

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

TIAGO PIRES ABUD

# INFLUÊNCIA NO MERCADO LOCAL NA ANÁLISE ESTOCÁSTICA DA GERAÇÃO DISTRIBUÍDA FOTOVOLTAICA EM REDES SECUNDÁRIAS DE DISTRIBUIÇÃO

Niterói, RJ Fevereiro de 2019

## TIAGO PIRES ABUD

# INFLUÊNCIA NO MERCADO LOCAL NA ANÁLISE ESTOCÁSTICA DA GERAÇÃO DISTRIBUÍDA FOTOVOLTAICA EM REDES SECUNDÁRIAS DE DISTRIBUIÇÃO

Dissertação de Mestrado apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica e de Telecomunicações da Universidade Federal Fluminense como requisito parcial para a obtenção do Grau de Mestre em Engenharia Elétrica e de Telecomunicações.

Área de concentração: Sistemas de Energia Elétrica

Orientador: Prof. D.Sc Bruno Soares Moreira Cesar Borba Coorientador: Prof. D.Sc Renan Silva Maciel

> Niterói, RJ Fevereiro de 2019

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



Bibliotecária responsável: Fabiana Menezes Santos da Silva - CRB7/5274

### TIAGO PIRES ABUD

### "Influência no Mercado Local na Análise Estocástica da Geração Distribuída Fotovoltaica em Redes Secundárias de Distribuição"

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

Área de concentração: Sistemas de Energia Elétrica

#### BANCA EXAMINADORA

Prof. Dr. Bruno Soares Moreira Cesar Borba - Orientador Universidade Federal Fluminense - UFF

Prof. Dr. Renan Silva Maciel - Coorientador Universidade Tecnológica Federal do Paraná – UTFPR

Prof. Dr. Edson Luiz Cataldo Ferreira Universidade Federal Fluminense - UFF

Prof<sup>®</sup>. Dr<sup>a</sup>. Carmen Lucia Tancredo Borges Universidade Federal do Rio de Janeiro - UFRJ

> Niterói (Fevereiro/2019)

*Em memória de João Abud – gênio das tribunas e ilustre semeador de sorrisos.* 

#### AGRADECIMENTOS

Agradeço à minha melhor amiga, meu porto seguro e esposa, Maria Eduarda Miranda Imperial, pelo amor, companheirismo e paciência, sobretudo diante de dificuldades e incertezas.

Agradeço a toda a minha família pelo amor, apoio e incentivo necessários para a conclusão de mais uma etapa crucial à minha formação acadêmica. Cabe aqui um agradecimento especial à minha avó Olga Caetano da Silva e ao meu falecido avô João Abud por me acolherem em sua residência durante praticamente toda a minha vida universitária, com muito carinho e afeto.

Agradeço aos meus orientadores Bruno S. M. C. Borba e Renan S. Maciel por estarem sempre muito presentes e acessíveis durante todo o desenvolvimento deste trabalho. O tempo que eles dedicaram a esta dissertação foi fundamental para a realização da mesma.

Agradeço à empresa ENEL e aos colegas Allan Marcus Vale, Letícia Fritz Henrique e Rafael Carlos Soares Lima pelo compartilhamento de informações essenciais para a elaboração deste trabalho.

Agradeço à Coordenação de Aperfeiçoamento de Pessoal de Nível Superior (CAPES) por fornecer recursos financeiros para o desenvolvimento desta dissertação (Código de Financiamento 001).

"E ele soube ser grato... Farto e cheio, Rebentando de seiva e a ansiar de vida, Em paga da semente, abrindo o seio, Deu em flores toda a alma agradecida."

Humberto de Campos

"Nós temos esta vida para apreciar o grande projeto do universo, e por isso, estou extremamente grato."

