UNIVERSIDADE DE SÃO PAULO – USP
ESCOLA DE ENGENHARIA DE SÃO CARLOS – EESC
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA ELÉTRICA E DE COMPUTAÇÃO
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

Rafael Martins Leite

**Estudo Investigativo da Crescente Integração de
Recursos de Energia Distribuídos à Rede de Distribuição
de Baixa Tensão**

São Carlos – SP
2021

Rafael Martins Leite

**Estudo Investigativo da Crescente Integração de
Recursos de Energia Distribuídos à Rede de Distribuição
de Baixa Tensão**

Dissertação apresentada ao Programa de Pós-Graduação
em Engenharia Elétrica da Escola de Engenharia de São
Carlos, como parte dos requisitos para obtenção do título
de Mestre em Ciências.

Área de Concentração: Sistemas Elétricos de Potência

Orientador: Prof. Assoc. Mário Oleskovicz

São Carlos – SP

2021

**Trata-se da versão corrigida da dissertação. A versão original se encontra disponível na EESC/USP que aloja o
Programa de Pós-Graduação de Engenharia Elétrica.**

AUTORIZO A REPRODUÇÃO TOTAL OU PARCIAL DESTE TRABALHO,
POR QUALQUER MEIO CONVENCIONAL OU ELETRÔNICO, PARA FINS
DE ESTUDO E PESQUISA, DESDE QUE CITADA A FONTE.

Ficha catalográfica elaborada pela Biblioteca Prof. Dr. Sérgio Rodrigues Fontes da
EESC/USP com os dados inseridos pelo(a) autor(a).

533e Leite, Rafael Martins
 Estudo Investigativo da Crescente Integração de
Recursos de Energia Distribuídos à Rede de Distribuição
de Baixa Tensão / Rafael Martins Leite; orientador
Mário Oleskovicz. São Carlos, 2021.

Dissertação (Mestrado) - Programa de
Pós-Graduação em Engenharia Elétrica e Área de
Concentração em Sistemas Elétricos de Potência --
Escola de Engenharia de São Carlos da Universidade de
São Paulo, 2021.

1. Recursos de energia distribuídos. 2. Geração
fotovoltaica. 3. Sistema de armazenamento de energia.
4. Rede de distribuição de baixa tensão. 5. Qualidade
da energia elétrica. I. Título.

FOLHA DE JULGAMENTO

Candidato: Engenheiro **RAFAEL MARTINS LEITE**.

Título da dissertação: "Estudo investigativo da crescente integração de recursos de energia distribuídos à rede de distribuição de baixa tensão".

Data da defesa: 23/07/2021.

Comissão Julgadora

Resultado

Prof. Associado **Mario Oleskovicz**

(Orientador)

(Escola de Engenharia de São Carlos – EESC/USP)

Aprovado

Prof. Dr. **Daniel Barbosa**

(Universidade Federal da Bahia/UFBA)

Aprovado

Profa. Dra. **Fernanda Caseño Trindade Arioli**

(Universidade de Campinas/UNICAMP)

Aprovado

Coordenador do Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica:

Prof. Dr. **João Bosco Augusto London Junior**

Presidente da Comissão de Pós-Graduação:

Prof. Titular **Murilo Araujo Romero**

Este trabalho é dedicado aos meus pais, amigos e professores, pois é graças ao apoio de todos eles que continuo nesta jornada incessante.

AGRADECIMENTOS

O presente trabalho foi realizado com apoio do Conselho Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico (CNPq), processo 134233/2019-0 e com apoio da Coordenação de Aperfeiçoamento de Pessoal de Nível Superior – Brasil (CAPES) – Código de Financiamento 001.

“Os filósofos têm apenas interpretado o mundo de maneiras diferentes; a questão, porém, é transformá-lo.”

(Karl Marx, Tese Onze Sobre Feuerbach)

RESUMO

LEITE, R. M. **Estudo Investigativo da Crescente Integração de Recursos de Energia Distribuídos à Rede de Distribuição de Baixa Tensão**. 91 p. Dissertação de Mestrado – Escola de Engenharia de São Carlos, Universidade de São Paulo, São Carlos, 2021.

Considerando a atual conjuntura da geração distribuída no Brasil, este trabalho tem como objetivo examinar a crescente integração de recursos de energia distribuídos à rede de distribuição de baixa tensão. Atualmente, os micro e mini geradores distribuídos fotovoltaicos têm se popularizado e se tornaram um produto comercial cujo principal atrativo é a possibilidade da redução do valor associado à fatura de energia dos consumidores conectados ao sistema elétrico. Tal realidade no país é possível graças à regulamentação do sistema de compensação denominado *net metering* pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL). Este sistema possibilita que o cliente insira potência ativa na rede e seja recompensado por isso, mediante o recebimento de créditos a serem abatidos na contabilização do seu consumo. Entretanto, o modelo vigente sofre diversas contestações sobre a sua equidade por parte das concessionárias do serviço público de distribuição, e existe a possibilidade de ser revisto em breve. A partir disto, esta pesquisa busca avaliar a possível utilização da tecnologia de armazenamento de energia para aumentar o nível de independência do consumidor em relação à rede. Com a conservação do excedente de energia gerada durante os períodos de maior insolação, será possível utilizá-la posteriormente em momentos mais oportunos. Isto permitirá reduzir o dispêndio com a cobrança da energia, mesmo que o padrão de compensação seja alterado. Para alcançar tais finalidades, pretende-se conter a injeção de potência na rede. Isso evitará o fluxo reverso de potência na mesma, o qual é responsável pelo surgimento de efeitos adversos como sobretensão, desequilíbrio de tensão e aumento nas perdas de energia. Tais ocorrências são inerentes à elevada penetração de geração fotovoltaica tradicional. Logo, o principal interesse deste trabalho é verificar os impactos nos índices relativos à qualidade da energia elétrica. As avaliações destes indicadores contemplarão tanto a realidade atual de crescimento da geração fotovoltaica convencional, quanto a integração conjunta dos sistemas de armazenamento de energia, possibilitando assim a comparação dos resultados.

Palavras-chave: Geração fotovoltaica. Qualidade da energia elétrica. Recursos de energia distribuídos. Rede de distribuição de baixa tensão. Sistema de armazenamento de energia.

ABSTRACT

LEITE, R. M. **Investigative Study of the Increasing Integration of Distributed Energy Resources to the Low Voltage Distribution Network**. 91 p. Master Dissertation – São Carlos School of Engineering, University of São Paulo, São Carlos, 2021.

Considering the current conjuncture of distributed generation in Brazil, this work aims at evaluating the increasing integration of distributed energy resources into the low voltage distribution network. Currently, micro and mini distributed photovoltaic generators have become popular and became a commercial product whose main attraction is the possibility of reducing the value associated with the electric bill of the consumers connected to the system. Such a reality in the country is possible thanks to the regulation of the compensation system named net metering by the National Agency of Electric Energy (ANEEL). This system allows the customer to insert active power into the network and be rewarded for it, through credits to be reduced in the accounting of the electric energy consumption. However, the current model undergo several objections regarding its equity by public distribution service utilities, and may be reviewed soon. Based on this, this research seeks to evaluate the possible use of storage technology to increase the level of consumer independence from the grid. With the conservation of the energy surplus generated during periods of greater insolation, it will be possible to use it later in more convenient periods. This will allow the reduction of the electric bill, even if the compensation method is changed. To achieve these purposes, it is intended to contain the power injection into the grid. This will avoid the reverse power flow which is responsible for the appearance of adverse effects such as overvoltage, voltage unbalance and increase in energy losses. These occurrences are inherent to the high penetration of traditional photovoltaic generation. Therefore, the main interest of this work is to verify the impacts on the indexes related to the quality of electric energy. The evaluation of these indicators will contemplate both the current reality concerning the growth of the conventional photovoltaic generation, so as the conjunct integration of the storage systems, thus enabling comparison of results.

Keywords: Electric Energy Storage System. Distributed Energy Resources. Low Voltage Distribution Network. Photovoltaic Generation. Quality of Electric Energy.

LISTA DE ILUSTRAÇÕES

Figura 1 – Perfil da carga residencial.	17
Figura 2 – Perfil de carga em um alimentador de uma rede de distribuição residencial com a penetração de GD-PV.	18
Figura 3 – Modelo simplificado de uma rede de distribuição.	19
Figura 4 – Fluxograma para o desenvolvimento da pesquisa.	25
Figura 5 – Sistema de distribuição utilizado no estudo.	27
Figura 6 – Diagrama de blocos do sistema PV no OpenDSS.	28
Figura 7 – Variação ao longo do dia das grandezas de entrada.	28
Figura 8 – Variação ao longo do dia das grandezas de entrada.	29
Figura 9 – Perfis de cargas residenciais utilizados.	30
Figura 10 – Aumento cumulativo da potência nominal da GD-PV na rede em relação ao número de Prosumidores, do maior para o menor consumo.	32
Figura 11 – Aumento cumulativo da potência nominal da GD-PV na rede em relação ao número de Prosumidores, do menor para o maior consumo.	33
Figura 12 – Modelo do elemento armazenador no <i>OpenDSS</i>	35
Figura 13 – ESS em estado inativo.	36
Figura 14 – ESS em estado de carregamento.	36
Figura 15 – ESS em estado de descarga.	37
Figura 16 – Perfis associados ao prosumidor 2.	39
Figura 17 – Exemplo de curva para o modo seguidor do ESS.	40
Figura 18 – Potências reais monofásicas no transformador para o sistema original. . . .	48
Figura 19 – Variação da tensão nos barramentos ao longo do dia sem GD-PV, nas fases A (a), B (b) e C (c).	49
Figura 20 – Desequilíbrio de tensão ao longo do dia sem GD-PV.	50
Figura 21 – Potência real no lado de baixa tensão do transformador para diferentes níveis de penetração PV.	51
Figura 22 – FP no lado de baixa tensão do transformador para diferentes níveis de penetração PV.	52
Figura 23 – Potência aparente no lado de baixa tensão do transformador para diferentes níveis de penetração PV.	53
Figura 24 – Potência real em cada fase do transformador com 34 GD-PVs conectadas. .	54
Figura 25 – Variação da tensão na fase B dos barramentos ao longo do dia com a presença de GD-PV e penetrações de 43% (a), 90% (b) e 144% (c).	55

Figura 26 – Desequilíbrio de tensão ao longo do dia com penetração de GD-PV em 144%.	56
Figura 27 – Potência real no lado de baixa tensão do transformador para diferentes níveis de penetração PV-ESS.	57
Figura 28 – FP no lado de baixa tensão do transformador para diferentes níveis de penetração PV-ESS.	58
Figura 29 – Potência real em cada fase do transformador com 34 PV-ESSs conectados.	59
Figura 30 – Variação da tensão na fase B dos barramentos ao longo do dia com a presença de PV-BESS e penetrações de 43% (a), 90% (b) e 144% (c).	60
Figura 31 – Desequilíbrio de tensão ao longo do dia com penetração de PV-ESS em 144%.	61
Figura 32 – Potência real no ESS e no transformador.	62
Figura 33 – Potência por fase no transformador.	63
Figura 34 – Desequilíbrio de tensão para 144% de penetração PV com ESS concentrado.	63
Figura 35 – Variação da tensão nos barramentos ao longo do dia com penetração GD-PV de 144% e ESS concentrado, nas fases A (a), B (b) e C (c).	64
Figura 36 – Variação da tensão na fase B nos barramentos ao longo do dia com tensão base de 1,025 p.u.	66
Figura 37 – Variação da tensão na fase B nos barramentos ao longo do dia com tensão base de 1,05 p.u.	67
Figura 38 – Perdas diárias totais na rede de distribuição.	69
Figura 39 – Medições em um consumidor trifásico em em uma semana comum de alta geração PV.	73
Figura 40 – Medições no <i>Energy Storage System</i> (ESS) concentrado em em uma semana comum e alta geração PV.	74
Figura 41 – Medições em um consumidor trifásico em uma semana comum e geração PV incerta.	75
Figura 42 – Medições no ESS concentrado em uma semana comum e geração PV incerta.	77
Figura 43 – Medições em um consumidor trifásico ativo no Fim de Semana (FDS) e com geração PV incerta.	78
Figura 44 – Medições no ESS concentrado de uma rede com consumo predominante no FDS e geração PV incerta.	79
Figura 45 – Medições em um consumidor trifásico ativo nos Dias Úteis (DUs) e com geração PV incerta.	80
Figura 46 – Medições no ESS concentrado de uma rede com consumo predominante nos DU e geração PV incerta.	81

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 – Características da rede de distribuição.	26
Tabela 2 – Modelos comerciais de baterias de íon-lítio.	44
Tabela 3 – Indicadores de impacto na operação da rede.	70

LISTA DE SIGLAS

ANEEL	<i>Agência Nacional de Energia Elétrica</i>
BESS	<i>Battery Energy Storage System</i>
BT	<i>Baixa Tensão</i>
CC	<i>Corrente Contínua</i>
CCEE	<i>Câmara de Comercialização de Energia Elétrica</i>
CRESESB	<i>Centro de Referência para as Energias Solar e Eólica Sérgio de S. Brito</i>
CPFL	<i>Companhia Paulista de Força e Luz</i>
DU	<i>Dia Útil</i>
ESS	<i>Energy Storage System</i>
FP	<i>Fator de Potência</i>
FD	<i>Fator de Desequilíbrio</i>
FDS	<i>Fim de Semana</i>
GD	<i>Geração Distribuída</i>
GD-PV	<i>Gerador Distribuído Fotovoltaico</i>
IEEE	<i>Institute of Electrical and Electronics Engineers</i>
INMETRO	<i>Instituto Nacional de Metrologia, Qualidade e Tecnologia</i>
PAC	<i>Ponto de Acoplamento Comum</i>
PRODIST	<i>Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional</i>
PV	<i>Photovoltaic</i>
PLS	<i>Peak Load Shaving</i>
QEE	<i>Qualidade da Energia Elétrica</i>
RED	<i>Recurso de Energia Distribuído</i>
STC	<i>Standard Test Conditions</i>
TVSI	<i>Transient Voltage Severity Index</i>

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	1
1.1	Organização do Trabalho	3
2	REVISÃO BIBLIOGRÁFICA	5
2.1	Capacidade de Hospedagem de GD-PV	6
2.2	Avaliação e Controle da Qualidade da Energia Elétrica (QEE) com GD-PV	7
2.3	<i>Load Peak Shaving</i>	10
2.4	Auto Consumo e Auto Suficiência	12
2.5	Considerações Finais	13
3	CARACTERIZAÇÃO DO PROBLEMA	15
3.1	Perfis de Carga	17
3.2	Alteração nos Níveis de Tensão	19
3.3	Desequilíbrio de Tensão	20
4	METODOLOGIA	23
4.1	Proposta	23
4.2	Aumento da Microgeração <i>Photovoltaic</i> (PV) na Rede de Distribuição Residencial	26
4.2.1	Rede de Distribuição Utilizada	26
4.2.2	Modelo PV	27
4.2.3	Dimensionamento da GD-PV	29
4.2.4	Aumento da GD-PV	31
4.3	Medições e Avaliação dos Impactos	33
4.4	Inserção dos Armazenadores de Energia	34
4.4.1	Modelo do ESS	34
4.4.1.1	Estado de inatividade	35
4.4.1.2	Estado de carga	36
4.4.1.3	Estado de descarga	37
4.4.2	Modo de Funcionamento do Armazenador	38
4.4.2.1	Modo de despacho seguidor	38
4.4.2.2	Funcionamento por controle externo	40
4.4.3	Dimensionamento do ESS	43
4.5	Implementação dos ESSs e Obtenção de Resultados	45

5	RESULTADOS	47
5.1	Operação da Rede Original	47
5.2	Aumento Progressivo de GD-PV	51
5.3	Aumento Progressivo de Sistemas PV-ESSs	57
5.4	Conexão de um ESS Concentrado	61
5.5	Influência da Tensão Base	65
5.6	Comparação dos Cenários	68
5.7	A Operação da Rede em 144 Horas	72
5.7.1	Consumo contínuo e alta geração PV	72
5.7.2	Consumo contínuo e geração PV incerta	75
5.7.3	Consumo no FDS e geração PV incerta	77
5.7.4	Consumo nos DUs e geração PV incerta	80
5.7.5	Considerações Parciais	82
6	CONCLUSÃO	85
	REFERÊNCIAS	87

INTRODUÇÃO

Em 1987, com a publicação do Relatório *Brundtland* pela comissão mundial sobre o meio ambiente e o desenvolvimento da ONU (Organização das Nações Unidas), e a assinatura do Protocolo de Montreal, as emissões de gases poluentes se tornaram de fato uma preocupação mundial. Desde então, vários acordos e tratados internacionais vem discutindo estratégias, propondo medidas e impondo limites, principalmente para o lançamento de dióxido de carbono na atmosfera. A partir desta realidade, um dos objetivos fundamentais passou a ser a transição da matriz energética mundial, majoritariamente composta por combustíveis fósseis, para fontes menos poluentes. Nesta direção, só na última década, a capacidade de geração de energia baseada em renováveis praticamente dobrou, aumentando de 1.227 GW em 2010 para 2.799 GW em 2020 ([IRENA, 2021](#)).

Neste mesmo período, a energia solar fotovoltaica ou PV (do inglês *Photovoltaic*), foi a que apresentou maior ascensão. Esta fechou o ano de 2020 com uma capacidade mundial instalada superior a 707,5 GW, o que representa um crescimento de quase 10 vezes desde 2011 ([IRENA, 2021](#)). Tal aumento e difusão da tecnologia, é ao mesmo tempo reflexo e causa da diminuição do seu preço de instalação. O custo médio mundial de projeto fechou 2019 em 995 dólares por kilowatt, o que significa uma redução de 79% em relação aos últimos 10 anos, e de 18% para o ano anterior ([IRENA, 2020](#)).

Esta tendência mundial também é observada no Brasil. Mesmo com um patamar menos elevado que os países mais ricos, a geração PV vem apresentando um crescimento constante no cenário nacional. Segundo a Associação Brasileira de Energia Solar Fotovoltaica ([ABSOLAR, 2021](#)), de 2012 até abril de 2021, o país passou a contar com uma capacidade instalada de 8,8 GW, sendo que 62% desta é correspondente a Geração Distribuída (GD). Ainda segundo a associação, o setor gerou um investimento privado de aproximadamente 46,4 bilhões de reais, 12,3 bilhões em arrecadações de tributos e mais de 264 mil novos empregos.

Entretanto, a geração PV traz consigo alguns desafios técnicos quanto a sua integração ao sistema elétrico. Devido ao seu caráter de produção dependente da luz solar, seu funcionamento fica restrito ao período diurno. Tal característica, dependendo da região do país, pode ocasionar um desencontro entre as curvas de geração e consumo local (Paixão *et al.*, 2018). Isto pode resultar no surgimento de um fluxo de potência bidirecional ao longo do dia, o que pode causar aumentos inesperados nos níveis de tensão e operações indevidas de dispositivos e filosofias de proteção (WALLING *et al.*, 2008). Também em razão das mudanças climáticas e sombreamentos causados por nuvens, obtém-se, muitas vezes, uma geração inconstante, que pode resultar negativamente nos indicadores associados à Qualidade da Energia Elétrica (QEE) (HAQUE; WOLFS, 2016).

Outro debate envolvendo a geração de energia PV e que vem se tornando presente e necessário para o momento, se dá sobre a regulamentação, uma vez que os Recursos de Energia Distribuídos (REDs) deixam de ser apenas uma solução alternativa para a redução das emissões de carbono e passam a ser um novo plano de negócios. Voltados para a reprodução do lucro, tornam-se então alvo de interesses conflitantes. De acordo com Agüero e Khodaei (2018), o contínuo crescimento da integração de REDs na rede elétrica são vistos de duas formas. Na primeira, as empresas do setor elétrico abordam o assunto sob uma perspectiva de custo, na qual afirmam que os consumidores que se utilizam de um sistema PV *on-grid* não arcam de forma justa com as despesas de operação e manutenção da rede. Por outro lado, na segunda, os novos empreendedores do comércio de Geradores Distribuídos Fotovoltaicos (GD-PVs) e clientes entusiastas da tecnologia, alegam que as concessionárias e as agências reguladoras não consideram os benefícios que a GD proporciona ao sistema elétrico.

Para pensar estas problemáticas no cenário nacional, é preciso fazer uma recapitulação de como a GD se restabeleceu nos últimos anos. Com a Resolução Normativa da Agência Nacional de Energia Elétrica Nº482 de Abril de 2012 (ANEEL, 2012), foram criadas as categorias de mini e microgeração distribuídas, o que possibilitou a pequenos consumidores participação ativa no funcionamento da rede elétrica. Posteriormente, a Resolução Nº687 de Novembro de 2015 (ANEEL, 2015) entrou em vigor para rever alguns pontos. Dentre eles, os mais importantes são as alterações dos limites de potência instalada de micro (de 100 para 75 kW) e mini (de 1 para 5 MW) geradores, a possibilidade de retorno de crédito à múltiplas unidades consumidoras, a geração compartilhada em consórcio ou cooperativa e outras deliberações que diminuem a burocracia para a conexão de GD à rede elétrica. Além destas resoluções listarem as imposições e particularidades para a integração de geradores junto aos pontos de consumo, também estabelecem o sistema *net metering* como o procedimento padrão para a compensação entre o consumo e a produção de energia. Entretanto, ainda em 2015, foi proposta uma revisão do marco regulatório, com foco nos aspectos econômicos, para até o fim de 2019. Houve então uma consulta pública neste ano, na qual diversas empresas e organizações se manifestaram e deixaram evidente a existência dos conflitos apontados por Agüero e Khodaei (2018) no cenário nacional. Tal revisão ainda não foi estabelecida pela ANEEL. Porém, o debate entre diversas entidades do setor elétrico continua.

Com esta realidade posta, é preciso buscar formas de se amenizar os desafios técnicos, e que por conseguinte tornem a integração da GD mais viável e vantajosa do ponto de vista econômico. É a partir de tal escopo que se deve buscar por novas perspectivas, as quais possam conciliar os interesses dos usuários e gestores do sistema elétrico. Neste sentido, muito tem-se apostado em alternativas de armazenamento de energia.

A tecnologia dos sistemas de armazenamento de energia (do inglês, *Energy Storage System* - ESS) já é há algum tempo um recurso utilizado em conjunto com as fontes renováveis de energia. Estima-se que até a metade de 2017 a capacidade instalada total de baterias eletroquímicas estacionárias era de 1,6 GWh, sendo 59% destas apenas de tecnologias baseadas em íon lítio (IRENA, 2017). Ainda segundo o relatório da IRENA (2017), o custo de instalação de baterias de íon lítio no mesmo ano girava em torno de 473 a 1.260 dólares por kWh e que este custo será inferior a 100 dólares até 2030. Só entre 2013 e 2016, na Alemanha, foram instalados 55 mil armazenadores de energia junto a geradores PV com o objetivo de aumento do auto consumo, culminando em 300 MWh de capacidade instalada.

Com esta tecnologia se tornando cada vez mais acessível, o armazenamento de energia nos períodos de baixa demanda poderia suprir o consumo nos momentos em que este assumir valores muito elevados, reduzindo assim o fluxo de potência da subestação (SPARACINO *et al.*, 2012). Trazendo esta estratégia para o contexto da GD, o armazenamento pode ser feito quando houver um excedente da geração local em relação ao consumo, possibilitando assim evitar o aumento de consumo que costumeiramente ocorre no início da noite (MUTTQI *et al.*, 2017). Além de proporcionar as melhorias já estabelecidas pelo *peak shaving*, mitigando as quedas de tensão e de perdas no horário de ponta, também evitará os problemas técnicos ocasionados pelo fluxo inverso de potência decorrentes da GD.

