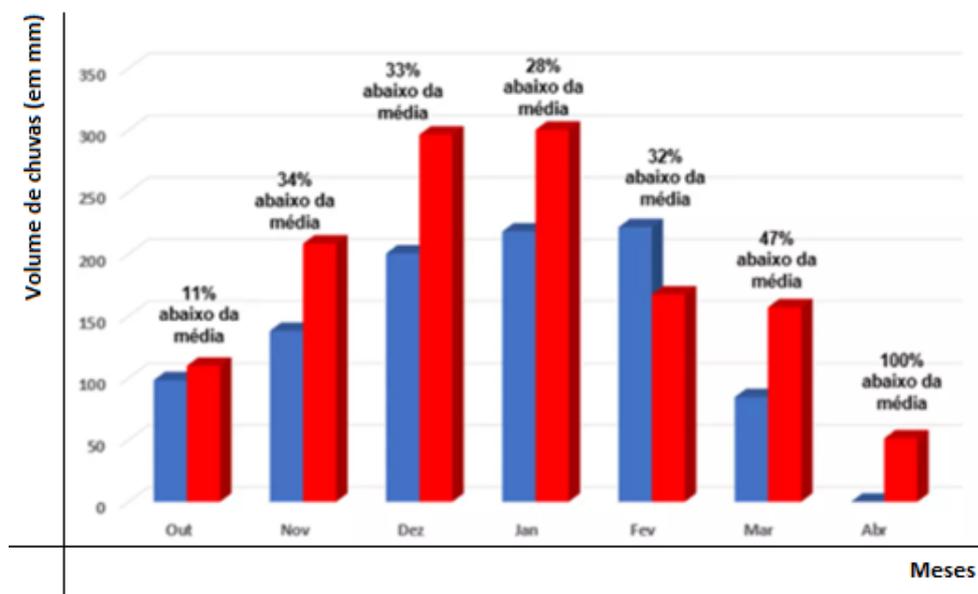


Figura 1 - Comparação entre a média histórica de chuvas e o período chuvoso de 2020/2021 (Fonte: INMET)

A energia mais cara também faz com que a indústria enfrente uma alta de custo na produção. É mais uma dificuldade para o setor, que ainda não conseguiu se recuperar totalmente dos estragos provocados pela pandemia. Esse cenário de escassez hídrica, aliado ao alto consumo e à falta de infraestrutura, traz de volta o temor do apagão.

A maior parte da energia produzida no Brasil atualmente vem de usinas hidrelétricas – 63,8%. Já a energia renovável, com uma matriz composta por eólica, solar e biomassa, é responsável por 20% da energia gerada no país. O restante do abastecimento provém de usinas termelétricas, que são mais caras e poluentes. (BEN, 2021)

Além disso, cabe ressaltar a variação entre a utilização de fontes de energia entre os anos 2019 e 2020, atentando-se para o fato do crescimento expressivo da fonte solar fotovoltaica, conforme visto na Tabela 1. (BEN, 2021)

Fonte	2019	2020	Δ 20/19
Hidrelétrica (em TWh)	397.877	396.327	-0,4%
Gás Natural (em TWh)	60.448	53.464	-11,6%
Eólica (em TWh)	55.986	57.051	1,9%
Biomassa (em TWh)	52.543	56.167	6,9%
Nuclear (em TWh)	16.129	14.053	-12,9%
Carvão Vapor (em TWh)	15.327	11.946	-22,1%
Derivados do Petróleo(em TWh)	6.926	7.745	11,8%
Solar Fotovoltaica (em TWh)	6.655	10.750	61,5%
Outras (em TWh)	14.438	13.696	-5,1%
Geração Total (em TWh)	626.328	621.198	-0,8%

Tabela 1 - Matriz elétrica brasileira. (Fonte: BEN, 2021)

Em maio de 2021, o Brasil estava sob bandeira vermelha 1, que cobra um adicional de R\$ 4,16 a cada 100 kilowatt-hora (kW/h) utilizados. Com a revisão da bandeira vermelha para o patamar 2, com entrada em vigor em 27 de agosto de 2021, o valor passa a R\$ 6,24 a mais a cada 100 kilowatt-hora (kW/h) consumidos.

Segundo o Plano Decenal de Expansão de Energia (PDE), da Empresa de Pesquisa Energética (EPE), o governo deve buscar alteração na matriz energética brasileira nos próximos 10 anos, firmando a participação maior de energias renováveis. Essa alternativa é viável devido ao fato de que, justamente no período de seca (de julho a setembro) é o período que mais venta no país, fazendo com que a energia eólica, por exemplo, seja um atrativo de fonte energética a ser explorada. Para proporcionar essa transição, no entanto, é necessário um potencial investimento no sistema de energia elétrica, tanto na implementação de usinas geradoras, bem como na expansão e manutenção adequada do sistema de transmissão.

Desde o último racionamento de energia, o Sistema Interligado Nacional (SIN) tornou-se muito mais preparado para lidar com cenários de crise. O sistema de transmissão cresceu 136% enquanto a demanda cresceu apenas 93%, reduzindo as restrições no sistema e permitindo mais flexibilidade ao Operador Nacional do sistema Elétrico (ONS). Nos últimos 20 anos, foram realizados 42 leilões de transmissão, que permitiram a construção de 87.040 km de novas linhas e 216.337 MVA em capacidade de transformação. (Relatório XP Investimentos, 2021)

Outra diferença é a própria matriz energética. Em 2001, 83% da capacidade instalada era proveniente de fontes hídricas, hoje apenas 65% da matriz energética provém de hidrelétricas, graças à adição de fontes térmicas, eólicas e solares ao sistema.

Cabe observar que as fontes eólica, solar e algumas hidrelétricas são fontes intermitentes (não despacháveis), portanto possuem uma garantia física (lastro para

comercialização de energia) menor do que fontes despacháveis, como termelétricas convencionais e hidrelétricas com reservatório.

É interessante observar a diferença entre os termos “apagão” e “acionamento”. Apagão se trata de uma falha inesperada no fornecimento de energia, enquanto o racionamento é uma determinação do governo de uma redução compulsória do consumo de energia elétrica, quando o sistema não tem condições de atender à totalidade da demanda devido a algum problema, como a falta de chuvas decorrente de uma crise hídrica. Na crise hídrica atual, no entanto, não há risco de apagão ou racionamento compulsório, devido ao aperfeiçoamento da matriz energética brasileira nos últimos 20 anos.

Cabe ressaltar que houve melhora tanto na oferta quanto na demanda de energia no País entre os anos de 2011 e 2020. Isso se deve ao fato que o parque gerador cresceu 43%, enquanto a demanda não acompanhou, uma vez que o Brasil cresceu economicamente menos do que o previsto. (ENGIE, 2021)

O fornecimento de energia elétrica divide-se em geração, transmissão e distribuição. Quase toda sua geração e transmissão de energia elétrica faz parte do Sistema Interligado Nacional (SIN), um sistema de coordenação e controle, de usinas predominantemente hidrelétricas, que foi criado em 1998 através da resolução 351/98 do Ministério das Minas e Energia (MME), em conformidade com a Lei 9.648/98 e o Decreto 2.655/98. Denomina-se Sistema Isolado o sistema elétrico, que em sua configuração normal, não esteja conectado ao SIN. Atualmente, existem cerca de 251 localidades isoladas no Brasil, a maior parte na região Norte. (BEN, 2021)

Uma alternativa ao sistema utilizado é a implantação de *smart grids*. As redes elétricas inteligentes integram a geração, transmissão e distribuição aos setores de armazenamento e consumo. Isso quer dizer que, para casos em que o consumidor deseja produzir sua própria energia de forma a complementar o sistema, seja buscando economia ou confiabilidade, método conhecido como geração distribuída (GD), todo o sistema poderá enxergar essa produção e se adequar às novas necessidades da rede. O modelo GD, associado ao conceito de *smart grids* é ilustrado na Figura 2.



Figura 2 - Modelo de Rede Elétrica com Geração Distribuída associado a *smart grids*. (Fonte: Lopes, 2015)

Ao utilizar a técnica de gerenciar a demanda, o consumidor de energia se capacita a gerenciar melhor seus gastos com energia elétrica, através da leitura do fluxo bidirecional. Isso se deve ao fato de a geração de energia elétrica de forma autônoma ocorrer em níveis de tensão igual àquela fornecida pela concessionária de distribuição, na qual o mesmo está conectado, uma vez que a mesma se encontra, geralmente, próxima aos consumidores finais.

A prática aos incentivos a GD é importante, pois pode beneficiar de maneira significativa o sistema (ANEEL, 2015). A energia vinda de uma GD normalmente é proveniente de fontes renováveis ou incentivada pelo governo para estimular a expansão de geradores como: PCH (Pequenas Centrais Hidroelétricas), Biomassa, Eólica e Solar. A inserção de GD na rede de distribuição pode apresentar as seguintes vantagens (Naruto, 2017):

- Redução de perdas – redução da sobre carga das linhas de transmissão, reduzem-se perdas pelo chamado efeito joule, que afeta a geração convencional;
- Economia de investimentos em transmissão – redução em investimentos em novos cabos e diminuição da manutenção dos já existentes;
- Agilidades ao atender a demanda – a GD, sobretudo a solar fotovoltaica, demanda menos complexidade tanto na liberação como no licenciamento para implantação de projetos, além de requisitar prazos menores para sua devida instalação;

- *Net Metering* – quando a energia elétrica gerada pelo sistema de GD for superior à utilizada em determinado mês, o consumidor acumula créditos em sua conta de energia que podem ser utilizados em suas próximas faturas.

No entanto, também devem ser citadas as desvantagens para o sistema (Naruto, 2017):

- A rede pode tornar-se mais complexa para se operar, pois muitas vezes o fluxo de energia pode ser bidirecional;

- Pode-se haver dificuldades em controlar a tensão da rede, uma vez que, em período de carga leve, a distorção harmônica na rede sofre aumento e os níveis de curto-circuito da rede são alterados; e

- Devido ao fato das fontes de GD configurarem geração do tipo intermitente, ocorrendo interrupções não esperadas na quantidade da fonte primária, tal questão influencia diretamente na geração de energia elétrica.

A ANEEL, por meio da Resolução Normativa nº 687/2015, dá orientações de natureza técnica e operacional, principalmente no que tange ao acesso, ou conexão, do novo sistema à rede das concessionárias. Além dessa resolução, há a Resolução Normativa nº 482/2012 da ANEEL, que versa sobre micro (geração inferior à 75 kW) e minigeração (geração superior à 75 kW e menor ou igual a 5 MW) distribuída e também é possível verificar as metodologias a serem utilizadas no Módulo 3 do PRODIST (Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional).

Adotar a *smart grid* no Brasil pode contribuir para o aumento da confiabilidade do sistema, resultando em redução no número de falhas e do tempo de recuperação das mesmas. Isso se dá, fundamentalmente, devido à automação da rede e consequente bi direcionalidade de informações. Monitorá-la em tempo real agiliza a tomada de decisões, seja em avaliar como a mesma é suprida por cada fonte de energia, quanto às falhas que ocorrem pelos mais diversos motivos e, do lado do consumidor, em ter a informação em tempo real do comportamento de seu consumo e analisar as tarifas aplicáveis para poder decidir sobre a utilização de seus equipamentos. Todos os lados sentem as vantagens desse método: enquanto as empresas de energia não precisam lidar com a sobrecarga do sistema em horários de pico, os consumidores desfrutam de economia financeira significativa.

1.1 Motivação

Garantir o bom funcionamento da rede elétrica consiste em mantê-la confiável. Deve-se manter a todo tempo o sincronismo entre consumo e demanda, ajustando-se a operação dos sistemas elétricos às oscilações de demanda de energia elétrica com a finalidade de evitar desequilíbrios ou até mesmo colapso de todo o sistema elétrico. Dessa forma, reforça-se a importância da confiabilidade como requisito principal a ser atendido na concepção dos sistemas elétricos. Para atingir essa premissa, o sistema deve ser dimensionado adequadamente para atender à carga prevista e ter margem de manobra suficiente para lidar com as ocorrências. Os índices mais utilizados para avaliar o grau de confiabilidade medem justamente a ocorrência e duração das interrupções no fornecimento. São elas: Frequência Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora (FEC), Duração Equivalente de Interrupção por Consumidor (DEC), Frequência de Interrupção Individual por Unidade Consumidora (FIC), Duração de Interrupção Individual por Unidade Consumidora (DIC), Duração Máxima de Interrupção Contínua por Unidade Consumidora (DMIC) e Duração da Interrupção Individual ocorrida em Dia Crítico por Unidade Consumidora (DICRI) (Acende Brasil, 2014).

Atualmente, a geração é controlada, basicamente, pelo ONS, que monitora, a cada instante, a quantidade de energia que é gerada pelas Usinas Geradoras (UG) e a demanda requerida pelos consumidores, por região do sistema. É importante ressaltar que o Brasil possui um dos mais complexos sistemas de transmissão de energia elétrica do mundo, com um sistema interligado que leva energia para 98,3% de todo o território nacional, através de 181.528 km de linhas de transmissão da rede básica (instalações com tensão maior ou igual a 230 kV). (ONS, 2019)

Essa conta, demanda requerida pelos consumidores subtraída a quantidade de energia gerada pelas Usinas Geradoras (UG), ao descartar as perdas do sistema, deve, obrigatoriamente, fechar. A alocação da potência gerada pelas usinas que constituem um sistema de geradores é realizada a partir do processo de despacho econômico (DE). Este processo assegura a minimização do custo de operação deste sistema sem a violar nenhuma de suas restrições. Estas restrições estão associadas aos limites operativos das usinas termelétricas, sendo limitados em seu valor de geração máximo e mínimo, representadas por um conjunto de inequações, e à demanda do sistema mais as perdas do mesmo, em atendimento à restrição de balanço de potência. (Oliveira, 2016)

Entretanto, ao se adotar os modelos de redes inteligentes, a tendência é que se substitua essa energia suprida por termelétricas por geração através de fontes renováveis, principalmente eólica e solar. Ainda que essas fontes sejam intermitentes e não garantam a produção de energia, tal como ocorre com as termelétricas, a ideia é incentivar sua implantação, através de estudos de técnicas que explanem ao consumidor a melhor maneira de modelar sua curva de carga de acordo com a energia disponível no sistema, bem como incentivos das concessionárias de energia ou através de políticas públicas.

Ou seja, o Gerenciamento pelo Lado da Demanda (GLD) propõe o equilíbrio entre geração e consumo pelo lado da demanda. No Brasil, atualmente, essa metodologia já é amplamente aplicada no setor industrial, mas ainda há muito o que se estudar em relação à sua aplicabilidade no setor residencial. Atualmente, o setor industrial é responsável por 32,1% do consumo nacional, segundo a EPE, com base em dados de 2020. (BEN, 2021)

Já o setor residencial representou apenas 10,8% do consumo energético nacional. Cada residência possui moradores que tem suas atividades laborais diversificadas, implicando em poderes aquisitivos diferenciados, bem como hábitos variados de acordo com o horário do dia. Consequência disto, o conceito de *smart homes*, residência que contém aparelhos capazes de se comunicar entre si, e que podem ser operados remotamente por um sistema de controle, pode levar um tempo para alcançar a totalidade das residências brasileiras, seja por questões de hábitos ou financeiras para adquirir o sistema.

Em 2020, o anúncio da pandemia da Covid-19 feito pela Organização Mundial da Saúde (OMS) alterou a rotina de pessoas no mundo todo. Foram divulgadas restrições sanitárias como recomendações de prevenção à doença. Com isso, a população precisou se adaptar, aprendendo a realizar suas atividades em ambiente domiciliar. O *home office* e o ensino remoto se tornaram o principal meio de interação e essa permanência das famílias em casa gerou reflexos no consumo de energia. De acordo com dados do Ministério de Minas e Energia (MME), em maio de 2020, apenas dois meses após o início da adoção do distanciamento social, o setor residencial já apresentava um aumento de 6,5% se comparado ao mesmo período de 2019.

Além disso, com o aumento da presença de GD na rede, inúmeros desafios, como variação de tensão e fluxo de potência reverso, têm surgido e mudado a concepção de operação da rede.

Dessa forma, busca-se validar os mecanismos de GLD, pois, o comportamento da rede elétrica e da rede de comunicação ainda afetam o desempenho dos modelos propostos

até o momento. Pouco ainda se conhece sobre o comportamento de uma cidade com um perfil de carga de alta complexidade e as manobras necessárias para se implementar a GD e o gerenciamento pelo lado da demanda, garantindo a qualidade de energia na distribuição realizada pela concessionária de energia local. Este trabalho apresenta as seguintes contribuições em relação ao estado da arte do tema:

- Analisar o comportamento de uma rede elétrica real modelada no OpenDSS, observando os parâmetros graficamente;
- Analisar a mesma rede após a utilização de duas técnicas de GLD; e
- Observar o comportamento dessa mesma rede após a entrada de GD e os desafios a serem solucionados pela distribuidora de energia local.

1.2 Objetivos

Diante das facilidades oferecidas pelo GLD para atingir o balanceamento entre geração e consumo de energia elétrica, esta dissertação visa propor mecanismos para que a concessionária distribuidora de energia lide com a crescente demanda de energia, ao se estudar a entrada de um polo industrial na cidade.

Dentre as estratégias disponíveis até o momento para se realizar GLD, a maioria se concentra em deslocar as cargas em horário de pico para aliviar a rede. Ou seja, há a programação para que alguns equipamentos funcionem em horários alternativos, especialmente fora do horário de pico.

Os modelos propostos neste trabalho analisam os parâmetros de uma rede real ao sofrer o impacto de entrada de novas cargas, de um perfil diferente do que é projetada para trabalhar e, posteriormente, incorporar estratégias de GLD e aplicar a GD para melhorar a qualidade de energia dessa rede e avaliar os pontos que ainda devem ser corrigidos pelo lado da distribuidora.

Portanto, os seguintes objetivos devem ser atingidos:

- Demonstrar o potencial de um programa de Gerenciamento pelo Lado da Demanda atuando sobre o consumidor residencial em uma rede real para uma melhor análise de seus desempenhos; e
- Analisar como essa mesma rede se comporta ao receber medidas de gerenciamento pelo lado da demanda e GD com o uso do software OpenDSS.

1.3 Estrutura do Trabalho

O presente trabalho está dividido conforme descrito ao longo dessa seção.

No Capítulo 2, serão apresentados os conceitos e a estrutura das redes elétricas inteligentes e as modalidades tarifárias disponíveis no Brasil. Estas informações são importantes para o entendimento da contextualização das propostas dessa dissertação.

No Capítulo 3, o GLD no Brasil é apresentado. São apresentados os seus benefícios, os tipos de programas GLD e os projetos GLD já existentes e propostos no Brasil em comparação ao contexto mundial.

No Capítulo 4, é introduzido o OpenDSS, seus principais conceitos, métodos para utilizá-lo no estudo do sistema elétrico de potência, vantagens do software e funcionalidades utilizadas para o desenvolvimento do trabalho.

No Capítulo 5, é apresentada a rede inteligente de Búzios e seus parâmetros modelados.

No Capítulo 6, é feita a descrição dos cenários propostos e a análise de resultados.

No Capítulo 7, a conclusão e os trabalhos futuros são apresentados.

Capítulo 2 - Redes Elétricas Inteligentes e Modalidades de Tarifação

Este capítulo apresenta os conceitos relacionados às redes elétricas, para então apresentar as “Redes Inteligentes”, conhecidas como *smart grids*, procurando indicar o papel das diferentes tecnologias necessárias à sua realização.

2.1 Redes Elétricas

De acordo com (Garcia, 2012), as redes de energia elétrica evoluíram a partir das primeiras redes de corrente alternada (CA), entre os séculos XIX e XX. Naquela época, a rede foi concebida como um sistema centralizado de geração, transmissão e distribuição de eletricidade com controle da demanda.

As redes elétricas nasceram isoladas, atendendo a pequeno número de consumidores, a partir de fontes de pequena potência, com um uso mínimo de ações de controle (apenas algum tipo de regulação de frequência e de nível de tensão). O aumento na demanda, o distanciamento das fontes geradoras em relação às cargas e as exigências de confiabilidade no fornecimento levaram à interligação das redes, na década de 1960, implicando em maiores exigências de controle e com início de procedimentos inteligentes para o despacho da energia.

As usinas hidrelétricas, distantes dos centros urbanos, exigem maior complexidade de operação das linhas de transmissão, enquanto as usinas térmicas também levam em conta a logística do transporte dos combustíveis (e mais recentemente passaram a levar em conta fatores ambientais), como a proximidade de reservas de combustível fóssil (minas ou poços próprios, ou ainda perto de linhas de fornecimento de transporte ferroviário, rodoviário ou portuário).

A rede elétrica tradicional possui fluxo unidirecional de energia, geração centralizada e geralmente afastada dos grandes centros e baixo nível de automação, como mostrado na Figura 3.

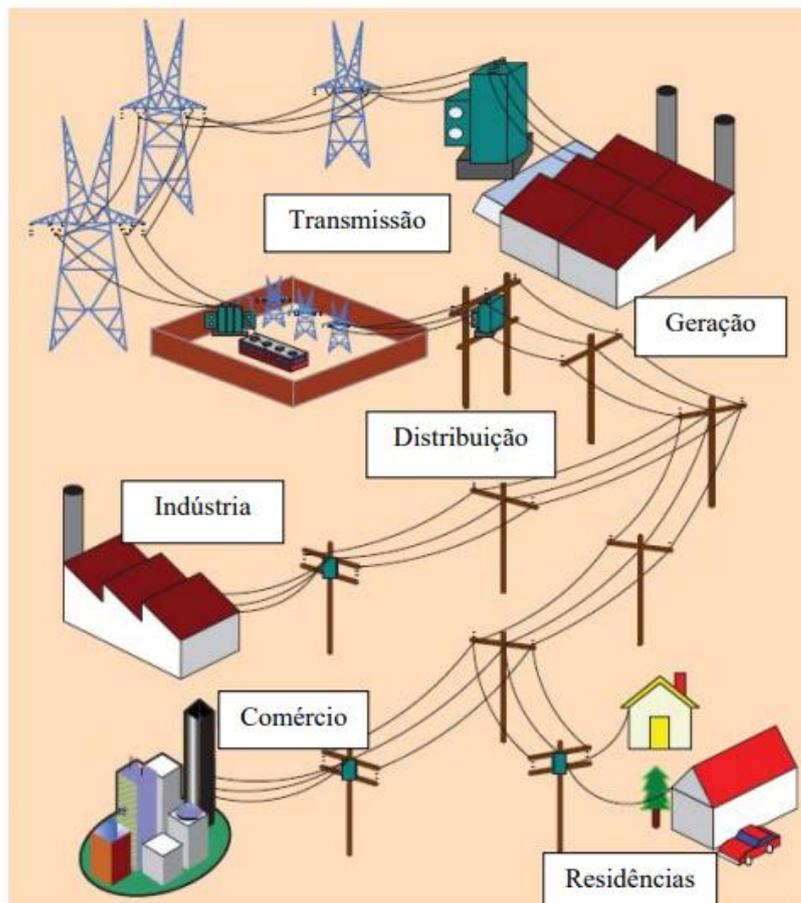


Figura 3- Modelo de Rede Elétrica Convencional (Fonte: Cecati, 2011).

A energia elétrica que sai das usinas geradoras é transportada através de cabos aéreos sustentados por torres de transmissão de energia elétrica, geralmente em alta tensão. Como os sistemas de potência são trifásicos, geralmente existem três conjuntos de cabos localizado nas torres de transmissão, além do cabo para-raios, também chamado de cabo guarda. As linhas de transmissão no Brasil são classificadas de acordo com o seu nível de tensão de operação e, para cada faixa de tensão, existe um código que representa todo um conjunto de linhas de transmissão de mesma classe.

As redes de distribuição de energia elétrica, além das linhas de transmissão, também são compostas por subestações, que dispõe de transformadores e equipamentos de proteção e controle.

As subestações de transmissão são localizadas nos pontos de conexão com geradores, consumidores e empresas distribuidoras de energia. Conta com equipamentos de seccionamento para manobras de manutenção, além de disjuntores e equipamentos de

medição e proteção do sistema, como transformadores de potencial, transformadores de corrente e para-raios.