Stephen Hawking

#### RESUMO

Este trabalho investiga a influência do mercado fotovoltaico (FV) local na análise dos impactos da geração distribuída fotovoltaica (GDFV) em redes de baixa tensão. Primeiramente, é realizada uma análise econômica dos consumidores de um alimentador real de distribuição do Brasil, para estimar a penetração da GDFV, com base na avaliação da difusão da tecnologia FV. Em seguida, são executadas Simulações de Monte Carlo através do OpenDSS, considerando dados reais dos diversos equipamentos do alimentador, irradiância e curvas de carga obtidas por meio de uma infraestrutura de medição avançada. Dessa forma, é possível considerar as incertezas associadas à conexão desses sistemas FVs e à variação da carga dos consumidores. Um dos principais resultados deste estudo é que através da nova metodologia proposta por este trabalho verifica-se menos violações técnicas em comparação com a metodologia tradicionalmente usada na literatura, que não considera a influência do mercado local. Além disso, observa-se que as violações técnicas tendem a ocorrer em transformadores diferentes para cada metodologia. Isso ocorre porque a metodologia tradicional considera que cada consumidor possui a mesma probabilidade de instalar GDFV que os demais, incluindo os consumidores identificados como não aptos economicamente na análise proposta neste estudo. Adicionalmente, um controle de tensão dos inversores FVs é investigado como alternativa para mitigar os impactos da GDFV.

**Palavras-Chave:** Simulações de Monte Carlo, geração distribuída, sistema fotovoltaico, redes de distribuição de baixa tensão.

#### ABSTRACT

This work investigates the influence of the local photovoltaic (PV) market in the analysis of the photovoltaic distributed generation (PVDG) impacts on low voltage networks. Firstly, an economic analysis of the consumers of a real distribution feeder in Brazil is carried out to estimate the PVDG penetration, based on PV technology diffusion evaluation. Next, Monte Carlo Simulations are performed through OpenDSS considering network parameters, real irradiance and load curves measured by advanced metering infrastructure. Therefore, it is possible to consider the uncertainties associated with the connection of PV systems and the variation of consumers' load. One of the main results of this study is that the new methodology proposed by this work notices less technical violations than the methodology which is traditionally used in the literature and does not consider the influence of the local market. Also, technical violations tend to occur in different transformers for each methodology. This happens because the traditional methodology considers that every consumer has the same probability of installing PVDG, including those classified as not economically able according to the analysis proposed in this study. As an additional analysis, a voltage control of PV inverters is investigated as an alternative to mitigate PVDG impacts.

**Keywords:** Monte Carlo simulations, distributed generation, photovoltaic system, low voltage distribution networks.

## LISTA DE TABELAS

Tabela 1: Variáveis aleatórias utilizadas por estudos que analisam estocasticamente a
integração de GDFV em redes de BT15
Tabela 2: Relação dos parâmetros utilizados na Análise Econômica
Tabela 3: Exemplo de cálculo da Análise Econômica para um consumidor bifásico, comum consumo mensal médio de 528 kWh e um sistema FV de 5kWp45
Tabela 4: Mercado Potencial Preliminar (MPF) considerando os mecanismos net-metering (NM) e a tarifa feed-in (FIT)
Tabela 5: Parâmetros dos transformadores de distribuição de 13,8/0,22 kV 50
Tabela 6: Parâmetros do Modelo ZIP    51
Tabela 7: Penetração da GDFV para todos os cenários    61
Tabela 8: Ranking dos transformadores de acordo com o consumo, potência fotovoltaicainstalada e número de consumidores
Tabela 9: Análise Global: tensões em todas as fases de todas as barras com consumidores;consumo suprido pela subestação; perdas totais do alimentador
Tabela 10: Análise de violações no secundário dos transformadores de distribuição: dolimite superior de tensão; da ampacidade dos cabos de BT.66
Tabela 11: Análise comparativa das estatísticas dos cenários 5 e 6: tensões em todas as fases de todas as barras com consumidores; perdas totais do alimentador; violação do limite superior de tensão no secundário dos transformadores de distribuição
-