Isto posto, pode-se afirmar que o contexto atual, com todas suas particularidades e contradições, reflete um crescente interesse por fontes de energia menos poluentes. Tal realidade impõe a busca por soluções de desafios técnicos que surgem no sistema elétrico atual, cria novas perspectivas de negócios e um modelo comercial novo, no qual esta tecnologia adentra no cenário nacional. Partindo de tal realidade, a proposta desta pesquisa é verificar como a rede elétrica de distribuição em Baixa Tensão (BT) reage ao modelo atual de crescimento da GD-PV. Posteriormente, seguindo a mesma lógica comercial, bem como as tendências que visam melhorar a operação do sistema elétrico e do aproveitamento da energia limpa, tem-se como objetivo adicionar sistemas de ESSs distribuídos, ou de forma concentrada, junto à GD-PV, e assim reavaliar as possíveis vantagens e ou desvantagens técnicas entre as abordagens.

1.1 Organização do Trabalho

Este trabalho é dividido em seis capítulos. Neste primeiro é realizada uma contextualização da GD e dos desafios observados para o sistema elétrico convencional. A partir disto, são

postos a motivação e os objetivos do estudo.

No Capítulo 2 é elaborada uma revisão bibliográfica sobre os principais estudos relacionados a integração de GD-PV na rede de distribuição. Ela é executada perpassando pelos temas centrais relacionados ao objeto de pesquisa. Logo, são colocados trabalhos sobre a avaliação da QEE, capacidade de hospedagem, corte dos picos de demanda (*Load Peak Shaving*) e propostas de melhoria no auto consumo e auto suficiência.

Já no Capítulo 3, são apontadas as particularidades e exigências acerca dos sistemas PV para a GD na conjuntura nacional. Posteriormente, apontam-se os problemas que serão observados nas simulações a serem realizadas. São então esboçados os métodos de quantificação e apontados seus limites a partir do que é previsto em norma.

No Capítulo 4, referente a Metodologia, são pormenorizadas as simulações e análises propostas. Também são descritos os sistemas e dispositivos, bem como as modelagens via o *software* de simulação computacional utilizado, o *OpenDSS (Open Distribution System Simulator)*.

Prosseguindo para o Capítulo 5, são expostos os resultados obtidos a partir das simulações. Estes são baseados nos apontamentos feitos no Capítulo 3 e na lógica apresentada no Capítulo 4. Em termos gerais, apresenta-se o comportamento original da rede simulada, seguido pelas reações ocasionadas pela integração progressiva dos REDs. Finaliza-se esta parte com uma comparação entre as situações observadas.

Conclui-se então com o Capítulo 6, ponderando os resultados obtidos até a finalização dos trabalhos e elencando as possíveis melhorias, contribuições e avanços para esta pesquisa.

REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

A popularização da GD, e o crescente incentivo à utilização de fontes limpas de energia, impulsionam o interesse dos consumidores conectados às redes de distribuição de BT a produzirem sua própria energia. Tal cenário cria novos mercados voltados para a venda de pequenos geradores e da própria energia produzida. Por sua vez, tais relações comerciais necessitam ser regulamentadas, obedecendo uma série de normas para que se mantenha o equilíbrio nas negociações e o bom funcionamento dos sistemas elétricos em que serão inseridos estes geradores.

Em relação ao cenário nacional, o potencial de geração de energia elétrica, a partir da luminosidade solar, é muito alto. Desta forma, a GD mais difundida e utilizada é o gerador PV. Os equipamentos necessários para a conversão e inserção da energia no sistema elétrico apresentam baixa complexidade de instalação e são facilmente integrados nas edificações. Os painéis solares, na maioria dos casos, são instalados nos telhados, espaço que muitas vezes se encontra ocioso nas residências ou prédios comerciais. Junto a sua popularização, observa-se também uma diminuição constante no preço destes geradores, o que aumenta ainda mais a facilidade de acesso aos mesmos.

Uma vez que é observado um aumento da inserção de micro e mini geração PV nos sistemas de distribuição, devido ao crescente interesse e facilidade de acesso aos mesmos, vários autores tem direcionado esforços para a análise desta realidade.

Neste contexto, este segundo capítulo tem como objetivo revisar trabalhos que abordem estudos relacionados as regulamentações envolvendo GD, os desafios encontrados pela integração desta tecnologia na rede elétrica, soluções e melhorias utilizando tais recursos e o aspecto do retorno financeiro que pode ser produzido tanto para os consumidores, quanto para as concessionárias de energia. Tal revisão visa proporcionar um melhor entendimento do contexto da GD-PV no cenário mundial e nacional, dos pontos de vista normativo, técnico, e econômico. A partir destas averiguações, será possível mensurar a situação atual da GD e ponderar sobre

novas tendências neste segmento.

2.1 Capacidade de Hospedagem de GD-PV

Os trabalhos de [Carollo, Chaudhary e Pillai \(2015\)](#) e [Ebe *et al.* \(2017\)](#) são citados como exemplos da avaliação da capacidade de hospedagem utilizando métodos determinísticos. O primeiro define estratégias de aumento da inserção PV de acordo com o posicionamento do barramento da subestação, aumentando os geradores até atingir a máxima hospedagem. Isto foi realizado pela análise de fluxos de carga consecutivos, estabelecendo como limites a violação dos níveis de tensão, sobrecarga dos condutores, transformadores e o coeficiente máximo de utilização do potencial da geração PV instalada nos telhados. O segundo trabalho também utiliza fluxos de carga determinísticos, porém, desequilibrados. Foram determinados diferentes níveis de penetração da geração PV, juntamente com veículos elétricos, e diferentes esquemas de tarifação. A partir dessas análises, obteve-se o perfil de carregamento durante um dia para cada tipo de precificação da energia.

Visando também o aumento da microgeração residencial com geradores PVs e a capacidade de hospedagem dos sistemas de baixa tensão, [Torquato *et al.* \(2018\)](#) utilizaram o Método de Monte Carlo para a análise dos impactos na QEE. Foram observados os parâmetros limitantes para a alocação de GD, como a sobre e subtensão, desequilíbrio de fase e carregamento dos equipamentos. As curvas baseadas em risco para a hospedagem dos sistemas PVs permitiriam um melhor planejamento da inserção de novos geradores, apontando as violações na QEE mais comuns, e assim permitindo a apuração de técnicas focadas para mitigar o problema limitante da rede analisada. Verificaram ainda que a sobretensão é o fator que mais restringe a capacidade das redes de baixa tensão. [Ruiz-Rodriguez, Hernández e Jurado \(2015\)](#) utilizaram anteriormente da mesma ferramenta estocástica, porém, focando no nível de desequilíbrio de fases. Após a obtenção randômica das variáveis de entrada (carga, potência do GD-PV, etc.), estas foram aplicadas no cálculo de um fluxo de carga probabilístico para determinar o nível máximo de inserção e tamanho dos geradores PVs.

[Brolin, Rolim e Trindade \(2018\)](#) propõem uma análise da capacidade de hospedagem de uma rede de distribuição em baixa tensão por um método de triagem dos possíveis pontos de conexão dos geradores PVs. Todos os consumidores são separados e ordenados levando em consideração os parâmetros da rede no ponto em que estão ligados. Em seguida, por meio de fluxos de carga de série temporal e a definição do limite a ser estudado (no caso deste trabalho, a sobretensão), os consumidores foram divididos em grupos, baseados no limite máximo de geração de potência ativa e no parâmetro utilizado para a triagem. Uma vez completo o estudo, o mesmo foi representado graficamente, gerando duas possíveis regiões, a de aceitação e a de investigações adicionais. Desta forma, a cada nova possível conexão de um gerador PV na rede, é verificado o ponto de hospedagem em que a mesma se encontra e definido a viabilidade da

nova instalação, antes de se apelar para considerações mais complexas da situação da rede. Tal ferramenta busca tornar o processo de análise da disponibilidade de novas conexões GD-PVs mais rápido, dispensando estudos específicos para todo novo pedido de conexão, reduzindo mão de obra e tempo de processamento.

O trabalho de [Mulenga, Bollen e Etherden \(2020\)](#), faz uma revisão bibliográfica dos métodos utilizados para a quantificação da capacidade de hospedagem de geração PV nas redes de baixa tensão. Primeiramente, a pesquisa apresenta como são definidas as abordagens para a definição das capacidades de hospedagem. Define-se o fenômeno estudado, os possíveis índices de desempenho e, posteriormente, o limite que estes deverão obedecer. Por fim, escolhe-se o método de cálculo colocando os índices como funções da penetração de geração PV. São consideradas três estratégias diferentes: determinística, estocástica e de série temporal. Os autores listaram vários trabalhos utilizando cada uma destas técnicas e apontaram vantagens e desvantagens de cada uma, levando em consideração os dados de entrada, exatidão dos resultados, tempo de simulação, incertezas, as alterações no tempo e os modelos utilizados.

2.2 Avaliação e Controle da QEE com GD-PV

[Shahnian et al. \(2010\)](#) demonstram o efeito do local de conexão da GD e do carregamento desigual das fases nos alimentadores. Os sistemas PVs inseridos nos locais mais distantes do alimentador apresentam menor influência negativa no desequilíbrio de tensão e podem apresentar até uma melhora, uma vez que tais pontos sofrem com uma maior queda de tensão intrínseca da rede e a injeção de potência diminui este efeito. O mesmo é válido para as fases mais carregadas.

Em [Chua et al. \(2012\)](#), utilizando um sistema de armazenamento de energia junto a um algoritmo de controle, buscou-se mitigar o desequilíbrio de tensão e aumentar a eficiência da rede. Foram variados os níveis de penetração da geração PV e o Fator de Potência (FP) das cargas nos modelos de teste para as situações em que o ESS estivesse presente ou não. O método proposto se mostrou eficaz, diminuindo o índice de desequilíbrio e as perdas na rede. Por fim, foram feitos testes em laboratório com equipamentos físicos emulando o funcionamento de uma rede de pequena escala. Os autores levaram em consideração as condições de carga equilibrada e altamente desequilibrada, com o consumo todo concentrado em uma fase. A análise foi realizada mediante a variação da carga e da penetração da geração PV no sistema, bem como da fase em que o PV e o ESS estariam conectados. Os autores mostraram que a melhor opção é alocar tanto os geradores quanto o armazenamento na mesma fase, uma vez que esta configuração apresentou as menores perdas e um desvio nos valores de tensão inferior a 0,8% nos piores casos de desequilíbrio de carga.

Em se tratando da geração de energia a partir da radiação solar, é preciso levar em consideração o perfil diário de funcionamento do sistema. Desta forma [Alam, Muttaqi e Sutanto \(2013\)](#) analisaram tal característica dos sistemas PVs em relação a tensão e corrente de neutro.

Como era de se esperar, tais impactos se mostram mais relevantes nos momentos de maior geração de energia. Mais adiante, os autores propõem a utilização de sistemas distribuídos de armazenamento de energia, junto a um algoritmo de controle de carga e de descarga para mitigar tais efeitos (ALAM; MUTTAQI; SUTANTO, 2015).

Paralelamente às redes elétricas radiais, também é preciso considerar a possibilidade de diferentes configurações de distribuição de energia e os efeitos da GD nestes casos. Barreto (2014) relembra em sua pesquisa que um sistema de distribuição reticulado se mostra muito eficiente nas áreas com alta densidade de carga. Diferentemente dos usuais sistemas radiais, esta arquitetura conta com mais de um alimentador, com transformadores em paralelo conectando os barramentos de média e baixa tensão. Protetores de Rede (*Network Protectors*) são instalados no secundário de cada transformador, sendo responsáveis por abrir o circuito em caso de faltas e religar o mesmo quando o defeito for retirado. Contudo, devido a característica direcional dos sistemas de distribuição convencionais, os protetores só permitem o fluxo de potência no sentido subestação-consumidor, inviabilizando a injeção de energia na rede por uma possível GD. Visando contornar esta situação e integrar as novas tecnologias de geração nestes sistemas, Barreto (2014) propõe um novo algoritmo de proteção para atuar em conjunto com os protetores de rede. A técnica se utiliza da comunicação entre as proteções de cada alimentador e verifica constantemente o sentido da corrente que passa por eles. A partir da análise e comparação destas medidas, o relé passa a diferenciar uma falta real de uma contribuição da GD.

Já em Neto (2016) é verificado a alteração das curvas de carga com a presença de geradores fotovoltaicos. Os estudos foram feitos a partir de perfis de consumo residenciais, comerciais e industriais, na presença de geradores com fator de potência unitário, capacitivo e indutivo. Também utilizou de sistemas de armazenamento de energia, que se mostraram eficazes no controle destes perfis de carga. Analisou ainda parâmetros da QEE na presença de GD, que foram a variação de tensão no ponto de conexão, o fator de potência e a distorção harmônica, todos medidos no ponto de conexão com a concessionária. As conclusões mais pertinentes mostram que o controle da potência reativa no inversor pode amenizar possíveis desvios de tensão e regular o fator de potência das unidades consumidoras. Aponta ainda que se a carga requerida da rede é reduzida, os transformadores de distribuição trabalham com uma potência inferior a sua nominal, tendo assim uma menor deterioração e aumento de sua vida útil. Todas estas averiguações são importantes para um contexto de baixa penetração dos geradores PVs nas redes de baixa tensão. Porém, a micro e a mini geração distribuída tem ganho cada vez mais força, e uma análise mais geral, focada na crescente inserção destas no sistema elétrico se faz necessária.

Em seu artigo de revisão, Haque e Wolfs (2016) apresentam uma reflexão do crescimento da geração PV, os desafios encontrados para sua integração nas redes de distribuição, os impactos gerados e as medidas que amenizariam os distúrbios. Levando em consideração a característica radial das redes de baixa tensão, o alto fator R/X e a presença de cargas assimétricas são

apontados como origens de problemas associados à QEE envolvendo as grandezas de tensão. Conforme comentado, a sobretensão e o desequilíbrio das fases foram os maiores limitantes para a conexão de novos geradores PV na baixa tensão. Desta forma foi feita uma revisão de alguns trabalhos que refletem como a penetração da geração PV pode influenciar na rede. Além disso, são enumeradas diversas técnicas, convencionais e em desenvolvimento, para a mitigação destes efeitos.

[Schwanz et al. \(2017\)](#) ressaltam que com a inserção dos geradores PVs monofásicos na rede de distribuição, verifica-se um aumento nos índices de desequilíbrio de tensão. E que tal efeito está diretamente ligado ao nível de penetração PV na rede e ao tamanho individual de cada um destes sistemas. Os autores também denotam que apesar dos indícios de que tais indicadores não ultrapassam 3%, mesmo para um grande número de GD conectadas, é preciso se atentar aos possíveis efeitos danosos na rede e aos limites impostos pelas agências reguladoras.

[Muttqi et al. \(2017\)](#) revisam diversas normas e estudos sobre a penetração máxima de sistemas PVs na média e baixa tensão. Também fazem análises dos efeitos das técnicas de mitigação do fluxo de carga reverso, sobretensão e desequilíbrio de fases por meio de diversas simulações. A conclusão mais pertinente dos autores foi a impossibilidade de determinar um nível máximo absoluto da inserção de geradores PVs, uma vez que o aumento de tensão gerado pelo fluxo reverso de potência é muito dependente do comportamento característico de cada carga durante o dia. Criticam também a alocação de geradores PVs no fim dos alimentadores com fases mais carregadas com o objetivo de diminuir o desequilíbrio entre fases, como proposto em [Shahnia et al. \(2010\)](#). Conforme bem justificado pelos autores, uma vez que esta forma de geração tem um caráter intermitente, limitada ao período diurno e passível de interrupções devido ao sombreamento causado pelas nuvens, não seria uma boa opção para o problema. Nestes casos, apenas uma redistribuição das cargas já seria uma solução viável.

Nas redes trifásicas a quatro fios, o desequilíbrio de fases ainda pode gerar o deslocamento do ponto de neutro, o que significa o surgimento de uma tensão de sequência zero e a circulação de corrente pelo neutro. [Hung e Mishra \(2018\)](#) verificaram estes efeitos causados pela conexão de GD-PV em uma única fase. Os autores ainda apontam que o desequilíbrio ocasionado é constituído pelo aumento da tensão em duas fases (sendo uma delas a que recebe os GDs) e pela diminuição na fase restante. Sugerem ainda que o desequilíbrio relacionado à tensão de sequência zero seja considerado como fator limitante para a conexão de GD-PV na rede, uma vez que ele é muito mais sensível à presença da GD monofásica do que a sequência negativa.

A instabilidade dinâmica de tensão é uma das principais preocupações nos sistemas de distribuição em baixa tensão, graças ao aumento da presença de cargas com baixa inércia. Neste cenário, [Islam et al. \(2019\)](#) examinam o impacto causado pelo desequilíbrio de tensão, em conjunto com a penetração da geração PV monofásica na estabilidade de uma rede de distribuição. Foram investigados 5 casos de desequilíbrio, com uma penetração de 50% de geradores PVs em um sistema de 4 barras do *Institute of Electrical and Electronics Engineers* (IEEE). Nestas

situações, foi simulada uma falta trifásica com duração de 0,2 s e analisada a severidade da instabilidade gerada a partir do cálculo do *Transient Voltage Severity Index* (TVSI). Os casos de maior desequilíbrio mostraram-se mais instáveis mediante a situação de falta aplicada. A partir deste resultado, os autores utilizaram os sistemas PVs para dar suporte de reativo e para acelerar a recuperação dos níveis de tensão pós-falta, e assim diminuir o TVSI.

Lin *et al.* (2019) expõem um método para mitigar o desequilíbrio das correntes de fase de uma rede com cargas desequilibradas utilizando um gerador PV de dois estágios. O controle foi feito a partir da compensação das correntes dos eixos $dq0$ no inversor. Além disso, uma rede neural fuzzy do tipo CFNN-AMF (*Compensatory Neural Fuzzy Network with an Asymmetric Membership Function*) substituiu o tradicional controle PI (Proporcional-Integral) do nível de tensão do barramento Corrente Contínua (CC). Com estes artifícios, o desempenho do sistema testado melhorou em situações de variação de cargas. Por fim, foi possível reduzir tanto o nível de desequilíbrio entre as correntes na rede, como também diminuir o tempo de estabilização do sistema no instante de alteração de carga.

2.3 Load Peak Shaving

Com o intuito de simplificar e acelerar o algoritmo responsável pelo nivelamento dos picos de carga, Rahimi *et al.* (2013) basearam a sua estratégia na previsão dos perfis de carregamento. Utilizam ainda conceitos de barras de energia e fatores de peso representando o estado dos dispositivos de armazenamento. Tal abordagem traz a vantagem de dispensar o conhecimento da topologia do sistema e seus parâmetros, como, por exemplo, as impedâncias das linhas. Com a potência total consumida sendo observada da subestação, o objetivo foi fazer com que a mesma estivesse sempre o mais próxima possível de seu valor médio previsto, reduzindo os valores de pico máximos e mínimos. Para isto foi definido um tempo de utilização, que caracteriza o ciclo completo de carga e descarga das baterias, o mesmo sendo ainda dividido em intervalos menores. Utilizando o conceito de janela deslizante, o algoritmo leva em consideração os valores absolutos de consumo de potência antecipados com o estado de carga da bateria, tomando assim a decisão na atuação dos armazenadores para a redução dos picos de consumo.

Visando principalmente a regulação de tensão e o *Peak Load Shaving* (PLS), Yang *et al.* (2014) apresentam uma análise do custo benefício da instalação de *Battery Energy Storage System* (BESS) no contexto de uma rede de distribuição com alta penetração de geração PV. Tal estudo considera a influência do armazenamento na redução do desgaste dos reguladores de tensão, na alteração do perfil de carga e na geração de energia local. Uma vez que o algoritmo de controle associado ao BESS garante a manutenção dos níveis de tensão e o PLS, os dispositivos de regulação são menos requisitados, reduzindo assim o desgaste sofrido pelos mesmos. Também há a vantagem de se reduzir o consumo de energia da rede nos horários de pico, e ainda injetar potência neste período, minimizando os custos oriundos das tarifas da distribuidora.

Contrabalanceado as vantagens apresentadas, há os custos de instalação e a depreciação do BESS. Relacionando o custo benefício com o tamanho dos armazenadores, é possível definir a capacidade ótima do banco a ser conectado a carga, maximizando os ganhos e reduzindo os gastos. Durante o estudo de caso, os autores chegam à conclusão que todos os sistemas analisados apresentam gastos anuais. Isto quer dizer que não há lucro econômico devido aos atuais preços das baterias. Afirmam ainda que tal feito poderia ser obtido se o BESS fosse aplicado para atender múltiplas funções ou quando o preço destes dispositivos for reduzido no futuro.

Em outro artigo, [Jayasekara, Wolfs e Masoum \(2014\)](#) desenvolvem um modelo de otimização do BESS visando a maximização do retorno econômico junto a regulação dos níveis de tensão de uma rede de distribuição com alta penetração de GD-PVs. Além disso, propõem ainda um algoritmo de gerenciamento ótimo da carga dos armazenadores. O controle de operações utiliza-se de dados históricos armazenados e medidas em tempo real das condições do clima e de carregamento da rede. Posteriormente, obtém a previsão de potência requerida do BESS, que passa a injetar ou receber energia no ponto de acoplamento. Diferentemente da maioria dos trabalhos já citados, os BESSs em questão não estão necessariamente associados à GD, presente em todas as cargas. Nas simulações propostas, foram alocados 26 BESSs de forma aleatória ao longo da rede. Os autores observaram que os dispositivos localizados próximos a subestação, se carregam mais no início da manhã, diferentemente dos mais distantes, que se carregam mais nos horários de pico da geração PV. Isto se dá, pois a sobretensão ocasionada pelo fluxo reverso de potência ocorre predominantemente nos barramentos mais distantes. Logo, as baterias alocadas ali são responsáveis pela captura desse escoamento. Demonstram ainda que o controle do fator de potência pode flexibilizar a otimização do sistema e reduzir o tamanho das baterias necessárias para o controle do nível de tensão da rede.

[Nayak e Nayak \(2017\)](#) formularam um problema de otimização para o dimensionamento ótimo do banco de baterias junto à geração PV, com o objetivo de reduzir o custo de operação anual. Tal custo é composto pelo preço da energia consumida na rede, dispêndio com a perda de capacidade das baterias e o custo anualizado do inversor. Uma vez que a tarifação utilizada varia de acordo com o tempo, sendo maior nos períodos de elevado consumo, a combinação de geração e armazenamento local funcionando de forma otimizada terão uma característica de PLS. O trabalho em questão não observa o contexto da rede, considerando apenas o viés econômico do consumidor. Desta forma, pode ser aplicado como um recurso para o projeto otimizado de um sistema PV-BESS.

Pensando em sistemas de armazenamento residencial, [Barzkar e Hosseini \(2018\)](#) modelaram matematicamente o PLS. Tal modelo foi obtido a partir dos valores de energia e potência consumidas pelas cargas, oferecidas pela rede, estocadas pelos armazenadores e perdas na operação dos mesmos. A partir destes parâmetros, os autores formularam um problema de otimização que responde com o melhor desempenho do sistema para o PLS. Considerando as soluções obtidas, propuseram ainda um método em tempo real, o qual dispensa processamentos

complexos e análises de previsões. Ambas as estratégias foram comparadas e mostraram-se eficazes, uma vez que nos resultados obtidos foram observados grandes reduções nos picos de consumo, diminuindo as oscilações e nivelando o perfil de carga próximo a um valor médio. Os autores ainda afirmam que o algoritmo é adaptável, podendo até funcionar junto a REDs.

2.4 Auto Consumo e Auto Suficiência

Com a utilização de elementos armazenadores junto a geração distribuída, passa a ser possível aumentar o consumo da energia gerada no próprio local. Cogita-se também a possibilidade de alcançar a auto suficiência de energia para o usuário. Neste sentido, alguns trabalhos buscam avaliar a capacidade de produção da GD, o tamanho do ESS e os fatores econômicos, quantificando assim estas eventualidades.