Existem quatro tipos de redes de distribuição de energia elétrica. A rede de distribuição aérea convencional é o tipo mais comum no Brasil, onde os condutores elétricos não possuem isolamento, sendo mais vulneráveis à ocorrência de curto-circuito. As redes de distribuição aéreas compactas são mais protegidas porque os condutores tem uma camada de isolamento e a rede ocupa um espaço menor, reduzindo o número de perturbações. A rede de distribuição aérea isolada é bem protegida, pois os condutores são encapados com isolamento suficiente para serem trançados, é geralmente mais cara e utilizada em condições especiais. Por fim, a rede de distribuição subterrânea é aquela que proporciona o maior nível de confiabilidade e oferece melhor resultado estético, pois as redes ficam enterradas, sem a possibilidade de poluição visual. São bem mais caras, sendo comuns apenas em regiões mais densas ou onde há restrições para a instalação das redes aéreas. (ANEEL, 2012)

Atualmente, no Brasil, a geração e a transmissão possuem sistemas de automação, supervisão e controle que utilizam a tecnologia digital para monitorar os seus processos em praticamente todos os grandes centros. Estes sistemas apresentam diversas funcionalidades como a tele supervisão, telecomando e tele medição que, a partir do Sistema de Controle e Aquisição de Dados (SCADA) indicam as condições de funcionamento de todo sistema automatizado em tempo real. (Aboboreira e Cruz, 2016)

Para a distribuição, (tensão menor que 34,5 kV), devido à sua complexidade e ao elevado número de consumidores, a implantação da automação está no início e a sua gestão ocorre de forma convencional. Segundo a ANEEL, até o ano de 2012, existiam cerca de 67 milhões de medidores eletromecânicos instalados no país. Neste tipo de medidor, um operador (leiturista) deve se dirigir ao local onde o mesmo está instalado para faturar o consumo de cada período, tornando manual todo o processo de coleta de dados dos medidores dos clientes (Mikos, 2014). Além disso, a detecção de falhas também ocorre de maneira ineficaz: geralmente é necessário o contato do cliente com a concessionária, informando-a do problema.

Sistemas de distribuição radial, envelhecimento das infraestruturas de distribuição, práticas de operação e alta exposição às condições ambientais (descargas atmosféricas) são os principais problemas para a confiabilidade dos sistemas de distribuição de energia elétrica. Cerca de 90% da confiabilidade é afetada por problemas, vivenciados pelos clientes, oriundos dos sistemas de distribuição de energia elétrica. Tais forças estatísticas reforçam a

necessidade de se realizar pesquisas sobre formas de aumentar a confiabilidade dos sistemas de distribuição de energia elétrica. (Sinishawa, 2021)

2.2 Smart Grids

Muitas são as definições utilizadas para descrever as *smart grids* e, em todas elas, há a aplicação de novas tecnologias digitais e de comunicação nas redes de transmissão e distribuição de energia elétrica, com o objetivo de ampliar o nível de controle e operação dos agentes responsáveis, através de uma série de dados enviados em tempo real aos mesmos. (MME, 2010).

O termo *smart grid* refere-se a um sistema de energia elétrica convencional que foi equipado com tecnologias avançadas para fins de melhoria da confiabilidade, alta qualidade e estabilidade de energia, facilidade de controle e gerenciamento, integração de geradores distribuídos e operações de mercado de energia elétrica. (Sinishawa, 2021)

A rede inteligente pode ser definida como: “um sistema de energia digital avançado de fluxo de energia bidirecional capaz de auto recuperação e adaptável, resiliente e sustentável, com previsão sob diferentes incertezas”. (Aljahani, 2014)

Dessa forma, as redes inteligentes têm como objetivo otimizar a geração, distribuição e consumo de energia elétrica, agregando eficiência no monitoramento, gestão, automação e qualidade da energia ofertada, através de uma rede elétrica que possui como principal característica o uso intenso das tecnologias de informação e comunicação. Sua proposta é incorporar redes de telecomunicação à rede elétrica, possibilitando o monitoramento em tempo real, a rápida detecção/tratamento de falhas, a automação da rede elétrica, maior facilidade de integração de fontes renováveis e também um maior detalhamento do uso de energia para o usuário (Castro, 2016).

A Figura 4 apresenta a perspectivas do modelo de *smart grids*, nas quais todos os geradores e consumidores se conectam através de um centro de dados, a partir do qual as informações de demanda e fornecimento de energia elétrica são processadas.



Figura 4 - Perspectiva do modelo de *smart grids* (Fonte: Avancini, 2019).

As principais características das *smart grids* são: o fluxo bidirecional de energia, o fluxo bidirecional de informação, a GD e o alto nível de automação. Ou seja, através de sua implementação, é possível que os consumidores monitorem seu próprio consumo de forma a se adequar à oferta de energia das concessionárias com o estímulo de garantir tarifas de energia elétrica vantajosas em comparação ao uso indiscriminado de energia, ao passo que as concessionárias conseguem se planejar para atender seus clientes de forma mais eficiente, com menos perdas, melhorando os indicadores de qualidade de energia. É fundamental a capacidade de integrar as ações de todos agentes a ela conectados, sejam geradores de energia, consumidores ou os chamados “prosumers” (do inglês “*producer and consumer*”), ou seja, agentes que ora se comportam como geradores de energia, ora como carga. (Vijayapriya, 2011).

De acordo com o MME, para que uma rede seja inteligente, deve cumprir tais requisitos:

- a) Auto recuperação;
- b) Motivar consumidores a serem mais participativos;
- c) Resistir a ataques físicos e cibernéticos;
- d) Fornecer uma energia de melhor qualidade;
- e) Permitir vários tipos de geração e armazenagem de energia;
- f) Maior envolvimento do mercado;
- g) Permitir uma maior utilização de geração intermitente de energia.

Em todo o mundo, muitos países implantam tecnologias inteligentes para modernizar a infraestrutura de rede envelhecida, minimizar o custo efetivo da energia elétrica e integração da geração de energia renovável. Enquanto nos Estados Unidos a maior preocupação consiste na confiabilidade, segurança e eficiência do sistema, na Europa, há uma preocupação com a integração de diversas fontes de energia renovável. No continente asiático, o Japão diversifica a matriz energética diante dos recentes acidentes nucleares que atingiram o país, enquanto a China, busca a eficiência energética, de forma a minimizar a emissão de gases de efeito estufa. (Kudarihal, 2020)

A rede inteligente incentiva um melhor gerenciamento de energia, fornecendo dados de consumo de energia em tempo real aos clientes. Nos próximos anos, poderão ser observadas mudanças drásticas no cenário de geração e distribuição de energia elétrica em grande parte do mundo. A rede inteligente oferece uma melhor solução para a atual crise no sistema de energia, adotando tecnologias avançadas de ponta, como informação e comunicação, medição digital, e sistemas de gerenciamento de energia. (Kudarihal, 2020)

No Brasil, os principais motivadores para a implantação de uma *smart grid* são a eficiência comercial e energética, a melhora da confiabilidade do sistema elétrico, a segurança operacional e sustentabilidade econômica e ambiental (Rivera, 2013).

2.2.1 Motivações para implantação de Smart Grids

A Tabela 2 (Kudarihal, 2020) apresenta os fatores motivadores à implantação de *Smart Grids*:

Fatores	Motivação
Infraestrutura	Na maior parte do mundo, a infraestrutura das redes de energia elétrica está ficando velha e chegando ao fim de sua vida útil. Há uma necessidade de renovar o sistema de energia com infraestrutura confiável e eficiente em termos energéticos.
Demanda de eletricidade	Aumento da demanda de eletricidade devido ao crescimento das economias, industrialização e aumento da população mundial.
Mudanças climáticas	Conscientização pública sobre as mudanças climáticas e seu efeito extremo no meio ambiente e na segurança alimentar, forçando os países desenvolvidos e em desenvolvimento a reduzir os gases de efeito estufa adotando a geração de energia renovável, controle avançado e tecnologias de gerenciamento no setor de energia para melhorar a eficiência e a confiabilidade.
Perdas no sistema de transmissão e distribuição	Como as gerações de energia centralizadas estão localizadas longe dos centros de carga, há perdas significativas de transmissão e distribuição e o roubo de energia elétrica é um grande motivo de preocupação para as concessionárias.
Cenário de geração de energia	À medida que o mundo está se movendo em direção à geração renovável e distribuída em paralelo com a geração de energia centralizada existente, novos desafios estão surgindo na operação e controle.
Geração de energia renovável	O sistema de energia deve possuir mais inteligência para integrar sistemas de geração de energia intermitente, como Solar PV, <i>Wind Energy Conversion Systems</i> (WECS) com um sistema de rede existente. Isso é possível com melhores mecanismos de monitoramento e controle do sistema de energia obtidos por meio de informações avançadas e sistema de comunicação, tecnologias de armazenamento de energia, sistemas de medição digital, etc.
Edifícios inteligentes	À medida que as casas e os edifícios são equipados com aparelhos inteligentes, um novo modelo de consumo de energia está evoluindo.
Veículos elétricos	Nos próximos anos, a indústria automobilística está introduzindo um grande número de veículos elétricos, como carros elétricos, ônibus, caminhões, etc., precisam de geração de energia adicional e infraestrutura de carregamento.
O aumento dos preços dos combustíveis e as regulamentações ambientais	A disponibilidade limitada de combustíveis fósseis, o aumento dos preços dos combustíveis e as regulamentações ambientais que obrigam o setor elétrico à geração de energia alternativa e renovável.

O conceito de mercado de energia	O mercado de energia descentralizado e aberto incentiva os atores privados a investir no setor de energia. Um novo modelo está evoluindo para as transações em massa de energia elétrica entre empresas de geração de energia e indústrias.
A demanda do consumidor por transparência no uso e faturamento de energia	Há uma longa demanda pendente dos consumidores para uso e faturamento de energia. Um novo conceito de “tarifa de tempo de uso de energia” está evoluindo para uma melhor operação e controle para a concessionária e também para reduzir as contas dos consumidores devido à operação de suas cargas em períodos de menor pico de energia.

Tabela 2 – Fatores motivadores à implantação de *Smart Grids* (Fonte: Kudarihal, 2020)

2.3 Tipos de Medição

Para contextualizar, são apresentados os tipos de medição de energia elétrica. Com o desenvolvimento de medidores inteligentes, ou *smart meters*, são realizadas, além das medições elétricas, a comunicação de dados e monitoramento da conta de energia em tempo real. Enquanto na rede elétrica tradicional os funcionários da operadora coletam mensalmente as medições, com os *smart meters* os dados de medição tornaram-se mais detalhados e coletados em intervalos de tempo mais curtos. (Siddiqui, 2012)

2.3.1 Medição Convencional

Para os clientes residenciais, são utilizados três tipos de medidores nas instalações. O medidor de ponteiros, como visto na Figura 5, é o modelo de medidor que tem mais regras para fazer a leitura. Cada relógio tem quatro mostradores que, juntos, representam os números do consumo e a leitura é feita da direita para a esquerda. O primeiro mostrador indica a unidade; o segundo indica a dezena; o terceiro, a centena; e o quarto, o milhar. Pode ser utilizado em qualquer tipo de ligação (monofásica/ bifásica/ trifásica). É o modelo mais antigo adotado.



Figura 5 - Medidor de Ponteiros. (Fonte: Light S.A.)

O medidor ciclométrico da Figura 6 tem um mostrador semelhante ao hodômetro de um painel de carro e é um modelo de medidor fácil para o cliente fazer a leitura, pois apresenta diretamente em seu mostrador os cinco números do consumo registrados. Pode ser instalado em qualquer tipo de ligação, sendo mais comum na trifásica.



Figura 6 - Medidor Ciclométrico. (Fonte: Light S.A.)

O medidor eletrônico, mostrado na Figura 7, permite que o consumo seja conferido a qualquer momento através de um display digital instalado na casa do cliente. Dessa forma, o monitoramento da rede elétrica é realizado em tempo real, possibilitando que a concessionária identifique rapidamente qualquer caso de interrupção, falha de abastecimento ou picos de luz. Isso torna a solução de eventuais problemas pela concessionária o mais ágil possível. Além disso, o medidor eletrônico é mais seguro contra furtos de energia, tem a aprovação da ANEEL e o selo de garantia do Inmetro.



Figura 7 - Medidor Eletrônico. (Fonte: Light S.A.)

Existe também um sistema direto de alimentação de energia, conhecido como *busway* que consiste na passagem de um barramento blindado, no *shaft* da área comum do prédio,

recebendo a energia diretamente da concessionária livre de medição de consumo. Cada apartamento é conectado ao *busway* e a leitura de consumo de energia é feita por meio de dados. Nesse caso, há um medidor instalado em cada unidade que se comunica a um concentrador disposto no térreo com os dados de consumo. A concessionária faz a leitura conectando ao concentrador de dados um equipamento que absorverá as informações.

2.3.2 Medidor Inteligente

Trata-se de um sistema composto por medidores com inteligência computacional embarcada, providos de portas de comunicação de dados e demais periféricos, suportado por uma infraestrutura de tecnologia da informação (telecomunicação, software e hardware), que permite a aquisição de dados remotamente em intervalos iguais ou inferiores a 1 hora, assim como o envio de informações e comandos remotos. Esse tipo de medidor permite que as concessionárias e os consumidores tenham um maior controle sobre o consumo de energia elétrica.

O primeiro recurso inteligente aplicado ao medidor foi o AMR (Medidor com Leitura Automática, do inglês *Automated Meter Reading*), apresentado na Figura 8. Esta tecnologia foi lançada na década de 80 com o objetivo de fazer com que a concessionária realizasse a leitura e registrasse os dados de consumo do cliente de maneira remota, reduzindo, assim, a necessidade de funcionários dedicados exclusivamente à essa tarefa. No entanto, apesar de ser um recurso facilitador, ele ainda é de natureza unidirecional, ou seja, assim como nos sistemas tradicionais, esta tecnologia não possibilita uma interação direta com a concessionária. Os dados dos medidos são lidos, porém não há interferência da concessionária quanto ao uso da energia elétrica.



Figura 8 - Medidor inteligente com AMR. (Fonte: Radarking)

De forma a solucionar essa limitação do sistema AMR, desenvolveu-se a tecnologia AMM (Gerenciamento Automático de Medição, do inglês *Automated Meter Management*). Esse medidor inteligente visto na Figura 9, permite a comunicação bidirecional entre cliente e concessionária de energia elétrica, ou seja, torna possível a troca de informações com o medidor e possibilita a alteração de dados de parâmetros, interrupção e religamento do suprimento de energia remotamente.



Figura 9 - Medidor inteligente com AMM. (Fonte: Radarking)

Há, ainda, o Gerenciamento Automático de Medição com Multi-Utilidades, do inglês *Automated Meter Management with Multi-Utility* (AMM + MU), que consiste de um sistema com características do AMM, integrado aos medidores de outros tipos de serviços como, por exemplo, água, gás.

As tecnologias AMR e AMM são mais restritas e não devem ser confundidas com a Infraestrutura Avançada de Medição (AMI, do inglês *Advanced Metering Infrastructure*).

A tecnologia AMI é considerada a base fundamental das redes elétricas inteligentes, sendo o meio principal de interação entre as distribuidoras e os medidores de energia instalados nos consumidores. Ela inclui uma coleção completa e integrada de dispositivos, redes, sistemas de computadores, protocolos e processos organizacionais dedicados à distribuição de informações altamente precisas sobre eletricidade, gás e água. É constituída de hardware e software de comunicação e gerenciamento de dados, que criam uma rede bidirecional entre medidores e sistemas de negócios, permitindo a coleta e distribuição de informações a todas as partes interessadas (Fonseca, 2013). Ao ser implantada, um grande volume de dados poderá ser utilizado para gerir de forma eficiente o planejamento e controle de toda a rede por parte das concessionárias, enquanto o usuário poderá controlar seu consumo em tempo real e gerenciá-lo remotamente, por meio de aplicativos instalados em seu computador ou smartphone. No caso da ocorrência de uma falta, por exemplo, o medidor alertará automaticamente a concessionária, dispensando a notificação manual da mesma feita pelo consumidor. (MME, 2010)

Desde 2009 está regulamentado o uso de controladores lógico-programáveis para comunicações, pela Agência Nacional de Telecomunicações (ANATEL), de forma que as distribuidoras podem utilizar essa tecnologia para atividades relacionadas à distribuição de energia elétrica, como a incorporação dos serviços de tele medição, corte e religamento à distância, supervisão do fornecimento e da qualidade da energia, controle das perdas técnicas e comerciais, além de monitoramento remoto das redes elétricas.

Em decorrência dos cenários regulatórios no Brasil e da disponibilidade técnica de fornecedores de sistemas de medição inteligente, os testes com as soluções AMI, que estão sendo implementados experimentalmente e avaliados por meio de projetos de P&D da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), são compostos por produtos comerciais com protocolos de comunicação proprietários e abertos para o atendimento de cenários diferenciados, mas representativos das respectivas áreas de concessão. (Romano, 2015)

A evolução das tecnologias pode ser vista no Gráfico 2: (Avancini, 2019)

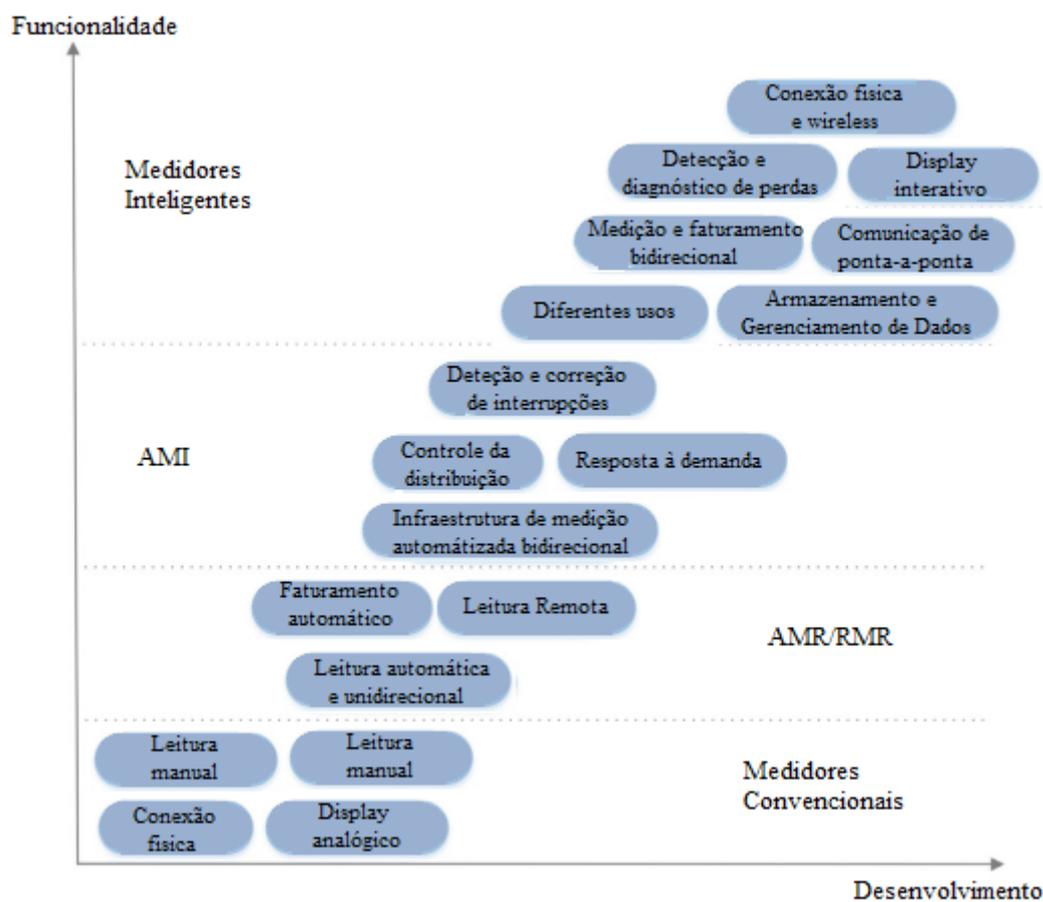


Gráfico 2 – Avanço tecnológico dos medidores. (Fonte: Avancini, 2019)

2.4 Medição de carga industrial

Em plantas industriais são necessários sistemas complexos de instrumentação para se realizar as medições que são utilizadas para retroalimentar seus atuadores e controladores. Esses sistemas são compostos por sensores e medidores que devem garantir que a indústria opere dentro das normas e das condições de segurança.

Realizar a medição das variáveis elétricas implica em garantir o bom funcionamento da indústria. Dessa forma, muitas indústrias possuem subestações próprias e são responsáveis por grandes manobras de carga, sendo necessário trabalhar de forma coordenada junto às distribuidoras de energia para evitar quedas e surtos de tensão na rede elétrica.

A maior sensibilidade se encontra em grandes plantas industriais, como siderúrgicas (devido aos grandes fornos a arco e laminadoras) e mineradoras, por consumirem uma

grande quantidade de energia e influenciarem diretamente no funcionamento do sistema de distribuição e transmissão das concessionárias.

A instalação elétrica industrial exige muitos sistemas de medição, proteção e controle e para que tudo funcione perfeitamente e, para evitar acidentes como falhas, incêndios, curtos-circuitos e sobrecargas que acabam gerando um aquecimento elevado dos condutores.

O setor industrial precisa seguir rigorosamente um controle de custos para atingir a máxima eficiência em gerenciamento e produtividade e isso pode ser afetado diretamente pelo Fator de Potência (FP). O FP é a relação entre a potência ativa e a potência aparente de um circuito elétrico. De acordo com a Legislação Brasileira, o Fator de Potência mínimo permitido é de 0,92. Caso o valor seja inferior a este, é cobrado uma multa na fatura de energia pela concessionária. Cargas abaixo de 0,92 produzem um aumento da corrente que circula nas instalações e são injetadas também na rede elétrica de outros consumidores, sendo consideradas um problema para o sistema.

Quando uma indústria possui um fator de potência abaixo do ideal é necessário corrigi-lo através da instalação de bancos automáticos de capacitores para correção de Fator de Potência.

Capítulo 3 - Gerenciamento pelo Lado da Demanda

O objetivo deste capítulo consiste em apresentar o conceito de Gerenciamento pelo Lado da Demanda (GLD), bem como sua manifestação no Brasil e no mundo.

O GLD é uma das funções importantes de uma *smart grid*. Ele torna possível que os clientes tomem decisões baseadas em seu consumo de energia e ajuda as distribuidoras de energia elétrica a reduzir a demanda de pico de carga e remodelar o perfil de carga.

O GLD surgiu nos anos 70, em meio à crise do petróleo, pela necessidade da redução dos picos de consumo de energia elétrica, em um momento em que sua geração estava fortemente vinculada a derivados petróleo. Com as inconstantes variações do preço do barril, estava cada vez mais difícil suprir uma crescente demanda a um baixo custo (Campos, 2004). Além de prover uma redução no custo de operação e manutenção do sistema elétrico, há o fator ligado à sustentabilidade devido às emissões de CO₂.

Seu objetivo é alterar a curva de carga, deslocando o consumo de energia elétrica de forma a reduzi-lo em horários de ponta, reduzindo, assim, o consumo de energia elétrica durante os horários de ponta, retardando investimentos em ampliação da capacidade de geração, com a construção de novas usinas.

O GLD se manifesta em seis estratégias, como visto de acordo com a Figura 10.

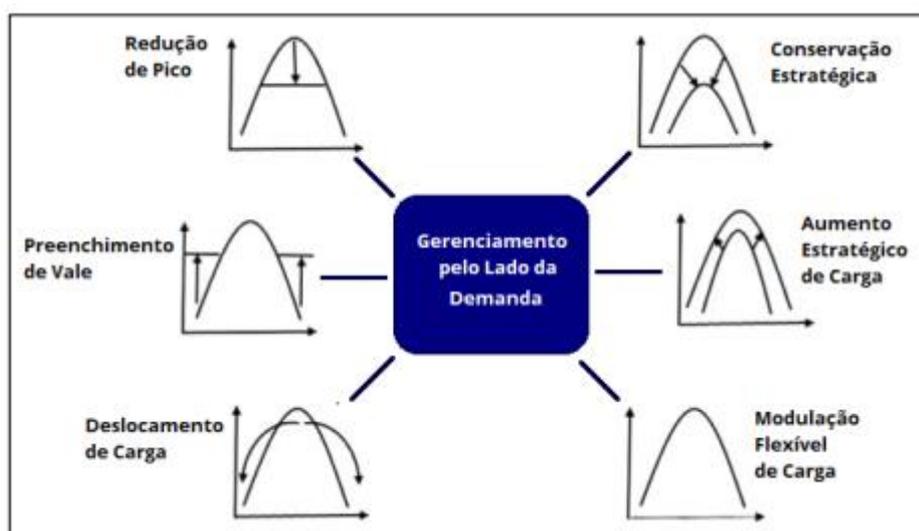


Figura 10 - Estratégias de GLD (Fonte: Gellings, 1985).