# LISTA DE FIGURAS

Figura 1: Capacidade fotovoltaica instalada, por país ou região, de 2007 a 20172
Figura 2: Esquema simplificado de conexão de GDFV ao sistema de distribuição8
Figura 3: Perfis de irradiância solar e horas de sol pleno correspondentes9
Figura 4: Curva característica I-V típica de uma célula fotovoltaica10
Figura 5: Influência da variação da irradiância solar na curva característica I-V 10
Figura 6: Circuito equivalente monofásico de uma linha de distribuição11
Figura 7: Diagrama fasorial da variação de tensão numa rede de distribuição12
Figura 8: Concepção da Hosting Capacity17
Figura 9: Histograma dos problemas de tensão – Alimentador 4, Rede 118
Figura 10: Probabilidade de violação de tensão utilizando métodos de controle19
Figura 11: Histograma do número de mudanças de taps do regulador de tensão20
Figura 12: Variação da potência ativa da GD controlada (a) e dos custos operacionais (b)
Figura 13: Probabilidade da violação do limite superior de tensão, considerando os
cenários de independência total e correlação total entre os prosumidores22
Figura 14: Perfil de carregamento da bateria através medições via IMA, simulação quase-
sequencial e sequencial
Figura 15: Fluxograma generalizado das Simulações de Monte Carlo25
Figura 16: Fluxograma da metodologia proposta27
Figura 17: Representação esquemática do mercado local fotovoltaico
Figura 18: Exemplo esquemático de clientes pertencentes ou não ao Mercado Potencial
Preliminar (MPP), conectados a um sistema de distribuição
Figura 19: Fração Máxima de Mercado em função do tempo de retorno do payback
simples
Figura 20: Alimentador analisado do município de Armação de Búzios

Figura 21: Número de consumidores considerados na Análise Econômica por faixas de consumo
Figura 22: Algoritmo para correção da potência instalada fotovoltaica
Figura 23: Irradiância solar no município de Armação de Búzios ao longo de um dia típico do mês de julho, a cada minuto
Figura 24: Configuração das redes de BT49
Figura 25: Corrente medida na subestação em um dia típico de julho de 201653
Figura 26: Comparação entre a corrente na fase A obtida pela memória de massa e através de algumas simulações de Monte Carlo, na subestação
Figura 27: Comparação entre a corrente em todas as fases para duas simulações de Monte Carlo, na subestação
Figura 28: Curva de carga de uma fase de um consumidor em três simulações de Monte Carlo
Figura 29: Curvas de carga de dois consumidores distintos em uma mesma barra de BT em duas simulações de Monte Carlo
Figura 30: Convergência da Simulação de Monte Carlo na análise de perdas totais do alimentador (Cenário 4)
Figura 31: Operação do controle Volt-Var58
Figura 32: Exemplo de fornecimento de potência ativa e reativa de um sistema FV ao longo do dia, usando o controle Volt-Var
Figura 33: Influência da GDFV na corrente de uma das fases da subestação, considerando a metodologia proposta e diferentes penetrações FVs
Figura 34: Histograma das tensões em todas as fases de todas as barras com consumidores para a faixa de tensão de 121 a 130 V, para os cenários 1 a 5
Figura 35: F.D.P. do consumo suprido pela subestação65
Figura 36: F.D.P. das perdas totais do alimentador
Figura 37: Probabilidade de uma violação do limite superior de tensão ocorrer no secundário de cada transformador de distribuição71

Figura 38: Probabilidade de uma violação de ampacidade dos cabos de BT ocorrer no
secundário de cada transformador de distribuição72
Figura 39: Transformadores com as maiores probabilidades de violação do limite superior
de tensão, para os cenários 4 e 574
Figura 40: Histograma das tensões em todas as fases de todas as barras com consumidores
para a faixa de tensão de 121 a 130 V, para os cenários 5 e 675