Com o intuito de garantir o autoconsumo e a diminuição da energia injetada na rede durante o período de máxima geração do PV, [Moshövel et al. \(2015\)](#) propõem um sistema de gerenciamento de carga do BESS utilizando previsões baseadas em perfis de carga e geração obtidos previamente. Um controlador PI fica responsável por ajustar as condições de carga caso a situação real esteja diferente da prevista. Tal estratégia apresentou grande potencial no alívio da rede nos horários de maior insolação, enquanto manteve um alto consumo local da energia gerada pelo GD-PV.

[Quoilin et al. \(2016\)](#) e [Li, Gao e Ruan \(2018\)](#) analisam o funcionamento do armazenamento em um sistema PV-BESS. Ambos os trabalhos concluem que alcançar a auto suficiência contínua com a energia gerada localmente é impossível sem o sobredimensionamento excessivo do PV ou do BESS, o que seria economicamente inviável. Mostram ainda que os benefícios financeiros do auto consumo são estreitamente dependentes da estrutura tarifária, a qual define a diferença de preços de compra e venda de energia. Logo, um dos principais fatores a se levar em consideração é a regulamentação vigente no local a ser estudado. [Quoilin et al. \(2016\)](#) ainda verificam o efeito da potência máxima das baterias utilizadas. Tal característica tem grande influência sobre a tentativa de se alcançar a auto suficiência para as capacidades de armazenamento maiores, pois é ela que possibilita ciclos de carga e descarga mais rápidos. Enquanto isso [Li, Gao e Ruan \(2018\)](#), fazem uma análise do comportamento do sistema PV-BESS e do auto consumo em relação aos meses do ano. Com as sucessão dos períodos sazonais, ocorrem variações na irradiação solar, o que influencia diretamente na produção de energia, além das mudanças no comportamento das cargas. Logo, altera-se a proporção entre energia gerada, armazenada e consumida.

Considerando o desafio de se implementar um sistema que maximize o auto consumo e minimize as despesas, [Linssen, Stenzel e Fleer \(2017\)](#) propõem uma otimização dos custos de uma perspectiva técnica e financeira. Para isso, utilizam-se de simulações considerando um perfil de consumo temporal de alta resolução, os parâmetros dos sistemas PVs e BESSs, e a estrutura

regulatória da Alemanha. Assim como os trabalhos anteriores, destacam que a regulamentação imposta é um aspecto fundamental para a determinação do impacto monetário. Ressaltam ainda a importância da representação realista da curva de carga do consumo de unidades individuais. Segundo os autores, representações de consumo agregadas podem levar a resultados de auto consumo e custo total muito otimistas, culminando em falsas conclusões sobre a viabilidade econômica.

2.5 Considerações Finais

Com esta revisão bibliográfica destaca-se dois interesses centrais quanto à pesquisa sobre os sistemas PV. O primeiro diz respeito à capacidade da rede elétrica em integrar estes geradores, mantendo a sua operação dentro dos limites estabelecidos. O outro busca identificar soluções para os possíveis desafios trazidos pela GD e até melhorar as condições iniciais do sistema elétrico. Para estas soluções o foco passa a ser a combinação de diferentes REDs e novas estratégias de controle dos mesmos.

A partir da observação do contexto nacional, percebe-se que a preocupação atual está mais ligada ao primeiro ponto citado anteriormente. A capacidade da micro e mini GD só tende a aumentar, e o que passa a conduzir o debate acerca desta tecnologia é a preocupação com a capacidade da rede. Tal discussão por sua vez é impulsionada pelos interesses conflitantes entre a concessionária de energia e seus usuários finais.

Enquanto isso, as possíveis técnicas de melhoria, tanto as citadas neste capítulo, quanto as diversas estratégias de controle *volt-var* que a GD proporcionaria, são postas de lado. Estas são vistas como tecnologias caras e fora do escopo de operação dos REDs residenciais conectados na rede de BT. A partir desta realidade, esta pesquisa busca caracterizar os problemas atuais relacionados aos GD-PVs e, mais adiante, avaliar a possibilidade da utilização de ESS, para que beneficie tanto o consumidor de energia, quanto o funcionamento da rede elétrica.

CARACTERIZAÇÃO DO PROBLEMA

Os índices relacionados à QEE são de grande interesse para a boa operação dos sistemas de distribuição. É essencial que as grandezas elétricas estejam de acordo com os valores regulamentados de magnitude e frequência, apresentando ainda uma forma de onda ideal e em fase. A motivação pela manutenção destes padrões se deve a sensibilidade, tanto dos equipamentos que constituem o sistema elétrico, quanto as cargas conectadas ao mesmo, que podem reagir de forma indesejável em caso de oscilações bruscas no sistema, podendo até ser danificadas. A ANEEL, por meio do Módulo 8 do PRODIST ([ANEEL, 2021](#)), regulamenta e estabelece indicadores referentes aos fenômenos pertinentes à QEE. Caso o fornecimento de energia por parte da distribuidora não esteja de acordo com tais diretrizes, a mesma poderá arcar com multas e ressarcimentos a seus consumidores. Como fato, tem-se que as interações do consumidor com o sistema elétrico também podem gerar distúrbios associados à falta da QEE. As cargas não lineares, por exemplo, podem ser responsáveis pela injeção de conteúdos harmônicos indesejáveis na rede que acarretam em perdas Joules em condutores e transformadores. Ainda neste sentido, a GD nas unidades consumidoras também passa a ser responsável por alterações nos níveis de tensão e corrente que refletem na QEE, e deve ser observada.

Com o objetivo de regularizar, fiscalizar e reduzir os possíveis impactos ocasionados pelos geradores PVs, todos os equipamentos que o constituem devem ser certificados por órgãos competentes. No caso específico do Brasil, tal responsabilidade é atribuída ao Instituto Nacional de Metrologia, Qualidade e Tecnologia (INMETRO).

No caso dos micro e mini geradores solares usualmente conectados na rede de BT, o dispositivo responsável pela interface entre a geração e o sistema de distribuição é o inversor. De acordo com a Portaria 004/2011 do [INMETRO \(2011\)](#), tal equipamento deve passar por testes em laboratórios certificados para que possam ser registrados posteriormente no órgão e, só assim, estará apto a ser comercializado. De acordo com o anexo desta portaria, são realizados 17 ensaios, os quais são:

1. Cintilação;
2. Injeção de componente contínua;
3. Harmônicos e distorção da forma de onda;
4. Fator de potência;
5. Injeção/demanda de potência reativa;
6. Sobre/sub tensão;
7. Sobre/sub frequência;
8. Controle da potência ativa em sobre frequência;
9. Reconexão;
10. Religamento automático fora de fase;
11. Modulação de potência ativa;
12. Modulação de potência reativa;
13. Desconexão do sistema fotovoltaico da rede;
14. Requisitos de suportabilidade para subtensões decorrentes de faltas na rede;
15. Proteção contra inversão de polaridade;
16. Sobrecarga; e
17. Anti-ilhamento.

Os testes de 1 a 14 devem seguir as normas estabelecidas pela ABNT NBR 16149:2013. Os testes 15 e 16 são descritos no próprio documento do INMETRO. Já o teste 17 segue as recomendações da ABNT NBR IEC 62116:2012.

Também se parte do pressuposto que todos os geradores PVs a serem conectados na rede de distribuição estejam certificados e que não contribuirão individualmente de forma ativa para a degradação dos índices de QEE. O interesse do estudo passa a ser então os possíveis efeitos em decorrência da relação com o sistema elétrico como um todo. Uma vez que a energia produzida por fontes solares possuem um caráter intermitente e só produzem energia durante determinado período do dia, isto irá descaracterizar o perfil de carga de determinado consumidor que opte por sua utilização. Com o aumento da popularidade e a crescente inserção destes geradores em residências e pequenos comércios, espera-se que o fluxo de potência ao longo do dia passe por mudanças substanciais. Desta maneira, é preciso analisar tal comportamento e buscar soluções para os possíveis problemas que isso possa ocasionar.

3.1 Perfis de Carga

O primeiro ponto a ser observado é como a geração local em um consumidor irá alterar o seu perfil de demanda de energia da rede. Do ponto de vista da distribuidora, uma residência é uma carga variável com um perfil de comportamento diário. Ou seja, a curva característica de consumo de energia de uma unidade residencial tende a se repetir diariamente. Isto se deve ao fato de que o uso de aparelhos elétricos está diretamente relacionado a rotina diária das pessoas que os utilizam. Logo, levando em consideração a organização dos horários comerciais de determinada região, e assumindo que a grande maioria das pessoas tem sua rotina definida por eles, é possível traçar um paralelo entre o consumo e o cotidiano domiciliar.

No trabalho de [Jardini *et al.* \(2000\)](#), é feito um estudo para determinar tais perfis de consumo no estado de São Paulo a partir de medidas em campo. A Figura 1 representa a curva resultante para o consumo residencial de 47 unidades, com consumos mensais de 51 kWh a 200 kWh. Pode-se observar que há uma queda no consumo de energia entre o fim da noite e início da manhã (0h às 6h), seguido de um leve aumento constante até o fim da tarde (6h às 16h) e, por fim, há um pico no consumo (16h às 24h) que é seguido pela repetição do perfil no dia seguinte. Interpretando este comportamento com base na organização de uma residência usual de trabalhadores, entende-se que a utilização de energia é reduzida nos períodos destinados ao sono, sofre um aumento gradual a partir do momento em que os indivíduos se levantam e tem um considerável aumento quando é chegado o fim do expediente comercial. É neste último período em que as pessoas retornam para suas casas, onde passam a utilizar recursos que demandam mais eletricidade, tendo assim um disparo no consumo. Este aumento brusco se deve muito provavelmente ao tipo de aquecimento utilizado nos chuveiros brasileiros, os quais são compostos de componentes resistivos que necessitam de uma potência elevada. Além é claro, da utilização de iluminação, uma vez que já está anoitecendo, e dos diversos equipamentos eletrônicos que serão utilizados no tempo ocioso das pessoas.

Figura 1 – Perfil da carga residencial.

Fonte: Adaptada de [Jardini *et al.* \(2000\)](#).

Para as empresas responsáveis pela distribuição de energia elétrica, é fundamental conhecer o perfil de consumo residencial, bem como o comercial e industrial. É a partir deles que tais companhias baseiam a compra dos lotes de energia nos leilões realizados pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE) e regulados pela ANEEL. Além da previsão da quantidade de energia necessária para suprir a demanda dos consumidores, é necessário saber o horário em que tais demandas serão requisitadas, uma vez que o preço cobrado pelas geradoras de energia é dinâmico e varia ao longo do dia. Desta forma, quanto maior for a demanda, maior será o preço do kWh. Tal estratégia também é utilizada pelas distribuidoras para a sua tarifação, uma vez que consumidores ligados em níveis de tensão mais elevados necessitam definir uma demanda máxima de potência e também estão sujeitos a uma tarifação dinâmica.

Levando em consideração apenas o consumo dos usuários da rede de distribuição, é possível definir um perfil característico para cada finalidade (residência, comércio, indústria). Entretanto, com a popularização da GD, tais perfis são alterados. A instalação de um gerador em um ponto da rede onde haveria apenas carga, descaracteriza o consumo diário da mesma. Com o aumento gradativo da penetração da GD, tal perfil, antes comum e conhecido, passa por mudanças.

Os autores [Paixão et al. \(2018\)](#), propuseram-se a estudar a influência da penetração da GD-PV no perfil de carga diário de uma rede de distribuição residencial no sul do Brasil. Na Figura 2, são mostradas curvas de consumo em um dia útil no verão, para níveis distintos de penetração PV. Observa-se que, com a maior produção de energia durante o dia, há o surgimento de um vale neste horário. Para os casos de maior penetração, a curva chega a assumir valores negativos indicando um fluxo de potência reverso no alimentador. Entretanto, o pico de consumo ao fim da tarde, característico do consumo domiciliar, persiste.

Figura 2 – Perfil de carga em um alimentador de uma rede de distribuição residencial com a penetração de GD-PV.

Fonte: Adaptada de [Paixão et al. \(2018\)](#).

Caso esta tendência de alterações não seja observada e planejada pela distribuidora, a mesma pode sofrer com perdas econômicas relacionadas a compra e venda de energia. Junto a isso, a operação da rede deve ser reestruturada de acordo com essa nova realidade, de forma a evitar um aumento de perdas na eficiência da rede, desvios de tensão nos terminais dos alimentadores e desequilíbrio de fase.

3.2 Alteração nos Níveis de Tensão

De acordo com [Torquato et al. \(2018\)](#), o maior limitante operacional para a hospedagem de GD-PV é a sobretensão ocasionada em seu ponto de acoplamento. Conforme o Módulo 8 do PRODIST ([ANEEL, 2021](#)), instalações de até 1 kV devem permanecer em uma faixa de 95% a 105% de seu valor nominal de tensão, por pelo menos 97% do tempo.

Tomando o ponto de acoplamento de um prosumidor como referência, assumindo que o PV tenha um fator de potência unitário, e que a geração em determinado instante seja maior que o consumo, pode-se avaliar como surge tal efeito.

Figura 3 – Modelo simplificado de uma rede de distribuição.

Fonte: Adaptada de [Brolin, Rolim e Trindade \(2018\)](#).

A potência complexa resultante no ponto de conexão da instalação com a rede será:

$$S = S_{pv} - S_c = (P_{pv} - P_c) - jQ_c = P - jQ = \hat{U}_c \cdot \hat{I}^*; \quad (3.1)$$

sendo S a potência resultante injetada na rede, S_{pv} a geração PV e S_c o consumo da carga. Tomando a tensão $\hat{U}_c$ no ponto de conexão como referência, desconsiderar o seu ângulo é uma aproximação razoável. A partir disto, chega-se na expressão que caracteriza a injeção de corrente na rede:

$$\hat{I} = \frac{(P - jQ)}{U_c} \quad (3.2)$$

Analisando a rede como um todo, define-se a tensão no ponto de instalação:

$$U_c = \hat{U}_N + (R + jX) \cdot \hat{I} \quad (3.3)$$

No circuito na Figura 3, é possível observar que a tensão ao fim do alimentador será igual a da rede (U_N) mais a queda ao longo dos condutores. A partir da combinação das Equações (3.2) e 3.3 define-se a variação dos níveis de tensão ao longo da rede em 3.5:

$$U_c = \hat{U}_N + R \left(\frac{P + Q \left(\frac{X}{R} \right)}{U_c} \right) + jR \left(\frac{P \left(\frac{X}{R} \right) - Q}{U_c} \right) \quad (3.4)$$

Uma vez que a geração PV supere a carga, o fluxo de potência na rede terá um sentido invertido em relação ao que seria habitual para um sistema de distribuição radial. Esta situação tem um efeito de elevação da tensão no ponto de acoplamento em relação a referência da rede e é representada pela Equação (3.4). Percebe-se que três grandezas são relacionadas a este aumento: a potência real injetada na rede; a potência reativa consumida; e a razão entre a reatância e a resistividade equivalentes dos condutores.

Considerando que a micro geração PV tem o fator de potência fixo e unitário, e que o consumo de reativo em uma residência é baixo, a parcela complexa resultante da potência também será pequena. Já a razão $\frac{X}{R}$, costuma ser menor do que 1. Desta forma é razoável desconsiderar a variação de tensão em quadratura. Assim é possível afirmar que a injeção de potência real na rede é o principal responsável pelo aumento de tensão na rede. Isto é explícito em 3.5:

$$\Delta U = R \left(\frac{P}{U_c} \right) \quad (3.5)$$

3.3 Desequilíbrio de Tensão

O desequilíbrio de tensão é caracterizado por qualquer diferença na amplitude ou defasamento angular entre as fases de um sistemas trifásico. Para que as componentes de uma tensão trifásica sejam consideradas equilibradas, as mesmas devem ter a mesma amplitude e uma defasagem angular de 120° entre si.

A ANEEL define por meio do Módulo 8 do PRODIST, que para sistemas de até 1 kV, o índice percentual de desequilíbrio deve ser menor que 3%. A norma estabelecida exige que este limite seja respeitado em pelo menos 95% das 1.008 leituras válidas.

Este fator de desequilíbrio ($FD\%$) é obtido pelo valor percentual da magnitude da tensão eficaz de sequência negativa (V^-), em relação a positiva (V^+). Isto é expresso em 3.6:

$$FD\% = \frac{V^-}{V^+} 100. \quad (3.6)$$

As tensões de sequência positiva e negativa, juntamente com a sequência zero, são obtidas a partir da aplicação do método de componentes simétricas. Este cálculo é realizado

multiplicando-se as tensões de fase desequilibradas pela inversa da matriz de transformação. Tal expressão é explícita em 3.7:

$$\begin{bmatrix} V^0 \\ V^+ \\ V^- \end{bmatrix} = \frac{1}{3} \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & \alpha & \alpha^2 \\ 1 & \alpha^2 & \alpha \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} V_a \\ V_b \\ V_c \end{bmatrix}; \quad (3.7)$$

onde α reapresenta a defasagem angular equilibrada entre as tensões ($1\angle 120^\circ$).

Considerando que a alteração do fluxo de potência causada pela GD-PV influencia nos níveis de tensão (como demonstrado na seção 3.1), e atentando-se ao fato de que muitos desses geradores são monofásicos (127 V, fase-neutro) ou bifásicos (220 V, fase-fase), o nível de desequilíbrio da rede pode vir a ser um problema com o aumento da penetração de PV. Caso o consumo e a injeção de potência não sejam igualmente distribuídos entre as três fases, a amplitude e o defasamento das mesmas podem se alterar, aumentando assim o nível de desequilíbrio e, possivelmente, superando os limites impostos pela agência reguladora.

METODOLOGIA

4.1 Proposta

Pensando no contínuo crescimento do mercado de micro geradores solares para consumidores residenciais e seus efeitos na rede de distribuição, o primeiro objetivo deste trabalho é quantificar os possíveis distúrbios associados à falta da QEE. Prevê-se então uma adaptação dessa tendência comercial, na tentativa de corrigir essas disfunções técnicas por meio dos ESSs também utilizados como REDs. A partir disto, pretende-se então reavaliar o comportamento de uma rede de distribuição em BT sujeita a essa realidade.

Com o aumento da penetração PV em um alimentador da rede de distribuição, é esperado que a curva de carga característica do mesmo sofra alterações. Uma vez que a energia gerada localmente em cada residência exceda o consumo em determinados horários, haverá o surgimento de um fluxo reverso de potência que ocasionará elevação e desequilíbrio de tensão nos barramentos. Considerando o perfil de geração solar, o consumo domiciliar e os estudos sobre o comportamento de ambos, percebe-se que tais ocorrências surgirão usualmente durante as horas próximas ao meio dia, pois é o horário de maior insolação. Após tal período, a geração cai e o consumo aumenta bruscamente, próximo ao fim da tarde. Ou seja, o fluxo de potência se inverte e os valores das tensões tenderão a sofrer um decréscimo.

Considerando todos estes fatores, entende-se que na visão das concessionárias de energia elétrica, o melhor cenário seria a suavização desta curva diária de consumo. Esta deveria se aproximar de uma média constante sem variações bruscas para níveis abaixo ou acima do que é regulamentado. Desta forma, torna-se mais fácil o controle dos indicadores de QEE, mantendo-os de acordo com as normas impostas, reduzindo as perdas técnicas no sistema e assim maximizando os ganhos monetários oriundos da venda de energia.

Para isto, a proposta é suavizar os perfis de consumo da rede de distribuição aliando a geração PV residencial as tecnologias de armazenamento de energia por meio do ESS. Com a

previsão do perfil de carga e o controle adequado do ESS, procura-se equilibrar os períodos de elevada geração e consumo, uma vez que como já demonstrado, eles ocorrem em momentos diferentes do dia. Procura-se então garantir que o armazenamento do excedente de energia gerada aconteça próximo ao consumidor, para que possa ser utilizado em um momento mais oportuno. Desta forma, evita-se que tal excedente seja injetado na rede e cause os efeitos indesejáveis já mencionados.

Para analisar tais comportamentos do sistema de distribuição com alta penetração de GD-PV e a solução proposta, a elaboração dos estudos passará por quatro principais fases. Este planejamento é apresentado no fluxograma da Figura 4.

Primeiramente, é necessário avaliar como é feito o dimensionamento dos geradores a serem instalados pelos consumidores residenciais, e como se dá o aumento da quantidade destas conexões. Posteriormente, é preciso verificar como o sistema de distribuição se comporta ao incremento progressivo de GD-PVs conectados. Assim, será possível validar as suspeitas levantadas até o momento e mensurar prováveis violações das normas impostas pelos órgãos reguladores.

Em seguida, realiza-se o dimensionamento dos armazenadores. Deve-se então dimensionar os ESSs, ponderando a quantidade e de que forma estes serão integrados ao sistema de distribuição. Para planejar como se dará o armazenamento, é necessário ter bem definidos os comportamentos de geração, consumo e distribuição da energia, provenientes das fases anteriores.

Por fim, as medidas efetuadas na segunda fase são refeitas. Desta forma, é possível comparar os resultados e avaliar a eficácia dos sistemas de armazenamento na melhoria da operação da rede.

Figura 4 – Fluxograma para o desenvolvimento da pesquisa.

Fonte: Elaborada pelo autor.

4.2 Aumento da Microgeração PV na Rede de Distribuição Residencial

Para avaliar como se dá o aumento da GD-PV nas redes de baixa tensão residencial, é preciso se determinar alguns objetos e procedimentos utilizados neste estudo. Nesta seção, é apresentada a rede onde são realizados os testes, o modelo PV utilizado, o cálculo do gerador que atenderá cada consumidor e a forma de como se dá a sua conexão no sistema.

4.2.1 Rede de Distribuição Utilizada

O sistema elétrico que será o objeto de estudo desta pesquisa tem por base o trabalho de [Brolin, Rolim e Trindade \(2018\)](#) e foi modelado no *software OpenDSS*. É descrito como sendo uma rede de baixa tensão situada no Brasil, a qual alimenta 34 consumidores por meio de um transformador trifásico delta-estrela de 45 kVA com o neutro aterrado. Para este estudo, é considerado ainda que a tensão de entrada da rede, no primeiro barramento, é nominal e igual a 1 p.u.. Na Tabela 1 são descritas as características da rede.

Tabela 1 – Características da rede de distribuição.

Extensão (m)	120
Nível de curto-circuito no transformador (MVA)	160
Tensão no lado de média (kV)	11,4
Tensão no lado de baixa (V)	220
Carga máxima dos consumidores (kW)	30
Impedância máxima das linhas (ω)	0,85
Número de consumidores ligados a baixa tensão	34

Fonte: [Brolin, Rolim e Trindade \(2018\)](#).

Por se tratar de um alimentador com uma curta extensão, o mesmo pode ser caracterizado como uma área urbana residencial ou um pequeno condomínio, no qual o transformador é responsável por fornecer energia a 34 instalações domiciliares. Tal configuração é interessante para que se possa fazer um estudo dos efeitos da GD-PV em baixa tensão e nos pontos mais próximos a sua instalação. Também permite o estudo de seus efeitos no transformador e em seu ponto de conexão com a rede de média tensão da concessionária, possibilitando assim a avaliação da possível propagação de problemas para este sistema.

As cargas são do tipo PQ, ou seja, têm os valores de potência ativa e reativa já estabelecidos para cada fluxo de potência realizado. Cada uma delas tem uma potência real máxima nominal e Fator de Potência (FP) fixo de 0,85. Todas as cargas são equilibradas, porém, estão alocadas de forma desigual entre as fases, podendo ser conectadas a uma, duas ou três fases. Estão ainda associadas a uma curva de carga, a qual representa a variação do consumo em p.u. durante o período de 24 horas, composta em intervalos de 15 minutos, o que representa um total de 96 pontos. Tal curva tem como base o valor de consumo máximo atribuído a cada residência.

Na Figura 5 é apresentada o diagrama unifilar da rede. É possível observar que o sistema conta com 41 barramentos, os quais são numerados de acordo com a ordem de resolução adotada pelo *OpenDSS*. Existem 30 barras nas extremidades, onde os consumidores estão conectados. Em tais pontos podem haver uma ou duas residências conectadas.