- Redução de Pico: tem como objetivo reduzir o consumo de energia durante o período de ponta, ou seja, de picos de consumo de energia elétrica. A concessionária tem autorização prévia do usuário para intervir no controle das cargas de sua unidade consumidora, através de incentivos tarifários. Os controladores em chuveiros elétricos são bons exemplos de ações para a limitação de picos de demandas.

- Preenchimento de Vale: reduz o custo do MW gerado a partir do preenchimento dos vales da curva de carga, aumentando o consumo durante os horários fora do período de ponta, melhorando a relação entre das demandas média e máxima. Pode ser feito através de tarifas especiais para períodos fora de pico ou armazenamento de energia térmica para o aquecimento de águas. Exemplos de ações de preenchimento de vales são os casos de suprimento a novos clientes em cujo contrato de atendimento é incluído como condicionante que operem apenas em períodos fora de ponta, como forma de viabilizar o atendimento em sistemas já saturados.

- Deslocamento de Carga: transfere a carga do horário de pico para períodos fora de pico, através de incentivos tarifários, motivando-se a alteração o padrão de consumo do usuário.

- Conservação Estratégica: resulta em uma redução da curva de carga através da conscientização do consumidor do benefício do uso de equipamentos eletroeletrônicos mais eficientes. Esse efeito pode ser obtido através da troca de aparelhos por aparelhos mais eficientes, como, por exemplo, a troca de lâmpadas fluorescentes por lâmpadas LED.

- Crescimento Estratégico: se dá pelo estímulo financeiro promovido ao consumidor para que a energia vendida ao mesmo seja consumida fora do horário de pico, de forma a preencher os vales, ou seja, deve haver a venda de energia elétrica e o preenchimento de vales. Pode ser feita pela substituição de combustíveis fósseis, como nos casos de carros elétricos, e bombas de calor, ou seja, estimula-se o consumo com aumento da produção de energia por fontes renováveis.

- Curva de Carga Flexível: esta definição está relacionada com a confiabilidade. O usuário é incentivado financeiramente por permitir corte na carga ou redução da qualidade do serviço. Neste cenário, o usuário em baixa tensão, terá à sua disposição mais de um posto tarifário, incentivando-o a mudar seus hábitos de consumo para horários fora do período de ponta, que possuem tarifa mais barata, aplicando uma das seis categorias do GLD, como a de Deslocamento de carga. Outra categoria pode ser aplicada, como a de Redução de pico, por exemplo. Neste cenário, a concessionária, mediante acordo prévio com o usuário, poderá

intervir a qualquer momento no funcionamento de determinadas cargas em uma unidade consumidora. Deste modo o usuário gerencia seu consumo de energia elétrica, envolvendo-se ativamente no processo junto a concessionária, o que abre uma nova visão do planejamento e operação da distribuição de energia elétrica (Eggea, 2014).

De forma geral, um programa de GLD compreende:

- Estabelecimento, pela concessionária, dos objetivos e dos tipos de projetos que poderão ser contemplados;
- Desenvolvimento de estudos para a determinação das cargas, que possuem potencialidades que as credenciem a ser objeto de gerenciamento;
- Identificação dos projetos e ações cabíveis, com a estimativa dos seus impactos sobre o uso e consumo de eletricidade dos consumidores envolvidos no projeto;
- Avaliação das relações benefício / custo das diversas medidas identificadas; tanto os benefícios quanto os custos devem ser avaliados sob os pontos de vista da empresa, dos clientes e da sociedade;
- A concessionária detalha o projeto de cada medida economicamente atrativa;
- Estabelecimento de responsabilidades e implantação das medidas;
- Avaliação dos resultados do programa. (Chagas, 2016)

3.1 Vantagens do GLD

Dentre as vantagens do GLD, observa-se o combate à ineficiência energética, uma vez que as concessionárias terão um maior controle sobre os “caminhos” da eletricidade até a casa do cliente (Galvão, 2013).

Através das *smart grids*, é possível estabelecer um monitoramento em tempo real, no qual se permite que a distribuidora saiba remotamente, a quantidade da energia que está sendo consumida em cada domicílio, tanto a empresa fornecedora quanto os clientes terão como acompanhar de maneira mais próxima e frequente o consumo. Isso fará com que as pessoas tenham maior controle sobre seus gastos com o consumo de energia e a concessionária conheça melhor os hábitos dos seus clientes. (Galvão, 2013)

Além disso, a distribuidora conseguirá prevenir, detectar e solucionar falhas no sistema. Graças à medição bidirecional, a concessionária poderá remotamente suspender e reestabelecer o fornecimento de energia, fazer a leitura e faturamento do consumo e apontar

precisamente a localização de uma falha no sistema, minimizando o acionamento de equipes além melhorar os índices de qualidade da energia.

Para os operadores do sistema elétrico de potência, o GLD pode aliviar as restrições de rede ou evitar interrupções em caso de contingências (Affonso, 2005). Programas de GLD podem oferecer suporte de tensão, equilíbrio de potência ativa/reactiva, regulação da frequência e correção do fator de potência. (Crossley, 2008)

Na transmissão, ele pode contribuir para reduzir as perdas de linhas. (Shaw, 2009) Na expansão do sistema, como a rede é projetada para atender as demandas nos horários de pico e a aplicação do GLD busca a redução do consumo em horário de pico, reduz-se a necessidade de investimentos na expansão da rede. Ele também possibilita uma maior penetração de fontes renováveis, estimulando a expansão da GD. (Conchado, 2012)

Gerenciamento do lado da demanda é provavelmente o termo mais difuso usado para descrever a modificação da demanda do usuário para atender a alguns requisitos ou atingir metas específicas. A gestão do lado da procura inclui todas as medidas que atuam ao nível da procura, destinadas a reduzir os consumos/custos/emissões ou aumentar as receitas da venda de energia, incluindo os métodos para melhorar a eficiência energética dos edifícios (por exemplo, medidas de *retrofit*). Resposta à demanda também se trata de outro nome bem difundido na comunidade energética. No que diz respeito à resposta à demanda, este é um subconjunto do gerenciamento do lado da demanda, incluindo apenas as ações não permanentes realizadas sobre a demanda. (Guelpa, 2019)

No que diz respeito ao DSM no aquecimento urbano, o objetivo é modificar a parte da demanda térmica do edifício (para aquecimento ambiente e/ou água quente sanitária) que é fornecida pelo aquecimento urbano para alterar a carga térmica geral da rede DH. Isso permite alterar as características do perfil geral de carga para torná-lo compatível com o lado da produção (ou seja, usinas combinadas de calor e energia, caldeiras apenas de aquecimento, usinas geotérmicas e solares, sistemas de recuperação de calor, etc.). Vários trabalhos na literatura, genericamente chamam de variação ou modificação da demanda do usuário. Outra opção consiste em chamá-lo de armazenamento virtual. Isso é feito nos casos em que a envoltória do edifício é usada para obter os mesmos efeitos de um armazenamento de energia. A modificação da solicitação térmica é chamada de deslocamento de carga, caso os horários do sistema de aquecimento sejam deslocados no tempo; essa abordagem também pode ser chamada de reprogramação do sistema de aquecimento. Além disso, em vários

trabalhos as ações são chamadas de corte de carga, controle de carga, gerenciamento de carga para indicar um gerenciamento genérico do lado da carga. (Guelpa, 2019)

3.2 Tipos de Programas GLD

Os programas GLD podem ser divididos em programas baseados em preço, que funcionam através da variação do preço da energia, e em programas baseados em incentivos, em que são oferecidos descontos na fatura ou participação em programas de recompensas por pontos, ganhos pela economia nos períodos de maior demanda.

3.2.1 Programas baseados em preço

Os principais mecanismos de preço dinâmico são: Tarifação por Tempo de Uso (*Time of Use* - TOU), Preço em Tempo Real (*Real-Time Pricing* - RTP) e Preço por Pico de Demanda (*Critical Peak Pricing* - CPP). (Castro, 2017)

- Tarifação por Tempo de Uso: o preço da energia varia em períodos fixos ao longo do dia. O dia é dividido em horário de pico, fora de pico e intermediário e o uso da energia em cada um desses períodos está condicionado a um preço diferente para o kWh. Esse tipo de tarifação existe há muito tempo nos setores industrial e comercial. Seu objetivo é desencorajar o uso em horários de pico de demanda e, assim, aliviar o sistema elétrico.

- Preço em Tempo Real: o preço da energia é dinâmico ao longo do dia. O mercado usa a demanda de energia, o custo de geração de energia e as restrições das linhas de transmissão para calcular o preço, que reflete disponibilidade de recursos na rede. Os preços podem ser passados ao usuário com um dia de antecedência ou com uma hora de antecedência.

- Preço por Pico de Demanda: grande aumento da tarifa de energia durante eventos críticos na rede, que podem ser devido às condições emergenciais ou diante de um custo elevado de produção para aquele intervalo de tempo.

3.2.2 Programas baseados em incentivos

Os principais tipos de mecanismos baseados em incentivos incluem (Siano, 2014):

- Controle direto de carga: o consumidor recebe descontos na conta de energia por permitir que a operadora tenha controle sobre alguns eletrodomésticos da casa.

- Programas emergenciais de resposta à demanda: há incentivo de redução de carga nos períodos em que a empresa de energia declarar emergência.

- Programas de capacidade de mercado: os usuários concordam com a redução de determinado nível de carga em momentos de restrição de recursos do sistema. Ocorre desconto na fatura caso haja o cumprimento da redução, e penalização caso a redução não seja feita.

- Programas de taxas de redução de carga: a proposta é prover descontos em troca da complementação da demanda através de geração própria. Um nível máximo de carga é estabelecido para determinado período do dia e o excedente de carga deve ser complementado por geração própria.

3.3 Tarifa Branca

A estrutura tarifária atual aplicada ao consumidor residencial consiste na soma de duas componentes tarifárias: Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição (TUSD) e Tarifa de Energia (TE). A primeira é relativa ao faturamento mensal de usuários do sistema de distribuição pelo seu uso. A segunda refere-se ao faturamento mensal de consumo de energia da unidade consumidora, as duas são dadas em R\$/MWh.

Para os consumidores em baixa tensão, enquadrados no grupo B, atendidos em 127, 220, 380 ou 440 V, existia somente uma tarifa, chamada Convencional. Nesta modalidade somente um valor (em R\$/kWh) é cobrado pelo consumo da energia, independente do dia ou horário, mas em novembro de 2011 foi aprovada pela ANEEL uma nova opção de tarifação, denominada Tarifa Branca. (ANEEL, 2016)

Nos dias úteis, existem três faixas de horários, com tarifas diferenciadas: ponta, intermediário e fora de ponta. Na ponta, entre as 19 e 21 horas, onde a demanda por energia no sistema é maior, será cobrada a tarifa mais cara. A tarifa intermediária será cobrada durante os horários de 18 e 22 horas. O período restante (fora de ponta) é o que possui a tarifa mais barata. Nos sábados, domingos e feriados, será cobrada a menor tarifa durante

todo o período. Devido aos diferentes preços de tarifas, o consumidor pode gerenciar seu sistema para que haja uma redução de custos. (ANEEL, 2016)

A Figura 11 apresenta os horários correspondentes a cada tarifa e o que caracteriza cada uma delas.

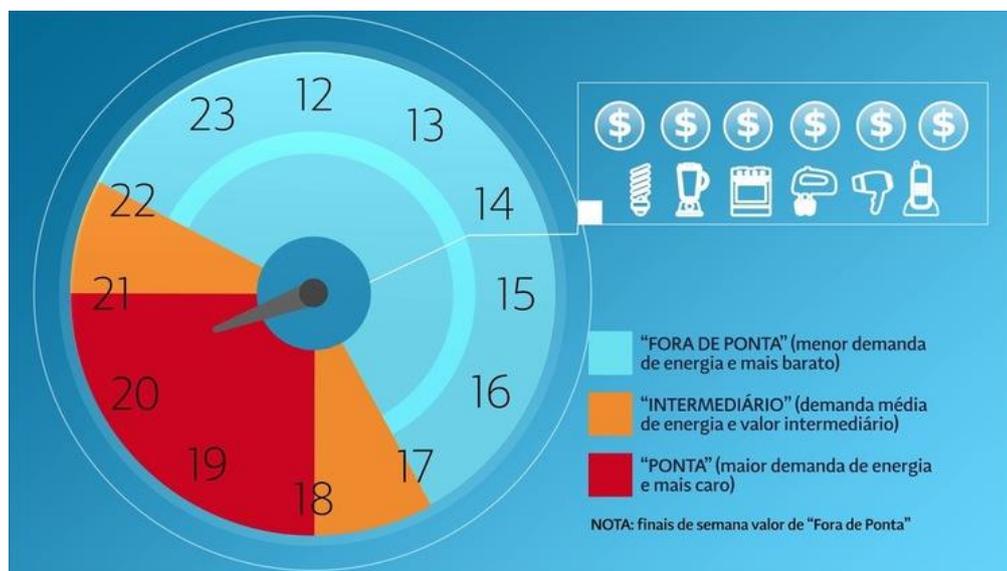


Figura 11 - Tarifas diferenciadas para composição de tarifa branca. (Fonte: E.C., 2019)

A resolução nº 733/2016 da ANEEL estabelece que a tarifa branca é opcional às unidades consumidoras do grupo B, exceto para residências de baixa renda e iluminação pública. A adesão poderá ser feita de imediato para as novas ligações e para unidades com consumo superior a 500 kWh por mês, em até 12 meses para unidades com consumo superior a 250 kWh por mês e em até 24 meses para as demais unidades.

Seu propósito é de incentivar os clientes a deslocar sua curva de carga de forma a aliviarem o sistema, consumindo menos energia nos horários de pico.

3.4 Projetos GLD no Brasil

No Brasil, o estímulo a programas de eficiência energética está sendo aplicado desde 1985, quando o MME criou o Programa Nacional de Conservação de Energia Elétrica (PROCEL). Junto a ele, com relevante importância, estão o Programa Brasileiro de Etiquetagem (PBE) e o Programa de Apoio a Projetos de Eficiência Energética (PROESCO).

O PROCEL é um programa do governo, coordenado pelo MME e executado pela Eletrobras. Foi criado em 1985 e tem como objetivo promover o uso eficiente de energia elétrica e combater o seu desperdício, em diversos segmentos da economia, que ajudam o país a economizar energia elétrica e que geram benefícios para toda a sociedade (PROCEL, 2020). Dentre os subprogramas que compõem o PROCEL, destacam-se as ações nas áreas de iluminação pública, industrial, saneamento, educação, edificações, prédios públicos, gestão energética municipal, informações, desenvolvimento tecnológico e divulgação.

O PBE é um programa coordenado pelo Inmetro que visa a conscientização do consumidor através de etiquetas informativas, com o objetivo de alertar o consumidor quanto à eficiência energética de alguns dos principais eletrodomésticos nacionais. Os produtos são testados em laboratórios, classificados e etiquetados. As etiquetas variam de mais eficiente (A) à menos eficiente (de C até G, dependendo do produto), conforme a Figura 12. (INMETRO, 2020)



Figura 12 - Selo PROCEL (Fonte: INMETRO, 2020).

O PROESCO é um programa de financiamento criado pelo Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social (BNDES) e MME, com apoio técnico da Associação Brasileira das Empresas de Serviços de Conservação de Energia (ABESCO). A necessidade crescente de zelar pelo Meio Ambiente e o amadurecimento do setor de eficiência energética brasileiro mostrou que era necessário criar mecanismos que facilitassem o financiamento dos projetos e contratos de performance elaborados pelas Empresas de Serviços de

Conservação de Energia (ESCOS). Ou seja, o PROESCO se destina a financiar projetos de eficiência energética através da colaboração à execução de projetos com principais focos em iluminação, otimização de processos, ar comprimido e motores. A área de financiamento concebe também os usuários finais de energia, com interesse de financiar a compra de equipamentos mais eficientes. (ABESCO, 2020)

Capítulo 4 - Software OpenDSS

Diante da necessidade de se prever o comportamento da rede com a inserção de recursos energéticos distribuídos, monitorar a qualidade da energia distribuída aos consumidores, minimizar as perdas e localizar um possível defeito que cause a interrupção do fornecimento de energia no menor tempo possível, surge a necessidade de se utilizar ferramentas de simulação de fluxo de potência e análise de curto-circuito.

Modelar e simular adequadamente a rede está entre alguns dos desafios impostos pela implantação progressiva de um grande número de recursos distribuídos, incluindo infraestrutura relacionada a cargas e armazenamento flexíveis. É fundamental uma maior granularidade das informações, bem como ferramentas de análise de melhor desempenho que sejam capazes de processar uma quantidade maior de informações ao longo do tempo. (Natural Resources Canada, 2011)

Para enfrentar esses inúmeros desafios técnicos, os engenheiros de redes de distribuição elétrica precisarão adicionar novas técnicas ao seu repertório. Eles devem ser capazes de fazer simulações do tipo “anual” (simulação de séries temporais), bem como simulações transitórias de longo prazo (em minutos) para avaliar, por exemplo, o efeito de uma queda na geração solar devido à passagem de uma nuvem na rede tensão, ou para otimizar o gerenciamento de demanda e recursos de armazenamento de energia. (Natural Resources Canada, 2011)

Segundo (NREL, 2017), alguns softwares são capazes de realizar tais tarefas: OpenDSS (*Open Distribution System Simulator*), GridLAB-D, CYMDIST e PowerWorld. Apenas o OpenDSS e o GridLAB-D são softwares gratuitos e com código-fonte abertos, tornando-os mais atraentes para a simulação e estudo de casos. A escolha do OpenDSS para estudo da rede elétrica inteligente, objeto desse trabalho, deveu-se ao fato da rede inteligente de Búzios ter sido modelada, entre os anos de 2015 e 2016, por uma equipe de professores, alunos e colaboradores da UFF e da Enel Distribuidora. O software é capaz de realizar a análise do funcionamento de sistemas reais de distribuição de energia diante de alguns aspectos específicos como: estudo dos níveis de tensão nas barras do sistema, perdas nas linhas e transformadores e recondução do sistema após um aumento na demanda.

O software OpenDSS, foi desenvolvido pelo EPRI (Electric Power Research Institute) em 2007 e é um software de simulação para sistemas elétricos de distribuição de energia elétrica e pode ser utilizado em duas versões. A primeira corresponde a um programa

executável autônomo e a segunda a um servidor COM (*Component Object Model*) implementado a partir de uma DLL (*Dynamic-link library*). Na versão autônoma há uma interface de usuário que permite a descrição de circuitos, a solução e a visualização de resultados. No segundo caso, o OpenDSS pode ser controlado por uma variedade de plataformas de softwares existentes. (EPRI, 2016). O programa possui uma extensa biblioteca de modelos elétricos de equipamentos do sistema de distribuição e alta capacidade computacional de realizar simulações de fluxo de potência estático e quase-estático em redes de média e baixa tensão com milhares de nós, análise de curto-circuito e compatibilidade com outras aplicações via porta COM. A interface pode ser controlada de forma autônoma de qualquer banco de dados ou arquivo de texto fixo que caracteriza um circuito.

O programa suporta a maioria das análises em regime permanente senoidal (RMS) comumente realizadas para análise e planejamento de sistemas de distribuição de energia elétrica e é capaz de realizar novos tipos de análises que são necessárias para atender as necessidades futuras relacionadas às *Smart Grids*. Muitos dos recursos encontrados no programa foram originalmente destinados a dar suporte às necessidades das análises em que há GD. Outros recursos dão suporte à análise de eficiência energética do transporte de energia e análise harmônica. (EPRI, 2016)

A estrutura do OpenDSS que define os dados, os elementos dos circuitos e a interface foram desenvolvidos na linguagem orientada a objetos Pascal e as funções para soluções e cálculos através das matrizes esparsas foram escritas nas linguagens C e C++. Os resultados das simulações são fornecidos por meio de arquivos *.csv ou *.txt. O OpenDSS gera alguns relatórios de resultados padrões. Caso o usuário deseje relatórios mais sofisticados, é imprescindível a utilização da interface COM. (EPRI, 2016)

A Figura 13 ilustra o fluxo de informações para criação dos arquivos no formato do OpenDSS. Tal esquema apresenta como unidades de medição, tais como a GDIS (Gerência da Distribuição), a SCADA (*Supervisory Control And Data Acquisition*) e o Faturamento/Medidores alimentam o sistema COM (*Common Information Model*)/ SOA (*Service-Oriented Architecture*) para então esses dados serem convertidos através de códigos que modelam os diversos componentes e grandezas inseridos. Feito isso, o OpenDSS, através da sua interface COM, apresenta os resultados ao usuário.

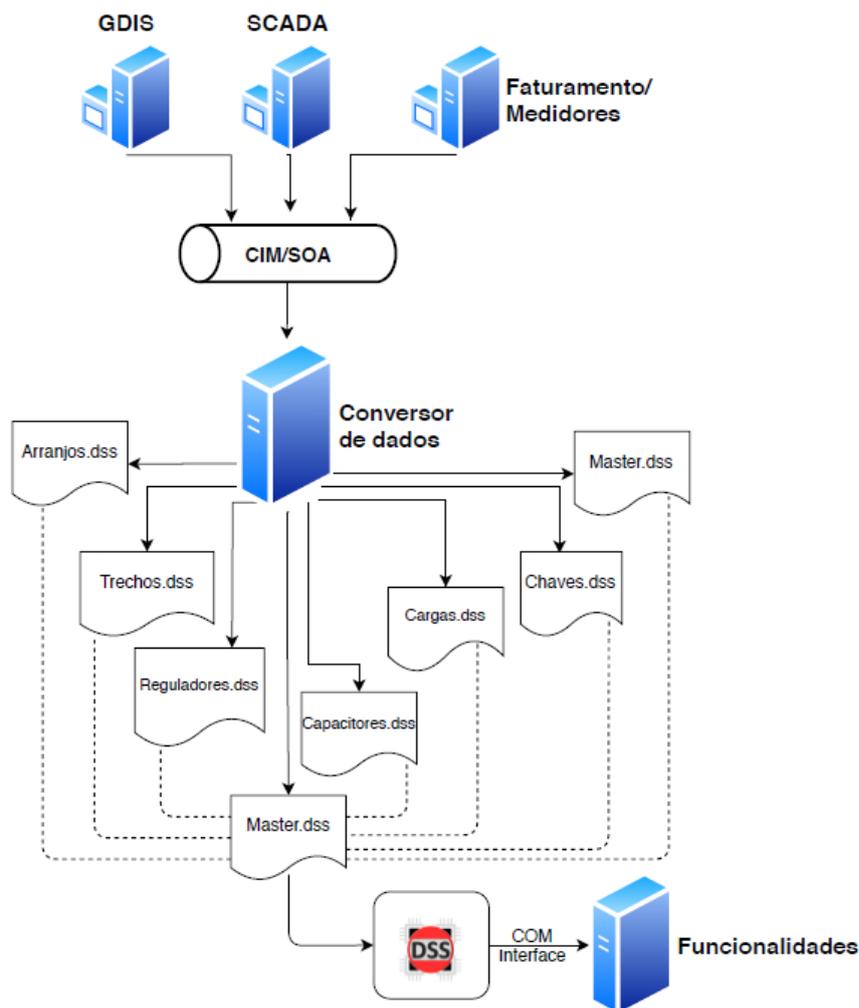


Figura 13 - Fluxo de informações para criação dos arquivos do OpenDSS. (Fonte: Souza, 2021).