# SUMÁRIO

<b>I</b> • <b>I</b> •	TRO	DUÇAO	1
2. IM	IPAC	TO DA GERAÇÃO DISTRIBUÍDA FOTOVOLTAICA EM RE	DES
DE BT	•••••		6
2.1.	ΑG	ERAÇÃO DISTRIBUÍDA FOTOVOLTAICA	6
2.2.	IMF	PACTOS DA GERAÇÃO DISTRIBUÍDA NAS REDES	DE
DIST	RIBU	JIÇÃO	11
2.3.	REV	VISÃO BIBLIOGRÁFICA DA ANÁLISE ESTOCÁSTICA	DA
GER	AÇÃ	O DISTRIBUÍDA FOTOVOLTAICA	14
2.3	3.1.	Determinação da hosting capacity	16
2.3	3.2.	Problemas de otimização	19
2.3	3.3.	Análise de cenários fixos de penetração fotovoltaica	21
2.3	3.4.	Considerações sobre a Simulação de Monte Carlo	24
3. M	ETOI	DOLOGIA DA ANÁLISE ESTOCÁSTICA DO IMPACTO DA G	DFV
CONS			
	IDER	ANDO O MERCADO LOCAL	27
3.1.	IDER AN	ANDO O MERCADO LOCAL	27 30
3.1. 3.1	IDER AN.	ANDO O MERCADO LOCAL ÁLISE ECONÔMICA Coletar dados dos consumidores da rede estudada	27 30 30
3.1. 3.1 3.1	<b>IDER</b> AN. 1.1.	ANDO O MERCADO LOCAL ÁLISE ECONÔMICA Coletar dados dos consumidores da rede estudada Definir o Mercado Potencial Preliminar	30 30 30
3.1. 3.1 3.1 3.1	AN. 1.1. 1.2.	ÁLISE ECONÔMICA Coletar dados dos consumidores da rede estudada Definir o Mercado Potencial Preliminar Dimensionar a geração distribuída fotovoltaica para os consumidore	27 30 30 30 es do
3.1. 3.1 3.1 3.1 Me	AN. 1.1. 1.2. 1.3. ercado	ANDO O MERCADO LOCAL ÁLISE ECONÔMICA Coletar dados dos consumidores da rede estudada Definir o Mercado Potencial Preliminar Dimensionar a geração distribuída fotovoltaica para os consumidore Potencial Preliminar	27 30 30 30 30 es do 31
3.1. 3.1 3.1 3.1 Me 3.1	AN. AN. 1.1. 1.2. 1.3. ercado	ANDO O MERCADO LOCAL         ÁLISE ECONÔMICA.         Coletar dados dos consumidores da rede estudada.         Definir o Mercado Potencial Preliminar         Dimensionar a geração distribuída fotovoltaica para os consumidore         O Potencial Preliminar         Cálculo do tempo de <i>payback</i> médio para cada cenário	27 30 30 30 es do 31 31
3.1. 3.1 3.1 3.1 Me 3.1 3.1	AN. AN. 1.1. 1.2. 1.3. ercado 1.4.	ANDO O MERCADO LOCAL         ÁLISE ECONÔMICA.         Coletar dados dos consumidores da rede estudada.         Definir o Mercado Potencial Preliminar         Dimensionar a geração distribuída fotovoltaica para os consumidore         Potencial Preliminar         Cálculo do tempo de <i>payback</i> médio para cada cenário         Definir o Mercado Potencial Final para cada cenário	27 30 30 30 es do 31 31 32
3.1. 3.1 3.1 3.1 Me 3.1 3.1 3.2.	AN. AN. 1.1. 1.2. 1.3. ercado 1.4. 1.5. AN.	ANDO O MERCADO LOCAL         ÁLISE ECONÔMICA.         Coletar dados dos consumidores da rede estudada.         Definir o Mercado Potencial Preliminar .         Dimensionar a geração distribuída fotovoltaica para os consumidore         O Potencial Preliminar .         Cálculo do tempo de <i>payback</i> médio para cada cenário .         Definir o Mercado Potencial Final para cada cenário         ÁLISE ESTOCÁSTICA DA CONEXÃO DA GERAÇÃO DISTRIBU	27 30 30 30 30 31 31 32 ÍDA
3.1. 3.1 3.1 3.1 Me 3.1 3.1 3.2. FOTO	AN. AN. 1.1. 1.2. 1.3. ercado 1.4. 1.5. AN. OVOI	ANDO O MERCADO LOCAL         ÁLISE ECONÔMICA.         Coletar dados dos consumidores da rede estudada.         Definir o Mercado Potencial Preliminar         Dimensionar a geração distribuída fotovoltaica para os consumidore         Potencial Preliminar         Cálculo do tempo de <i>payback</i> médio para cada cenário         Definir o Mercado Potencial Final para cada cenário         LISE ESTOCÁSTICA DA CONEXÃO DA GERAÇÃO DISTRIBULTAICA	27 30 30 30 es do 31 31 32 ÍDA 33
3.1. 3.1 3.1 3.1 Me 3.1 3.2 FOTO 3.2	AN. AN. 1.1. 1.2. 1.3. ercado 1.4. 1.5. AN. OVOI 2.1.	ANDO O MERCADO LOCAL         ÁLISE ECONÔMICA.         Coletar dados dos consumidores da rede estudada.         Definir o Mercado Potencial Preliminar         Dimensionar a geração distribuída fotovoltaica para os consumidore         Potencial Preliminar         Cálculo do tempo de <i>payback</i> médio para cada cenário         Definir o Mercado Potencial Final para cada cenário         ÁLISE ESTOCÁSTICA DA CONEXÃO DA GERAÇÃO DISTRIBU         CTAICA         Definir os elementos da rede estudada no OpenDSS	27 30 30 30 30 30 31 31 32 ÍDA 33 33