Figura 5 – Sistema de distribuição utilizado no estudo.

Fonte: Adaptada de [Brolin, Rolim e Trindade \(2018\)](#).

4.2.2 Modelo PV

O sistema PV, modelado no *OpenDSS*, é detalhado no manual *OpenDSS PVSystem and InvControl Element Models* ([RADATZ et al., 2020](#)), o qual é fornecido junto a instalação do programa. O gerador é representado na Figura 6. É composto pelo arranjo dos painéis fotovoltaicos, um inversor AC-DC e é representado como uma fonte de corrente conectado a rede. Para caracterizar o seu funcionamento é preciso definir algumas grandezas e curvas (funções) de entrada.

Primeiramente, é preciso definir os valores nominais de tensão e potência do GD. Em seguida, estabelecem-se as grandezas de operação do sistema: a potência máxima gerada nos painéis (P_{mpp}) e o FP. É comum se definir a geração máxima como sendo o valor nominal do PV, e como só haverá geração de potência ativa, sem nenhum tipo de controle reativo. Desta maneira o FP é considerado com o valor unitário.

A irradiação solar e a temperatura são as grandezas de entrada do sistema e são representadas por funções que variam no período de um dia. Os exemplos utilizados no caso base do *OpenDSS* estão representados na Figura 7. A primeira assume valores em p.u., que tem como

base o número determinado em P_{mpp} . Já a temperatura é dada em graus Célsius e varia de 25° a 60°. Alterando-se o comportamento destas curvas, tem-se a emulação das influências climáticas características de determinada estação ou localização geográfica da geração PV.

Figura 6 – Diagrama de blocos do sistema PV no OpenDSS.

Fonte: Adaptada de Radatz *et al.* (2020).

Figura 7 – Variação ao longo do dia das grandezas de entrada.

(a) Potência no link DC pela hora do dia.

(b) Temperatura pela hora do dia.

Fonte: Adaptada de Radatz *et al.* (2020).

O *OpenDSS* viabiliza ainda a inserção do comportamento das perdas presentes na conversão de energia das células PV devido ao aquecimento. É estabelecida uma curva que relaciona um fator de correção (fc) da potência CC (P_{dc}) com a temperatura (T). A partir desta função, juntamente com a temperatura de entrada, define-se a particularidade do funcionamento dos módulos, e assim a sua eficiência durante o período de um dia (Figura 8a).

Se faz necessário ainda descrever o funcionamento do inversor empregado. O rendimento deste irá depender da saída dos módulos, uma vez que a eficiência (η) está em função de P_{dc} . A saída do inversor (P_{ac}) pode assumir valores entre 86% e 97% da sua entrada (Figura 8b).

Figura 8 – Variação ao longo do dia das grandezas de entrada.

Fonte: Adaptada de [Radatz et al. \(2020\)](#).

A partir destas curvas que descrevem o comportamento do sistema PV, é possível calcular a eficiência total da GD-PV, demonstrada na Equação (4.1):

$$\eta_{pv}(t) = fc(T)\eta(P_{dc}) \quad (4.1)$$

4.2.3 Dimensionamento da GD-PV

A popularização da GD para os consumidores residenciais se deve a criação de um novo mercado voltado para a comercialização destes sistemas. Nos últimos anos surgiram várias empresas especializadas no dimensionamento, projeto elétrico e instalação de micro geradores PV para pequenas unidades conectadas à rede elétrica de BT.

Visando contemplar esta realidade, é importante levar em consideração o método que tais comerciantes utilizam para dimensionar uma unidade geradora oferecida aos seus clientes. A prática mais comum por parte dos representantes de venda é a solicitação de uma fatura do consumo de energia elétrica recente do interessado. Nela consta o consumo em kWh da instalação nos últimos 12 meses. Faz-se então uma média aritmética destes valores, obtendo-se assim um consumo médio mensal. Em seguida, tal valor ainda é dividido por 30, refletindo a média em dias de um mês, resultando assim em um consumo médio diário.

Outro dado importante considerado neste cálculo é o índice de irradiação solar médio do local. Tal grandeza é dada em $kWh/m^2.dia$ e, geralmente, é retirada da base de dados *on-line* do Centro de Referência para as Energias Solar e Eólica Sérgio de S. Brito (CRESESB).

Os geradores PVs comercializados, compostos pelos painéis solares e conversores de frequência, recebem um valor nominal de geração de potência máxima, denominada *Watt pico* (Wp). Desta maneira, os vendedores destes equipamentos dividem o consumo diário do cliente (E_c) pela capacidade de geração solar do local (E_{pv}), que irá receber o sistema PV. O resultado é a capacidade nominal máxima de produção dos módulos do gerador (P_{mpp}). Tal relação é

apresentada na Equação (4.2):

$$P_{mpp} = \frac{E_c}{E_{pv}} \quad (4.2)$$

No *OpenDSS*, os consumidores serão modelados como sendo uma carga com um determinado perfil de consumo diário. Logo, para aplicar o método comercial descrito anteriormente, é preciso calcular o consumo de energia total em um dia. A curva que representa o comportamento da carga é uma função da demanda de potência real no tempo. São utilizados quatro perfis de cargas diferentes que seguem, aproximadamente, o mesmo padrão de consumo residencial. Estas são apresentadas na Figura 9:

Figura 9 – Perfis de cargas residenciais utilizados.

Fonte: Elaborada pelo autor.

Assim, é necessário calcular a área abaixo da curva característica de cada consumidor. Isto é feito por meio da integral desta função no intervalo de um dia, como demonstrado em 4.3:

$$E_c = \int_0^{24} P_c(t) dt \quad (4.3)$$

O sistema teste utilizado tem associado a ele uma curva de irradiância solar (I_r), a qual é representada na figura 7a. Tal curva caracteriza o potencial de geração, o qual varia ao longo do dia. Estes valores estão sujeitos a um coeficiente de rendimento do sistema PV implementado (η_{pv}), que por sua vez depende do fator de correção da potência dos módulos e da eficiência do inversor (Equação (4.1)). Como visto anteriormente, I_r é dado em p.u., e tem como base a potência máxima gerada nos painéis (P_{mpp}). Logo, como esta curva de entrada está sujeita ao rendimento total do sistema, além de multiplicá-la por tal, é preciso também fazer a mudança de

base. É exposto nas Equações (4.4) e (4.5), que a relação entre a potência de saída do GD-PV e a irradiação solar em determinado instante é dada pelo quadrado da eficiência total do sistema.

$$P_{pv}(t) = Ir(t) \times \eta_{pv}(t) \times \left(\frac{P_{mpp} \times \eta_{pv}(t)}{P_{mpp}} \right) [p.u] \quad (4.4)$$

$$P_{pv}(t) = Ir(t) \times \eta_{pv}^2(t) [p.u] \quad (4.5)$$

Sendo assim, para que se mantenha o funcionamento ideal do modelo, esta potência de saída em p.u. é utilizada como base para a geração diária dos PVs. Então, o valor E_s é obtido da mesma maneira que E_c , calculando a área da curva em questão (Equação (4.6)).

$$E_{pv} = \int_0^{24} P_{pv}(t) dt \quad (4.6)$$

Uma vez que se tenha o consumo e a geração diárias, utiliza-se a Equação (4.2) para determinar o valor nominal da GD-PV da unidade.

As potências nominais dos GD-PVs, dadas em W_p , são basicamente as mesmas atribuídas aos módulos dos quais são compostos. Estes valores podem variar entre 300 W_p e 500 W_p , aproximadamente, para os modelos comerciais mais atuais ([CANADIAN SOLAR INC., 2020](#)). Tais grandezas são obtidas a partir de ensaios feitos em laboratórios controlados, com condições pré estabelecidas e denominadas como *Standard Test Conditions* (STC). A irradiância padrão para os ensaios é de 1.000 W/m^2 e a temperatura é de 25° C. É com tal sistematização que se garante a padronização para os dispositivos comercializados ([VILLALVA; GAZOLI, 2012](#)).

Desta forma, foi escolhido um módulo padrão da fabricante *Canadian Solar Inc.* de 320 W_p ([CANADIAN SOLAR INC, 2016](#)), para servir como base para os dimensionamentos dos GD-PVs simulados. Tal módulo foi escolhido devido a sua aceitação no mercado nacional e ao potencial de geração mediano, típico dos microgeradores residenciais. Assim, todos os valores obtidos por meio da Equação (4.2), são aproximados aos múltiplos de 320 imediatamente maiores.

É importante ressaltar que este dimensionamento adotado para as simulações não consegue prover uma geração de energia local com o valor da potência nominal. Isto se deve ao fato de que os geradores estão sujeitos as variações de irradiação solar, temperatura e eficiências abordados anteriormente. Logo, a resposta real dos GD-PVs só poderá ser de fato analisada após as simulações via o software *OpenDSS*, o qual considera todos os perfis diários que afetam sua operação.

4.2.4 Aumento da GD-PV

No trabalho de [Ismael et al. \(2019\)](#), é feito um levantamento de como os operadores dos sistemas de distribuição de alguns países lidam com a conexão de GD. A prática mais comum

é a comparação das potências nominais dos geradores instalados, com a do transformador responsável pelo fornecimento da rede. Porém, não existe um consenso, e os valores percentuais praticados variam. Em Portugal, por exemplo, a capacidade da GD não pode ultrapassar 25% do valor nominal do transformador. Já na Itália, este valor sobe para 65%, enquanto na Bélgica é definido um valor de 100%.

Outros fatores também podem ser observados, como os níveis de curto-circuito e a demanda máxima de carga. Ainda é importante ressaltar que tais comparações são apenas um indicativo inicial para a conexão de GDs nas redes de baixa tensão. O que de fato define a capacidade de hospedagem de um sistema são seus índices de desempenho e as técnicas de avaliação dos seus limites, os quais foram brevemente abordados no Capítulo 2.

Para determinar as influências causadas pelos sistemas PVs na rede de distribuição, é preciso analisar seu comportamento para diferentes níveis de penetração. Desta forma, assim como as regras práticas citadas anteriormente, a potência nominal do transformador é utilizada como parâmetro. Sendo assim, com base no método apresentado no item anterior, para o sistema teste desta pesquisa, foi calculado uma GD-PV para cada um dos 34 consumidores conectados. Posteriormente, o nível percentual da potência nominal PV foi calculado a partir da capacidade do transformador de distribuição (45 kVA).

Primeiramente, o acréscimo de GD-PV seguiu uma lógica decrescente em relação aos consumos diários de energia, ou seja, da instalação residencial que consome mais, para a que consome menos. Este cenário seria o mais realista, uma vez que quanto maior o consumo de energia, maior seria o benefício encontrado na instalação de GD, e maior seria o interesse (retorno financeiro) por parte do consumidor final. Tal incremento de geração é exibido na Figura 10.

Figura 10 – Aumento cumulativo da potência nominal da GD-PV na rede em relação ao número de Prosumidores, do maior para o menor consumo.

Fonte: Elaborada pelo autor.

Por outro lado, na Figura 11, é mostrada a inversão da ordem do aumento de GD-PV.

Como os geradores menores seriam conectados primeiro, a taxa de crescimento do nível de penetração é invertida. Assim, mais consumidores poderiam ser atendidos, mantendo-se menores índices.

Figura 11 – Aumento cumulativo da potência nominal da GD-PV na rede em relação ao número de Prosumidores, do menor para o maior consumo.

Fonte: Elaborada pelo autor.

Estas considerações foram feitas com base nas capacidades nominais dos geradores. Assim, é pertinente ressaltar que estes valores não representam necessariamente um possível fluxo reverso de potência, uma vez que existirá um consumo local, além de perdas nos sistemas PVs e nas linhas de distribuição da rede. Desta forma, o comportamento das cargas é um componente fundamental para determinar o sentido do fluxo de potência. Logo, estes índices de penetração servem apenas como um indicativo da quantidade de potência que é gerada de forma distribuída.

4.3 Medições e Avaliação dos Impactos

Tanto os perfis de carga, quanto os de irradiação solar, são caracterizados por um intervalo de 24 horas. Desta forma, todas as simulações tratam do comportamento de um dia específico no funcionamento da rede. Assim, o que será avaliado, nesta primeira etapa de recolhimento de dados, são os efeitos do aumento gradativo dos GD-PVs nos 34 pontos de consumo. A partir do momento em que tal ponto receber o RED, ele deixa de ser um consumidor e passa a ser chamado de prosumidor. Este neologismo tem sido utilizado para denominar os usuários que tem um papel ativo na rede, ou seja, não só utilizam, mas também podem entregar energia para o sistema de distribuição.

Com base na Figura 10, definiu-se que serão avaliadas sete situações. Uma relacionada ao sistema original e as outras seis, cada uma tendo diferentes quantidades de GD-PVs instalados. A primeira delas é quando o sistema opera sem nenhuma GD-PV, e as seguintes representarão

a conexão de 3, 6, 10, 15, 25 e 34 geradores, respectivamente. Nesta ordem, estas quantidades representam uma penetração de aproximadamente 23%, 43%, 65%, 90%, 125% e 144%. Mesmo que algumas destas situações excedam os limites comumente praticados, os testes serão realizados para observação dos seus efeitos sobre a rede.

É importante destacar que todo GD-PV é posto junto às cargas do usuário da rede. Logo, são conectados nas mesmas fases. A partir da comparação dos perfis diários obtidos pela medição da potência ativa por fase no secundário do transformador, será possível avaliar o sentido do fluxo de carga, as perdas nas linhas e a proporção entre os consumos e as gerações locais. Já com os perfis de tensão em cada barramento, espera-se enxergar o nível de desequilíbrio entre as fases, além de quedas ou aumentos ocasionados pelas variações das demandas locais. A partir da ponderação destes resultados, será possível verificar se o sistema estará operando de forma adequada, de acordo com os índices de QEE do Módulo 8 do PRODIST. Determinando o desempenho da rede em relação a estes fatores citados, será possível verificar e estabelecer quais melhorias os sistemas de armazenamento, propostos a seguir, podem trazer.

4.4 Inserção dos Armazenadores de Energia

Após a avaliação das alterações e impactos do crescente aumento de GD-PVs na operação de uma rede de distribuição em BT, o objetivo é dimensionar e avaliar a inclusão dos armazenadores de energia, ou ESS. Nesta seção é descrito o modelo dos armazenadores utilizados, seu dimensionamento e como serão incorporados na rede em análise.

4.4.1 Modelo do ESS

Assim como o sistema PV, o modelo do ESS no *OpenDss* é descrito em um manual complementar ao *software* (ROCHA; RADATZ, 2020). Tal modelo é exibido na Figura 12. Basicamente é composto por um armazenador ideal de energia, um elemento em série que representa as perdas associadas a carga (ch) e descarga (dch), outro em paralelo caracterizando as perdas por inatividade, um componente que indica de forma abstrata o estado de operação do sistema armazenador (carga, descarga e inativo) e o inversor bidirecional.

É importante salientar que o modelo do ESS em questão funciona de forma dinâmica. Isso quer dizer que a potência nos terminais de entrada é calculada para um instante no tempo t e se manterá com este valor até o próximo instante $\Delta t + t$, quando é recalculada. Implica-se então que o carregamento no instante $\Delta t + t$ depende da potência em t , dado que o fluxo de energia em cada intervalo de tempo é constante. Esta propriedade é válida para todos os estados de operação e será melhor abordada no que segue.

A partir dos parâmetros do elemento armazenador no *OpenDSS*, é que se define o comportamento do modelo em relação as potências e a sua energia armazenada. Para facilitar o equacionamento, são apresentadas as nomenclaturas usualmente utilizadas:

Figura 12 – Modelo do elemento armazenador no *OpenDSS*.

Fonte: Adaptada de Rocha e Radatz (2020).

- P_{rated} - Potência real nominal do elemento;
- $\%P_{idling}$ - Porcentagem da potência nominal consumida durante o estado de inatividade;
- $\eta_{inv}(t)$ - Eficiência do inversor bidirecional (Figura 8b);
- N_{phases} - Número de fases do ESS;
- η_{ch} - Eficiência durante o estado de carga;
- η_{dch} - Eficiência durante o estado de descarga; e
- E_s - Energia armazenada pelo elemento armazenador.

4.4.1.1 Estado de inatividade

Quando o ESS se encontra em estado de inatividade, a energia armazenada não é alterada. Entretanto, o elemento continua a apresentar um consumo de potência interno, indicando assim um comportamento similar ao de uma carga. Na Figura 13 é apresentado este modo de operação, evidenciando que existe um fluxo de potência real (P_{idl}) suprindo as perdas, mesmo no estado de inatividade, estando ainda sujeito a eficiência do inversor que continua operando neste estado. Há também a presença de uma potência reativa Q_{inv} , a qual é uma demanda para o funcionamento do inversor.

Esta perda por inatividade é oriunda dos elementos responsáveis pela integração do ESS com o restante do sistema como, por exemplo, circuitos de controle ou de comunicação. Está sujeita ainda a operação do inversor, que é responsável por transformar a corrente alternada da rede em contínua e assim suprir tal consumo. A perda por inatividade está presente em todos os estados de funcionamento e pode ser modelada como uma resistência constante. No *OpenDSS*, tal perda é calculada como sendo uma porcentagem da potência nominal do elemento, dado por $\%P_{idling}$ que assume valores entre 0 e 1.

Figura 13 – ESS em estado inativo.

Fonte: Adaptada de Rocha e Radatz (2020).

Desta forma, a perda por inatividade (P_{idl}) é o resultado da multiplicação entre P_{rated} e $\%P_{idling}$:

$$P_{idl} = \%P_{idling} \times P_{rated} \quad (4.7)$$

4.4.1.2 Estado de carga

O ESS assume o estado de carregamento quando passa a receber potência ativa do restante do sistema, aumentando assim o valor da sua reserva de energia (E_s). Para assumir este estado, tal reserva deve ser menor que a energia nominal do elemento armazenador. Ou seja, o ESS não pode estar completamente carregado, uma vez que sua capacidade máxima não pode ser ultrapassada. A Figura 14 ilustra o estado em questão.

Figura 14 – ESS em estado de carregamento.

Fonte: Adaptada de Rocha e Radatz (2020).

Em relação ao carregamento do ESS, apenas a parcela real atribuída ao inversor influencia na potência efetiva de carregamento e na energia armazenada. Logo, mesmo a demanda reativa (Q_{inv}), tendo relevância para o funcionamento do elemento como um todo, não interfere no processo de carga. Durante o carregamento, a potência de entrada (P_{in}) é multiplicada pela

eficiência do inversor (η_{ch}), resultando assim na potência do lado DC, que por sua vez tem o decremento de P_{idl} . Esta diferença é então multiplicada por η_{ch} , resultando no valor instantâneo com o qual o ESS está sendo carregado ($P_{storage}$). Isto quer dizer que o valor observado nos terminais do elemento é maior do que o de fato armazenado. O equacionamento da potência de carregamento é representado em 4.8:

$$P_{storage}(t) = \eta_{ch} \times [P_{in}(t) \times \eta_{inv}(t) - P_{idling}] \quad (4.8)$$

A diferença entre P_{in} e $P_{storage}$, a qual representa as perdas totais, é dada por:

$$Perdas_{totais}(t) = [P_{in}(t) \times \eta_{inv}(t) - P_{idling}] \times [1 - \eta_{ch}] \quad (4.9)$$

Como explanado anteriormente, o elemento *Storage* no *OpenDSS* opera de forma dinâmica. Logo, a função que representa a energia armazenada é dada por:

$$E_s(t + \Delta t) = E_s(t) + P_{storage}(t) \times \Delta t \quad (4.10)$$

$$E_s(t + \Delta t) = E_s(t) + \eta_{ch} \times [P_{in}(t) \times \eta_{inv}(t) - P_{idling}] \times \Delta t \quad (4.11)$$

4.4.1.3 Estado de descarga

Para a situação de descarregamento, o ESS passa a fornecer a sua energia acumulada para o restante do sistema. O dispositivo só é capaz de assumir este modo de operação caso a E_s tenha um valor maior que a reserva mínima definida para o elemento. Tal restrição está ligada a tecnologia do armazenador utilizado que depende de uma carga mínima para que funcione corretamente e não sofra uma redução no tempo de sua vida útil. A Figura 15 apresenta o comportamento de descarga do ESS.

Figura 15 – ESS em estado de descarga.

Fonte: Adaptada de Rocha e Radatz (2020).

Para a situação de descarga, o sentido do fluxo de potência adota a direção contrária. Assim, $P_{storage}$ que é o valor real com o qual o armazenador está descarregando, é a soma de P_{idling} com a potência de saída do inversor (P_{out}/η_{inv}), divididos por η_{dch} . Ou seja, a potência que de fato é descarregada ($P_{storage}$) é maior do que a entregue para a rede (P_{out}), pois há perdas que são supridas pela energia armazenada no ESS. A Equação (4.12) descreve o valor efetivo de potência com o qual o ESS é descarregado.

$$P_{storage}(t) = \frac{P_{out}(t)}{\eta_{dch} \times \eta_{inv}(t)} + \frac{P_{idling}}{\eta_{dch}} \quad (4.12)$$

A diferença entre $P_{storage}$ e P_{out} , a qual representa as perdas totais, é dada por:

$$Perdas_{totais}(t) = P_{out}(t) \times \left[\frac{1}{\eta_{inv}(t) \times \eta_{dch}} - 1 \right] + \frac{P_{idling}}{\eta_{dch}} \quad (4.13)$$

O carregamento do armazenador é descrito de maneira similar ao estado de carregamento. A diferença é que a energia flui no sentido contrário no intervalo Δt . Logo, esta variação é subtraída da energia presente no instante anterior. Isto é representado na Equação (4.15):

$$E_s(t + \Delta t) = E_s(t) - P_{storage}(t) \times \Delta t \quad (4.14)$$

$$E_s(t + \Delta t) = E_s(t) - \left[\frac{P_{out}(t)}{\eta_{dch} \times \eta_{inv}(t)} + \frac{P_{idling}}{\eta_{dch}} \right] \times \Delta t \quad (4.15)$$

4.4.2 Modo de Funcionamento do Armazenador

Na nota técnica do *OpenDSS* que aborda o elemento *storage*, Rocha e Radatz (2020) descrevem os modos de operação do mesmo. Todos eles dependem de um fluxo de carga que abrange um determinado período de tempo, pois o armazenamento de energia só pode ser observado desta forma. Caso se obtenha apenas os resultados em um instante de tempo isolado, o comportamento do ESS dependerá do estado em que se encontra em tal instante. Caso esteja no estado inativo ou de carregamento, o ESS assume uma conduta semelhante a uma carga, consumindo potência da rede. Porém, se este apresentar um estado de descarga, sua atuação se assemelha a de um gerador integrado à rede por meio de um inversor.

4.4.2.1 Modo de despacho seguidor

O *OpenDSS* traz alguns modos de despacho de energia associados ao elemento *Storage*. Destes, o que melhor atende a aplicação desejada dos ESSs é o chamado modo seguidor. Tal funcionamento atribuído ao *storage* depende de uma curva de carga característica em p.u. e um

valor base de potência, assim como os elementos relativos aos sistemas PVs ou as cargas. Porém, como o dispositivo pode trabalhar com um fluxo capaz de assumir dois sentidos, esta curva terá tanto valores positivos quanto negativos. Os valores menores que zero representam o estado de carregamento. Logo, caracterizam a potência sendo fornecida para o ESS. Já os valores maiores que zero reproduzem a descarga do elemento. Assim a potência flui em direção à rede. Caso a curva assuma valores iguais a zero, o ESS se encontra em estado de inatividade.

As curvas em questão foram produzidas para cada ESS implementado no sistema. Basicamente, elas são a diferença entre os consumos e as gerações locais nos pontos onde os ESSs serão conectados. Assim, a potência instantânea para cada ESS é dada em:

$$P_{storage}(t) = P_c(t) - P_{pv}(t) [kW] \quad (4.16)$$

A Figura 16 traz um exemplo de perfil ideal do armazenador para o Prosumidor 2.