4.1 Modelagem de rede elétrica no OpenDSS

Em geral, os programas de fluxo de potência escolhem as barras como os elementos centrais na qual todo o sistema é construído. Enquanto isso, no OpenDSS as barras são criadas dinamicamente conforme necessário. (EPRI, 2016)

Os blocos básicos para a construção de um circuito no OpenDSS são os elementos de transporte de energia (Power Delivery – PD) e os elementos de conversão de energia (Power Conversion – PC). Os principais PD são as linhas e os transformadores e os principais PC são as cargas e os geradores. (EPRI, 2016)

Os elementos de controle, de medição e elementos gerais, como curvas de carga, são chamados de elementos de suporte e podem ser criados para refinar os modelos dos elementos PD e PC. (EPRI, 2016)

A seguir serão enunciados e descritos os principais elementos de uma rede elétrica convencional e sua modelagem no OpenDSS.

4.1.1 Barramentos

Um barramento é um elemento de circuito que possui nós, nos quais são conectados os elementos do circuito (linhas, capacitores, transformadores, etc.), como mostrado na Figura 14. Toda barra apresenta um nó de referência, nó 0, que apresenta tensão nula.

Uma característica muito importante do OpenDSS é que as barras são criadas somente a partir da inclusão de elementos elétricos no sistema. De forma a exemplificar: duas barras podem ser criadas quando se declara uma linha, ao passo que uma barra também pode ser criada quando se declara uma carga. (EPRI, 2016)

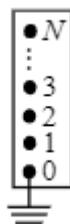


Figura 14 - Barra com N nós. (Fonte: EPRI, 2016)

4.1.2 Terminais

No OpenDSS, os elementos elétricos de um sistema de distribuição, quando modelados, possuem um ou mais terminais que podem ter vários conectores. Cada terminal deve ser conectado em apenas uma barra. A Figura 15 apresenta um elemento com um terminal que contém N conectores.

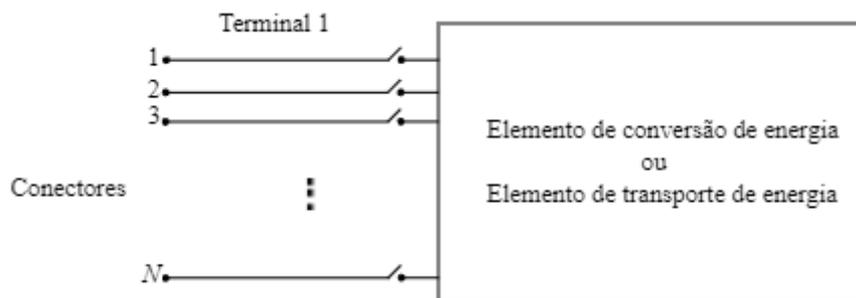


Figura 15 - Terminal com N conectores. (Fonte: EPRI, 2016)

4.1.3 Elementos de Conversão de Energia

Os elementos de conversão de energia convertem energia elétrica para outra forma de energia, ou vice-versa. Em geral, apresentam apenas um terminal com N conectores, conforme apresentado na Figura 16. São eles:

- Geradores de energia;
- Carga;
- Acumuladores de Energia; e
- Equivalentes de Thevenin.

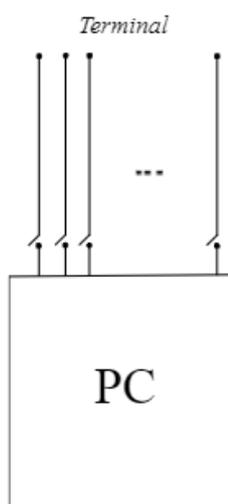


Figura 16 - Elemento de conversão de energia. (Fonte: EPRI, 2016)

4.1.4 Elementos de Transporte de Energia

Têm por função transportar energia de um lado a outro do circuito, e geralmente possuem um ou mais terminais, conforme mostrado na Figura 17. Esses elementos são caracterizados pela sua matriz de admitância nodal. São eles:

- Linhas de Distribuição;
- Transformador;
- Banco de Capacitores; e
- Regulador.



Figura 17 - Elemento de transporte de energia com dois terminais, o primeiro com N conectores e o segundo com M conectores. (Fonte: EPRI, 2016)

4.1.5 Elementos de Suporte

O OpenDSS disponibiliza uma variedade de elementos de suporte, que podem ser associados aos elementos PD e aos PC. Os principais elementos de suporte utilizados são (EPRI, 2016):

- LineCode: armazena as informações elétricas de uma linha específica, ou seja, o arranjo.
- LineGeometry e WireData: armazenam as informações geométricas dos postes e das linhas. O OpenDSS utiliza essas informações para construir a matriz de admitância nodal da linha.
- LoadShape: corresponde à curva de carga associada a um consumidor ou à curva de geração associada a um gerador. Esse elemento de suporte é utilizado quando se deseja realizar simulações sequenciais no tempo.

- Spectrum: a inclusão de um espectro harmônico a um elemento de Conversão de Energia.
- Energy Meter: esse elemento de suporte corresponde a um medidor que fornece diversos resultados sobre a sua área de medição.
- Monitor: os monitores são instalados em pontos específicos para fornecerem resultados elétricos escolhidos.
- CapControl: esse elemento de suporte corresponde a um elemento de controle que tem como objetivo controlar um capacitor.
- RegControl: esse elemento de suporte corresponde a um elemento de controle que tem como objetivo controlar o tap ou taps de um transformador.

4.2 Simulações utilizando a GUI (*Graphical Interface User*) do OpenDSS

Para se realizar qualquer simulação utilizando a GUI do OpenDSS, deve-se seguir os seguintes passos (cabe ressaltar que essa linguagem não faz distinção entre letras maiúsculas ou minúsculas): (EPRI, 2016)

Passo 1. Definir do circuito: deve-se inserir linhas de comandos para definir linhas, transformadores, cargas, geradores, etc.

Passo 2: Caso necessário, há duas maneiras de incluir arquivos DSS externos dentro do código analisado pelo OpenDSS:

- Comando Compile: esse comando adiciona no código analisado o arquivo selecionado, entretanto o diretório onde os resultados são salvos é alterado para o diretório no qual o arquivo escolhido pelo comando Compile está salvo.
- Comando Redirect: esse comando adiciona no código analisado o arquivo selecionado, entretanto, diferentemente do comando Compile, o diretório continua sendo o do arquivo analisado.

Além disso, algumas propriedades como, por exemplo, multi presente na classe LoadShape, pode exigir uma lista imensa de valores. Por esse motivo, o OpenDSS possibilita a leitura desses valores em arquivos externos que podem estar em formato *.txt ou *.csv. Segue um exemplo:

```
LoadShape.LS1 mult=(File= "Example.csv")
```

Passo 3. Configurar as opções de simulação: selecionar o modo de solução (instantâneo, diário, análise harmônica, etc.)

Passo 4. Resolver o Fluxo de Potência: selecionar as linhas de comandos e então usar o atalho Ctrl+D.

Passo 5. Analisar os resultados:

- Para observar um elemento em particular, basta selecionar primeiramente o elemento na Ferramenta de Elementos e o menu Visualize.

- Após o fluxo de potência ter sido solucionado, para observar o perfil de tensão, deve-se digitar a linha de comando plot Profile e executar esse comando. Vale salientar que só é possível plotar o perfil de tensão do alimentador se um EnergyMeter for inserido no seu início.

- Para plotar o circuito é necessário utilizar o menu Plot juntamente com a definição das coordenadas das barras através do comando Buscoords.

- Para observar os relatórios de resultados, pode-se utilizar os menus Show e Export.

4.3 A modelagem da GD no OpenDSS

Apesar de aliviar a demanda requerida pelos consumidores às concessionárias de energia, a GD pode acarretar distúrbios na rede de distribuição, principalmente com a inserção de sistemas fotovoltaicos distribuídos. Para amenizar alguns destes impactos, podem ser utilizados inversores inteligentes para atuar na regulação de grandezas elétricas.

Uma das principais características do OpenDSS é a possibilidade de executar simulações sequenciais no tempo, de forma a permitir análises para qualquer hora ou período do dia, para um ano inteiro, ou para períodos definidos de acordo com as preferências do usuário.

Sendo assim, para mensurar o desempenho da GD na rede e atuação dos inversores inteligentes, podem ser realizadas simulações através do software OpenDSS. Além disso, conforme (Eichkoff, 2018), pode-se analisar a GD como forma de controle de tensão e potência reativa em sistemas de distribuição. Essa metodologia pode ser bastante interessante, sobretudo em redes que alimentam polos industriais, potenciais geradores de potência reativa.

4.3.1 Modelo de um Sistema Fotovoltaico no OpenDSS

O *PVSystem Element Model* é um modelo desenvolvido no OpenDSS para simular a geração de energia através de fonte solar, que reúne um modelo de gerador e de inversor fotovoltaico em um modelo conveniente para realizar estudos de impacto em sistemas de distribuição. No PVSystem encontram-se dois componentes que geram um modelo matemático: o módulo fotovoltaico e o inversor, como descrito na Figura 18.

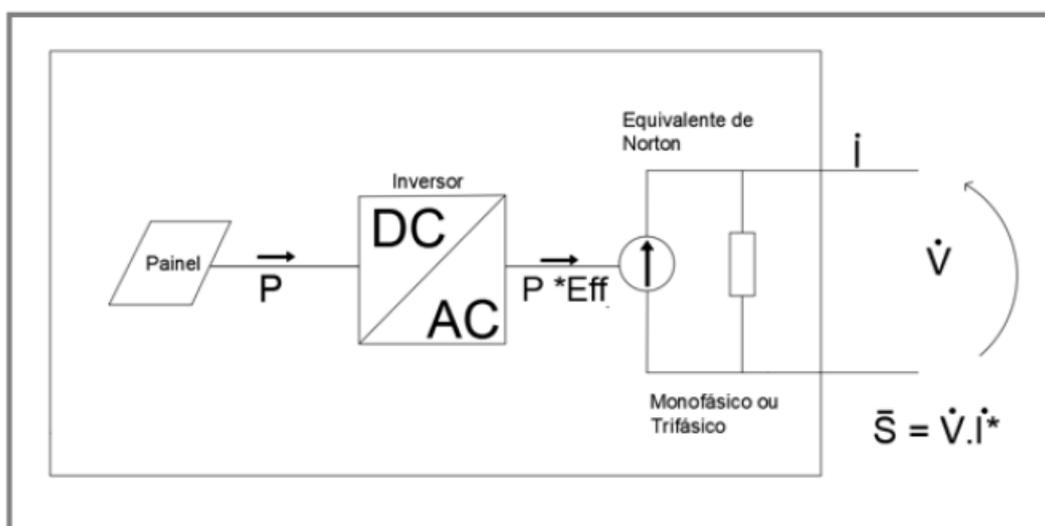


Figura 18 - Diagrama de bloco do modelo de um sistema fotovoltaico. (Fonte: Carneiro, 2019)

Os dados de entrada requeridos pelo OpenDSS para a modelagem são:

- A potência no ponto de máxima potência nominal ($P_{mp} - 1 \text{ kW/m}^2$);
- Temperatura de base;
- Irradiação de base;
- Curva de Irradiação em pu ao longo do dia;
- Curva de temperatura ao longo do dia.
- Tensão;
- Tipo de conexão (estrela ou triângulo);
- Fator de potência.

Normalmente os parâmetros elétricos do painel solar fotovoltaico são apresentados sob condições padrão (STC – *Standard Test Conditions*), no qual a temperatura da célula é de 25°C e irradiância de 1000 W/m^2 , sob um espectro de massa de ar de 1,5.

Para modelagem do gerador fotovoltaico no software OpenDSS é necessário parametrizar algumas curvas como: curva de potência do painel em função da temperatura, curva de eficiência em função da potência em p.u., curva de irradiação no período e curva de temperatura durante o dia.

Além da modelagem do gerador fotovoltaico, o software também pode simular outras fontes de GD, como a eólica, por exemplo. Para modelar um gerador eólico no OpenDSS é preciso configurar a curva de potência do gerador e o transformador de ligação ao sistema de distribuição. Para exemplificar um circuito teste, foi inserido um regulador de tensão para conexão ao sistema, com gerador tipo gaiola de esquilo (Carneiro, 2019). A curva de potência do gerador eólico em um período de 24 horas pode ser modelada por:

```
New LoadShape.3 npts=24 interval=1 %mult=(File=LoadShape3.csv)
```

O software irá carregar um arquivo *.csv com os dados da curva de potência do gerador eólico, nomeada LoadShape3, que deverá estar na mesma pasta em que o código principal esteja sendo executado.

Para conectar o regulador de tensão ao sistema, de forma a controlar e monitorar a tensão do transformador ao qual ele estará associado, basta modelar o equipamento através do código a ser inserido no OpenDSS (Carneiro, 2019):

```
New Transformer.wind phases=3 xhl=5.75
~wdg=1 bus=H kV=13.8 kVA=750 conn=wye tap=1
~wdg=2 bus=C kV=13.8 kVA=750 conn=wye tap=1
New RegControl.Reg_Eólico Transformer=wind winding=2 vreg=122 band=3
```

Por fim, tem-se o código do gerador tipo gaiola de esquilo, dado por:

```
New Generator.Eólico bus=1 kv=13.8 kw=100 pf=0.92 daily=3 model=6
~usermode=indmach012a userdata=(Rs=0.00046, Xs=0.1202, Rr=0.10993, Xr=0.18084,
Xm=6.84)
```

4.4 O impacto do consumidor industrial na rede elétrica convencional

A indústria brasileira conta com a energia elétrica como um dos seus principais insumos. Para garantir a competitividade da indústria, a segurança no fornecimento e o seu custo são determinantes fundamentais para a escolha do local de sua implantação, de forma a garantir a competitividade do produto nacional.

O sistema elétrico brasileiro já foi considerado um dos mais eficientes do mundo, devido aos reservatórios hidrelétricos, que garantiam a segurança do sistema e o baixo custo da eletricidade. No entanto, o constante intervencionismo governamental, aliado ao alto custo dos impostos e dos encargos setoriais, tornou a energia elétrica paga pela indústria brasileira, uma das mais caras do mundo. Segundo a ANEEL, entre os anos de 2013 e 2017, o custo da eletricidade para os consumidores industriais, aumentou 57%, em termos reais.

Recentemente, o setor elétrico nacional tem vivenciado momentos de questionamento quanto à segurança de abastecimento, bem como mudanças regulatórias significativas, que impactaram os preços e tarifas ao consumidor final.

Diante da contribuição expressiva que é dada pelo setor industrial no consumo de energia elétrica, busca-se otimizar esse consumo de forma a não sobrecarregar o sistema e manter a vantajosidade da inserção de indústrias no país, perante o cenário mundial. O GLD pode contribuir significativamente modulando os perfis de carga para buscar junto às distribuidoras de energia tarifas mais viáveis e confiabilidade no fornecimento de energia elétrica.

O perfil de carga de um consumidor industrial em comparação ao consumidor residencial pode ser visto na Figura 19. Ainda que as características das cargas industriais necessitem de um tratamento diferenciado no ponto de vista do impacto na qualidade de energia a ser fornecido pela concessionária de energia, pode-se observar que a diversificação entre as curvas de carga se complementa, aliviando, dessa forma, os impactos de sobrecarga na rede.

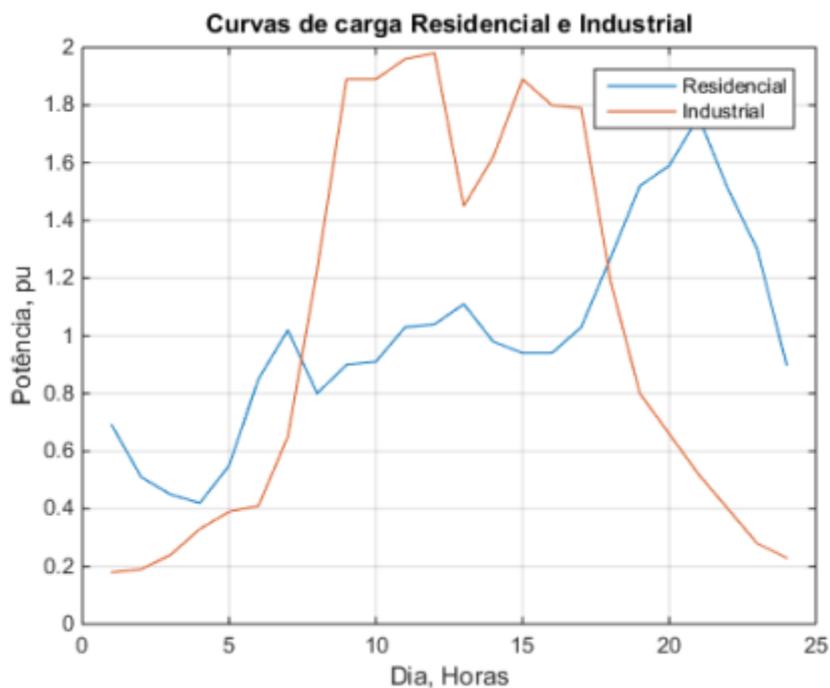


Figura 19 - Curvas de carga de consumidores industriais e residenciais. (Fonte: Ferrato, 2016)

A definição do perfil de carga industrial é variável com o setor da indústria analisado. Em (Walser, 2021) estão apresentados alguns exemplos de curvas de cargas industriais e é possível observar o quanto as curvas variam conforme o tipo da indústria, conforme as Figuras 20, 21 e 22. Nesta pesquisa, especificamente, os autores buscam ferramentas de previsão de consumo baseadas em curvas de carga para prever com redes neurais cenários futuros de consumo nos barramentos.

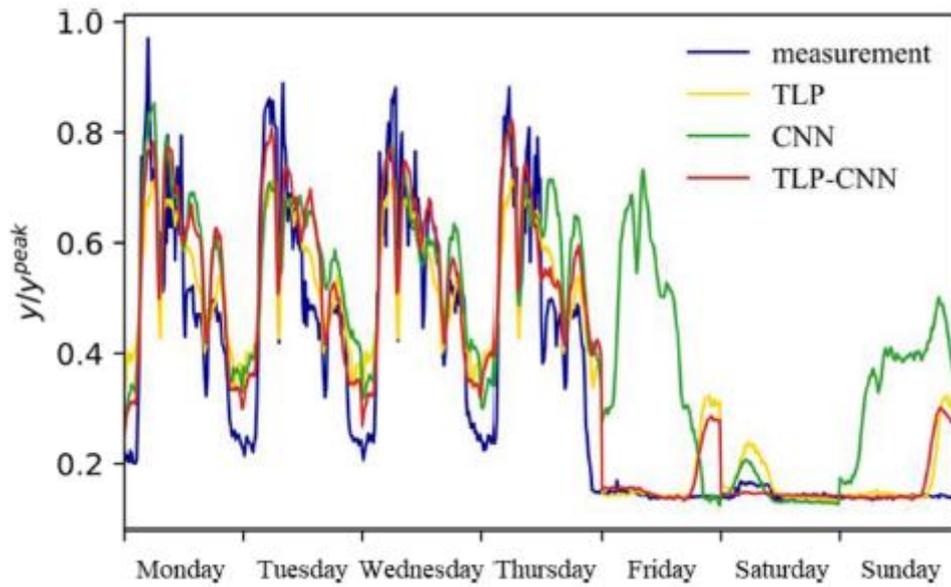


Figura 20 - Previsão semanal de carga para a fábrica tipo 1. (Fonte: Walser, 2021)

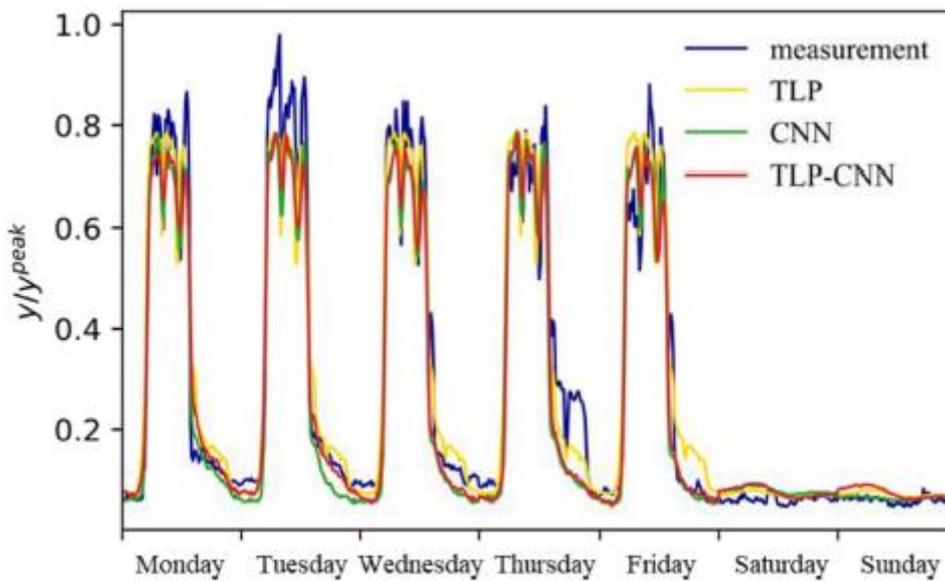


Figura 21 - Previsão semanal de carga para a fábrica tipo 2. (Fonte: Walser, 2021)

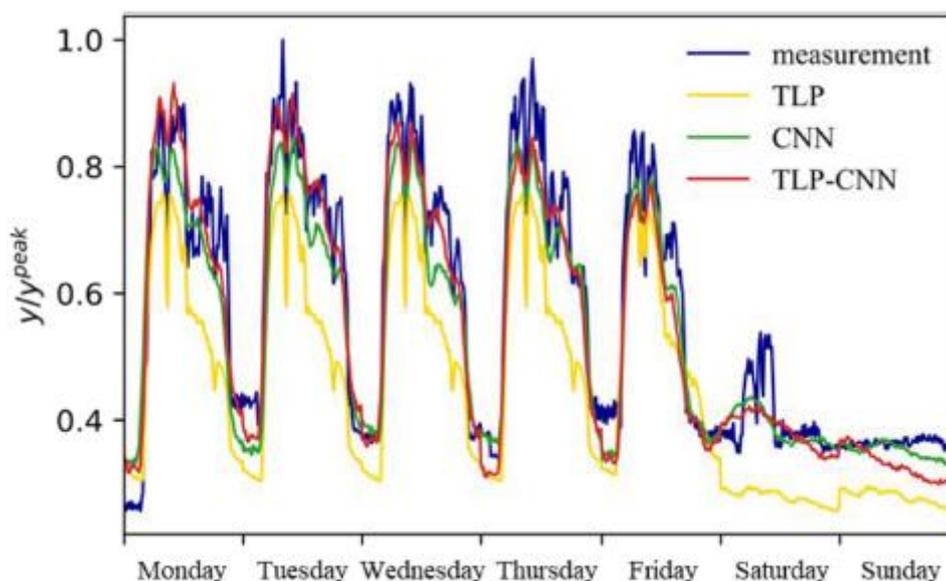


Figura 22 - Previsão semanal de carga para a fábrica tipo 3. (Fonte: Walser, 2021)

Algumas pesquisas utilizam técnicas de clusterização para definição de perfis de carga e é uma das soluções encontradas para maior assertividade nas previsões e estudos elétricos nos sistemas de distribuição. Um exemplo desta técnica está apresentada em (Bourdeu et.al, 2021). A Figura 23 ilustra o resultado da clusterização dos perfis de carga, com intervalos de 10 minutos, sendo a Figura 23 representando dias úteis, a Figura 24 representando os dias de fechamento e a Figura 25 como um ponto fora da curva.