	3.2.3.	Alterar variáveis aleatórias no OpenDSS via interface COM e iniciar
	simulaçã	ăo34
	3.2.4.	Calcular parâmetros e histogramas individuais35
	3.2.5.	Organização dos resultados e relatórios de saída
4.	APLIC	AÇÃO DA METODOLOGIA PROPOSTA EM UMA REDE REAL DE
DIS	TRIBUI	ÇÃO
4.	1. CO	NSIDERAÇÕES QUANTO À APLICAÇÃO DA METODOLOGIA 39
	4.1.1.	Considerações quanto à Análise Econômica
	4.1.2.	Considerações quanto à Análise Estocástica da Conexão da Geração
	Distribu	ída Fotovoltaica47
	4.1.3.	Considerações sobre o OpenDSS56
4.	2. CO	MPARAÇÃO COM MÉTODOS TRADICIONAIS DE MONTE CARLO
	57	
4.	3. API	LICAÇÃO DE CONTROLE DE TENSÃO DOS INVERSORES57
5.	RESUL	TADOS
5.	1. AN	ÁLISE DA METODOLOGIA PROPOSTA67
5.	2. CO	MPARAÇÃO ENTRE A METODOLOGIA PROPOSTA E A
T	RADICI	ONAL
5.	3. API	LICAÇÃO DE CONTROLE DE TENSÃO DOS INVERSORES
6.	CONCI	LUSÃO
REI	FERÊNG	CIAS

## LISTA DE ABREVIATURAS

AECO	Análise Econômica		
AESTO	Análise Estocástica da Conexão da GDFV		
BT	Baixa tensão		
CIP	Contribuição da iluminação pública do município [R\$]		
Disp	Custo de disponibilidade [kWh]		
EC <sub>ons</sub>	Consumo do mês m [kWh]		
$EC_{red_{m}}^{a}$	Créditos de energia acumulados até o mês m [kWh]		
$EC_{red_{m}}^{u}$	Créditos de energia usados no mês m [kWh]		
EC <sup>y</sup> ons	Média de consumo mensal ao longo ano y [kWh]		
EF <sup>Disp</sup> total	Somatório das faturas de energia ao longo de um ano considerando um		
	consumo inferior ao Disp em todos os meses [R\$]		
$\mathrm{EF}_{\mathrm{m}}^{\mathrm{GDFIT}}$	Fatura de energia para o mês m considerando a geração distribuída e a		
	tarifa feed-in [R\$]		
$\mathrm{EF}_{\mathrm{m}}^{\mathrm{GDNM}}$	Fatura de energia para o mês m considerando a geração distribuída e o Net-		
	metering [R\$]		
EF <sup>GDNM</sup>	Somatório das faturas de energia ao longo de um ano considerando a		
	geração distribuída e o net-metering [R\$]		
EF <sub>m</sub>	Fatura de energia no mês <i>m</i> sem considerar a geração distribuída [R\$]		
E <sub>m</sub>	Energia gerada da geração distribuída no mês m [kWh]		
$FC_m^{med}$	Fator de carga médio no mês <i>m</i> [pu]		
FDI	Fator de dimensionamento do inversor		
F. D. P.	Função distribuição de probabilidade		
f. d. p.	Função densidade de probabilidade		
FIT	Tarifa feed-in		
FMM	Fração Máxima de Mercado [pu]		
FV	Fotovoltaico(a)		
GD	Gerador/geração distribuído(a)		
GDFV	Gerador/geração distribuído(a) fotovoltaico(a)		
HC	Hosting capacity		
H <sub>m</sub>	Número de horas do mês m		
HSP	Horas de sol pleno		