Figura 16 – Perfis associados ao prosumidor 2.

Observa-se que nos momentos onde não existe geração PV, o perfil do ESS coincide exatamente com o de consumo. Isto, supostamente, resultaria em uma emancipação completa da demanda de potência da rede. Entretanto, tal situação não pode ser alcançada devido as perdas presentes no armazenador, explicitadas na ultima seção, e o limite de energia que pode ser estocado por cada ESS. Entretanto, neste primeiro momento, este perfil ideal será usado como base para a implementação dos ESSs.

Logo, para definir o perfil que o elemento *storage* utiliza no modo seguidor do *OpenDSS*, é preciso transformar esta curva de valores absolutos de potência em valores por unidade. Isto é feito pela Equação (4.17) a seguir:

$$P_{follow}(t) = \frac{P_{storage}(t)}{P_{rated}} [p.u] \quad (4.17)$$

Como exemplo, este perfil resultante do ESS para o Prosumidor 2, é mostrado na Figura 17.

Figura 17 – Exemplo de curva para o modo seguidor do ESS.

Como dito, as curvas de despacho geradas para todos os dispositivos armazenadores que serão conectados à rede representam uma operação ideal dos mesmos. Estas são resultados da manipulação dos perfis de carga e de geração que são utilizados na simulação. Logo, tais operações são válidas apenas para os casos analisados nesta pesquisa, existindo assim uma carência da capacidade de generalização para situações aleatórias de consumo e geração. Desta forma, o funcionamento, que leva em consideração a potência instantânea e o estado de operação dos ESSs, foi remodelado para um algoritmo externo, utilizando de medidas obtidas durante as simulações e baseado no modo seguidor já abordado. Isto foi feito com o intuito de, posteriormente, implementar uma lógica de controle que se utilize das medições e das previsões de cargas para garantir a capacidade de operar sob quaisquer perfis de carga.

4.4.2.2 Funcionamento por controle externo

Para aplicar a lógica de funcionamento proposta, é preciso dispensar os modos de despacho pré estabelecidos do elemento *storage*. Assim, o que definirá o estado de operação do ESS é uma linha de código que se repete em cada iteração da simulação. O período de tempo analisado é de 24 horas, o qual é dividido em intervalos de 15 minutos, sendo formado então por 96 iterações. Isto posto, ao fim de cada um destes intervalos é definido se o ESS está em situação de inatividade, carga ou descarga, e o valor de potência com o qual irá operar.

Para se tomar estas decisões, pondera-se as grandezas instantâneas medidas no ponto de conexão do prosumidor, relativos ao consumo e a geração. Defini-se também um limite inferior e um superior, sendo estes a base de comparação para as grandezas medidas. Tal lógica foi fundamentada numa estratégia de *peak load shaving*, proposta por [Danish et al. \(2020\)](#). A seguir são descritas as variáveis utilizadas:

- $P_l(t)$ - Potência demandada pelo prosumidor no instante t . É a resultante entre o balanço dos valores medidos de $P_c(t)$ e $P_{pv}(t)$;
- L_l - Limite inferior de demanda local;
- U_l - Limite superior de demanda local; e
- $P_{ESS}(t + 1)$ - Potência definida para o armazenador no instante imediatamente seguinte a t .

A partir destas variáveis se desenvolve a lógica de funcionamento dos armazenadores conforme 4.18:

$$P_{ESS}(t + 1) = \begin{cases} L_l - P_L(t), & \text{se } P_L < L_l \text{ (Carga)} \\ 0, & \text{se } U_l \geq P_L \geq L_l \text{ (Inativo)} \\ P_L(t) - U_l, & \text{se } P_L \geq U_l \text{ (Descarga)} \end{cases} \quad (4.18)$$

Se levarmos em conta a bidirecionalidade de $P_l(t)$ no período do dia, ocasionado pela geração PV, o limite inferior L_l pode ser definido como zero, determinação esta que será melhor abordada mais adiante. Isto quer dizer que os momentos em que P_{ESS} assumir valores negativos, o ESS estará em estado de carga. Caso a demanda de potência da rede pelo prosumidor esteja dentro da faixa formada pelos dois limites, a potência do ESS se iguala a zero, e o mesmo permanece em inatividade. Já se o consumo se eleva, e acaba por ultrapassar o limite superior, é requisitado do armazenamento uma quantidade de potência que compense essa diferença e diminua a demanda de energia da rede para o limite superior U_l .

É importante lembrar que as restrições relativas a capacidade de armazenamento do ESS não foram implementadas. Pode-se suprimir tais controles pois estes são intrínsecos do elemento e o próprio software os impõe. Ou seja, a inatividade do ESS é garantida caso lhe seja requerida descarga quando se encontra com a capacidade mínima, ou carga, quando está completamente carregado.

Contudo, esta lógica de operação dos armazenadores apresenta um problema. Devido a inconsistência da continuidade da geração PV, há certos aumentos e diminuições bruscas da mesma que acontecem em intervalos menores que os 15 minutos considerados nas simulações. Como a determinação de P_{ESS} depende das medições de potência do sistema em t , ela só é definida para o instante seguinte, por isso a Equação (4.18) é dada em $t + 1$. Logo, consegue-se obter bons resultados para os momentos que há somente o consumo. Entretanto, no período de operação do GD-PV, este atraso na resposta gera oscilações na potência medida no Ponto de Acoplamento Comum (PAC) do prosumidor. Tal situação pode causar variações abruptas nos valores de tensão e ainda prejudicar a relação de energia gerada e armazenada.

Este problema pode ser mitigado com um refinamento do controle, utilizando-se de ferramentas inteligentes para a previsão da geração local e do desequilíbrio das potências. Porém, tal procedimento não será abordado nesta pesquisa, sendo um possível objeto para sua continuidade. Desta forma, é proposta a utilização de um cenário ideal, onde o ESS é capaz de absorver toda a diferença entre o consumo e a geração local.

Para isto, é utilizada a lógica das condições aplicadas na Equação (4.18), mas com a alteração dos dados utilizados na definição do valor P_{ESS} no estado de carga. Assim, no lugar das medições, são empregados os valores obtidos para a curva $P_{follow}(t)$, a qual é resultado dos perfis de entrada do sistema. Portanto, esta abordagem só é possível pois já se conhece o comportamento de consumo e de geração, sendo assim um cenário idealizado e que se aplica apenas para os casos considerados. Tal procedimento acaba por emular o funcionamento do modo de despacho seguidor do elemento *storage*, porém, é feito por um algoritmo externo. Estas alterações estão explícitas em 4.19.

$$P_{ESS}(t+1) = \begin{cases} P_{follow}(t+1) \times P_{rated}, & \text{se } P_L < L_l \text{ (Carga)} \\ 0, & \text{se } U_l \geq P_L \geq L_l \text{ (Inativo)} \\ P_L(t) - U_l, & \text{se } P_L \geq L_u \text{ (Descarga)} \end{cases} \quad (4.19)$$

Uma vez definida a lógica de carregamento e despacho dos armazenadores, é preciso definir os limites inferiores (L_l) e superiores (U_l) para cada um deles. O primeiro destes valores tem como função balizar o fluxo de potência reverso oriundo da inserção de energia na rede pelos GD-PVs. Assim a melhor situação se daria quando todo o excedente da energia gerada localmente fosse conservada para um consumo em momento mais oportuno. Isto, em teoria, caracterizaria então um período de total emancipação da rede da concessionária. Logo, esta enxergaria o prosumidor como sendo uma carga real equivalente a zero, ou seja, sem nenhuma demanda por potência ativa. Desta maneira, L_l é definido como sendo igual a zero. Já U_l diz respeito ao descarregamento do ESS. Ele tem o propósito de impedir que o consumo local ultrapasse um certo nível, evitando assim os picos de consumo, comumente característicos dos perfis residenciais. Este é então dado pela Equação (4.20):

$$U_l = P_{Cmax} \times \%U_l \text{ [kW]} \quad (4.20)$$

A definição de de um valor de potência real absoluto como limite deve ser feito para cada ponto de conexão com a rede de distribuição. Desta forma, cada U_l é um valor percentual da carga instalada em cada prosumidor, ou seja, seu consumo máximo (P_{Cmax}). Até agora, os testes foram realizados supondo que todos os ESSs estejam com a carga mínima no início das simulações, o que significa que toda a energia acumulada provem da operação dos GD-PVs destas 24 horas. Partindo-se deste pressuposto, o $\%U_l$ utilizado para todos os dispositivos é 30%. Tal percentual

foi escolhido pois, consegue para todos os prosumidores, diminuir substancialmente seus picos de consumo sem descarregar os ESSs por completo.

4.4.3 Dimensionamento do ESS

Para o uso residencial voltado para o propósito de auto consumo e manejo da energia solar, as baterias de íon-lítio tem sido a principal opção. Estes dispositivos tendem a substituir as de chumbo-ácido estacionárias, geralmente utilizadas em aplicações *off-grid* e de suporte, devido as melhorias que apresentam (LINSEN; STENZEL; FLEER, 2017). A sua maior longevidade, menores perdas, dispensa de manutenções, facilidade de instalação e tamanho reduzido, tem assegurado a esta tecnologia vantagens no mercado. Tais características garantem ainda uma redução nos custos associados à sua aplicação, uma vez consideradas a sua maior expectativa de vida útil e eficiência (IRENA, 2017).

A Tabela 2 lista algumas baterias que utilizam a tecnologia de íon-lítio e que estão disponíveis comercialmente. Tais modelos tem como principal aplicação, o uso integrado com a GD-PV residencial. Assim, é possível relacionar suas características de funcionamento a partir dos *datasheets*, disponibilizados pelos fabricantes, e então definir as características básicas para a implementação nas simulações.

Estas características dos dispositivos são apresentadas pelos fabricantes. Logo, podem variar no nível de detalhamento e talvez não sejam alcançados em aplicações reais. A partir destas informações, é possível verificar que a maioria das capacidades de armazenamento gira em torno de 2 a 10 kWh, tendo um único modelo menor e alguns maiores, chegando até 20 kWh. A profundidade de descarga, ou seja, a porcentagem de energia atualizável fica entre 90 e 100%. Nos casos de máxima descarga pode se inferir que só foi disponibilizada a capacidade real ou existe alguma aproximação otimista, uma vez que as baterias de íon-lítio ainda necessitam de um armazenamento mínimo. Por fim, as potências nominais vão definir qual a taxa máxima de carga e descarga dos ESSs. Estes valores variam muito entre os diversos modelos e dependem também do inversor de frequência associado. É importante ressaltar que alguns fabricantes já oferecem o inversor junto ao armazenador, mas não todos.

Assim como o dimensionamento dos geradores PVs, para o ESS é considerado o consumo diário do ponto de onde o mesmo será conectado. Logo, é preciso determinar sua capacidade de armazenamento com base na quantidade de energia que precisa ser estocada e despachada no intervalo de 24 horas. Como o objetivo é deslocar a energia produzida pelo PV do período diurno para o início da noite, onde existe um aumento na demanda residencial, o ESS deve ser capaz de armazenar a diferença entre a produção e o consumo local no período de atividade do PV. Desta forma, a capacidade de armazenamento é dada por:

$$E_{ESS} = \int_8^{16} P_{pv}(t) - P_c(t) dt \quad (4.21)$$

Tabela 2 – Modelos comerciais de baterias de íon-lítio.

Fabricante	Modelo	Características		
		Capacidade Nominal [kWh]	Profundidade de Descarga [%]	Potência Nominal [kW]
Alpha-ESS (China)	SMILE-B3	2,9	96,6	3
	SMILE-BAT-5.8	5,8	89,7	2,688
	SMILE-BAT-10.3	10,3	90,3	5,12
	SMILE-BAT-13.3	13,3	100,0	5
Enphase (EUA)	AC Battery	1,2	100,0	0,26
	Encharge 3	3,5	96,0	1,28
	Encharge 10	10,5	96,0	3,84
LG Chem (Coreia do Sul)	RESU 3.3	3,3	87,9	3
	RESU 6.5	6,5	90,8	4,2
	RESU 10	9,8	89,8	5
Moixa (Reino Unido)	Smart 2 kWh	2,0	-	0,46
	Smart 3 kWh	3,0	-	0,46
Nissan (Japão)	xStorage	4,2	90,0	3,6
		6,0	90,0	4,6
		10,1	90,0	6
Powervault (Reino Unido)	Powervault 3	4,0	95,0	2,3/3,2
		8,0	95,0	3,3
		12,0	95,0	3,3
		16,0	95,0	3,3
		20,0	95,0	3,3
Sonnen (Alemanha)	eco 8/2	2,0	98,0	1,5
	eco 8/4	4,0	98,0	2,0/2,5
	eco 8/6	6,0	98,0	2,5/3,0
	eco 8/8	8,0	98,0	2,5/3,3
	eco 8/10	10,0	98,0	2,5/3,3
	eco 8/12	12,0	98,0	2,5/3,3
	eco 8/14	14,0	98,0	2,5/3,3
	eco 8/16	16,0	98,0	2,5/3,3
Tesla (EUA)	Powerwall 2	14	96,4	5

Observando os gráficos das Figuras 16 e 17, fica evidente que a produção do PV se dá entre as 8 h e às 16 h. É neste período que a geração local é maior que o consumo, resultando assim em uma injeção de potência na rede pelo prosumidor. Logo, integrando a diferença destas duas grandezas neste intervalo de tempo, obtém-se a quantidade de energia que precisa ser armazenada.

Da mesma forma que foi utilizado um modelo padrão de painel solar para os GD-PVs simulados, também é definido uma bateria padrão para o dimensionamento dos ESSs. Foi escolhido o modelo RESU 3.3 da LG Chem. Tal bateria foi definida como base por apresentar um bom detalhamento de suas características operacionais no *datasheets* do fabricante e por ter a menor capacidade de sua linha, podendo assim ser associada em ESSs de diversos tamanhos, atendendo todos os casos propostos. Deste modo, as capacidades de armazenamento E_{ESS} , obtidas em 4.21, são aproximadas ao múltiplo imediatamente maior de 3.3 kWh, que é a capacidade nominal da bateria escolhida.

É importante ressaltar que a escolha de um modelo padrão de bateria para a composição dos ESSs serve exclusivamente para padronizar e simplificar sua implementação nas simulações. Em uma aplicação real, a escolha deve se basear tanto na capacidade de armazenamento, quanto no seu custo. Uma vez que se leve o valor monetário em conta, é muito provável que a aquisição de uma bateria de maior capacidade seja mais acessível que várias menores. Entretanto, como a análise e a otimização dos custos não são abordadas neste ponto, a simplificação do dimensionamento e da modelagem nas simulações foram priorizadas.

4.5 Implementação dos ESSs e Obtenção de Resultados

Como mostrado na Figura 4, os ESSs serão conectados ao sistema de distribuição de duas formas. Na primeira abordagem, eles serão instalados juntos aos GD-PVs nas unidades consumidoras, formando então um sistema híbrido PV-ESS. Já para a outra situação, haverá apenas um ESS concentrado e conectado no primeiro barramento da rede (barramento secundário do transformador principal), o qual será responsável por armazenar o excedente de geração PV de todas as instalações conectadas.

No primeiro conjunto de simulações com a presença de armazenamento, a consideração dos casos é a mesma já descrita anteriormente na Seção 4.2.4. Os ESSs, assim como os GD-PVs, são dimensionados para cada consumidor, conectados nas mesmas fases e de acordo com os consumos diários dos mesmos, ordenados de forma decrescente. Assim, serão totalizados 34 casos para cada configuração de aumento dos recursos distribuídos.

As situações e grandezas a serem analisadas são as mesmas descritas na seção 4.3. A diferença é que os níveis de penetração que antes diziam respeito aos prosumidores com GD-PVs tradicionais, agora indicam a presença dos sistemas híbridos PV-ESSs.

Para a situação em que haverá apenas um ESS concentrado para todo o sistema, é simulado apenas o nível máximo de penetração PV (144%). É considerado apenas este cenário pois é nele que ocorrerá o maior fluxo reverso de potência no transformador principal. Seu dimensionamento é basicamente o mesmo utilizado para os armazenamentos distribuídos. Entretanto, quanto a sua operação, são colocadas algumas particularidades para facilitar a simulação. Estas serão brevemente abordadas e discutidas na apresentação dos resultados.

Após a exposição das medições e a avaliação para todos os casos propostos, é necessário então uma análise comparativa de seus resultados. Tal verificação é feita para os casos mais extremos, ou seja, para a rede operando em sua condição original (0% de penetração), e para os níveis máximos de REDs presentes (144% de penetração) em suas diferentes configurações. Considera-se ainda nesta comparação diferentes níveis de tensão na entrada da rede de distribuição, variando de 1 a 1.05 p.u. A partir destes cenários, os resultados a serem confrontados serão os desvios máximos e mínimos de tensão, o Fator de Desequilíbrio (FD) e as perdas no sistema de distribuição de baixa tensão.

Uma vez que os impactos e possíveis melhorias na rede forem quantificados e comparados, resta investigar se estes diferentes arranjos de REDs conseguem operar da maneira devida por um maior período de tempo. Ainda para os casos de maior penetração de GD-PV com a presença de ESSs, é analisado o comportamento da energia armazenada para as situações com os ESSs distribuídos e o concentrado. Tais simulações levam em consideração um período de 6 dias nos quais os perfis de consumo residências e os de geração PV se alteram a cada 24h. Busca-se ainda a criação de diversos cenários de operação dos GD-PV e das unidades consumidoras, para assim diversificar as condições em que os ESS atuam.

RESULTADOS

Uma vez que no capítulo anterior foram postos os objetos de estudo, os cenários propostos e os métodos de análise, neste, apresentam-se os resultados obtidos até o momento.

5.1 Operação da Rede Original

Antes de avaliar os impactos ocasionados pela incorporação dos REDs, é preciso verificar a operação do sistema de distribuição original. Assim, é possível a determinação das bases para as comparações posteriores.

O primeiro aspecto importante a se considerar é a demanda de potência ativa que a totalidade da rede terá do fornecimento principal de energia. Ou seja, o quão dependente do abastecimento da concessionária este bloco de consumidores está.

Neste sentido, é correto afirmar que, uma vez que não exista a presença de REDs, tais usuários da rede elétrica estão totalmente sujeitos a energia entregue pela empresa distribuidora local e a seus modelos tarifários. Resta saber então como se dá este consumo resultante ao longo do dia.

Para os 34 consumidores, existem diferenças no número de fases nas quais cada um está conectado, na combinação destas fases, na forma dos perfis de carga e nos valores máximos os quais podem assumir. Desta maneira, pressupõe-se que o perfil desta demanda total, para cada fase, será semelhante aos atribuídos as cargas, mas com valores diferentes entre si. Estas curvas são então obtidas pela medição da potência real nos terminais secundários do transformador e estão expostas na Figura 18.

Figura 18 – Potências reais monofásicas no transformador para o sistema original.

Fonte: Elaborada pelo autor.

Na Figura 18, fica evidente que a maior parte da carga recai sobre a fase *B*. Durante todo o dia, sua diferença com a fase *C*, a menos carregada, gira em torno de 1 a 1,5 kW. Tal diferença é ainda maior no horário de pico, alcançando valores superiores a 2 kW. Observa-se também que a demanda para cada fase permanece relativamente constante durante todo o dia até as 17 h. Porém, existem leves oscilações e um pequeno aumento antes das 6 h, horário este que antecede o início da jornada de trabalho e representa então o despertar dos moradores das residências. Já durante o fim da tarde, nota-se um aumento abrupto do consumo de potência, que só começará a retornar aos níveis mais baixos após as 22 h. Tal comportamento também se deve a rotina domiciliar, na qual as pessoas retornam as suas casas no início da noite e se recolhem pouco antes do fim das 24 horas. Durante este período é quando o uso dos aparelhos elétricos se intensifica.

O comportamento da potência tem influência direta nos níveis de tensão observados ao longo da rede. Espera-se que nos momentos de maior consumo, tais grandezas sofram uma diminuição em relação ao valor nominal da rede. Se ainda levarmos em conta a demanda de potência reativa, a qual segue a mesma tendência da real, uma vez que o FP é constante, estas quedas de tensão serão ainda maiores. A Figura 19 representa a variação das tensões de fase a partir de um mapa de calor para cada uma delas. O eixo horizontal representa o tempo em horas. É composto de 96 intervalos, uma vez que a amostragem é feita de 15 em 15 minutos. No eixo vertical, é indicado o barramento referente a medição. Este é diferente para cada mapa, já que nem sempre há a presença de determinada fase em um barramento. Por fim, as cores representam o nível de tensão em p.u.. Estas vão de 0,95 a 1,09 p.u., sendo as cores mais escuras os menores valores, e as mais claras, os maiores.

Figura 19 – Variação da tensão nos barramentos ao longo do dia sem GD-PV, nas fases A (a), B (b) e C (c).

Fonte: Elaborada pelo autor.

Como previsto, as maiores quedas de tensão ao longo dos alimentadores se concentram entre às 18 e 22 h, período este que apresenta as maiores demandas de potência. Neste mesmo intervalo, nota-se um clareamento para os barramentos superiores do gráfico. Isto se deve ao fato de que do barramento 30 em diante se inicia outro bloco de distribuição, como pode ser observado na Figura 5. Logo eles se encontram mais próximos do transformador e terão menores quedas de tensão. Os menores valores medidos giram em torno de 0,95 p.u.. Já os maiores não se desviam muito do valor nominal unitário.

Outro indicador pertinente é o nível de desequilíbrio entre as fases. Pelo simples fato da divisão desigual dos consumos entre as fases, como observado nas potências do início do alimentador na Figura 18, e nas tensões de fase na Figura 19, já é possível afirmar que o sistema não é totalmente equilibrado. Porém, é essencial a quantificação deste comportamento para que, posteriormente, sejam avaliados os efeitos que os REDs terão sobre o mesmo. Logo, utiliza-se do método de cálculo apresentado no item 3.3 para quantificar o desequilíbrio de tensão entre as fases. Na Figura 20 é apresentado outro mapa de calor. Porém, agora para os níveis percentuais de desequilíbrio de tensão referentes aos barramentos trifásicos durante o período de 24 horas.

Figura 20 – Desequilíbrio de tensão ao longo do dia sem GD-PV.

Fonte: Elaborada pelo autor.

De forma semelhante a magnitude das tensões de fase, o desequilíbrio sofre maiores variações nos momentos em que ocorrem uma elevação no consumo. Isso já era de se esperar pois, como dito anteriormente, a fase *B*, por ser mais carregada que as demais, sofrerá quedas de tensão mais bruscas, o que acarreta em níveis mais elevados de desequilíbrio. A escala referente ao desequilíbrio percentual de tensão vai de 0 a 0,6%, ou seja, abrange valores bem inferiores ao limite imposto pela ANEEL de 3%. Desta forma, pode-se afirmar que todas as situações consideradas a partir daqui, são aplicadas em um sistema que obedece os limites impostos pela agência reguladora em questão no que se refere ao desequilíbrio de tensão.

5.2 Aumento Progressivo de GD-PV

Após a avaliação da operação em regime da rede de distribuição, o próximo passo é observar seu comportamento com o aumento progressivo da geração local pelos consumidores. Estes, que antes eram passivos, e apenas recebiam a energia disponibilizada pela concessionária, passam a ser capazes de suprir parte de sua demanda e ainda injetar o excedente de sua produção na rede. Assim, deste momento em diante, deixam de ser consumidores e tornam-se prosumidores e agentes ativos em relação a operação do sistema elétrico.

O aumento da penetração PV a ser considerado segue a tendência apresentada na Figura 10, na qual as residências com os maiores consumos são as primeiras a conectarem um GD. O nível percentual representa a potência nominal total dos sistemas PVs conectados à rede em relação a capacidade nominal do transformador de 45 kVA. A Figura 21 apresenta a potência real medida no secundário do transformador para sete diferentes situações. Cada uma delas representa um nível de penetração PV, sendo estes correspondentes a nenhuma (0), 3 (23% de penetração), 6 (43%), 10 (65%), 15 (90%), 25 (125%) e 34 (144%) unidades de GD-PV conectadas.