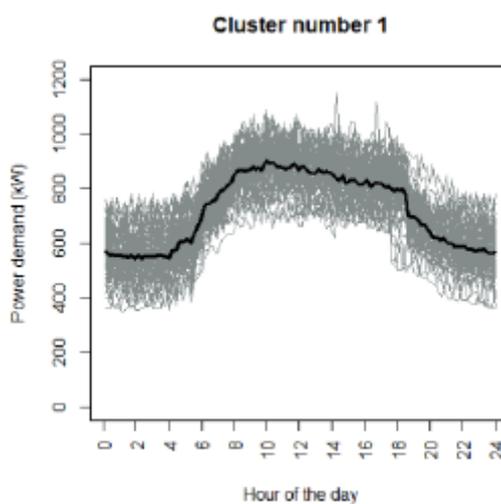


Figura 23 - Cluster 1: Dias úteis. (Fonte: Bourdeu et. al, 2021)

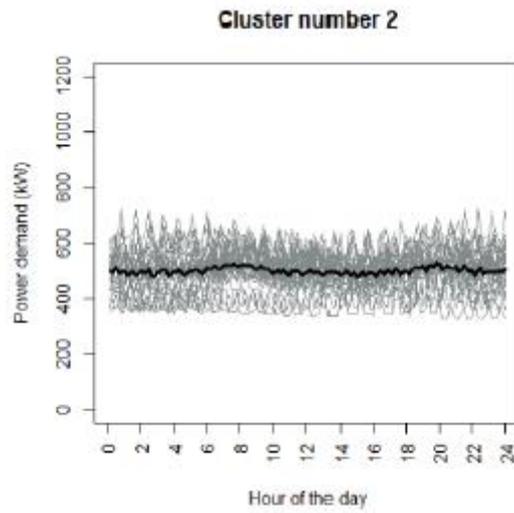


Figura 24 - Cluster 2: Dias de fechamento. (Fonte: Bourdeu et. al, 2021)

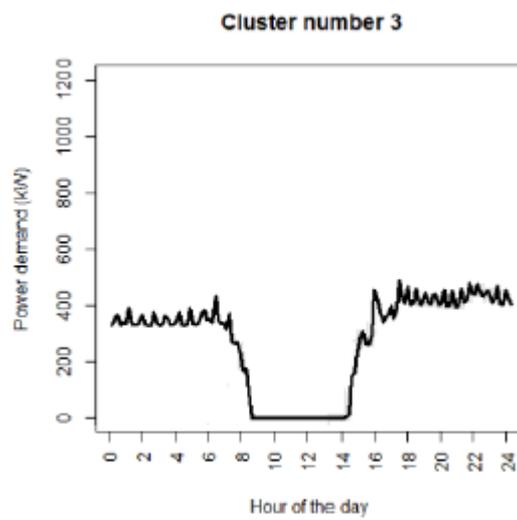


Figura 25 - Cluster 3: Ponto fora da curva. (Fonte: Bourdeu et. al, 2021)

Capítulo 5 - A rede inteligente de Búzios

O Projeto de Pesquisa e Desenvolvimento iniciado em 2011 pela Enel Brasil escolheu a cidade de Búzios, no Rio de Janeiro, para abrigar um modelo de gestão energética inovador, transformando o município na primeira cidade inteligente da América Latina. (ENEL, 2021)

A instalação de uma rede inteligente, capaz de integrar tecnologias tradicionais com modernas soluções digitais para melhorar a flexibilidade do sistema elétrico e a gestão das informações, permite o gerenciamento das informações em tempo real, o controle automatizado do sistema e a integração de fontes renováveis de energia.

Dentre os benefícios gerados para a cidade de Búzios, estão: a geração inteligente de energia, os medidores inteligentes e os veículos inteligentes.

O projeto abrange:

- 4 linhas de média tensão (15 kV) com 67 km de circuitos;
- 450 transformadores de média/baixa tensão;
- 10.000 clientes com medição de consumo inteligente;
- 36 MVA de Potência Total Instalada; e
- 55 GWh/ano de consumo.

O Projeto foi finalizado em novembro de 2016, após um investimento de 40 milhões de reais. A Cidade Inteligente Búzios foi considerada pela empresa KPMG como estando entre as dez iniciativas mais inovadoras do mundo em infraestrutura sustentável.

A parte central do projeto é a rede inteligente de energia, ou *smart grid*. Duzentos e vinte e dois domicílios de Búzios ganharam medidores inteligentes, que dão informações aos moradores, permitindo que organizem seu consumo. O sistema praticamente extingue o furto de energia e proporciona automação. Com isso, o consumidor não precisa ligar para a concessionária para comunicar falta de luz, tampouco a medição do consumo requer um leiturista. (O Globo, 2011)

Foram efetuadas várias pesquisas relacionadas ao projeto em decorrência dos dados obtidos por este projeto, entre eles pode-se citar:

- Aplicações de pequenas centrais de distribuição de energia com fontes fotovoltaicas e com pequenos geradores eólicos instalados na cidade de Armação de Búzios e seus respectivos sistemas de monitoramento (Fortes et. al, 2014);

- Abordagem metodológica descrita no documento sugerido pela ANEEL para considerar as informações dos sistemas de medição de uma concessionária de energia elétrica no Brasil juntamente com dados sobre a tecnologia SM implantada utilizada no Projeto *Smart City* Búzios (SCBP), considerando benefícios como: substituição de medidores, redução nas leituras de medição local, redução de perdas técnicas, redução não técnica e mudança de hábitos do usuário; (Ferreira et. al, 2017)

- Visão geral do assunto medidores inteligentes abordando aspectos tecnológico, considerando os experimentos aplicados na cidade de Búzios, bem como propostas tarifárias ao consumidor que podem ser aplicadas após a conclusão da infraestrutura de medidores inteligente (Fortes et. al, 2014); e

- Descrição e compreensão da influência do contexto na implementação do projeto da cidade inteligente de Búzios, que foi considerado um sucesso para alguns e irrelevante para outros. (Brandão, 2018)

O conceito de *living labs* é aplicado a modelos de cidades inteligentes, normalmente restritos a um segmento de tecnologia ou determinadas áreas de uma cidade. No mundo, estão em andamento *living labs* dedicados a experimentos com compartilhamento de veículos, Internet das Coisas (IoT), redes inteligentes de energia, telecomunicações, empresas do setor de economia criativa, desenvolvimento de softwares e fomento de startups.

5.1 A modelagem da Rede de Búzios no OpenDSS

O OpenDSS é uma ferramenta de aplicação rápida quando o sistema está modelado. A interface do software permite que os dados de circuitos e resoluções de fluxo de potência sejam disponibilizados a softwares externos, possibilitando que estes manipulem os valores e, se necessário, retornem-nos ao OpenDSS, caracterizando uma conexão de comunicação entre os programas. Desta forma, este trabalho baseia-se na construção de cenários de um

Os dados disponibilizados para modelagem computacional da rede no OpenDSS, constam apenas do alimentador de média tensão (rede primária), uma vez que as distribuidoras, em geral, não consideram detalhadamente as redes de BT nos modelos usados em simulação computacional. Os elementos (subestação de distribuição, linhas, capacitores, transformadores de distribuição, cargas, curvas de carga e a GDFV), tanto em MT quanto da BT são modelados a partir de dados reais provenientes do Projeto Cidade Inteligente de Búzios.

Para possibilitar o trabalho de modelagem em baixa tensão, foi determinado um padrão, conforme o diagrama unifilar apresentado na Figura 27.

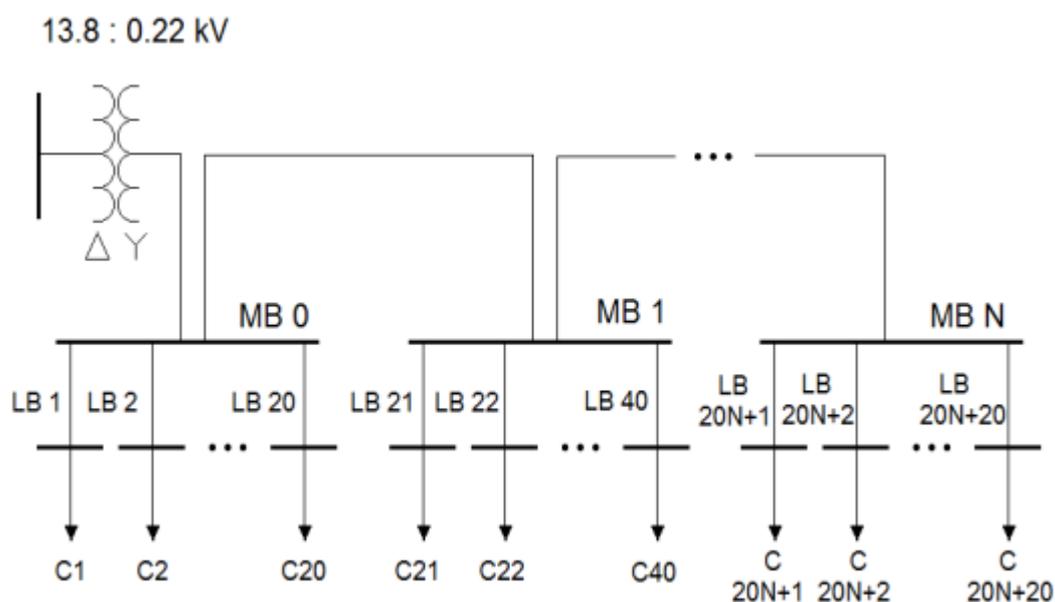


Figura 27 - Configuração das redes de Baixa Tensão. (Fonte: Abud, 2019)

Foram disponibilizados os arquivos referentes à modelagem da rede e de seus componentes (linhas, cargas, transformadores e capacitores). Rodando o caso base em estudo, pode-se observar os seguintes parâmetros:

1) Fluxo de potência ao longo do alimentador, Figura 28:

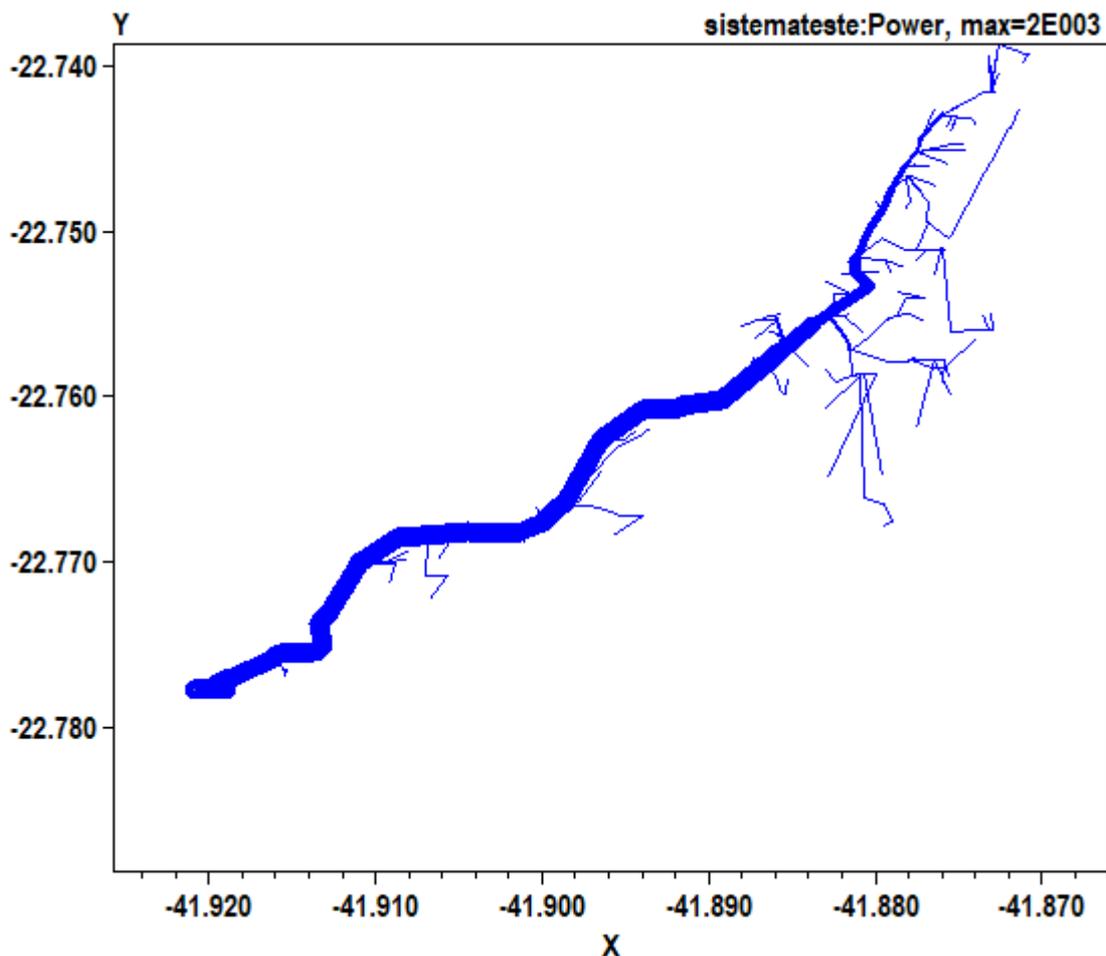


Figura 28 - Fluxo de potência ao longo do alimentador em estudo. (Fonte: elaborado pela autora)

Uma vez que as coordenadas geográficas, representadas pelos eixos x e y são informações inseridas no arquivo de dados rodado no OpenDSS, é possível gerar um gráfico com as informações do fluxo de potência ao longo do alimentador, podendo observar que nos locais onde os traços são mais grossos, representa um fluxo de potência maior no ramo alimentador, enquanto que ao longo dos traços mais finos, o fluxo do ramo é menor.

2) Tensão ao longo do alimentador, Figura 29:

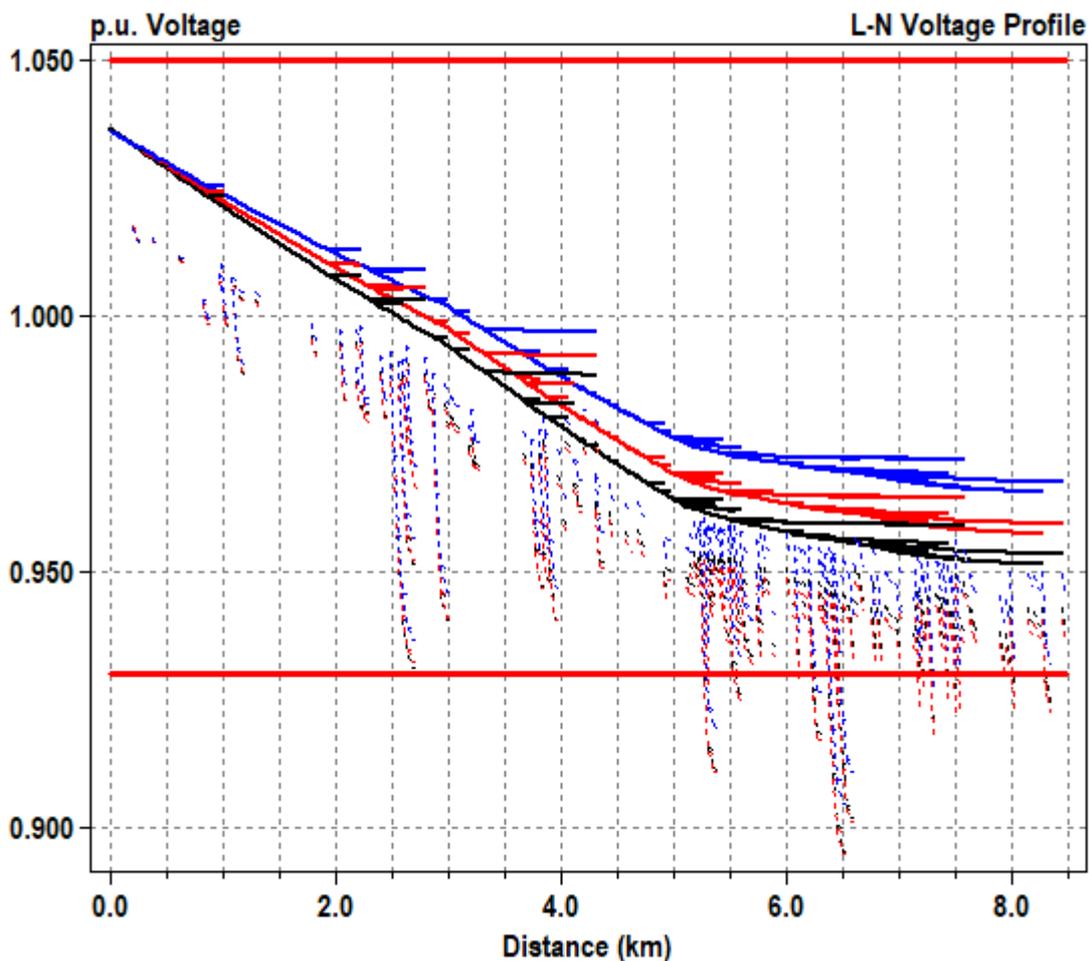


Figura 29 - Tensão ao longo do alimentador. (Fonte: elaborado pela autora)

Para analisar as informações de tensão ao longo do alimentador em estudo, um bom recurso é plotar a tensão nas três fases, em por unidade (p.u.). Analisando a figura acima, observa-se que se trata de um sistema que está dentro dos limites estabelecidos pelo PRODIST Módulo 8, sendo o nível adequado de 117 a 133 V para o valor nominal de 127 V, com razoável equilíbrio entre as fases.

3) Tensão ao decorrer de 24 h, Figura 30:

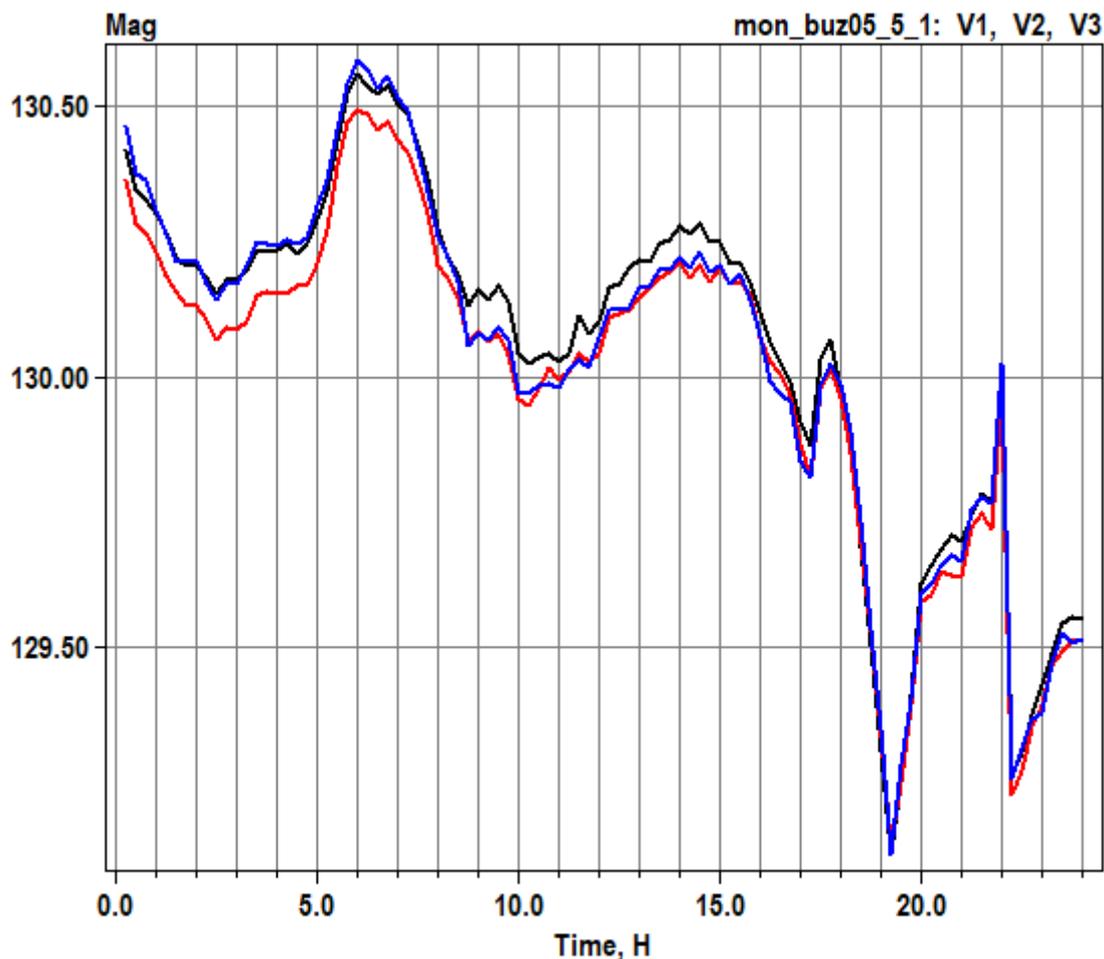


Figura 30 - Tensão ao decorrer de 24 horas. (Fonte: elaborado pela autora)

A Figura 30 mostra as variações de tensão ao longo de um dia, sendo o eixo y a magnitude da tensão, em Volts, e o eixo x o tempo, em horas, com uma boa visão a respeito do que ocorre com a tensão nos horários de pico de consumo e de baixo consumo. Por exemplo, no horário próximo às 20 h, nota-se uma queda acentuada de tensão. Essa curva é compatível com um perfil de consumo tipicamente residencial, no qual o horário de pico se concentra entre 17 h e 20 h.

Ao compararmos os perfis de variação de tensão ao decorrer de 24h das Figuras 23, 24 e 25, com a Figura 30, podemos observar como, em dias de semana, as cargas residenciais e industriais eventualmente se complementam, de forma a equilibrar a rede elétrica como um todo (enquanto o perfil de carga da rede elétrica é mais alto no período da noite, resultando como consequência na queda dos níveis de tensão, o perfil industrial possui seu pico de demanda coincidente com o turno do dia). Essa informação pode ser muito útil quando do dimensionamento de sistemas solares fotovoltaicos para suprimento da carga.

4) Resumo das informações do circuito, Figura 31:

```
- Circuit Summary -  
Year = 0  
Hour = 744  
Max pu. voltage = 1.0487  
Min pu. voltage = 0.95862  
Total Active Power: 4.1262 MW  
Total Reactive Power: 1.86988  
Mvar  
Total Active Losses: 0.219062  
MW, (5.309 %)  
Total Reactive Losses: 0.620785  
Mvar  
Frequency = 60 Hz  
Mode = DUticycle  
Control Mode = TIME  
Load Model = PowerFlow
```

Figura 31 - Resumo das informações. (Fonte: elaborado pela autora)

Por fim, pode-se notar que ao lado esquerdo do software, são informados os valores calculados após a modelagem do sistema. Interpretando os dados da Figura 31, tem-se que:

- O sistema em questão foi rodado para o período de 24 horas;
- A máxima tensão em p.u. foi de 1,0478 enquanto a mínima foi de 0,90824;
- A Potência Ativa total no alimentador nesse período é de 6,16277 MW, com perdas de 0,401128 MW;
- A Potência Reativa total foi de 3,15697 Mvar, com perdas de 0,956307 Mvar;
- A frequência de operação é de 60 Hz; e
- O modo de solução adotado foi o *duty cycle*, no qual as curvas cadastradas são percorridas seguindo um passo definido.

Capítulo 6 - Descrição dos Cenários Propostos e Análise dos Resultados

De forma a modelar diferentes cenários para obter soluções de GLD, propõe-se os seguintes cenários:

- Cenário 1: é o caso base, no qual não se considera a alteração na demanda, tampouco a inserção de GDFV na rede de distribuição;
- Cenário 2: a metodologia proposta é aplicada considerando-se um deslocamento de carga no ramo alimentador referente ao transformador 12;
- Cenário 3: a metodologia proposta é aplicada considerando-se a penetração de GDFV próximo ao centro de carga alterado no cenário 2.

Neste trabalho buscou-se definir um modelo realístico da rede, usando-se as curvas de carga obtidas através de uma estimativa local do modelo ZIP da carga e a irradiância real da região. Quando os geradores FV são instalados próximos aos centros de cargas, eles podem contribuir para regulação de tensão e diminuição da demanda de potência fornecida pela subestação. Desta maneira, para realizar os estudos e verificar como estes geradores impactam na regulação de tensão, foram realizados testes na rede com o auxílio do software OpenDSS em diferentes cenários de irradiância e perfil de carga residencial e industrial.

As simulações são realizadas no modo diário (daily), no horizonte de um dia com o passo de 15 min. Ao final de cada simulação, são gerados gráficos e arquivos *.csv para análise dos resultados, através dos monitors e energymeter.

Os monitors são conectados às cargas BT para análises de magnitude de tensão e violação de tensão, enquanto o energymeter é conectado à subestação no lado de BT e fornece os valores globais de perdas técnicas e consumo.

O sistema possui tensão nominal no alimentador (subestação) de 13,8 kV, com 8 km de extensão. O sistema precisa alimentar uma carga total de 6.162 kW, sendo estes consumidores distribuídos nos barramentos do sistema.

6.1 Cenário 1: Caso Base

A metodologia empregada consistiu na utilização da base de dados da rede inteligente de Búzios, na qual foi possível observar que o perfil de carga é do tipo residencial, pois possui uma tensão mais elevada no período de menor demanda do sistema, ou seja, entre 5 h e 8 h. Em contrapartida, entre os horários de 18 h e 21 h, nota-se uma queda acentuada de tensão.