HSP <sub>m</sub>	Média de HSP no mês <i>m</i> em [h]			
HSPy	Média de HSP no ano y [h]			
IMA	Infraestrutura de Medição Avançada			
Imp	Impostos aplicados à tarifa (somatório do PIS, COFINS e ICMS) [%]			
LB	Load bus (barra de carga)			
MB	Main bus (barra principal)			
MPF	Mercado Potencial Final			
MPP	Mercado Potencial Preliminar			
MPPT	Controle de rastreamento do ponto de potência máxima ou maximum			
	power point tracking			
MT	Média tensão			
$N_c^{\varphi}$	Número de fases do consumidor c			
NM	Net-metering			
OLTC	Transformador com comutadores de taps em carga			
PBs	Sensibilidade do payback simples para uma determinada região [pu]			
PBt	Tempo médio de payback simples de uma determinada região [anos]			
P <sub>m</sub> <sup>c</sup>	Potência ativa máxima por fase para o consumidor c, no mês m [kW]			
P <sub>FV</sub>	Potência FV instalada em [kWp]			
P <sub>MP</sub>	Potência máxima ou de pico do módulo FV			
SMC	Simulação de Monte Carlo			
T <sub>Band</sub>	Tarifa adicional da bandeira tarifária [R\$/kWh]			
TD	Taxa de desempenho do sistema FV [pu]			
T <sub>Imp</sub>	Tarifa de energia elétrica considerando os impostos [R\$/kWh]			
T <sup>sem</sup> Imp	Tarifa de energia elétrica sem considerar os impostos, definida pela			
	ANEEL [R\$/kWh]			

### 1. INTRODUÇÃO

A redução de emissões de gases oriundos da queima de combustíveis fósseis é uma das principais metas ambientais para amenizar os efeitos das mudanças climáticas nos próximos anos. Um dos tratados internacionais mais importantes firmados nesse sentido é o Acordo de Paris, o qual rege ações para reduzir as emissões de gases de efeito estufa a partir de 2020. Assinado por 195 países em 2015, esse acordo tem como um de seus objetivos de longo prazo garantir que o aumento da temperatura média global esteja abaixo de 2°C acima dos níveis pré-industriais [1].

No setor de energia elétrica, o compromisso com a mitigação do efeito das mudanças climáticas se reflete no aumento dos investimentos em energia renovável, como as fontes hidráulica, fotovoltaica, eólica e de biocombustíveis. Segundo [2], 57 países possuem como meta tornar suas matrizes de energia elétrica 100% renováveis. Além disso, 70% da capacidade instalada global adicionada em 2017 provém de fontes renováveis. No final desse ano, a capacidade instalada renovável mundial chegou a quase 2,2 TW, o suficiente para o abastecimento de 26,5% da demanda de energia elétrica global. Além da questão ambiental e da participação já consolidada na matriz de energia elétrica mundial, as fontes renováveis de energia elétrica empregaram 10,3 milhões de profissionais em 2017, com destaque para 3,3 milhões de empregos gerados somente no setor de energia solar fotovoltaica (FV) [3].

A energia solar FV foi a fonte que apresentou a maior capacidade instalada de novas usinas para a geração de energia elétrica em 2017, inclusive superando o aumento de novas usinas baseadas em combustíveis fósseis. A Figura 1 mostra o aumento da potência instalada FV mundial nos últimos anos, destacando os países com as maiores capacidades acumuladas. Ressalta-se que a energia solar FV cresceu um terço a nível global em 2017, em comparação com o ano anterior, chegando a aproximadamente 402 GW, sobretudo devido ao seu crescimento notável na China. Um outro destaque positivo foi a Índia, cujo mercado FV dobrou em relação ao ano anterior, colocando-a logo atrás da Itália no ranking das maiores capacidades acumuladas FVs [2].

A crescente participação de fontes renováveis na matriz de energia elétrica mundial vem alterando a estrutura convencional do setor elétrico, impulsionando a geração descentralizada de energia elétrica. Nesse contexto, o termo "geração distribuída" (GD)

refere-se às fontes de geração de energia elétrica conectadas ao sistema de distribuição próximo às unidades consumidoras, normalmente associadas a fontes renováveis. Atualmente, vários países adotam políticas econômicas para incentivar os consumidores a instalar GD para abastecer parte de suas demandas de energia elétrica. Dessa forma, os consumidores podem obter vantagens econômicas e ao mesmo tempo trazer benefícios para os sistemas de transmissão e distribuição. Entre as principais razões para o incentivo da GD, estão: o adiamento dos investimentos em reforços e expansão da rede elétrica; suprimento de parte da carga; redução das perdas técnicas (para níveis não excessivos de penetração de GD); e diversificação da matriz de energia elétrica através de fontes de geração de baixo impacto ambiental.