Figura 21 – Potência real no lado de baixa tensão do transformador para diferentes níveis de penetração PV.

Fonte: Elaborada pelo autor.

Nota-se que junto ao aumento da geração de energia nos pontos de consumo, cresce também o fluxo inverso de potência no transformador, caracterizado pelos valores negativos que as curvas apresentam durante o dia (aproximadamente entre 8h e 16h). Até a marca de 23%, não existe tal inversão, havendo sempre uma demanda positiva em relação a rede primária. Entretanto, para os percentuais seguintes, há um aumento progressivo do fluxo reverso até o seu ápice, quando todas as 34 instalações produzirão energia e atingem a marca de 144% de penetração. Com essa crescente inversão no fluxo de potência real, haverá mudanças no comportamento do FP. Na Figura 22 é apresentado os valores do FP ao longo do dia para as situações de penetração consideradas anteriormente.

Figura 22 – FP no lado de baixa tensão do transformador para diferentes níveis de penetração PV.

Fonte: Elaborada pelo autor.

Para a rede original, o FP no transformador é constante e igual a 0,85, ou seja, o mesmo valor que foi fixado para todos os consumos residenciais. Entretanto, quanto mais GD-PV são instaladas, menor se torna o FP, atingindo valores negativos e muito próximo de -1 para a situação mais extrema (144% de penetração). Com a grande presença de GD-PV o sentido do fluxo de potência ativa (real) se inverte, porém, a demanda de reativo será sempre a mesma. Pode-se então considerar um defasamento angular de 180° para a potência ativa. Desta maneira, o ângulo formado entre as representações no plano cartesiano das parcelas ativa e reativa da potência se encontrará no 3º ou 4º quadrante. O mesmo ocorrerá para o ângulo entre a potência aparente resultante e a potência ativa (ângulo de fase). Logo, o FP que resulta do cosseno de tal ângulo deverá ser caracterizado como negativo (IEEE Power & Energy Society, 2010; STEVENS, 1983). Portanto, é apropriado considerar valores de FP menores que zero, assim como os obtidos no gráfico da Figura 22.

A ANEEL, por meio da resolução normativa Nº 569 de Julho de 2013 (ANEEL, 2013), impõe um FP de no mínimo 0,92, indutivo ou capacitivo, para as unidades consumidoras. Entretanto, tal limite só é válido para os consumidores do grupo A, os quais ficam sujeitos a cobranças adicionais caso excedam o seu consumo de reativo. Entretanto, esta mesma resolução proíbe tal cobrança para o grupo B, ao qual não é imputado nenhuma restrição quanto à potência reativa. No mesmo sentido, as resoluções Nº 482 de Abril de 2012 (ANEEL, 2012) e a sua atualização com a resolução Nº 687 de Novembro de 2015 (ANEEL, 2015), não fazem menção a energia reativa e nem imputam nenhuma restrição quanto ao FP das unidades consumidoras com micro ou mini GD. Diante disso, pode-se afirmar que, atualmente, o FP ainda não é um aspecto restritivo a ser considerado em uma avaliação econômica ou regulatória frente ao crescimento da GD-PV. Tal circunstância pode ser revista em algum futuro próximo. Entretanto, nesta pesquisa, os baixos valores de FP não serão considerados como uma desvantagem à operação da rede e

servirão apenas como indicativo do comportamento das potências ativa, reativa e aparente.

Por sua vez, esse comportamento é refletido na potência aparente entregue pelo transformador. Na Figura 23, apresenta-se a potência aparente para o período de 24 horas considerado.

Figura 23 – Potência aparente no lado de baixa tensão do transformador para diferentes níveis de penetração PV.

A potência aparente é dada pela raiz da soma dos quadrados de suas parcelas real e imaginária. Tal grandeza será sempre positiva mesmo com um possível FP negativo. A partir daí, observando a Figura 23, nota-se que para penetrações menores que 65%, os carregamentos no transformador são menores do que na rede original. Só quando há a exportação de potência real da rede secundária para a primária é que o valor aparente começará a aumentar. O valor máximo alcançado na penetração de 144% é de 44,17 kVA, ou seja, muito próximo do valor nominal de 45 kVA do transformador. Considerar tal limite é um tanto quanto otimista, uma vez que tais medições estão sendo feitas nos terminais secundários do transformador e não se considera as perdas no mesmo. Entretanto, este é representado no gráfico apenas como um indicativo.

A Figura 24 mostra as curvas diárias das potências em cada fase nos terminais secundários do transformador. A partir de tais curvas é possível a comparação com as apresentadas na Figura 18, e assim verificar a máxima inversão do fluxo de potência ocasionado pela instalação máxima dos sistemas PVs. Fica evidente ainda, que o maior carregamento da fase B também se traduz numa maior injeção de energia na rede, uma vez que é nela que serão conectadas as maiores GDs. Durante o pico de geração PV, o módulo da injeção de potência da rede primária na fase B do transformador chega a 17,6 kW, montante substancialmente superior aos 10,1 kW do consumo máximo observado no horário de pico do mesmo caso.

Figura 24 – Potência real em cada fase do transformador com 34 GD-PVs conectadas.

Fonte: Elaborada pelo autor.

Assim como a queda nos valores de tensão presentes no início da noite, decorrentes do aumento brusco na demanda de energia, e observadas na Figura 19, essa inversão no fluxo de potência também se refletirá nas tensões. Este efeito foi abordado com mais detalhes no item 3.2. Como já apontado, a fase *B* apresenta as maiores variações nas magnitudes de tensão, logo, seu comportamento serve como o melhor indicativo para os impactos ocasionados pela implementação das gerações locais. Assim, na Figura 25, são indicados os valores de tensão em p.u. nos barramentos em que a fase *B* está presente para três diferentes níveis de penetração PV.

O primeiro efeito que mais chama a atenção é o aumento gradativo da magnitude da tensão no período diurno. Se antes tais valores se encontravam sempre próximos ao nominal do sistema, agora apresentam um aumento substancial, chegando a marca de 3,92%. No caso da Figura 25a, no qual há 6 GD-PVs conectados, nota-se pouca diferença com a Figura 19b. Apenas um leve clareamento do mapa de calor no período entre 8 e 16 h. Para a situação seguinte, com 15 unidades de geração, e com capacidade nominal relativa a 90% do transformador, este clareamento já se intensifica.

Outra alteração interessante é o clareamento dos mapas de calor nos momentos relacionados a elevação do consumo. Esta área, antes bem escura e atingindo números muito próximos ao valor mínimo de 0,95 p.u., tem este efeito amenizado. Voltando as Figuras 16 e 24, nota-se que a geração de energia sofre uma grande diminuição a partir das 16 h, porém, ainda se mantém com valores mais baixos até pouco depois das 18 h. É justamente nesse momento que a demanda de potência sofre o maior aumento, e mesmo que a geração local seja pequena, esta contribui de forma singela para a manutenção dos níveis de tensão.

Figura 25 – Variação da tensão na fase B dos barramentos ao longo do dia com a presença de GD-PV e penetrações de 43% (a), 90% (b) e 144% (c).

Fonte: Elaborada pelo autor.

Por fim, resta a comparação dos novos fatores de desequilíbrio. Estes são exibidos para a situação de penetração máxima na Figura 26.

Figura 26 – Desequilíbrio de tensão ao longo do dia com penetração de GD-PV em 144%.

Fonte: Elaborada pelo autor.

Fica evidente que com o aumento dos níveis de tensão aumentam também o desequilíbrio entre as fases. Basicamente os maiores valores observados no início da noite na Figura 20 permanecem, e agora são acompanhados por outros maiores próximos ao meio dia. Novamente, pode-se afirmar que tais alterações se deram devido a inversão do fluxo de potência. O ápice desta diferença entre as tensões ocorre próximo às 13 h, e atinge a marca de 0,57%.

Contudo, em relação a tensão, tanto seus valores mínimos, máximos e os desequilíbrios entre as fases continuam respeitando os limites impostos pelo Módulo 8 do Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional (PRODIST). Isto ocorre para o sistema de teste utilizado mesmo com os aumentos de tensão nos momentos de grande geração PV, os quais são os principais causadores da deterioração destes índices. Entretanto, a que se atentar para o FP de 0,85 fixado para os perfis de consumo de todas as unidades. Tal valor é constante durante todo o tempo de simulação, porém em uma situação real, pode variar entre 1 e 0,65 (BANDINI; FRANCATO, 2010) (RIOS *et al.*, 2014). Tal oscilação é decorrente da variação do fluxo de potência reativa em relação a ativa, e que também pode gerar impactos nos níveis de tensão, os quais não foram considerados nesta pesquisa. Logo, mesmo que os índices impostos pela agência reguladora tenham sido respeitados, ainda é interessante buscar uma redução dos impactos causados pela GD.

5.3 Aumento Progressivo de Sistemas PV-ESSs

Uma vez avaliados os efeitos e impactos no sistema decorrentes da incorporação progressiva da geração local intermitente, o próximo passo é refazer estas análises com a inclusão do armazenamento local. Seguindo a mesma lógica de aumento utilizada anteriormente, os GD-PVs serão agora adicionados um a um em conjunto com o dispositivo ESS, que foi proposto e detalhado na seção 4.4. O que se espera alcançar com este novo elemento é o aumento do consumo local da energia produzida pelas unidades conectadas à rede. Ou seja, proporcionar um maior auto-consumo, acarretando assim em mais auto-suficiência de potência ativa, reduzindo a demanda em relação a concessionária durante o pico de consumo e, por consequência, aliviando as piores dos índices de QEE ocasionados pelos GD-PVs tradicionais.

Da mesma forma que a Figura 21, a Figura 27 traz as medições de potência ativa durante as 24 horas, para os mesmos níveis de penetração para as associações de PV-ESS. Nestes cenários, os limites inferiores (L_l) e superiores (U_l) (Equação 4.19), para cada ESS, são definidos como 0 e 30%, e todas as simulações dos armazenadores são iniciadas com carregamento mínimo.

Figura 27 – Potência real no lado de baixa tensão do transformador para diferentes níveis de penetração PV-ESS.

Fonte: Elaborada pelo autor.

O primeiro ponto a ser observado na Figura 27 são as diferentes demandas de potência ativa na parte da manhã, antes do início da geração PV e consequente carregamento dos ESSs. Até que comecem a aumentar sua carga, todos os ESSs estarão inativos, uma vez que iniciam com sua reserva mínima, a qual não pode ser utilizada. Porém, tal estado ainda apresenta um consumo de energia, como explanado no item 4.4.1.1. Logo, o comportamento destes dispositivos é semelhante a uma carga, requisitando assim mais potência da rede. Desta forma, entre 0 e 8 h, quanto maior for a penetração de PV-ESS na rede secundária como um todo, maior será o consumo de potência ativa da mesma. Esta análise é feita em um dia isolado e considera que todos os ESS estão "vazios". Tal situação é incomum para um funcionamento prolongado do

sistema PV-ESS, logo este aumento no consumo não é uma situação típica.

Em seguida, observando o período relativo a geração PV e ao carregamento do ESS, percebe-se que o fluxo inverso de potência no transformador agora é praticamente inexistente. Uma vez que cada armazenador foi modelado de forma que se carregue com toda a diferença entre o consumo e geração locais, não haverá mais um excedente de potência não consumida que precise ser injetada da rede primária para a secundária. Desta maneira, o que decorre é uma diminuição gradual na demanda para cada situação de penetração dos REDs, até que esta fique muito próxima de zero. Mesmo assim, ainda há algumas oscilações entre valores positivos e negativos na penetração máxima de PV-ESS.

Por fim, como é possível notar, o pico de consumo presente no fim da tarde e início da noite é bem reduzido com a integração dos REDs combinados. O maior valor registrado no sistema original às 18h é de 26,35 kW. Já para a penetração máxima, o maior valor de potência média é 16,29 kW às 17h45. Os picos de consumo tem seus horários alterados, provavelmente por alguma particularidade envolvendo as medições e os controles dos ESSs, mas a diferença entre estes dois valores é de quase 40%. Assim, é plausível afirmar que há um alívio substancial da rede neste período.

Assim como feito para a penetração PV tradicional, é importante observar novamente as relações entre as potências. A Figura 28 traz o comportamento durante o período considerado para os diversos níveis de integração do PV-ESS.

Figura 28 – FP no lado de baixa tensão do transformador para diferentes níveis de penetração PV-ESS.

Fonte: Elaborada pelo autor.

Como o excedente da geração PV agora é praticamente todo armazenado pelos ESS, não haverá o fluxo reverso de potência ativa no transformador. A única exceção acontece para os 144%, onde a demanda de energia da rede primária é sempre próxima de zero, mas ainda assim oscila entre valores positivos e negativos. Isto acaba por produzir o mesmo efeito no FP. Nos

demaís momentos, o FP se comporta de forma semelhante a própria parcela real da potência, aumentando ou diminuindo de acordo com sua entrada a partir do transformador.

Substancialmente, o comportamento da potência aparente total no transformador é o mesmo da real, exibido na Figura 27. A única diferença são os valores, que passam a ser um pouco maiores devido a demanda de reativo associada. Desta forma, as curvas relativas a tais grandezas não são apresentadas nesse documento.

A Figura 29 permite a análise do carregamento de cada fase para a situação em que todos os usuários da rede contam com o PV-ESS.

Figura 29 – Potência real em cada fase do transformador com 34 PV-ESSs conectados.

Fonte: Elaborada pelo autor.

O aspecto mais interessante presente na observação das potências em cada fase do transformador, quando há a incorporação do sistema PV-ESS por todas as unidades consumidoras, é a minimização das suas diferenças durante o período diurno. Se comparada à Figura 24, percebe-se que a alocação do PV puro na fase mais carregada, ocasionará também um fluxo reverso maior na mesma. Entretanto, utilizando a mesma lógica para o ESS, é possível minimizar totalmente essa diferença entre as fases.

Por conseguinte, resta verificar como se comportará a tensão nos barramentos do sistema nesta nova configuração de funcionamento. A Figura 30 apresenta os mapas de calor para a fase B, para os mesmos níveis de penetração considerados na seção anterior.

Se antes o aumento da geração local aumentava a magnitude da tensão nos barramentos durante o dia, agora isso não mais acontece. Nota-se uma predominância do valor unitário (nominal) durante a maior parte do tempo em todos os barramentos, sendo este também o maior valor de tensão aferido. As únicas exceções acontecem durante os aumentos de consumo durante o início da manhã e da noite. As tensões neste primeiro horário acabam sendo iguais ou até menores que nas situações anteriores, uma vez que existe um aumento na demanda de potência

Figura 30 – Variação da tensão na fase B dos barramentos ao longo do dia com a presença de PV-BESS e penetrações de 43% (a), 90% (b) e 144% (c).

Fonte: Elaborada pelo autor.

ativa devido ao consumo dos ESSs no estado de inatividade. Já na área que representa horário de ponta, vale observar um escurecimento, porém, ele é menor, o que representa uma melhora nos perfis de tensão. O menor valor presente na penetração máxima de 144% é 0,963 p.u..

Por fim, resta saber como essa melhora nos níveis de tensão será refletida no fator de desequilíbrio. Este é então apresentado para a penetração máxima de PV-ESS na Figura 31.

Figura 31 – Desequilíbrio de tensão ao longo do dia com penetração de PV-ESS em 144%.

Fonte: Elaborada pelo autor.

Como se esperava, todos os aumentos no desequilíbrio expostos na Figura 26 são amenizados para quase zero. Comparando-se ainda com os níveis apresentados pelo sistema original na Figura 20, também se observa uma melhora substancial no horário de ponta.

5.4 Conexão de um ESS Concentrado

Para fins de comparação com os casos anteriores de armazenamento local de energia, é proposta também a análise do comportamento da rede com apenas um ESS maior e responsável por abastecer todas as unidades conectadas. Este estudo é realizado apenas para a penetração PV máxima considerada de 144%, pois esta configuração só se justifica para situações com grande fluxo reverso de potência na entrada da rede, logo foi escolhido o caso mais extremo. Também são feitas algumas mudanças quanto a configuração do ESS e o controle utilizado, as quais serão brevemente abordadas antes da apresentação dos resultados.

Como o dispositivo deve agora reter o excesso de geração de energia para toda a rede, sua capacidade precisa ser maior. Desta forma, o modelo de bateria de 3,3 kWh da LG utilizado anteriormente foi trocado pelo de 9,8 kWh da mesma linha. O ESS foi então dimensionado utilizando 20 destas baterias, o que totaliza uma capacidade e potência nominais de 196 kWh e 100 kW, respectivamente. O dispositivo foi então ligado no Barramento 2, que é o ponto onde o secundário do transformador está conectado.

Para controlar a carga e descarga do ESS, foi utilizado um dispositivo de controle nativo do *OpenDSS*, o *Storage Controller*. Este, é conectado a um ponto do circuito e a partir do monitoramento das medidas de potência no mesmo, decide os estados de funcionamento de todos os armazenadores conectados de acordo com o método de controle selecionado. Para o caso em particular é utilizado o modo *Peak Shave*, o qual funciona de modo semelhante ao protótipo de controle esboçado na seção 4.4.2.2. São definidos um limite mínimo e um máximo para a potência trifásica monitorada pelo controlador, que por sua vez utiliza da capacidade de armazenamento ou de energia estocada no ESS para mantê-los.

Primeiramente, é preciso verificar se o ESS cumpre sua função de reduzir tanto os picos quanto os vales presentes na curva da demanda de potência ativa no transformador. Os limites atribuídos ao *Storage Controller* foram de 0 e 7 kW para o mínimo e o máximo, respectivamente. Na Figura 32, são apresentadas as potências reais trifásicas e a monofásica no ESS, bem como no secundário do transformador.

Figura 32 – Potência real no ESS e no transformador.

Fonte: Elaborada pelo autor.

O primeiro aspecto mais pertinente é que o ESS, em conjunto com o controle adotado, consegue com êxito cortar todo o excedente de potência ativa exportada por meio do transformador e reduzir todo o consumo que ultrapasse os 7 kW no horário de ponta. Isto também pode ser observado na potência total no ESS (curva em amarelo), a qual toma a forma exata da geração PV no seu período de carregamento. A potência monofásica do ESS apresentada diz respeito a fase A. As demais não estão presentes pois assumem sempre os mesmos valores, ou seja, a potência de entrada ou saída nas três fases do ESS são iguais entre si durante todo o tempo. Tal informação é importante para entender o perfil da potência por fase no transformador, que é mostrada na Figura 33.

Figura 33 – Potência por fase no transformador.

Fonte: Elaborada pelo autor.

O *Storage Controller* utiliza de medições e limites relativos a potência trifásica, ou seja, a soma algébrica das três monofásicas. Logo, o controlador opera fazendo com que o ESS absorva ou injeção o mesmo valor de potência ativa nas três fases para que a curva de demanda total no transformador só assuma valores entre 0 e 7 kW. Por sua vez, as potências em cada fase sempre assumem valores diferentes entre si. Isto implica que, para que a condição de potência total mínima igual a zero imposta pelo controle seja alcançada, a fase *B* deve injetar potência, enquanto as fases *A* e *C* apresentam uma demanda positiva. Como observado nas seções anteriores, esta diferença apresentará efeitos no desequilíbrio e nas magnitudes das tensões de fase, os quais são apresentados a seguir nas Figuras 34 e 35, respectivamente.

Figura 34 – Desequilíbrio de tensão para 144% de penetração PV com ESS concentrado.

Fonte: Elaborada pelo autor.

Figura 35 – Variação da tensão nos barramentos ao longo do dia com penetração GD-PV de 144% e ESS concentrado, nas fases A (a), B (b) e C (c).

Fonte: Elaborada pelo autor.

Fica evidente na Figura 34 que nos momentos onde ocorrem um aumento da diferença entre as potências das fases, há também uma elevação no desequilíbrio de tensão. Este chega a 0,69%, maior valor registrado para todos os casos simulados até aqui, próximo às 13 h. Bem como durante a tarde, o horário de ponta apresenta um acréscimo no desequilíbrio. Mesmo que este seja mais ameno, demonstra a diferença presente nas tensões de fase. Por sua vez, os mapas de calor que as representam na Figura 35, demonstram que as fases *A* e *C* permanecem quase todo o dia com valores bem próximos do unitário e sem grandes variações. Já a fase *B* apresenta maiores oscilações, como já esperado, consistindo de aumentos no período da tarde e quedas no início da noite. Entretanto, tais diferenças são menores e manifestam um acréscimo de tensão máximo de 1,15% e queda mínima de 3,5%.

5.5 Influência da Tensão Base

Até este momento todos os cenários considerados tem como referência uma tensão base de 1 p.u. Tal valor é definido como a tensão de entrada do sistema de distribuição, uma vez que é atribuído ao equivalente responsável pela alimentação da rede. Foi adotado tal valor para que a razão das variações de tensão, em relação a base, fossem iguais a seus valores absolutos.

Entretanto, esta é uma condição incomum para uma rede de distribuição real, já que a tensão entre os condutores por toda sua extensão está sujeita a variações. Logo, seria virtualmente impossível, sem dispositivos reguladores de tensão munidos de um controle muito preciso, obter a tensão nominal na entrada de um bloco de consumidores localizado a uma distância considerável da subestação.

As redes de distribuição atuais ainda são em sua maioria passivas, e por isso só apresentam quedas de tensão, ocasionadas pelas perdas Joules nos condutores. Atentando-se a tal fato, é comum que as distribuidoras estabeleçam, nos terminais das subestações, valores de tensão superiores ao nominal da rede. Isto garantiria que o nível de tensão entregue ao consumidor final não esteja abaixo do limite imposto por norma, uma vez que todas as quedas de tensão inerentes a rede de distribuição incidiriam sobre um valor maior que o nominal.

A concessionária de distribuição deve garantir que a tensão nos pontos de consumo esteja entre 1,05 e 0,95 p.u (ANEEL, 2021). Considerando tais limites e retornando a Figura 19b, nota-se uma grande queda de tensão no horário de pico, chegando bem próximo ao limite mínimo. Entende-se então que, para o sistema teste original (passivo), é necessário garantir que a tensão de entrada da rede seja maior que 1 p.u.

A partir de tais ponderações, foram realizados novas simulações com as penetrações máximas das diferentes configurações dos REDs para níveis de tensão de entradas maiores que 1 p.u.. Nesta etapa, o interesse se volta para a variação de tensão nas barras ao longo da rede e no período de um dia (Figuras 36 e 37). As tensões bases utilizadas foram 1,025 e 1,05 p.u, as quais refletem, respectivamente, o valor mediano e o máximo do limite superior de tensão.

Figura 36 – Variação da tensão na fase *B* nos barramentos ao longo do dia com tensão base de 1,025 p.u.

Fonte: Elaborada pelo autor.

Figura 37 – Variação da tensão na fase *B* nos barramentos ao longo do dia com tensão base de 1,05 p.u.

Fonte: Elaborada pelo autor.

Comparando os mapas de calor das Figuras 36 e 37 com todos outros referentes as medidas de tensões com a referência de 1 p.u., percebe-se que as variações seguem um mesmo padrão para cada uma das diferentes configurações dos REDs. Estes comportamentos das tensões foram discutidos nas Seções 5.2, 5.3 e 5.4. Por outro lado, como a tensão de entrada da rede foi elevada, todos os valores medidos e representados nos gráficos também serão maiores. Como constatado anteriormente, mesmo com as sobretensões ocasionadas pela GD-PV convencional, se a rede estiver sendo abastecida com a tensão nominal de 1 p.u., o limite máximo de 1,05 p.u não será ultrapassado. Porém, nestas novas condições isto não se manterá, e ocorrerão violações quanto aos níveis máximos de tensão regulamentados.