A análise da curva de carga auxilia o planejamento técnico e econômico do setor energético, de forma a garantir a qualidade de energia, cálculos de perdas, previsão de demanda, tarifas e investimentos por parte das distribuidoras e concessionárias de energia. Conhecer os padrões de consumo residencial de energia pode ser útil para otimizar o perfil da curva de carga do sistema. Deve-se relacionar os aparelhos de consumo mais significativos para traçar a melhor estratégia de GLD a ser adotada. Em geral, são eles os aparelhos de refrigeração, os aquecedores de água, os equipamentos para entretenimento e os condicionadores de ar. Em geral, o uso predominante destes equipamentos concentra-se no período das 18 às 21 horas, contribuindo para a configuração do horário de ponta do sistema elétrico da ENEL.

Para o estudo, foram considerados os dados referentes ao Transformador TRAF0_12 e, conseqüentemente, a barra 63, na qual os elementos estão conectados.

Pode-se observar que o OpenDSS é uma excelente ferramenta para análise desses cenários, uma vez que é possível visualizar as curvas de carga do sistema e o fluxo de potência em cada um dos componentes, conforme as Figuras 32, 33 e 34.

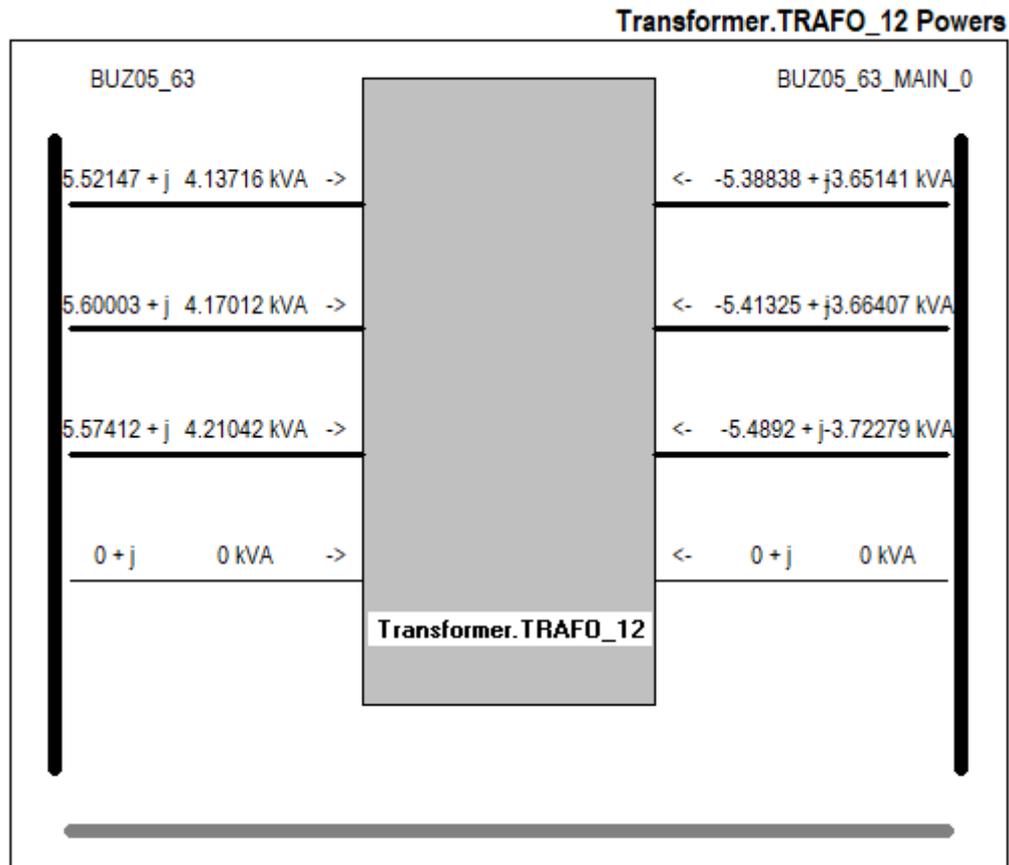


Figura 32 - Fluxo de potência através do elemento transformador TRAFO_12.
(Fonte: elaborado pela autora)

Conforme pode ser visto na figura acima, observa-se que a potência total de saída geralmente é sempre menor que a potência total de entrada devido às perdas técnicas no equipamento.

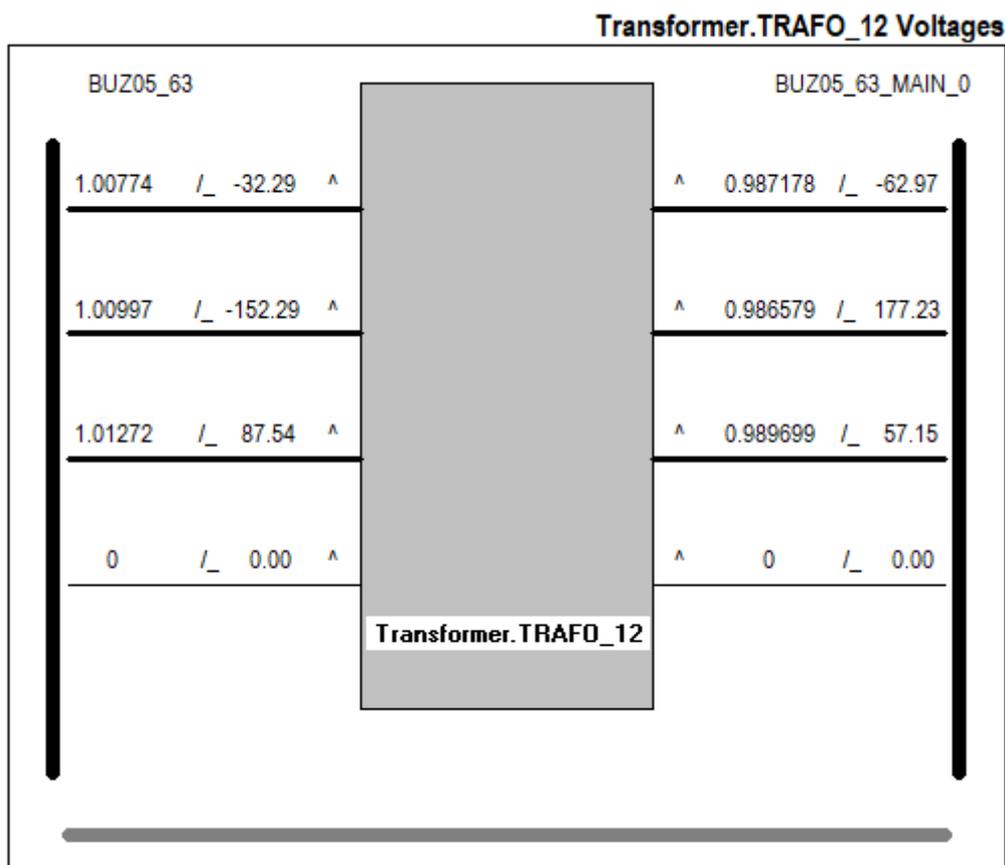


Figura 33 - Tensões através do elemento transformador TRAFO_12. (Fonte: elaborado pela autora)

As tensões possuem suas magnitudes expressas em p.u. Pode ser observado no gráfico da Figura 33 que, inicialmente, há um bom equilíbrio geral entre as fases e o transformador, dimensionado para atender a uma demanda de 150 kVA, com relação de transformação 13,8/0,22 kV, encontra-se em boa qualidade de fornecimento de energia.

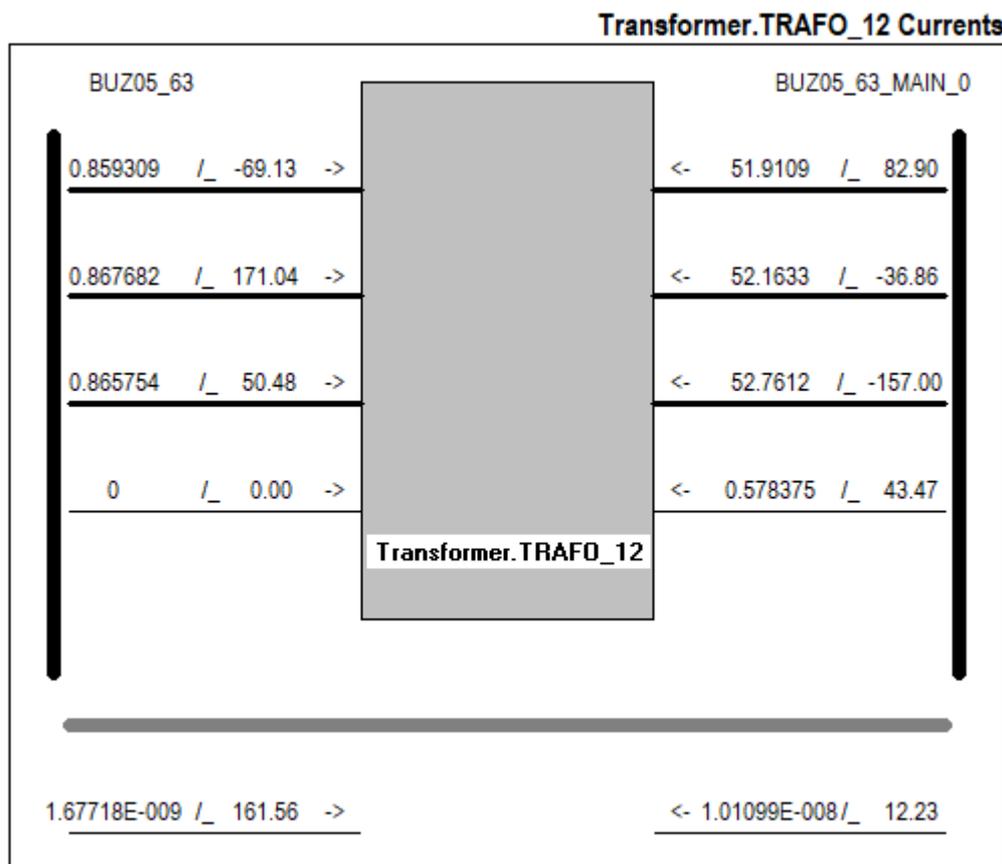


Figura 34 - Correntes através do elemento transformador TRAFO_12. (Fonte: elaborado pela autora)

A análise das correntes é bem interessante, pois o diagrama gerado pelo OpenDSS, visto na Figura 34, mostra claramente a relação de transformação realizada pelo transformador TRAFO_12, através das magnitudes das correntes de entrada e saída do elemento, bem como uma corrente de saída no neutro do transformador, que possui conexão delta – estrela aterrado.

6.2 Cenário 2: Deslocamento de carga no ramo alimentador do Transformador 12

Aplicando-se uma das técnicas de GLD que consiste no deslocamento de carga, foi feito um deslocamento do pico de demanda que ocorria entre o período de 18 às 21 h para o período de 5 h às 8 h. Essa técnica pode ser obtida através do acionamento de cargas como máquinas de lavar roupas, ferro elétrico e demais equipamentos domésticos no período da

manhã, em substituição ao período noturno. Já a iluminação, que é um dos serviços de eletricidade mais influentes na curva de carga do sistema, deve ter seu consumo reduzido substituindo-se lâmpadas menos eficientes, como fluorescentes, por lâmpadas mais eficientes, do tipo LED.

Juntamente a essa medida, também se aplica a técnica de preenchimento de vales, visto que, no período de 5 h às 8 h, a tensão se encontrava levemente elevada devido ao baixo consumo. Com isso, observou-se que a curva de carga se mostrou mais constante, conforme a Figura 35, na qual o eixo y representa a magnitude das correntes, em Ampères, e o eixo x representa o tempo, em horas.

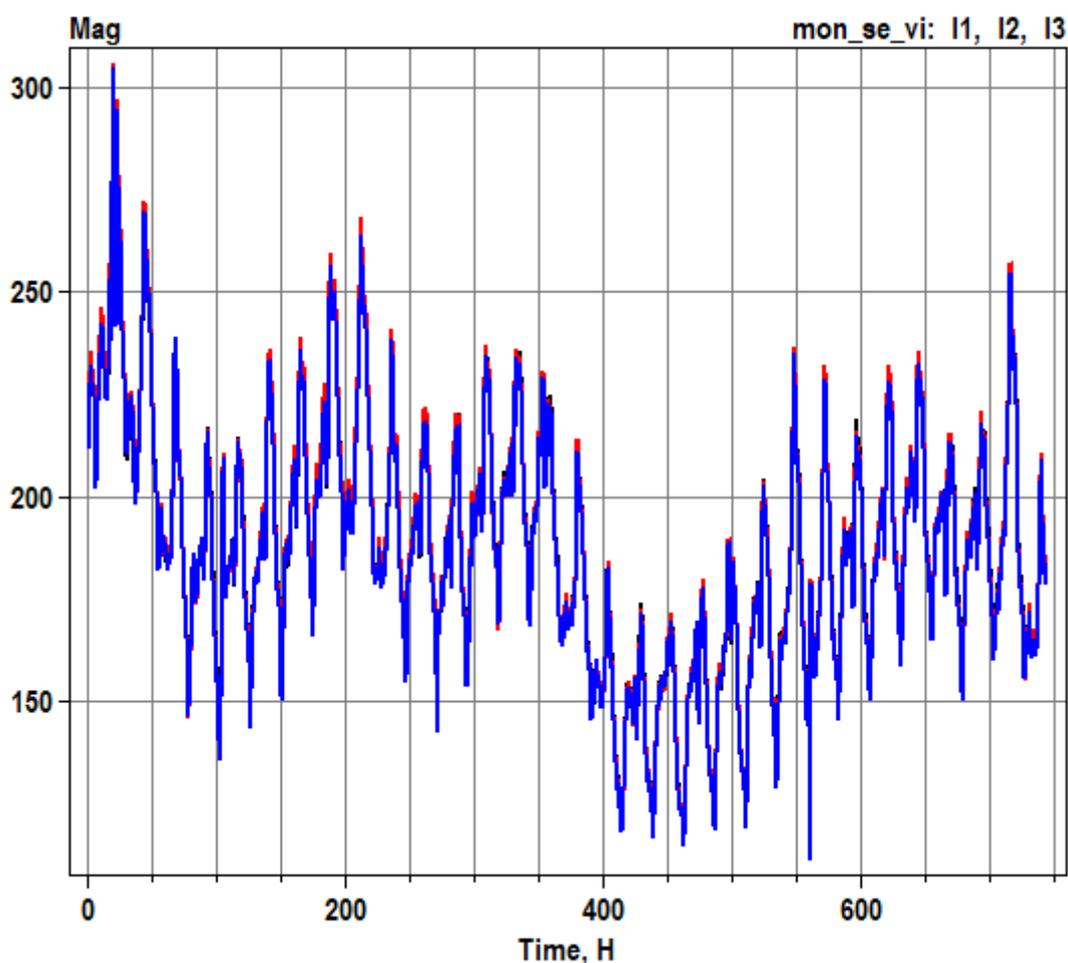
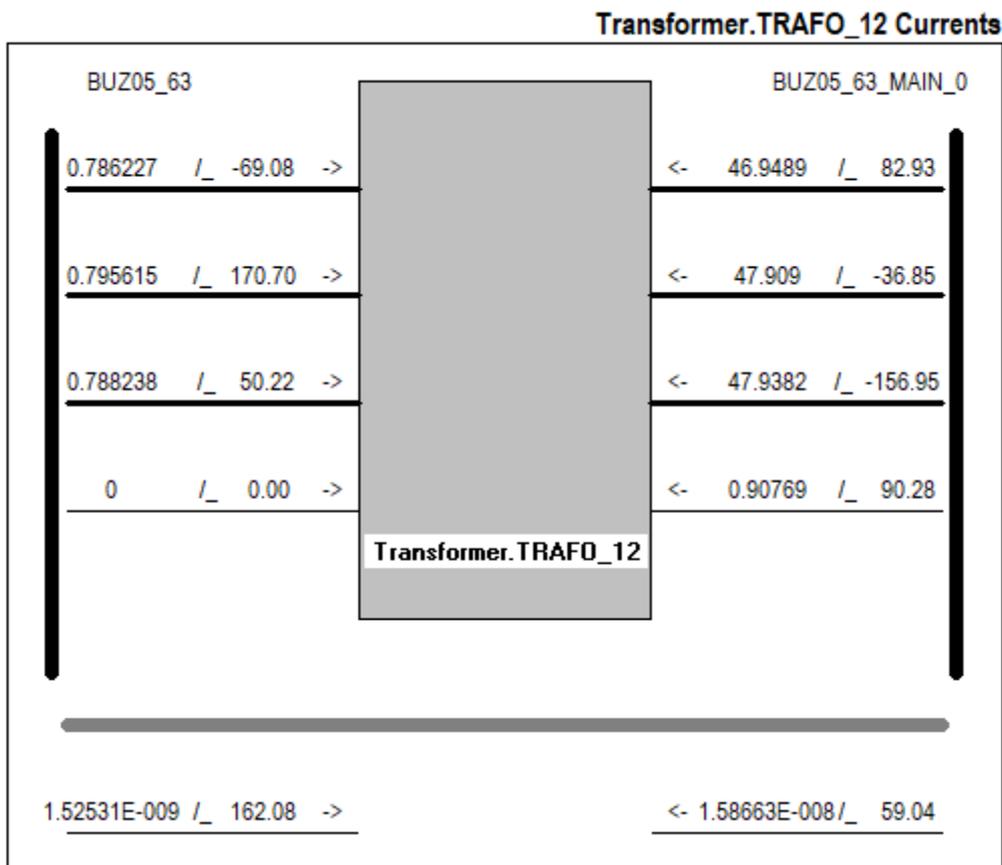


Figura 35 - Carga ao longo do dia após o deslocamento de carga e preenchimento do vale. (Fonte: elaborado pela autora)

Além disso, também foram plotadas as informações de tensão, corrente e potência ao longo do TRAFO_12, após o deslocamento de carga, visto nas Figuras 36, 37 e 38.



**Figura 36 - Correntes através do elemento transformador TRAFO_12 após GLD.
(Fonte: elaborado pela autora)**

Ao comparar as correntes após a implantação das técnicas de GLD, observa-se um leve alívio no fluxo de correntes pelo transformador.

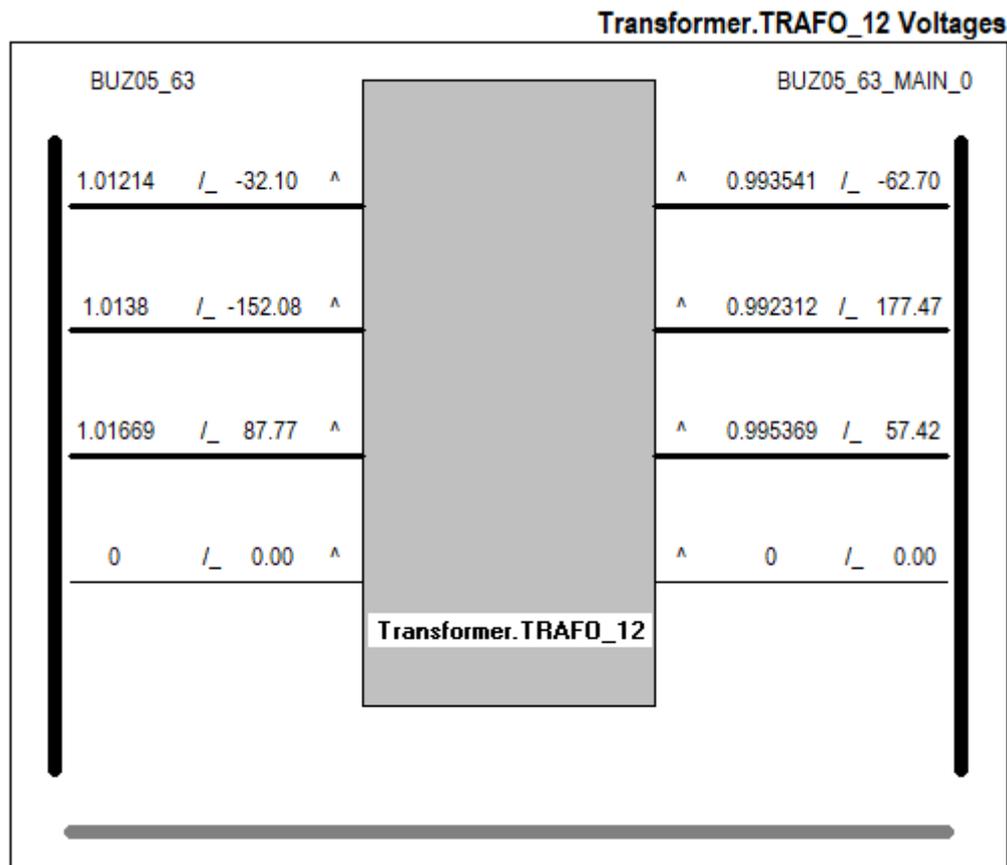


Figura 37 - Tensões através do elemento transformador TRAFO_12. (Fonte: elaborado pela autora)

Em contrapartida, houve uma leve piora nas tensões em relação aos valores, em p.u. Porém nada realmente relevante se considerar as vantagens obtidas em termos de fluxo de potência.

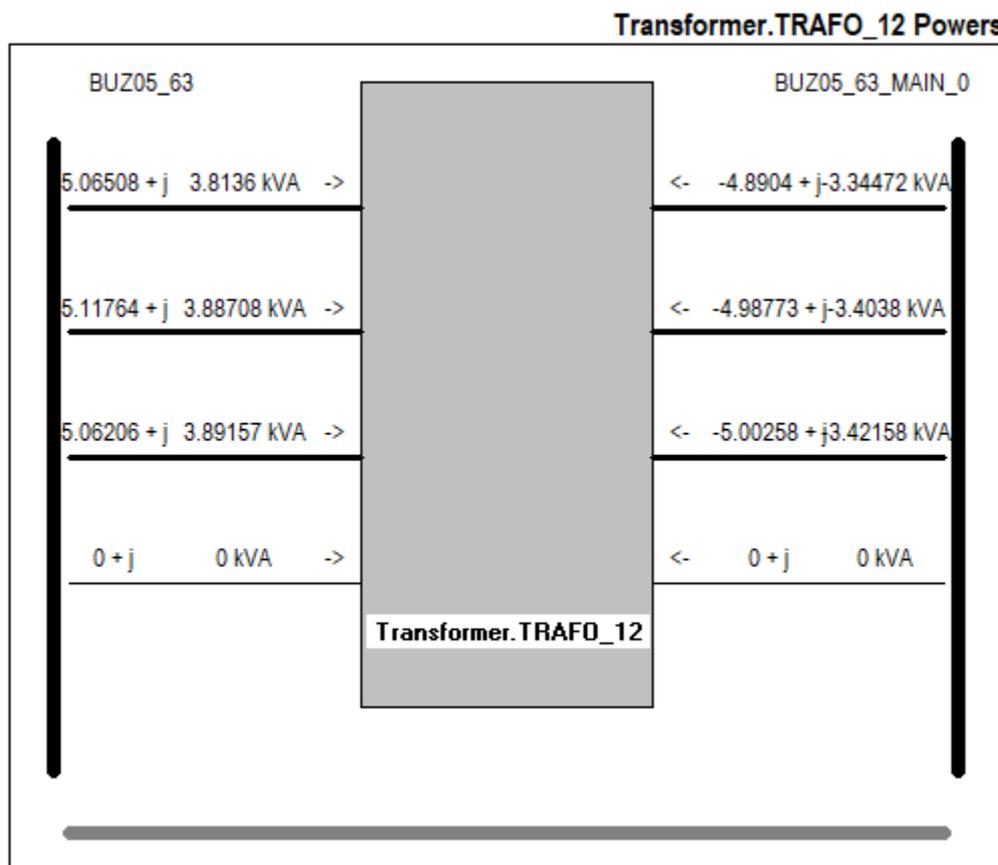


Figura 38 - Fluxo de potência através do elemento transformador TRAFO_12 após GLD. (Fonte: elaborado pela autora)

Assim como no caso das correntes, pode-se observar um leve alívio de injeção/fornecimento de potência pelo transformador após a aplicação da medida de GLD, fato que pode levar, a longo prazo, ao aumento da vida útil do equipamento, bem como redução da necessidade de manutenções corretivas e perdas nos enrolamentos do equipamento.