Figura 1: Capacidade fotovoltaica instalada, por país ou região, de 2007 a 2017 Fonte: Adaptado de [2]

De acordo com [4], os investimentos globais em energia solar FV foram quase igualmente divididos entre geração centralizada e GD em 2016, evidenciando a participação da geração distribuída fotovoltaica (GDFV) no contexto mundial. Projeções recentes apontam uma tendência na ampliação do mercado global da GD, indicando que essa categoria deve inclusive ultrapassar a geração centralizada, nos próximos anos, quanto à capacidade adicional instalada [5], [6].

Embora a energia solar FV no Brasil corresponda a menos de 1% da potência instalada total do país [7], ela vem crescendo substancialmente desde 2012, principalmente no segmento de GD [8]. Isso ocorre devido à combinação entre redução nos custos dos painéis FVs e ações regulatórias que incentivam a instalação de mini e micro GD, especialmente a Resolução 482/2012 [9]. Essa norma define como micro GD unidades de geração renováveis com potência instalada de até 75 kW. Esse limite é de 5 MW para mini GD. Segundo a ANEEL, até agosto de 2018 mais de 40 mil unidades consumidoras com GDFV aderiram ao sistema de compensação de energia elétrica vigente, resultando numa potência instalada de 346 MW, que corresponde a mais do que o triplo em relação ao mesmo mês do ano anterior. Atualmente, a GDFV (micro e mini) representa quase 80% da potência instalada total de GD no país [10].

No Brasil, a Resolução 482/2012 estabelece as condições gerais para o acesso da GD nas redes de distribuição, assim como o mecanismo de faturamento *net-metering* (NM) [9]. A última atualização do documento foi realizada pela Resolução 786/2017 [11] que ampliou a faixa da potência instalada necessária para o enquadramento das centrais geradoras no sistema de compensação vigente. Mas as alterações mais relevantes ocorreram através da Resolução 687/2015, englobando os seguintes itens: mudanças na definição de micro e mini GD; introdução de novos conceitos como geração compartilhada e autoconsumo remoto; redução do prazo para as distribuidoras emitirem o parecer de acesso; aumento do tempo para os consumidores utilizarem os créditos de energia (chegando a 5 anos) [12].

Com relação aos incentivos à GD usados no mundo, um dos principais mecanismos responsáveis pela instalação considerável de GDFV nos últimos anos em países como China, EUA e Alemanha foi a tarifa *feed-in* (FIT). Segundo [13], a tarifa FIT paga à GDFV chegou a três vezes a tarifa de energia elétrica na Alemanha e a quase 6 vezes a tarifa de energia elétrica na Itália no início da implantação do incentivo FIT. Com a adoção desse incentivo, a China instalou quase 4 GW de GDFV apenas em 2016, o que corresponde a 12% da potência total de novos sistemas FVs instalados no país somente nesse ano [14].

Como resultado, principalmente das políticas de incentivo para a conexão de GD, a intensa penetração de geradores de forma descentralizada pode proporcionar impactos técnicos positivos ou negativos para as redes de distribuição, dependendo principalmente das características da rede, da localização e da potência instalada das unidades geradoras, bem como da relação entre as curvas de carga e de geração. Além disso, a análise de impacto, principalmente em redes de baixa tensão (BT), apresenta como desafio a disponibilidade de informações usadas na modelagem da rede, como a topologia dos circuitos ou curvas de carga dos clientes, por exemplo. Devido às incertezas introduzidas por esses e outros fatores na análise de impacto da GD, as metodologias baseadas em análises estocásticas têm se apresentado como abordagem adequada para resolver o problema. Segundo a literatura, os impactos mais investigados da GD em redes de distribuição incluem problemas de tensão, sobrecarga, sobrecorrente, perdas e fluxo de potência reverso.

Em vários estudos em que se adota uma abordagem estocástica para a análise dos impactos da GDFV, assume-se que todos os consumidores possuem a mesma probabilidade de instalar sistemas FVs. Essa premissa é adequada em diversos mercados de energia elétrica. No entanto, para países em desenvolvimento como o Brasil, ela pode produzir cenários infactíveis de penetração FV. Nesses casos, convém a implementação de metodologias que considerem o mercado FV local, enxergando-se as diferenças socioeconômicas de uma mesma vizinhança.