Para os cenários em que a tensão base é de 1,025 p.u, só haverá transgressão da tensão máxima quando forem conectados os GD-PVs (sem os ESSs), como observado na Figura 36a. Nesta condição, a tensão na fase *B* alcança valores de até 1,064 p.u., o que representa um aumento de 3,81% em relação à tensão de referência, e 1,34% ao limite máximo. Já para ambas as situações em que os armazenadores são utilizados, não ocorrerá nenhuma violação. O maior valor medido é 1,036 p.u. com o ESS concentrado, o que corresponde a um aumento de 1,12% na tensão.

Apesar de se conseguir uma redução das sobretensões ocasionadas pela GD-PV com os ESSs, as situações em que a rede é suprida com uma tensão de 1,05 p.u estarão quase sempre violando o limite superior de tensão previsto pela ANEEL. Isto é evidente uma vez que a referência utilizada já é o maior valor permitido. Tal condição foi colocada como uma hipótese que extrapola qualquer contexto factível, servindo apenas para comparar o comportamento do sistema com as simulações anteriores. Nestes cenários, a tensão máxima na fase *B* chega a 1,088 p.u, sendo assim 3,67% maior que a tensão de referência.

5.6 Comparação dos Cenários

Até o momento, foi considerado um perfil de aumento de GD-PV e dois modos de integração da tecnologia de ESS. O objetivo principal foi observar os impactos na rede e a partir deste verificar a possibilidade do aumento do consumo local da energia produzida pela GD e a melhora dos índices de QEE. A análise dos dados e medições apresentados nas seções anteriores já contemplam estas propostas do estudo. Entretanto, é preciso fazer um confronto mais direto dos valores obtidos para uma comparação mais assertiva dos cenários.

Faz-se então a primeira verificação comparativa com as perdas de potência real, a qual de fato exerce trabalho e é atribuída um valor monetário. No sistema de distribuição, estas podem ocorrer no transformador e nas linhas. Estão diretamente ligadas à quantidade de energia trocada entre estes elementos, ou seja, à magnitude do fluxo de potência e, consequentemente, da corrente elétrica. Neste sentido, a Figura 38 apresenta os valores das perdas diárias de potência (kW) totais para todos os 35 diferentes casos de penetração de GD-PV, com tensão base igual a

1 p.u., com e sem a presença do ESS local. Os valores apresentados no gráfico são o resultado da soma das perdas em cada um dos fluxos de potência calculados para cada caso. Ou seja, o somatório das perdas de potência nos 96 intervalos de 15 minutos.

Figura 38 – Perdas diárias totais na rede de distribuição.

Fonte: Elaborada pelo autor.

As perdas na configuração original da rede são de 17,26 kW para todo o dia simulado. Este valor passa por uma leve queda com a conexão de alguns GD-PV nas unidades de consumo até a 9ª instalação. A partir deste ponto, as perdas voltam a aumentar, chegando ao valor máximo de 31,42 kW para a penetração máxima de 144% (34 GD-PV conectados). Como observado anteriormente, com o aumento da GD pura, o fluxo de potência nas linhas e no transformador também aumenta. Logo, a dissipação de energia nos mesmos também cresce. Então, em baixos níveis, o PV pode melhorar a eficiência da operação da rede de distribuição. Porém, isso não ocorre quando há um aumento indiscriminado da sua presença, sendo na verdade um fator que agrava este índice.

Por outro lado, com a utilização do ESS local foi obtida uma diminuição substancial das perdas. É possível perceber que a potência desperdiçada é reduzida até um certo patamar de estabilidade, alcançado próximo a 25ª conexão de PV-ESS, e se mantém até a 34ª, com uma perda diária de 9,08 kW. Logo, reduzindo os picos de consumo e a injeção de energia na rede, que passa a ser consumida localmente, pode-se mitigar este gasto indesejado oriundo de seu "transporte". Pode-se inferir também sobre o significado desta estabilização das perdas referentes aos maiores níveis de penetração. Elas podem estar relacionadas ao consumo de energia entre às 0h e 8 h, período em que não há geração PV e nem descarregamento do ESS. Também pode advir do consumo de potência reativa durante todo o dia, a qual não sofre nenhuma alteração por parte da integração dos REDs. E por fim, do consumo existente entre às 18h e 24h, que mesmo sendo atenuado, ainda permanece e demanda uma quantidade de potência ativa da rede.

A Tabela 3 traz as variações percentuais de tensão mínimas e máximas em relação a tensão de entrada da rede. Apresenta também o FD percentual das tensões de fase e a discriminação das perdas de energia diária, em valores absolutos (kWh) e regulatórios (%). Este último sendo a proporção das perdas em relação a energia total. Considera-se a energia que circula pelas linhas e no transformador, bem como as variações de direção do fluxo de potência. Estas informações são apresentadas para o cenário da rede em sua configuração original e para as penetrações PVs máximas, incluindo o último caso com o ESS concentrado apresentado na seção 5.3. São considerados também os diferentes valores da tensão de referência.

Tabela 3 – Indicadores de impacto na operação da rede.

Vbase (p.u)	Indicadores		Sistema Original	GD-PV (144%)	PV-ESS (144%)	PV-ESS Concentrado (144%)
1	Variação (%)	Vmin	-4,94	-4,88	-3,69	-3,54
		Vmáx	0,00	3,92	0,00	1,15
		FD	0,44	0,57	0,29	0,69
	Perdas (kWh)	Linhas	2.27 (0.82%)	4.14 (1.06%)	1.13 (0.92%)	3.19 (2.66%)
		Trafo	2.02 (0.73%)	3.67 (0.95%)	1 (0.82%)	0.96 (0.7976%)
		Total	4.3 (1.54%)	7.84 (2.01%)	2.14 (1.75%)	4.14 (3.46%)
1.025	Variação (%)	Vmin	-4,80	-4,75	-2,93	-3,44
		Vmáx	0,00	3,81	0,00	1,12
		FD	0,42	0,54	0,33	0,66
	Perdas (kWh)	Linhas	2.16 (0.78%)	3.94 (1.01%)	1.08 (0.88%)	3.03 (2.53%)
		Trafo	1.92 (0.69%)	3.52 (0.90%)	0.96 (0.78%)	0.91 (0.76%)
		Total	4.08 (1.46%)	7.45 (1.92%)	2.04 (1.66%)	3.94 (3.29%)
1.05	Variação (%)	Vmin	-4,68	-4,62	-2,86	-3,36
		Vmáx	0,00	3,67	0,00	1,08
		FD	0,40	0,52	0,32	0,63
	Perdas (kWh)	Linhas	2.05 (0.74%)	3.72 (0.96%)	1.03 (0.84%)	2.88 (2.41%)
		Trafo	1.83 (0.66%)	3.32 (0.86%)	0.91 (0.74%)	0.87 (0.72%)
		Total	3.88 (1.39%)	7.04 (1.82%)	1.94 (1.58%)	3.75 (3.13%)

Com a tensão base igual a 1 p.u., percebe-se que nenhum dos indicadores relacionados as tensões de fase viola os limites impostos pela ANEEL, mas fica evidente as influências dos REDs para a rede de distribuição estudada. A conexão indiscriminada de GD-PVs apresenta uma piora nos indicadores relativos ao aumento de tensão e no desequilíbrio, bem como nas perdas associadas à distribuição. Nem nas quedas de tensão, que poderiam se beneficiar de tal situação, é obtida uma melhora substancial. Isso se deve ao fato da não coincidência entre o pico de consumo residencial e geração PV apontada até aqui.

Já com a utilização do sistema PV-ESS é observada uma grande melhoria quanto a configuração anterior e a original. Consegue-se reduzir todos os impactos ocasionados pelo perfil

de geração PV, melhorar os índices de QEE em relação a ausência de REDs, e ainda minimizar as perdas nas linhas e no transformador de distribuição. É importante lembrar também que se aumentou consideravelmente o auto consumo da energia gerada localmente, o que representa uma melhora no aproveitamento da fonte renovável em questão e uma diminuição nos gastos de energia do consumidor.

Por fim, a utilização de um ESS concentrado e responsável por toda a região atendida pela rede de distribuição também se mostrou eficaz. Por esta configuração, obtêm-se uma melhoria quanto aos afundamentos/subtensões. Porém, não é tão efetivo quanto os sistemas PV-ESS na contenção das elevações nas magnitudes de tensão. Também apresenta um agravamento no FD. Contudo, permanece bem abaixo do limite exigido de 3% pelo Módulo 8 do PRODIST. As perdas totais de energia também aumentam, assumindo um valor de 4,14 kWh, que é pouco menor do que a original de 4,3 kWh.

O ponto mais interessante neste sentido é que ao mesmo tempo que há uma grande redução nas perdas totais no transformador, existe um aumento nos condutores das linhas. Tal diminuição se deve provavelmente a expressiva redução na demanda de potência ativa da rede primária, restringindo assim a dissipação de energia no transformador. Já o acréscimo de potência dissipada nos condutores se deve ao fato de existir um escoamento de energia nos dois sentidos em relação ao único armazenador. Nesta configuração, haverá um fluxo de potência ao longo do período diurno carregando o ESS. Já ao final do dia, haverá uma inversão do mesmo, descarregando a reserva acumulada e alimentando as cargas. O que permite essas trocas de energia são, justamente, as linhas de distribuição, e por isso ocorrerá uma maior dissipação nas mesmas.

Isto explica também a grande diferença entre as perdas regulatórias percentuais. Mesmo que as perdas totais absolutas de energia para o sistema com o ESS concentrado sejam bem próximas do original, a energia que circula pelas linhas e pelo transformador são menores, logo as perdas regulatórias percentuais são maiores. Enquanto a do sistema original é 1,54%, a estratégia do ESS concentrado a aumenta para 3,46%.

Com exceção das violações de tensão máxima, todos os outros pontos levantados até o momento nesta seção também são válidos quando a rede estiver operando com as tensões de referência em 1,25 e 1,05 p.u. Porém, observa-se uma discreta redução em todos os indicadores, tanto os de variação de tensão nos barramentos, quanto de perdas. Logo, pode-se dizer que, levando-se em consideração as variações e não os valores absolutos das tensões, a situação mais conservadora será a da rede sendo alimentada pela tensão nominal. Entretanto, tal situação também é a única em que não ocorre nenhuma irregularidade quanto ao nível máximo de tensão, regulado pelo Módulo 8 do PRODIST ([ANEEL, 2021](#)).

5.7 A Operação da Rede em 144 Horas

A fim de examinar com mais detalhes o comportamento dos ESSs na rede de distribuição, aumentou-se o período de observação da mesma. Até este ponto, foram analisados intervalos de tempo diários, com o objetivo de quantificar índices de variação relacionados a tensão e as perdas técnicas. Nesta seção, porém, busca-se investigar como se dará o armazenamento de carga nas duas configurações de ESS utilizadas. Para tal fim, considera-se um período compreendido entre quinta e terça-feira de uma semana comercial normal. Tal intervalo foi escolhido para que o Fim de Semana (FDS) se encontre na metade do tempo total, começando e terminando com Dias Úteis (DUs).

Os perfis de consumo para os DUs são os mesmos exibidos na Figura 9. Estes foram selecionados de forma aleatória para cada DU e para cada uma das 34 unidades consumidoras. Já os comportamentos de carga relativos ao FDS foram adaptados de uma campanha de medições da Companhia Paulista de Força e Luz (CPFL) no ano de 2018. Estes resultaram em oito curvas, quatro para o sábado e quatro para o domingo, as quais também foram alocadas de forma arbitrária para os 34 consumidores.

Para diversificar ainda mais estas simulações, foram utilizados perfis de irradiação solar e temperaturas reais, obtidas do [Instituto Nacional de Meteorologia \(2021\)](#). Cada dia conta com um par diferente destas curvas, sendo que cada uma delas tem características diferentes de intensidade, sombreamento e duração. Uma vez que tais dados são as entradas dos sistemas PVs simulados, as respectivas gerações de energia diárias serão variadas. Isso permite a observação de como os ESSs se comportarão nos períodos de carregamento, e se as cargas armazenadas são excessivas ou deficitárias em relação as energias consumidas nos momentos definidos para os descarregamentos.

Considerando este período de tempo maior a ser analisado e os novos dados para o GD-PV, foram definidas quatro situações diferentes. As duas primeiras levam em conta uma utilização habitual e continua das unidades residências. Porém, a primeira emprega o perfil de geração PV padrão das simulações já realizadas até este ponto, o qual é alto e igual para todos os dias. Já a segunda considera um perfil de irradiação e temperatura para cada dia, podendo estes serem, altos, baixos e intermitentes. Na terceira e quarta situações, continua-se considerando uma geração PV incerta para cada dia, entretanto, uma supõe a utilização da instalação apenas nos dias de FDS e a outra apenas nos DUs. Nestes dois últimos casos, os dias em que o domicílio estiver vazio, o seu consumo é constante e igual a 20% de seu valor máximo nominal.

5.7.1 Consumo contínuo e alta geração PV

A primeira situação toma como condições a utilização corriqueira e continua das residências, junto a uma alta irradiação solar, resultando assim em um consumo ininterrupto e uma grande produção de energia durante todos os dias. Os gráficos da Figura 39 apresentam

respectivamente as potências ativas e a condição de carga de um ESS localizado no segundo maior consumidor conectado à rede (Consumidor 2), o qual é o único conectado as três fases do sistema. Tal instalação foi escolhida pois representa bem o comportamento geral de todas as outras unidades e da rede como um todo.

Figura 39 – Medições em um consumidor trifásico em em uma semana comum de alta geração PV.

(a) Potências ativas.

(b) Energia armazenada localmente.

Fonte: Elaborada pelo autor.

Para esta situação, a grande produção de energia, aliada ao armazenamento local, é capaz de suprir a carga de forma satisfatória nos dois primeiros DUs, reduzindo o consumo ao limite estabelecido de 30% da carga nominal (Seção 4.4.2.2). Porém, com um maior consumo durante todo o FDS, a combinação PV-ESS não consegue manter o mesmo nível de carregamento observado anteriormente. Isso se reflete em menos energia armazenada entre sábado e segunda-feira. Só a partir do segundo DU da semana, é que a unidade volta a operar com maiores níveis de energia armazenada e, conseqüentemente, uma maior redução do consumo oriundo da rede.

Nota-se ainda que, para o intervalo observado e com o ESS iniciando em seu nível mínimo, a energia armazenada não chega a capacidade máxima do armazenador de 13,2 kWh.

Após analisar o comportamento de uma unidade com o armazenamento próprio (ESS distribuído), volta-se agora para verificar como opera o armazenamento concentrado. A Figura 40 traz os gráficos que representam as potências ativas e a condição de carga do ESS que agora engloba toda a rede de distribuição. Ou seja, todas as 34 unidades contam com uma GD-PV e serão responsáveis pelo carregamento deste armazenador concentrado durante os seis dias.

Figura 40 – Medições no ESS concentrado em em uma semana comum e alta geração PV.

(a) Potências ativas.

(b) Energia armazenada.

Fonte: Elaborada pelo autor.

O limite superior de 7 kW no gerenciamento do ESS foi mantido (Seção 5.4) e se mostrou bem efetivo. A quantidade de energia armazenada durante todos os dias foi suficiente para atendê-lo. Entretanto, em dois momentos o ESS atingiu sua carga máxima, nos fins de tarde de sexta e terça-feira. Logo, a energia armazenada foi de 196 kWh, nestes intervalos que duraram

105 e 135 minutos, respectivamente. Isto acarretou no surgimento de fluxos reversos de potência, nos quais todo excedente da geração PV local foi injetada na rede de média tensão.

5.7.2 Consumo contínuo e geração PV incerta

A produção de energia PV está sujeita as variações do clima. A irradiação solar e a temperatura ambiente são fatores que influenciam diretamente na potência de saída destes geradores. As simulações até este ponto do trabalho não consideram a volatilidade destas condições. Logo, representam apenas casos otimistas, nos quais existem uma grande conversão de energia luminosa em elétrica. Assim, o próximo passo é diversificar os perfis de geração PV diários, para então verificar como se comportam as diferentes configurações dos REDs.

Figura 41 – Medições em um consumidor trifásico em uma semana comum e geração PV incerta.

(a) Potências ativas.

(b) Energia armazenada localmente.

Fonte: Elaborada pelo autor.

A Figura 41 traz os gráficos das potências ativas e da condição de carga armazenada no Consumidor 2. Entretanto, como é possível observar no primeiro gráfico, a saída do GD-PV não é sempre a mesma. Observa-se uma alta geração com uma duração reduzida na quinta-feira e no domingo. Gerações sem a influência de sombreamentos, com valor mediano e alto, estão presentes na sexta-feira e no sábado, respectivamente. Já os demais dias apresentam um certo nível de intermitência na luminosidade solar, com valores de potência muito baixos na segunda-feira e altos na terça-feira.

O primeiro ponto importante a ser destacado é que em nenhum momento há a injeção de potência ativa na rede. Mesmo nos dias com maior produção de energia local, o ESS consegue armazenar toda a potência excedente. Isto só é possível pois há dias em que o mesmo quase não é carregado, uma vez que a produção PV é tão pequena que quase não é capaz de suprir o consumo das cargas. A combinação PV-ESS, na maior parte do tempo, também não consegue garantir o limite máximo no consumo de energia da rede. Estas situações ficam bem claras no período compreendido entre segunda e terça-feira. O ESS inicia em inatividade e com carga mínima, continuando assim até o início da manhã do dia seguinte. A partir deste ponto, a carga armazenada aumenta até quase alcançar a sua capacidade máxima, que só não é alcançada pois é estabelecida uma condição de descarga.

Assim como na seção anterior, faz-se também a observação deste cenário para a configuração da rede com um ESS concentrado. As medições obtidas são expostas nos gráficos da Figura 42.

O ESS concentrado atinge sua capacidade máxima em dois momentos, nas tardes de quinta e terça-feira. Os dois dias iniciam com o nível de carga mínima no armazenador. Porém, contam com uma grande quantidade de energia gerada pelas GDs. Logo, é possível carregá-lo completamente. Isto acarreta então no surgimento do fluxo de potência reverso no transformador nestas ocasiões. No geral, o PV-ESS consegue manter o consumo máximo de 7 kW da rede. Porém, na madrugada de sábado ocorre o descarregamento completo do ESS, e por um curto período de tempo essa marca é ultrapassada. Isto também ocorre na segunda-feira, dado que a geração PV neste dia é muito baixa.

Figura 42 – Medições no ESS concentrado em uma semana comum e geração PV incerta.

(a) Potências ativas.

(b) Energia armazenada.

Fonte: Elaborada pelo autor.

5.7.3 Consumo no FDS e geração PV incerta

As duas seções anteriores consideram uma rede onde as instalações residenciais são utilizadas de forma habitual, ou seja, existem pessoas que a residem durante todo o tempo e a sua utilização está ligada a rotina destes indivíduos. Porém, nesta etapa, será suposto que tais instalações só são ocupadas nos dias de FDS. Pode-se então associar tal comportamento a uma vizinhança que só é ocupada por casas de temporada, e que só recebem seus ocupantes em seus dias de folga. Nos dias em que permanecem vazias (DU), a carga é fixada em 20% da potência nominal instalada durante todo tempo. Isto representaria o consumo de equipamentos que não podem ser desligados.

A Figura 43 apresenta os gráficos com as potências ativas e a condição de carga de um ESS localizada no Consumidor 2.

Figura 43 – Medições em um consumidor trifásico ativo no FDS e com geração PV incerta.

(a) Potências ativas.

(b) Energia armazenada.

Fonte: Elaborada pelo autor.

Devido ao fato de o ESS iniciar com a carga mínima e a baixa geração PV nos dois primeiros dias, o ESS consegue absorver toda a geração excedente até às 13h45 de sábado. Neste ponto (16h45), o armazenamento máximo é alcançado e há uma inversão no fluxo de potência que só volta ao normal com o decaimento da potência fornecida pelo GD-PV naquele dia.

Deste evento em diante, a energia armazenada continua decaindo, com um pequeno aumento durante o período diurno do domingo, e alcança a capacidade mínima às 15h30 de segunda-feira. Assim, quando não há mais energia para suprir o próprio consumo do ESS, este passa a ser sustentado pela energia da rede. Logo, há um leve aumento na potência medida no PAC do prosumidor. Por fim, como a geração PV na terça-feira é alta, e o consumo da residência vazia é muito baixo, o ESS se carrega totalmente.

Uma vez feita a análise do ESS distribuído, prossegue-se para a sua versão concentrada responsável por toda a rede. A Figura 44 apresenta as medições de potência no ponto de conexão

do ESS e sua carga armazenada.

Figura 44 – Medições no ESS concentrado de uma rede com consumo predominante no FDS e geração PV incerta.

(a) Potências ativas.

(b) Energia armazenada.

Fonte: Elaborada pelo autor.

Com o ESS iniciando com a carga mínima e a totalidade do consumo da rede sendo baixo, o mesmo se carrega totalmente ainda no primeiro dia. O ESS se manterá em inatividade até o início do FDS, quando o consumo irá aumentar. Porém, com a alta geração PV no sábado, o armazenador volta a ter carga máxima e fica inativo até ocorrer a diminuição da geração PV no fim da tarde.

Entre a noite de sábado e a manhã de domingo, o ESS será descarregado para manter o limite estipulado de 7 kW da potência vinda da rede primária. Ele então volta a se carregar com o excedente gerado pelas 34 GDs-PV. Há então mais um ciclo de descarga que dura até o fim de domingo.

A partir deste ponto, só existem períodos de carga ou inatividade, pois só haverão momentos com excedente de geração PV ou consumo inferior ao limite máximo do *peak shave*

de 7 kW. Logo, o ESS alcança a capacidade máxima ao meio dia de terça-feira e assim permanece em inatividade até o fim do período simulado.

5.7.4 Consumo nos DUs e geração PV incerta

A última situação analisada considera os mesmos comportamentos da anterior. Entretanto, inverte a lógica de utilização das instalações residenciais. Se antes o consumo estava restrito aos FDS, agora ele existirá apenas nos DUs. Tal ponderação busca emular uma rede de distribuição em que os usuários das unidades consumidoras estão presentes durante os dias de trabalho e se ausentam no FDS. Desta maneira, a Figura 45 traz o comportamento das potências ativas medidas em um prosumidor trifásico e a carga no seu ESS local.

Figura 45 – Medições em um consumidor trifásico ativo nos DUs e com geração PV incerta.

(a) Potências ativas.

(b) Energia armazenada.

Fonte: Elaborada pelo autor.

Assim como na situação abordada na Figura 41, a geração limitada de potência ativa pelo GD-PV na quinta e na sexta-feira não é suficiente para atender o limite superior de 30% de consumo da rede nestes dias. Já durante o FDS, devido a baixa carga remanescente da residência vazia e as maiores gerações PV, o ESS é carregado com o excedente de energia do prosumidor. A capacidade máxima é atingida às 14h45 de domingo, quando surge uma injeção de potência ativa na rede até as 18h15. Porém, com a retomada do consumo habitual na segunda-feira e a fraca geração PV neste dia, toda a energia armazenada será utilizada e chega ao nível mínimo às 23h30. Já na terça-feira, o ESS volta a ser totalmente carregado.

Em seguida, na Figura 46, são apresentadas as potências ativas e a carga no ESS concentrado, o qual está conectado à rede de distribuição onde todos os consumos residenciais adotam o comportamento descrito no caso anterior.

Figura 46 – Medições no ESS concentrado de uma rede com consumo predominante nos DU e geração PV incerta.

(a) Potências ativas.

(b) Energia armazenada.

Fonte: Elaborada pelo autor.

Já no primeiro dia, todo o excedente de potência ativa gerada nos 34 prosumidores carrega totalmente o ESS, que fica inativo até que o consumo total volte a ser maior que a geração PV total. A carga armazenada então oscila de acordo com o balanço de consumo e geração até o início do FDS. A partir deste ponto, o ESS entra em inatividade, uma vez que o consumo total da rede é menor que 7 kW e não há nenhum excedente de potência gerada localmente. Com o início da manhã de sábado, o ESS volta a ser carregado e alcança sua capacidade máxima após o meio dia. Ele permanece com tal carga e inativo até o início de segunda-feira, dia em que o consumo volta ao seu comportamento costumeiro e conta com uma pequena contribuição dos GDs-PV. Em seguida, na terça-feira, o ESS volta a ser totalmente carregado.