6.3 Cenário 3: Geração FV no ramo alimentador do Transformador 12

Para modelagem do gerador fotovoltaico no software OpenDSS é necessário parametrizar as seguintes curvas:

- curva de potência do painel em função da temperatura;
- curva de eficiência em função da potência em pu;

- curva de irradiação no período e curva de temperatura durante o dia.

Tais comandos foram descritos no arquivo principal, Master_Aloc, considerando curvas de irradiância, eficiência e temperatura padrões, para fins de observação dos impactos em uma rede real. Além disso, foram inseridos outros dados de entrada:

- tipo de conexão com a linha (conn);
- fator de potência (PF) - o sistema fotovoltaico fornece apenas potência ativa trifásica para a rede, desta forma deve-se definir o fator de potência como unitário;
- tensão nominal do painel solar (kV); e
- potência nominal do painel solar (kVA).

Para o OpenDSS, uma placa fotovoltaica é vista pelo circuito como um gerador, uma carga ou um sistema de armazenamento de energia, ou seja, como um elemento PC.

A Figura 39 apresenta um exemplo de curva de potência fornecida por um sistema fotovoltaico. O eixo y representa a magnitude da potência gerada, em quilowatt (kW), enquanto o eixo x representa o tempo ao longo de um dia, em horas. Pode-se observar o momento em que o sistema começa a gerar energia, o pico de geração e o momento em que ele para de fornecer, acompanhando o horário solar (ou seja, a curva de Irradiância), considerando um dia de céu limpo.

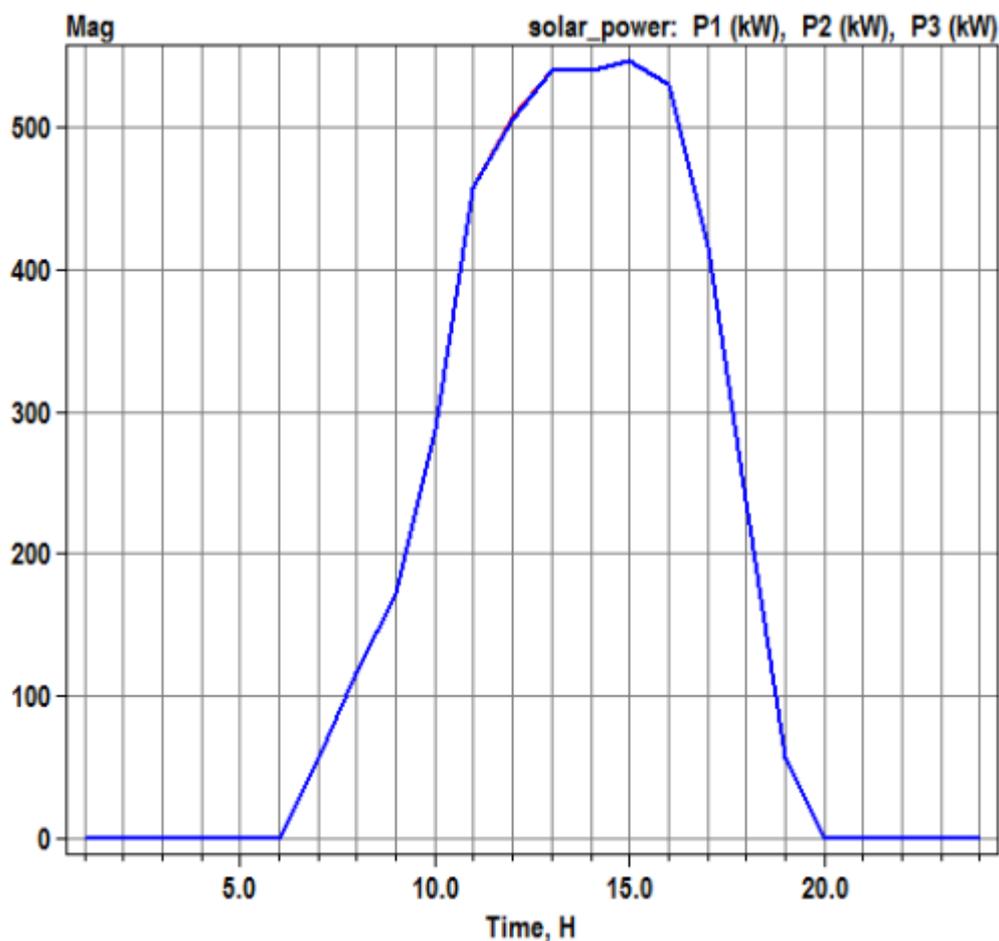


Figura 39 - Potência trifásica fornecida pelo painel solar em kW. (Fonte: elaborado pela autora)

Para conectar o gerador fotovoltaico ao sistema é necessário um transformador de tensão, representado no código por `trafo_pv` e código a seguir:

```
New Transformer.pv_up phases=3 xhl=5.750000
~ wdg=1 bus=trafo_pv kV=0.48 kVA=25.000000 conn=wye
~ wdg=2 bus=63 kV=0.22 kVA=25.000000 conn=wye
```

Com isso, foram geradas as curvas de carga, tensão e corrente, para análise comparativa aos casos com GLD e caso base, conforme visto nas Figuras 40 (na qual o eixo y representa a magnitude da tensão, em Volts, e o eixo x representa o tempo, em horas), 41, 42, 43 e 44.

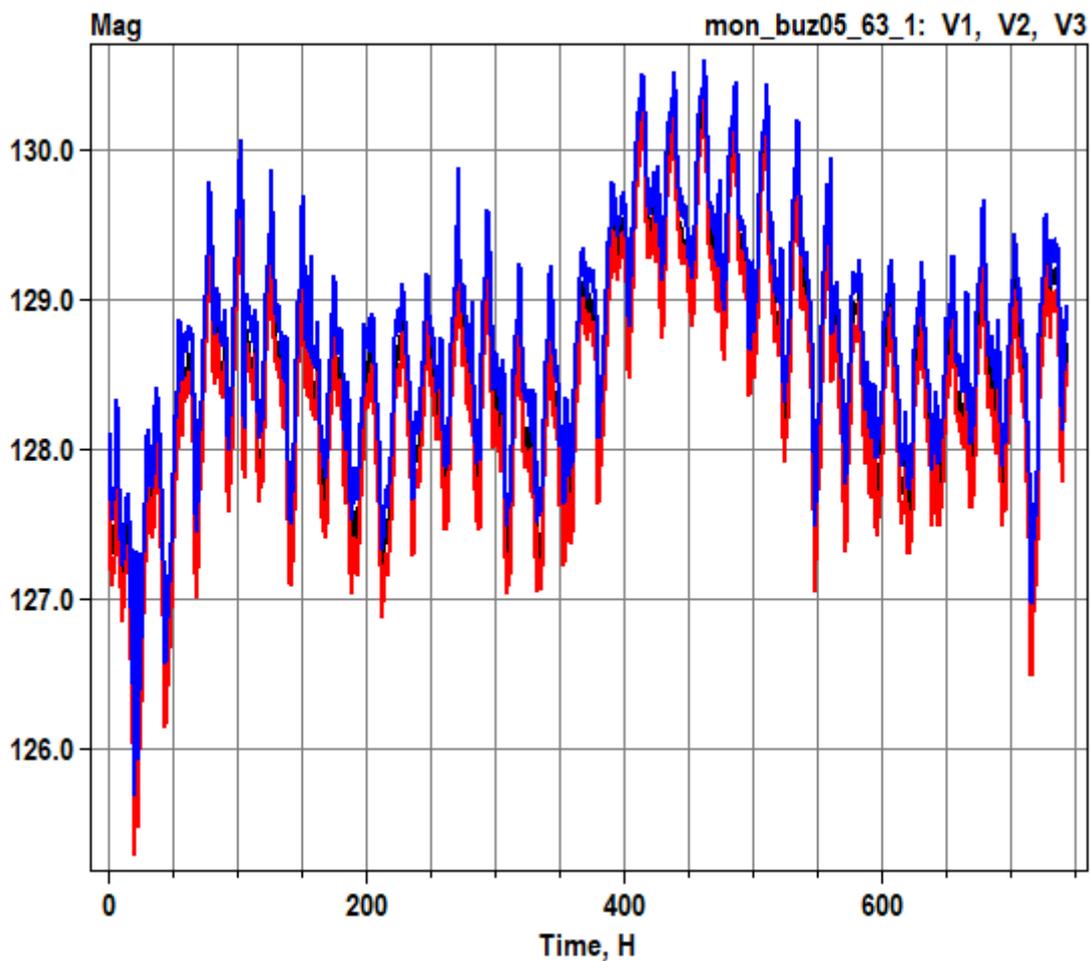


Figura 40 - Tensões nas três fases após a inserção de GDFV, na barra 63. (Fonte: elaborado pela autora)

Um dos problemas da introdução de sistemas fotovoltaicos em redes elétricas acontece na tensão do sistema, que é alterada. As tensões apresentadas são mais elevadas do que anteriormente, indicando a influência da introdução de geração fotovoltaica no sistema. Além disso, deve-se atentar para o fato que, quanto maior a distância entre a subestação da concessionária e a inserção da GDFV, maior a chance de elevação nos parâmetros de tensão.

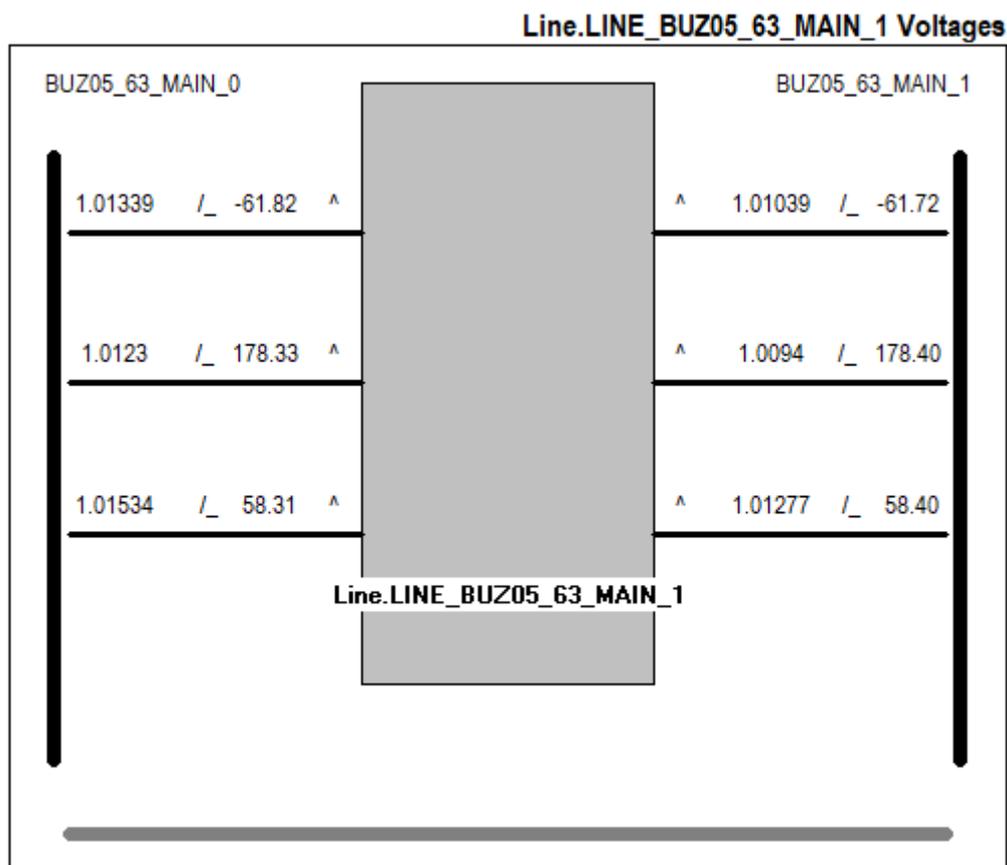


Figura 41 - Tensões nas três fases, após a inserção de GDFV, na barra 63. (Fonte: elaborado pela autora)

A inserção de geração fotovoltaica contribuiu positivamente porque fez com que as tensões ficassem mais próximas do valor nominal (1 p.u.), mas, em contrapartida, os picos de tensão se apresentaram mais intensos, o que pode ser prejudicial ao sistema. Isso se dá devido à intermitência da geração, causada pela variação na curva de irradiação solar.

Esses aumentos de tensão podem ser corrigidos através de métodos como armazenamento de energia com baterias, instalação de capacitores e do controle de carga automática nos transformadores. Além disso, caso o consumidor opte pelo GLD, adequando seu consumo ao nível de irradiação solar, condicionado também aos dias de menor irradiação, isso também pode melhorar os níveis de tensão, impactando na qualidade de energia de um modo geral. Conforme a potência instalada de sistemas fotovoltaicos na rede aumenta, a tensão na barra onde eles estão inseridos também aumenta.

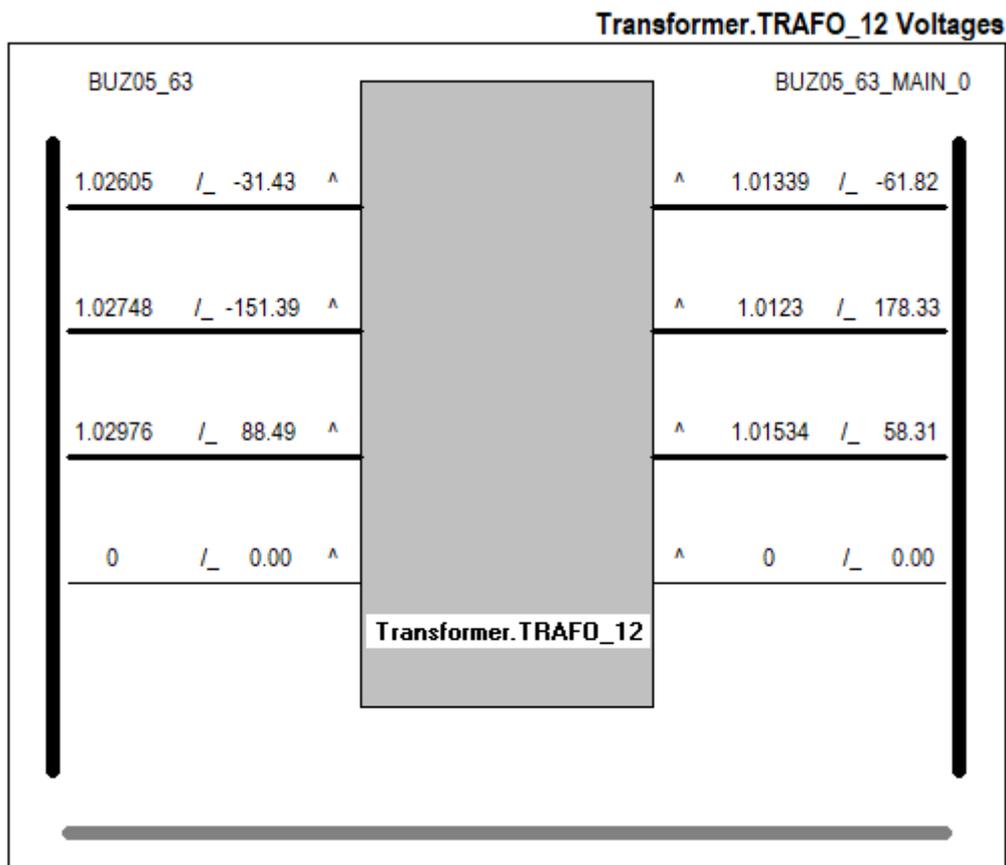


Figura 42 - Tensões nas três fases, após a inserção de GDFV, no TRAFO_12. (Fonte: elaborado pela autora)

Pode-se comparar a elevação nos níveis de tensão decorrentes à presença de GDFV ao que ocorre no período noturno, quando ocorre uma elevação de tensão devido ao efeito capacitivo da rede de distribuição. Uma forma de se controlar essa elevação consiste na implantação de reguladores de tensão, de forma a evitar a ocorrência de sobretensões em determinados pontos da rede. Isso pode ser obtido através da variabilidade do fator de potência dos inversores fotovoltaicos, que contribuiria para reduzir as flutuações no fluxo de potência.

É importante destacar que a modelagem utilizada neste trabalho possui limitações, tendo em vista a complexidade da rede elétrica avaliada.

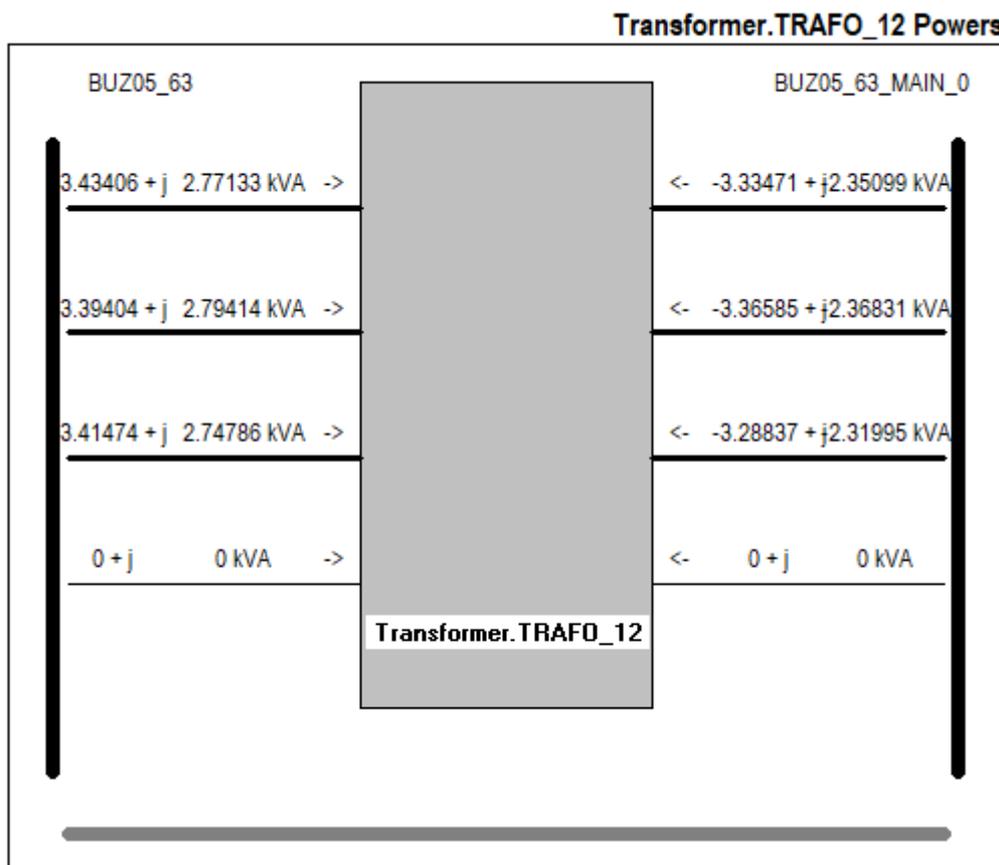
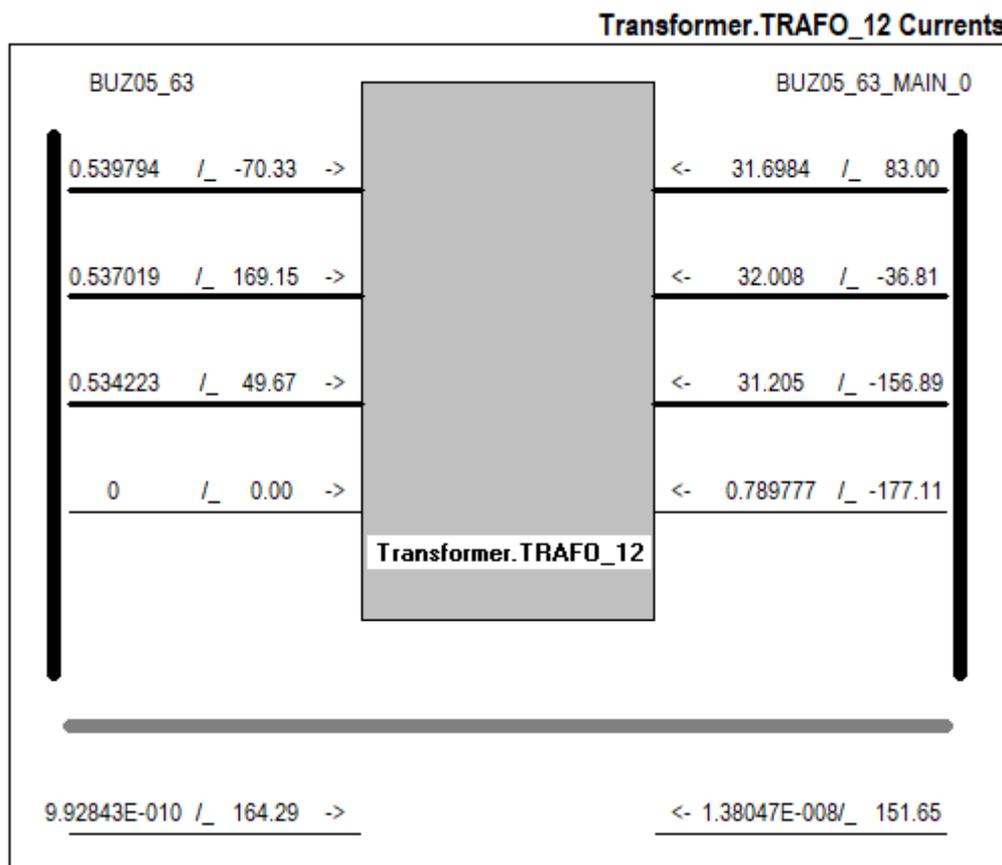


Figura 43 - Potência trifásica fornecida pelo painel solar em kW. (Fonte: elaborado pela autora)

O perfil do fluxo de potência no transformador TRAFO_12, Figura 43 apresenta-se mais balanceado, já que o circuito não exige toda a potência do alimentador principal. Observa-se que o fluxo de potência proveniente da geração fotovoltaica é ligeiramente maior que o que vem da subestação. O fluxo de potência que antes ocorria apenas no sentido subestação da concessionária – consumidor agora passar a ser bidirecional e operar em ambos os sentidos. Isto acontece porque neste cenário, a geração de energia fotovoltaica é maior que a geração de energia convencional do sistema.

O sistema fotovoltaico provê potência ativa para a carga, cabendo à concessionária precisar fornecer potência reativa necessária mais a potência ativa complementar para atender a demanda, de forma a reduzir o FP do cliente. Deve-se atentar para não extrapolação dos limites determinados no PRODIST, evitando-se, assim, custos extras.



**Figura 44 - Correntes que fluem através do TRAFO_12 após inserção de GDFV.
(Fonte: elaborado pela autora)**

Verifica-se que a alta penetração fotovoltaica também impacta no aumento da vida útil dos transformadores das distribuidoras, em decorrência da redução do seu carregamento. Com o aumento da penetração da GDFV na rede de distribuição pode ocorrer o alívio de cargas sobre os transformadores. Isto ocorre porque o fluxo de potência, antes tinha apenas um sentido, ou seja, concessionária/consumidor e posterior instalação do sistema fotovoltaico o fluxo se torna bidirecional e, conseqüentemente, implica em uma menor exigência dos transformadores, devido à fonte estar junto à carga.

Conforme pode ser visto na Figura 44, a corrente na barra BUZ05_63, com o aumento da potência instalada dos sistemas fotovoltaicos, apresentou uma diminuição, atingindo um valor bem pequeno de corrente, evidenciando o fato de que a GDFV supre as cargas locais em sua maioria, necessitando de pouco suprimento advindo da concessionária de energia.

A relação entre geração e consumo ao longo do dia altera significativamente o fator de potência e, no caso de GDFV com fator de potência unitário, a tendência é a redução da corrente ao longo da linha.

Em relação às perdas elétricas, as mesmas são proporcionais ao quadrado da corrente que ele conduz. Diante da inserção de GDFV, a tendência é a redução das perdas elétricas, devido à alimentação das cargas localmente, tendo, assim, como ponto de máxima perda técnica o período noturno, devido ao pico de demanda na curva de carga (característica residencial) e ausência de disponibilidade de geração fotovoltaica, sendo suprida absolutamente pela rede da concessionária.