5.7.5 Considerações Parciais

Todo os REDs (GDs-PV e ESSs) das 34 unidades consumidoras foram dimensionados com base nas curvas de consumo originais (Figura 9) e nos potenciais de geração PV (Figura 16). Porém, as simulações desta seção utilizaram dados de outros comportamentos, tanto das cargas, quanto dos geradores. Tais premissas, aliadas a um intervalo de tempo mais longo, permitiu a verificação do desempenho do armazenamento local.

No primeiro ensaio (Item 5.7.1), a geração PV é mantida, mas os comportamentos de consumo diário se alteram durante as 144 horas. O ESS local se mostra capaz de armazenar todo o excedente de potência ativa do GD-PV. Porém, esta energia estocada não é suficiente para garantir o limite máximo de importação de potência da rede de 30% durante todo o tempo. O mesmo acontece para a segunda situação (Item 5.7.2), na qual a geração de energia local é diversificada dia-a-dia, e muitas vezes inferior. Isto resulta em uma reserva de energia ainda menor e uma redução da capacidade de atender o limite máximo de consumo da rede.

O terceiro cenário (Item 5.7.3) coloca o armazenador em uma circunstância mais drástica, no qual ele precisa lidar com um maior excedente de potência ativa, devido ao baixo consumo, por vários dias seguidos. Devido ao fato do ESS iniciar a simulação com carga mínima e haver dias com uma pequena geração PV, o mesmo consegue quase sempre evitar a injeção de potência ativa na rede pelo prosumidor. Porém, caso as condições climáticas fossem mais propícias para o funcionamento do GD-PV, e este gerasse mais potência ativa durante estes seis dias, o ESS poderia não ser suficiente para abarcar todo o excedente de energia.

A última simulação (Item 5.7.4) é similar as duas primeiras. Porém, também conta com um período de 48 horas de carregamento contínuo do ESS. Logo, a grande reserva de energia no FDS é sucedida por um dia de alto consumo e geração local muito baixa, esgotando-a então por completo. A partir deste caso, pode-se inferir que o ESS consegue garantir o armazenamento de uma geração local mediana por dois dias seguidos, caso esteja com a capacidade mínima. Entende-se também que, um dia com pouca ou nenhuma geração PV pode consumir a capacidade integral do ESS.

Quando ao invés do armazenamento individual do prosumidor a rede conta com um ESS concentrado, as simulações também devem ser analisadas com uma perspectiva diferente. Se na primeira configuração leva-se em conta apenas o funcionamento de uma unidade conectada a rede, a outra avalia os 34 prosumidores de uma só vez. Isto significa que todas as ponderações feitas sobre os comportamentos de geração e consumo valem para todos. Desta forma, quando se define que o consumo das instalações residenciais será contínuo ou restrito a dias específicos da semana, uma realidade muito idealizada esta sendo posta, na qual uma grande quantidade de pessoas assumem o mesmo comportamento. Entretanto, tais situações continuam sendo interessantes para estudar a rede em questão, pois assim é possível analisá-la em condições extremas e então ponderar prováveis limites.

Em todas as quatro situações em que o ESS concentrado foi empregado, só houve falta de energia armazenada para suprir o limite superior de 7 kW em dois momentos. O mais significativo ocorreu na segunda-feira do segundo caso. Devido a baixa geração PV neste dia, o ESS entrou em inatividade após um completo descarregamento de sua carga. Isto indica que com uma geração PV mediana constante, é plausível que se garanta o funcionamento ideal da rede, com a potência ativa fluindo da rede primária sempre entre 7 e 0 kW.

Porém, também existem momentos em que o ESS entrou em inatividade por ter atingido sua capacidade máxima de armazenamento. Isto ocorreu em quase toda a totalidade do tempo em que se considera as residências vazias e com baixo consumo. Logo, esta forma de armazenamento pode não ser interessante para localidades em que os imóveis são utilizados apenas em FDS ou temporadas específicas. Já para as situações que a carga máxima é alcançada em razão da grande geração de energia local, é preciso refletir as condições utilizadas. Com exceção do FDS do terceiro caso, todas as outras ocorrências se deram por um curto período de tempo. Logo, se nem todas as 34 unidades tivessem um GD-PV, ou tivessem um perfil de consumo diferente, é provável que ainda restaria alguma capacidade de carga para o ESS operar.

CONCLUSÃO

Com o interesse de estudar os efeitos associados ao crescimento da GD no Brasil, esta pesquisa procurou focar nas particularidades nacionais relacionadas ao sistema elétrico de distribuição, ao perfil de consumo de seus usuários e ao emergente modelo comercial de geradores solares usualmente empregado. Partindo de tal realidade, buscou-se ainda avaliar novas tecnologias voltadas para a manutenção dos níveis de QEE baseadas na instalação de ESS. Esta por sua vez, recebe duas abordagens diferentes. A primeira com uma perspectiva mercadológica voltada a economia das unidades consumidoras, similar a adotada para o GD-PV tradicional, e a outra como um recurso local concentrado, com o único objetivo de melhorar a operação da rede responsável por um bloco consumidor. Durante o estudo, foram detalhadas todas estas configurações de REDs e, posteriormente, foram avaliados os impactos resultantes de sua integração na rede de distribuição.

Na primeira fase de simulações voltada a observação da rede de distribuição em BT sob o crescente aumento de GD-PV tradicional, confirmou-se as suspeitas iniciais. O desencontro entre os potenciais de geração e consumo nos perfis diários ocasionam uma considerável injeção de potência no sistema pelos usuários. Isto ocasiona um fluxo reverso de potência que resulta em uma deterioração dos índices de QEE relacionados aos níveis de tensão, desequilíbrio de fases e perdas técnicas totais. Existe ainda uma descaracterização do comportamento habitual do FP, uma vez que a potência ativa tem seu sentido invertido. Mesmo com o aviltamento destes índices, os limites impostos pelo Módulo 8 do PRODIST continuam sendo respeitados quando a tensão de entrada da rede tem seu valor nominal. Contudo, caso essa tensão de referência seja maior, o limite superior de magnitude da tensão pode não ser respeitado.

De maneira geral, com a integração dos ESSs, tanto os distribuídos (PV-ESS) quanto o concentrado, ocasionam melhorias ao funcionamento da rede. São reduzidas tanto as variações máximas, quanto as mínimas, nos valores de tensão medidos nos barramentos. Há também uma amenização considerável das perdas técnicas totais, as quais sofrem aumento com a penetração

dos GD-PVs habituais. Também há melhoras neste quesito em relação a configuração original da rede.

São ainda observadas melhorias no FD, uma vez que são reduzidas as variações de tensão. Entretanto, no caso do ESS concentrado, existe uma ressalva. Uma vez que o mesmo é integrado ao sistema por um inversor de frequência (assim como todos os REDs), sua potência de saída é sempre igual para as 3 fases. Como o consumo das unidades ligadas a rede não é distribuído igualmente entre os condutores, existe então uma dificuldade por parte do controle do ESS em igualar estes valores. Logo, ainda existirá um fluxo reverso de potência ativa considerável no transformador e a piora do FD em alguns pontos.

Entretanto, nos cenários em que o funcionamento contínuo da rede por vários dias foram simulados, o ESS concentrado demonstrou um melhor aproveitamento da capacidade de armazenamento instalada. Enquanto as variações na geração do GD-PV afetaram os níveis de energia armazenada no ESS individual, e prejudicaram o abastecimento da energia consumida localmente, o armazenamento concentrado por ser carregado por diversos geradores sofreu menos com este problema. Contrariamente a primeira configuração, os cenários com ESS concentrado por muitas vezes não consegue estocar toda a energia produzida por falta de capacidade de armazenamento. Entretanto, como apontado anteriormente, estas simulações supõem casos extremos, onde todas as unidades consumidoras possuem um GD-PV e o mesmo comportamento na utilização da energia elétrica ao longo dos dias de uma semana. Logo, pode-se inferir que com um dimensionamento e um gerenciamento mais detalhados para cada realidade, o ESS conseguiria atender melhor tanto o prosumidor, quanto as empresas concessionárias de distribuição. Tal configuração poderia ainda sustentar o sistema de compensação atual (*net-metering*) sem maiores prejuízos para ambas as partes, mantendo assim os planos de negócio atuais e o crescimento do mercado de GD.

Tendo sido estes os resultados e conclusões obtidos até o momento, define-se agora prováveis objetivos, aplicações e análises para a continuação desta pesquisa. Tais perspectivas são:

- Proposição de um método individual de controle para os sistemas PV-ESS que seja capaz de atuar genericamente para qualquer situação;
- Aplicações de perfis de consumo, temperatura e irradiação solar característicos para determinados períodos do ano;
- Análise mais aprimorada em relação aos parâmetros técnicos e aos associados à QEE, considerando os REDs de fato distribuídos como também concentrados; e
- Análise de viabilidade e retorno financeiro para cada configuração proposta dos REDs.

REFERÊNCIAS

ABSOLAR. **Infográfico Energia Solar Fotovoltaica no Brasil Nº31** ABSOLAR. 2021. <<http://www.absolar.org.br/infografico-absolar.html>>. Citado na página 1.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Resolução Normativa Nº482**. 2012. Disponível em: <<http://www2.aneel.gov.br/cedoc/bren2012482.pdf>>. Citado 2 vezes nas páginas 2 e 52.

_____. **Resolução Normativa Nº569**. 2013. Disponível em: <<https://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/audiencia/arquivo/2012/065/resultado/ren2013569.pdf>>. Citado na página 52.

_____. **Resolução Normativa Nº687**. 2015. Disponível em: <<http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2015687.pdf>>. Citado 2 vezes nas páginas 2 e 52.

AGUERO, J. R.; KHODAEI, A. Grid modernization, DER integration & utility business models - trends & challenges. **IEEE Power and Energy Magazine**, Institute of Electrical and Electronics Engineers (IEEE), v. 16, n. 2, p. 112–121, mar 2018. Citado na página 2.

ALAM, M. J. E.; MUTTAQI, K. M.; SUTANTO, D. A three-phase power flow approach for integrated 3-wire MV and 4-wire multigrounded LV networks with rooftop solar PV. **IEEE Transactions on Power Systems**, Institute of Electrical and Electronics Engineers (IEEE), v. 28, n. 2, p. 1728–1737, may 2013. Citado na página 7.

_____. Alleviation of neutral-to-ground potential rise under unbalanced allocation of rooftop PV using distributed energy storage. **IEEE Transactions on Sustainable Energy**, Institute of Electrical and Electronics Engineers (IEEE), v. 6, n. 3, p. 889–898, jul 2015. Citado na página 8.

ANEEL. PRODIST – Módulo 8 – Qualidade da Energia Elétrica. **Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional – PRODIST**, 2021. Citado 4 vezes nas páginas 15, 19, 65 e 71.

BANDINI, P. A. C.; FRANCATO, A. L. Avaliação do fator de potência em instalações elétricas residenciais. In: **XVIII Congresso Interno de Iniciação Científica da UNICAMP**. [S.l.: s.n.], 2010. Citado na página 56.

BARRETO, G. de A. **Metodologia de aplicação de geração distribuída fotovoltaica em baixa tensão nos reticulados subterrâneos das distribuidoras de energia elétrica**. Tese (Doutorado), 2014. Citado na página 8.

BARZKAR, A.; HOSSEINI, S. M. H. A novel peak load shaving algorithm via real-time battery scheduling for residential distributed energy storage systems. **International Journal of Energy Research**, Wiley, v. 42, n. 7, p. 2400–2416, mar 2018. Citado na página 11.

BROLIN, L. C.; ROLIM, F. B.; TRINDADE, F. C. Fast screening approach to estimate the hosting capacity of rooftop PV generators in electric power distribution systems. **International Transactions on Electrical Energy Systems**, Wiley, v. 29, n. 3, p. e2740, oct 2018. Citado 4 vezes nas páginas 6, 19, 26 e 27.

CANADIAN SOLAR INC. **Max Power CS6U**. [S.l.], 2016. Disponível em: <<https://download.aldo.com.br/pdfprodutos/Produto34226IdArquivo4451.pdf>>. Citado na página 31.

CANADIAN SOLAR INC. **INSTALLATIONMANUAL OF BIFACIALMODULE**. [S.l.], 2020. Disponível em: <https://www.canadiansolar.com/wp-content/uploads/2019/12/Installation_Manual_of_Bifacial_Module_en.pdf>. Citado na página 31.

CAROLLO, R.; CHAUDHARY, S. K.; PILLAI, J. R. Hosting capacity of solar photovoltaics in distribution grids under different pricing schemes. In: **2015 IEEE PES Asia-Pacific Power and Energy Engineering Conference (APPEEC)**. [S.l.]: IEEE, 2015. Citado na página 6.

CHUA, K. H.; LIM, Y. S.; TAYLOR, P.; MORRIS, S.; WONG, J. Energy storage system for mitigating voltage unbalance on low-voltage networks with photovoltaic systems. **IEEE Transactions on Power Delivery**, Institute of Electrical and Electronics Engineers (IEEE), v. 27, n. 4, p. 1783–1790, oct 2012. Citado na página 7.

DANISH, S. M. S.; AHMADI, M.; DANISH, M. S. S.; MANDAL, P.; YONA, A.; SENJYU, T. A coherent strategy for peak load shaving using energy storage systems. **Journal of Energy Storage**, Elsevier BV, v. 32, p. 101823, dec 2020. Citado na página 40.

EBE, F.; IDLBI, B.; MORRIS, J.; HEILSCHER, G.; MEIER, F. Evaluation of PV hosting capacities of distribution grids with utilisation of solar roof potential analyses. **CIREN - Open Access Proceedings Journal**, Institution of Engineering and Technology (IET), v. 2017, n. 1, p. 2265–2269, oct 2017. Citado na página 6.

HAQUE, M. M.; WOLFS, P. A review of high PV penetrations in LV distribution networks: Present status, impacts and mitigation measures. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, Elsevier BV, v. 62, p. 1195–1208, sep 2016. Citado 2 vezes nas páginas 2 e 8.

HUNG, D. Q.; MISHRA, Y. Impacts of single-phase PV injection on voltage quality in 3-phase 4-wire distribution systems. In: **2018 IEEE Power & Energy Society General Meeting (PESGM)**. [S.l.]: IEEE, 2018. Citado na página 9.

IEEE Power & Energy Society. **IEEE standard definitions for the measurement of electric power quantities under sinusoidal, nonsinusoidal, balanced, or unbalanced conditions**. New York: Institute of Electrical and Electronics Engineers, 2010. ISBN 9780738160597. Disponível em: <<https://ieeexplore.ieee.org/document/5439063>>. Citado na página 52.

INMETRO. **Portaria Nº 004/2011**. [S.l.], 2011. Citado na página 15.

Instituto Nacional de Meteorologia. **Banco de Dados Meteorológicos do INMET**. 2021. Disponível em: <<https://bdmep.inmet.gov.br/>>. Citado na página 72.

IRENA. **Electricity Storage and Renewables: Costs and Markets to 2030**. [S.l.], 2017. Citado 2 vezes nas páginas 3 e 43.

_____. **Renewable Power Generation Costs in 2019**. [S.l.], 2020. Citado na página 1.

_____. **Renewable capacity statistics 2021**. [S.l.], 2021. Citado na página 1.

ISLAM, M.; MITHULANANTHAN, N.; HOSSAIN, J.; SHAH, R. Dynamic voltage stability of unbalanced distribution system with high penetration of single-phase PV units. **The Journal of Engineering**, Institution of Engineering and Technology (IET), v. 2019, n. 17, p. 4074–4080, jun 2019. Citado na página 9.

ISMAEL, S. M.; ALEEM, S. H. A.; ABDELAZIZ, A. Y.; ZOBAA, A. F. State-of-the-art of hosting capacity in modern power systems with distributed generation. **Renewable Energy**, Elsevier BV, v. 130, p. 1002–1020, jan 2019. Citado na página 31.

Jardini, J. A.; Tahan, C. M. V.; Gouvea, M. R.; Ahn, S. U.; Figueiredo, F. M. Daily load profiles for residential, commercial and industrial low voltage consumers. **IEEE Transactions on Power Delivery**, v. 15, n. 1, p. 375–380, 2000. Citado na página 17.

JAYASEKARA, N.; WOLFS, P.; MASOUM, M. A. An optimal management strategy for distributed storages in distribution networks with high penetrations of PV. **Electric Power Systems Research**, Elsevier BV, v. 116, p. 147–157, nov 2014. Citado na página 11.

LI, Y.; GAO, W.; RUAN, Y. Performance investigation of grid-connected residential PV-battery system focusing on enhancing self-consumption and peak shaving in kyushu, japan. **Renewable Energy**, Elsevier BV, v. 127, p. 514–523, nov 2018. Citado na página 12.

LIN, F.-J.; TAN, K.-H.; LAI, Y.-K.; LUO, W.-C. Intelligent PV power system with unbalanced current compensation using CFNN-AMF. **IEEE Transactions on Power Electronics**, Institute of Electrical and Electronics Engineers (IEEE), v. 34, n. 9, p. 8588–8598, sep 2019. Citado na página 10.

LINSEN, J.; STENZEL, P.; FLEER, J. Techno-economic analysis of photovoltaic battery systems and the influence of different consumer load profiles. **Applied Energy**, Elsevier BV, v. 185, p. 2019–2025, jan 2017. Citado 2 vezes nas páginas 12 e 43.

MOSHÖVEL, J.; KAIRIES, K.-P.; MAGNOR, D.; LEUTHOLD, M.; BOST, M.; GÄHRS, S.; SZCZECZOWICZ, E.; CRAMER, M.; SAUER, D. U. Analysis of the maximal possible grid relief from PV-peak-power impacts by using storage systems for increased self-consumption. **Applied Energy**, Elsevier BV, v. 137, p. 567–575, jan 2015. Citado na página 12.

MULENGA, E.; BOLLEN, M. H.; ETHERDEN, N. A review of hosting capacity quantification methods for photovoltaics in low-voltage distribution grids. **International Journal of Electrical Power & Energy Systems**, Elsevier BV, v. 115, p. 105445, feb 2020. Citado na página 7.

MUTTQI, K. M.; AGHAEL, J.; ASKARPOUR, M.; GANAPATHY, V. Minimizing the steady-state impediments to solar photovoltaics. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, Elsevier BV, v. 79, p. 1329–1345, nov 2017. Citado 2 vezes nas páginas 3 e 9.

NAYAK, C. K.; NAYAK, M. R. Optimal design of battery energy storage system for peak load shaving and time of use pricing. In: **2017 Second International Conference on Electrical, Computer and Communication Technologies (ICECCT)**. [S.l.]: IEEE, 2017. Citado na página 11.

NETO, A. F. de C. P. **Avaliação do impacto de sistemas fotovoltaicos conectados à rede de distribuição de baixa tensão**. Tese (Doutorado), 2016. Citado na página 8.

Paixão, J. L.; Abaide, A. R.; Rigodanzo, J.; Sausen, J. P. Impact study of the photovoltaic generation entrance in a dealership network. In: **2018 IEEE PES Transmission Distribution Conference and Exhibition - Latin America (T D-LA)**. [S.l.: s.n.], 2018. p. 1–5. Citado 2 vezes nas páginas 2 e 18.

QUOILIN, S.; KAVVADIAS, K.; MERCIER, A.; PAPPONE, I.; ZUCKER, A. Quantifying self-consumption linked to solar home battery systems: Statistical analysis and economic assessment. **Applied Energy**, Elsevier BV, v. 182, p. 58–67, nov 2016. Citado na página 12.

- RADATZ, P.; ROCHA, C.; SUNDERMAN, W.; RYLANDER, M.; PEPPANEN, J. **OpenDSS PVSystem and InvControl ElementModels**. [S.l.], 2020. Citado 3 vezes nas páginas 27, 28 e 29.
- RAHIMI, A.; ZARGHAMI, M.; VAZIRI, M.; VADHVA, S. A simple and effective approach for peak load shaving using battery storage systems. In: **2013 North American Power Symposium (NAPS)**. [S.l.]: IEEE, 2013. Citado na página 10.
- RIOS, F. S.; CURTI, G. S.; CHAVES, F. S.; SILVA, A. V. da. O FATOR DE POTÊNCIA EM UNIDADES CONSUMIDORAS RESIDENCIAIS. **e-xacta**, Revista Exacta, v. 7, n. 1, may 2014. Citado na página 56.
- ROCHA, C.; RADATZ, P. **Elemento Storage do OpenDSS**. [S.l.], 2020. Citado 5 vezes nas páginas 34, 35, 36, 37 e 38.
- RUIZ-RODRIGUEZ, F.; HERNÁNDEZ, J.; JURADO, F. Voltage unbalance assessment in secondary radial distribution networks with single-phase photovoltaic systems. **International Journal of Electrical Power & Energy Systems**, Elsevier BV, v. 64, p. 646–654, jan 2015. Citado na página 6.
- SCHWANZ, D.; MOLLER, F.; RONNBERG, S. K.; MEYER, J.; BOLLEN, M. H. J. Stochastic assessment of voltage unbalance due to single-phase-connected solar power. **IEEE Transactions on Power Delivery**, Institute of Electrical and Electronics Engineers (IEEE), v. 32, n. 2, p. 852–861, apr 2017. Citado na página 9.
- SHAHNIA, F.; MAJUMDER, R.; GHOSH, A.; LEDWICH, G.; ZARE, F. Sensitivity analysis of voltage imbalance in distribution networks with rooftop PVs. In: **IEEE PES General Meeting**. [S.l.]: IEEE, 2010. Citado 2 vezes nas páginas 7 e 9.
- SPARACINO, A. R.; REED, G. F.; KERESTES, R. J.; GRAINGER, B. M.; SMITH, Z. T. Survey of battery energy storage systems and modeling techniques. In: **2012 IEEE Power and Energy Society General Meeting**. IEEE, 2012. Disponível em: <<https://doi.org/10.1109/pesgm.2012.6345071>>. Citado na página 3.
- STEVENS, R. Power Flow Direction Definitions for Metering of Bidirectional Power. **IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems**, PAS-102, n. 9, p. 3018–3022, sep 1983. ISSN 0018-9510. Disponível em: <<http://ieeexplore.ieee.org/document/4112310/>>. Citado na página 52.
- TORQUATO, R.; SALLES, D.; PEREIRA, C. O.; MEIRA, P. C. M.; FREITAS, W. A comprehensive assessment of PV hosting capacity on low-voltage distribution systems. **IEEE Transactions on Power Delivery**, Institute of Electrical and Electronics Engineers (IEEE), v. 33, n. 2, p. 1002–1012, apr 2018. Citado 2 vezes nas páginas 6 e 19.
- VILLALVA, M.; GAZOLI, J. **ENERGIA SOLAR FOTOVOLTAICA: CONCEITOS E APLICAÇÕES**. 1. ed. ERICA, 2012. ISBN 9788536504162. Disponível em: <<https://books.google.com.br/books?id=etO2NAEACAAJ>>. Citado na página 31.
- WALLING, R.; SAINT, R.; DUGAN, R.; BURKE, J.; KOJOVIC, L. Summary of distributed resources impact on power delivery systems. **IEEE Transactions on Power Delivery**, Institute of Electrical and Electronics Engineers (IEEE), v. 23, n. 3, p. 1636–1644, jul 2008. Citado na página 2.

YANG, Y.; LI, H.; AICHHORN, A.; ZHENG, J.; GREENLEAF, M. Sizing strategy of distributed battery storage system with high penetration of photovoltaic for voltage regulation and peak load shaving. **IEEE Transactions on Smart Grid**, Institute of Electrical and Electronics Engineers (IEEE), v. 5, n. 2, p. 982–991, mar 2014. Citado na página 10.