Capítulo 7 - Conclusão

As Redes Inteligentes trazem novas perspectivas ao setor elétrico, aliando novas formas de medição à eficiência energética. Aumenta-se a capacidade de supervisão das redes, diminuindo, assim, as perdas não técnicas e tornando a fiscalização por parte das distribuidoras mais fiel à necessidade de fornecimento de energia. Além disso, ao se apresentar alternativas ao consumidor, a GD se torna atraente.

A geração quando bem planejada e operada e realizada próxima ao centro de carga torna o sistema mais confiável e estável, pois mantém a tensão utilizada em níveis adequados e possibilita uma diminuição de sobrecarga e de congestionamento do sistema.

A modernização do setor elétrico brasileiro através da inserção de fontes alternativas de energia, como energia fotovoltaica e eólica, combinada às redes inteligentes, podem contribuir para aumentar a oferta de energia elétrica no sistema, contudo é preciso analisar o impacto que estas novas fontes causam na rede de distribuição, principalmente relacionado às perdas técnicas.

A técnica de Gerenciamento pelo Lado da Demanda trata de iniciativas e tecnologias que incentivam os consumidores a otimizar seu uso de energia. Seus benefícios conquistam os consumidores, que podem reduzir suas contas de energia elétrica através do ajuste do horário de melhor tarifa e quantidade do uso, mas também é interesse do sistema elétrico como um todo, que precisa estar sempre pronto para atender à crescente demanda e se beneficiar da mudança do consumo de energia dos horários de pico para os horários fora de pico. Conhecendo-se a curva de carga, é possível obter um melhor gerenciamento da demanda, de forma a proporcionar melhor enquadramento tarifário do consumidor.

O sistema elétrico, sobretudo as redes de distribuição, devem ser construídas para atender a demanda em sua totalidade. Uma vez que o horário fora de pico possui rede elétrica ociosa, o GLD tem papel fundamental na finalidade de se otimizar o sistema, minimizando a carga de pico, reduzindo-a ou deslocando-a para outro horário. O gerenciamento da energia consiste nas atividades que produzem mudanças na curva de carga do sistema e auxiliam os usuários a controlar seus custos com energia. Basta estimular os consumidores finais a transferirem seus horários de consumo de energia, através da implantação de tarifas com desconto.

A atratividade financeira para o consumidor, sobretudo em tempos de crise hídrica e ajuste tarifário, é a melhor forma de evitar a sobrecarga do sistema elétrico. O constante

crescimento da demanda de energia elétrica, sobretudo em períodos de aquecimento da economia, faz com que suas instituições busquem alternativas para um fornecimento de energia com qualidade aliada a custos condizentes com a população brasileira.

O uso da ferramenta OpenDSS permite a realização de diversas funcionalidades relevantes para ações de operação e manutenção em redes de distribuição. A ferramenta possibilita o cálculo eficaz e rápido do fluxo de potência nos alimentadores e permite que os dados necessários para sua execução e resultados obtidos de suas simulações sejam integrados a outras aplicações. Com isso, os ganhos para as distribuidoras podem ser diversos, como mostrado nas funcionalidades de redução da rede, cálculo de perdas não técnicas, localização de faltas na distribuição e simulação de rede com recursos energéticos distribuídos.

Nesse trabalho foi possível observar a relevância do uso do software OpenDSS na análise do fluxo de potência e no estudo de técnicas de GLD. Dessa forma, é possível demonstrar como a aplicação de técnicas de GLD influenciam diretamente na otimização do uso de energia elétrica, reduzindo, assim, a necessidade de investimentos na robustez do sistema, bem como estreitar os laços entre concessionária e usuário, para reduzir os custos como um todo. O crescente interesse pela modernização nos sistemas de medição e inserção do mercado de energia elétrica na tecnologia de redes inteligentes fará com que os sistemas tenham cada vez mais seus dados modelados e disponíveis para estudos em software.

Dessa forma, como feito para um ramo alimentador nesse trabalho, cada rede de clientes ou até mesmo um grande cliente poderá obter os dados através da memória de massa disponibilizada pela concessionária através da medição inteligente, aplicar ao software, não necessitando da modelagem da rede como um todo, mas sim do transformador responsável pelo seu atendimento em diante, para realizar uma rápida verificação dos seus potenciais pontos de aplicabilidade da GLD e garantir tarifas mais atrativas economicamente. A maior dificuldade se concentra em inserir os dados característicos da rede. Feito isso, basta inserir a memória de massa através de um arquivo *.csv, que o software é capaz de dimensionar o sistema e calcular os fluxos de potência.

Além disso, pode-se dimensionar um sistema de geração solar fotovoltaica conforme a necessidade de se complementar essa economia e, direcionando a demanda para o horário de maior incidência solar, de forma a depender ainda menos da energia advinda da concessionária.

Pode-se considerar que a GD também constitui uma estratégia de GLD, para o consumidor residencial, pois se trata de uma geração localizada próxima à carga, proporcionando, assim, autonomia e liberdade ao consumidor de gerenciamento da fatura de energia elétrica, através da mudança de hábitos de forma a deslocar seu perfil de consumo para os períodos de maior geração fotovoltaica.

O presente trabalho não teve como objetivo analisar econômica e financeiramente os resultados, mas sim, tecnicamente, observando os requisitos de qualidade de energia e os impactos ao se alterar as curvas de carga de uma rede real para simulações de inserção de fonte GD e estratégias GLD.

Com este estudo, foi possível observar que, mais importante que a quantidade de potência a ser inserida no sistema através da GDFV, é a maneira como esta é inserida, respeitando a análise das curvas de carga e, caso possível, dos fatores de qualidade de energia. Portanto, o cenário ideal será aquele em que o sistema de distribuição possui GD instalada diretamente em suas cargas, diminuindo a exigência de energia de outras fontes e as perdas do sistema, e melhorando seu fator de potência. Desta forma, o consumo fica localizado próximo ao ponto de geração possibilitando redução direta das perdas nos circuitos de distribuição.

Uma das vantagens do uso do OpenDSS é que ele fornece a possibilidade de criar diversos cenários em que a utilização de GD seria possível e, assim, observar as melhores alternativas para instalação quanto ao fluxo de potência, variação de tensão, melhores horários para despacho de energia, entre outros fatores. Além disso, basta configurar uma vez o sistema de acordo com os elementos que compõem a rede elétrica para tornar o modelo real, factível de ser trabalhado computacionalmente, alterando-se, a cada modelagem, apenas os arquivos com as características que mudam conforme o usuário, como perfil de carga e condições de operação.

Cabe observar que a *smart grid* atuando na GD como GLD possibilita ao consumidor final um acompanhamento direto de seu consumo/geração, bem como, ativar nos medidores avaliação de parâmetro de qualidade de energia e medição de consumos. Com estas funções ativadas fica mais rápida a identificação de falhas ou sinalização de tendências nos parâmetros monitorados.

7.1 Trabalhos Futuros

Como proposta para trabalhos futuros, sugere-se:

- Modelagem de outros cenários neste mesmo sistema da rede inteligente de Búzios, como por exemplo, a inserção de cargas industriais e observação do comportamento da rede;
- Realizar estudos de viabilidade econômica para tipos de tarifas associados às técnicas de GLD;
- Comparar estudo apresentado com outras estratégias de GLD e analisar as vantagens e desvantagens de cada estratégia aplicada;
- Modelagem de outras técnicas de GLD associadas à instalação de GD;
- Modelagem em outras redes inteligentes, considerando a GD eólica e até modelos híbridos de GD;
- Modelagem de diversas curvas de carga para diferentes épocas do ano, não considerando somente curvas de geração com alta eficiência (verão), mas também períodos chuvosos;
- Analisar os efeitos da inserção da energia solar fotovoltaica em outros trechos do alimentador; e
- Analisar os resultados financeiros e econômicos das técnicas utilizadas nesse mesmo estudo de caso.

Bibliografia

- [1] ABESCO. Disponível em: <http://www.abesco.com.br/pt/>. Acessado em Março de 2020.
- [2] F.L. Aboboreira, A. F. S CRUZ, “A Importância do Smart Grid na Rede Elétrica de Distribuição do Brasil”. 2016. Disponível em: <<http://www.revistas.unifacs.br/index.php/sepa>>. Acessado em Março de 2020.
- [3] J. D. Anzanello Júnior, “Analysis of Photovoltaic Microgeneration in a Distribution System using OpenDSS”. 2016. 32f. Monografia (Trabalho de Conclusão do Curso de Engenharia de Energia) – Escola de Engenharia, Universidade Federal do Rio Grande do Sul, Porto Alegre, 2016.
- [4] D. B. Avancini, J.J.P.C. Rodrigues, S.G.B. Martins, R. A.L. Rabelo, J. Al-Muhtadi, P. Solic, “Energy meters evolution in smart grids: A review”, *Journal of Cleaner Production*, v.217, pp. 702-715, 2019. doi: 10.1016/j.jclepro.2019.01.229.
- [5] C.M. Affonso, L.C. Silva, W. Freitas, “Demand-side management to improve power security”. In *Proc. of Transmission and Distribution Conference and Exhibition, 2005*.doi: 10.1109/TDC.2006.1668550.
- [6] Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL). *Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional (PRODIST)*, 2012.
- [7] ANEEL. Resolução Normativa N° 733, de 6 de setembro de 2016. Estabelece as condições para a aplicação da modalidade tarifária horária branca.
- [8] M. Brandão, L.A. Joia, “The influence of context in the implementation of a smart city project: the case of Cidade Inteligente Búzios”, 2018. doi: 10.1590/0034-761220170133.
- [9] J. A. Cagnon, I. de D. Valarell, R. M. Rodrigues, “Gestão energética em indústrias madeireiras”. In *Proc. Of Encontro de Energia no Meio Rural, v.6.*, Campinas, 2006.
- [10] A. Campos, “Gerenciamento Pelo Lado da Demanda: Um Estudo de Caso”. 94 f. Dissertação (Mestrado) - Programa Interunidades de Pós-Graduação em Energia, Universidade de São Paulo, São Paulo, 2004.
- [11] T. B. Castro, “DEFLEGER : deslocamento e flexibilidade de cargas no gerenciamento de energia residencial”. Dissertação de Mestrado em Engenharia Elétrica e de Telecomunicações, Universidade Federal Fluminense, Niterói, RJ : [s.n.], 2016. 107 f.

[12] E. H. C. Chagas, *et al.* “Metodologia para Planejamento e Acompanhamento de Programas de GLD em Mercado com Crescimento não Tradicional”. In: II Congresso de Inovação Tecnológica em Energia Elétrica, 2003.

[13] A. Conchado, P. Linares, “The economic impact of demand-response programs on power systems. A survey of the state of the art”. In: Handbook of Networks in Power Systems I. Springer, pp. 281–301, 2012.

[14] X. Yu, C. Cecati, T. Dillon, M. G. Simões, “The New Frontier of Smart Grids”, IEEE Industrial Electronics Magazine, v.5, n0.3, pp. 49-62, 2011. doi: 10.1109/MIE.2011.942176.

[15] D. Crossley. “Assessment and development of network-driven demand-side management measures”. IEA Demand Side Management Programme. Technical Report. Task XV, 2008.

[16] M. T. Kup, “Estudo da Medição Inteligente para Consumidores Residenciais no Brasil”. Trabalho de Conclusão do Curso de Engenharia Elétrica. Universidade Federal do Rio de Janeiro, 72p. 2015.

[17] O. L. Dantas, R. Apolonio, “Impactos da alta penetração fotovoltaica na rede elétrica em relação à qualidade de energia”. Revista Científica Multidisciplinar Núcleo do Conhecimento. Ano 04, Ed. 07, Vol. 11, pp. 166-177. Julho de 2019. ISSN: 2448-0959

[18] EPE. Consumo Anual de Energia Elétrica por Classe (Nacional). Disponível em: <https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/Consumo-Anual-de-Energia-Eletrica-por-classe-nacional>. Acessado em: 15 outubro de 2020.

[19] EPRI (Electric Power Research Institute). “Introdução ao OpenDSS”. Publicado em: 26 de julho de 2016.

[20] R. Galvão, “O custo das redes elétricas inteligentes: Necessidade de alto investimento ainda é o principal obstáculo para a implantação no Brasil”. Scientific American Brasil, 2013.

[21] D. A. A. Garcia, F. E. Duzzi Jr., “Aspectos de evolução do smart grid nas redes de distribuição”. Revista O Setor Elétrico, no. 75, 2012.

[22] C. W. Gellings, “The concept of demand-side management for electric utilities”. Proceedings of the IEEE, v. 73, n. 10, pp. 1468–1470, 1985. doi: 10.1109/PROC.1985.13318.

[23] E. Guelpa, V. VERDA, “Demand response and other demand side management techniques for district heating: A review”. *Energy*, v.219, 119440, 2021. doi: 10.1016/j.energy.2020.119440.

[24] Economia C. “Tarifa branca: saiba quais clientes tem direito a desconto na conta de luz”. Disponível em: <https://www.economiasc.com.br/tarifa-branca-quem-pode/>. Acessado em: 18 fevereiro de 2022.

[25] ENGIE. “Tudo o que você precisa saber sobre a crise hídrica - Racionamento, racionalização, apagão, gestão de demanda e bandeiras tarifárias: aprenda sobre os diferentes conceitos relacionados à atual crise hídrica”. Disponível em: https://www.alemnaenergia.engie.com.br/tudo-o-que-voce-precisa-saber-sobre-a-crise-hidrica/?gclid=Cj0KCQiAubmPBhCyARIsAJWNpiP-PH1tXfLihHu9KcgpLopP6785SqmYNHsJMTj8pifHD0bMpyGNHZMaAjFdEALw_wcB. Acessado em 22 de Janeiro de 2022.

[26] M. Z. Fortes, V. H. Ferreira, G. G. Sotelo, A. Cabral, W. F. Correia and O. L. C. Pacheco, "Deployment of smart metering in the Búzios City," 2014 *IEEE PES Transmission & Distribution Conference and Exposition - Latin America (PES T&D-LA)*, 2014, pp. 1-6, doi: 10.1109/TDC-LA.2014.6955278.

[27] M. Z. Fortes, V. H. Ferreira, L. B. Arariba, O. L. C. Pacheco, W. F. Correia and R. S. Rosa, “Smart City Búzios – Experiência para a Expansão de Sistemas de Geração com Fontes Alternativas”, IX CBPE - Congresso Brasileiro de Planejamento Energético, 2014, doi: 10.13140/2.1.3362.2083.

[28] M. Z. Fortes, V. H. Ferreira, R. S. Maciel, W. Weules, “Implantação de unidades de Geração Distribuída no projeto Cidade Inteligente de Búzios: Um estudo de caso”, Sinergia, 2015.

[29] V. H. Ferreira, M. Z. Fortes, B. Borba, W. Marques, R. S. Maciel, T. Ferreira, W. Weules, “Technical and financial assessments for comparison of measurement technologies in the Smart City Buzios Project”, 2017, doi: 10.1049/oap-cired.2017.0671.

[30] Grupo ENEL, “Cidade Inteligente Búzios”. [Online]. Disponível em: <http://www.cidadeinteligentebuzios.com.br/>. Acessado em 27 de Janeiro de 2019.

[31] Instituto Acende Brasil. “Qualidade no Fornecimento de Energia Elétrica: Confiabilidade, Conformidade e Presteza”. White Paper 14, São Paulo, 36 p., 2014.

[32] J. A. P. Lopes, “Oferta e Eficiência Energética em Sistemas Elétricos”. Disponível em: http://nautilus.fis.uc.pt/gazeta/revistas/29_1-2/vol29_1_2_Art13.pdf. Acessado em 26 jun. 2020.

[33] Y. Lopes, N. C. Fernandes, C. A. M. Bastos, D. Muchaluatsaade, “Smartflow: A solution for autonomic management and control of communication networks for smart grids”, Symposium On Applied Computing (SAC), 2015.

[34] M. E. Aljahani, “An enhanced self-healing protection system in smart grid: using advanced and intelligent devices and applying hierarchical routing in sensor network technique”, Masters Theses, Western Michigan University, 50 p., 2014.

[35] M. Bourdeau, P. Basset, S. Beauchêne, D. Da Silva, T. Guiot, D. Werner, E. Nefzaoui, “Classification of daily electric load profiles of non-residential buildings”, Energy & Buildings, 2020. doi: 10.1016/j.enbuild.2020.110670.

[36] MME. “Grupo de Trabalho de Redes Elétricas Inteligentes”. Relatório, 2010. Disponível em: http://www.mme.gov.br/documents/10584/1256641/Relatxrio_GT_Smart_Grid_Portaria_44_0-2010.pdf/3661c46c-5f86-4274-b8d7-72d72e7e1157 >. Acessado em: 17 mar. 2018.

[37] A. Mikos, B. Schiochet, G. Costa, “Estudo de Viabilidade Técnica da Implementação de Tecnologias de Smart Grid em Consumidores Finais”. Curitiba, 2014. Disponível em: http://repositorio.roca.utfpr.edu.br/jspui/bitstream/1/3061/1/CT_COELE_2014_1_05.pdf>. Acessado em: 22 abr. 2018.

[38] Natural Resources Canada. “Review of Open Source Code Power Grid Simulatin Tools for Long-Term Parametric Simultaions”, 47 p. 2011.

[39] E.S. Oliveira, I. C. Silva Junior, L. W. Oliveira, B. H. Dias, M. Filgueiras, “Despacho Econômico com Zonas de Operação Proibidas através de Otimização Bioinspirada”. 2016. doi: 10.21528/CBIC2015-047.

[40] ONS. “O Sistema em Números”. Disponível em: <http://www.ons.org.br/paginas/sobre-o-sin/o-sistema-em-numeros>. Acessado em 11 out. 2020.

[41] P. M. Reinaldo, B. S. Dupczak, E. A. C. Aranha Neto, “Análise do impacto da geração distribuída na rede de baixa tensão da CELESC”. 2020. doi: 10.18618/REP.2020.3.0013

[42] Programa Brasileiro de Etiquetagem. Disponível em: <http://www2.inmetro.gov.br/pbe/>. Acessado em julho de 2020.

[43] PROCEL. Disponível em: <http://www.procelinfo.com.br/main.asp>. Acessado em setembro de 2020.

[44] P. Radatz, C. Rocha, “Elemento Load do OpenDSS” Report, USP/EPRI, 2018.

[45] Relatório XP Investimentos. Disponível em: <https://conteudos.xpi.com.br/acoes/relatorios/teremos-acionamento-de-energia-risco-e-menor-do-que-3/>. Acessado em 13 dez. 2021.

[46] R. Rivera, A. S. Esposito, I. D. Teixeira, “Redes elétricas inteligentes (smart grid): oportunidade para adensamento produtivo e tecnológico local”. Revista do BNDES, Rio de Janeiro, n. 40, pp. 43-83, 2013.

[47] R. B. Romano, P. E. S. Faria, L. C. Oliveira, G. P. Almeida, G. T. B. Oliveira, C. A. M. Leitão, “Infraestrutura Avançada de Medição (AMI)”. Revista O Setor Elétrico, no. 118, 2015.

[48] R. Shaw *et. al*, “The value of reducing distribution losses by domestic load-shifting: a network perspective”. Energy Policy, v. 37, no.8, pp. 3159–3167, 2009. doi: 10.1016/j.enpol.2009.04.008.

[49] S. Pierrlugi, “Demand response and smart grids—A survey”, Renewable and Sustainable Energy Reviews, v.30, pp. 461–478, 2014. doi: 10.1016/j.rser.2013.10.022.

[50] F. Siddiqui, S. Zeadally, C. Alcaraz, S. Galvão. “Smart Grid Privacy: Issues and Solutions”. In: 2012 21st International Conference on Computer Communications and Networks (ICCCN). pp. 1–5, 2012. doi: 10.1109/ICCCN.2012.6289304.

[51] G. Y. Sinishaw, B. Bantyriga, K. Abebe, “Analysis of smart grid technology application for power distribution system reliability enhancement: A case study on Bahir Dar power distribution”, Scientific African, v.12, e00840, 2021. doi: 10.1016/j.sciaf.2021.e00840.

[52] J. P. A. Souza, J. P. K, Ferreira, G. E. M. Campos, “Uso do OpenDSS em Aplicações Reais para Distribuidoras de Energia”, In: Congresso Brasileiro de Automática, 2020. doi: 10.48011/asba.v2i1.1582.

[53] T. P. Abud, B. S. M. C. Borba, R. S. Maciel, I. S. Machado, M. Z. Fortes, “Voltage control analysis of photovoltaic inverters using a real Brazilian distribution network”, In: 2017 IEEE 8th International Symposium on Power Electronics for Distributed Generation Systems (PEDG), p.1-7, 2017. doi: 10.1109/PEDG.2017.7972478.

[54] T. P. Abud, “Influência no Mercado Local na Análise Estocástica da Geração Distribuída Fotovoltaica em Redes Secundárias de Distribuição”, Dissertação do Mestrado em Engenharia Elétrica e de Telecomunicações, Universidade Federal Fluminense, 106p., 2019 .

[55] T. Vijayapriya, D. P. Kothari, “Smart Grid: An Overview”, Smart Grid and Renewable Energy, vol. 2, no.4, pp. 305-311, 2011. doi: 10.4236/sgre.2011.24035.

[56] T. Walser, A. Sauer, “Typical load profile-supported convolutional neural network for short-term load forecasting in the industrial sector”, 2021. doi: 10.1016/j.egyai.2021.100104

Anexo A – Código Master utilizado

Clear

New Circuit.sistemateste bus1=HVMV_Sub_48332 pu=1.05 basekV=69 phases= 3

!_____

!EXTERNAL FILES

redirect LineCodeGeometry.dss

!redirect Trafos.dss !includes the transformer connected to a generator

redirect Trafos_Pri.dss

redirect Lines_Pri.dss

redirect Equipamentos.dss

!redirect Geradores_LoadShape.dss

!redirect Geradores

!redirect Grounds.dss

!_____

!FILES CREATED THROUGH EXCEL

redirect Trafos_Sec.dss

redirect Lines_Sec.dss

redirect Monitors.dss

redirect SeMonitors.dss !Substation Monitors (LV)

redirect Loadshapes.dss

redirect Loads.dss

redirect PT_And_Loads_Aloc.dss !Private Transformers

!_____

!PV SYSTEM TRAF0_12

New XYcurve.MyPvsT npts=4 xarray=[0 25 75 100] yarray=[1.2 1 .8 .6]

New XYcurve.MyEff npts=4 xarray=[.1 .2 .4 1] yarray=[.86 .9 .93 .97]

New loadshape.MyIrrad npts=24 interval=1

~ mult=[0 0 0 0 0 0 .1 .2 .3 .5 .8 .9 1.0 1.0 .99 .9 .7 .4 .1 0 0 0 0 0]

New Tshape.Mytemp npts=24 interval=1

~ temp=[25 25 25 25 25 25 25 25 25 35 40 45 50 60 60 55 40 35 30 25 25 25 25 25]

New PVSystem.PV phases=3 bus1=trafo_pv kV=0.48 kVA=25 irrad=.98 Pmpp=25
temperature=25 PF=1

~ %cutin=0.1 %cutout=0.1 effcurve=MyEff P-TCurve=MyPvsT Daily=MyIrrad
Tdaily=MyTemp

New Transformer.pv_up phases=3 xhl=5.750000

~ wdg=1 bus=trafo_pv kV=0.48 kVA=25.000000 conn=wye

~ wdg=2 bus=63 kV=0.22 kVA=25.000000 conn=wye

!_____

!ENERGY METER

New energymeter.Substation element=Line.L2 term=1 option=(T,R,C)
PhaseVolt=YES

Energymeter.Substation.peakcurrent=[213.44,217.013,211.733]

Energymeter.Substation.peakcurrent=[179.893,182.133,178.24]

!_____

!SETTINGS

!INCLUDE DIRECTLY ON VBA CODE

Set VoltageBases = "69,13.8,0.220"

CalcVoltageBases

BusCoords BusCoords.dss !This code must be put just after 'calc voltage bases'

Set normvminpu=0.93

!set DIVERbose = TRUE

Set mode=duty stepsize =15m

Set number=2976 !última hora

!Set number=96 !Pior hora

solve

!plot profile phases=all

!Export monitors mon_se_vi

```
!Plot monitor object= mon_se_vi channels=(9 11 13 )
```