Desta forma, o objetivo deste trabalho é analisar os impactos da GDFV em redes de distribuição através de uma análise estocástica. Como principal contribuição, destaca-se o desenvolvimento e a aplicação de uma metodologia composta por uma análise econômica e uma análise estocástica utilizando-se a Simulação de Monte Carlo (SMC), permitindo a consideração da influência do mercado local FV no estudo técnico da integração da GDFV em redes de BT. Para fins de comparação, este estudo examina cenários de políticas regulatórias diferentes para a conexão da GD no sistema de distribuição. Primeiramente, a avaliação técnica e econômica permite identificar o mercado local de clientes com potencial de adesão à geração FV. Em seguida, aplica-se a SMC, adaptada para considerar somente o mercado potencial de geração FV, para o estudo probabilístico de impacto na rede. O resultado obtido pela abordagem proposta é comparada ao da SMC tradicional, usando uma rede real de BT localizada no Estado do Rio de Janeiro, incluindo dados dos clientes obtidos via Infraestrutura de Medição

4

Avançada (IMA), modelada no programa computacional OpenDSS. Além disso, é realizada uma análise adicional para examinar um controle de tensão típico dos inversores FVs quanto à mitigação do impacto da GDFV. Ressalta-se que a metodologia desenvolvida também pode ser facilmente aplicada em outros países e regiões.

Este trabalho está organizado da seguinte forma: o capítulo 2 introduz os principais conceitos associados à GDFV, além de uma revisão bibliográfica das técnicas mais utilizadas para a abordagem do tema. Essa revisão também engloba os principais impactos estudados da GDFV em redes de distribuição e revela como a maioria dos estudos trata a influência do mercado local FV em análises estocásticas. O capítulo 3 apresenta a metodologia desenvolvida por este trabalho, incluindo a Análise Econômica (AECO) e a Análise Estocástica da Conexão da GDFV (AESTO). Nesse sentido, a AECO define o número provável de consumidores com potencial de adesão ao mercado FV, enquanto a AESTO considera o resultado da análise anterior na abordagem estocástica do impacto da GDFV em redes de BT. No capítulo 4, essa metodologia é aplicada a uma rede real de distribuição, utilizando dados reais. Todo o equacionamento, os dados utilizados e as premissas consideradas para a adequação da metodologia proposta à análise da rede estudada são discutidos com detalhes nesse capítulo. Por fim, os resultados são investigados no capítulo 5 e as conclusões são apresentadas no capítulo 6.

Durante o desenvolvimento desta dissertação de mestrado, foram elaboradas as seguintes publicações, também na área da análise dos impactos da GDFV em redes de distribuição:

• T. P. Abud, B. S. M. C. Borba, R. S. Maciel, I. de S. Machado, and M. Z. Fortes, "Voltage control analysis of photovoltaic inverters using a real Brazilian distribution network", in 2017 IEEE 8th International Symposium on Power Electronics for Distributed Generation Systems (PEDG), 2017, pp. 1–7.

• P. de Morais Oliveira Filho, T. P. Abud, B. S. M. C. Borba, e R. S. Maciel, "Impact of photovoltaic systems on voltage magnitude and unbalance in low voltage networks", in *2018 Simpósio Brasileiro de Sistemas Eletricos (SBSE), Niterói*, 2018, p. 1–6.

# 2. IMPACTO DA GERAÇÃO DISTRIBUÍDA FOTOVOLTAICA EM REDES DE BT

Este capítulo apresenta uma breve revisão teórica sobre a GDFV, incluindo análises estocásticas baseadas nessa tecnologia. Primeiramente, a seção 2.1 introduz as principais características da GDFV. A seguir, os principais impactos da GD em redes de distribuição são apresentados na seção 2.2. Por fim, a seção 2.3 analisa o estado da arte dos estudos probabilísticos da GDFV e aborda os princípios básicos da SMC.

### 2.1. A GERAÇÃO DISTRIBUÍDA FOTOVOLTAICA

O aproveitamento da energia elétrica historicamente se baseia na geração centralizada e apresenta um fluxo de potência unidirecional no sentido dos clientes. A estrutura tradicional desse sistema compreende a geração, transmissão e, por fim, a distribuição, onde a maior parte dos consumidores está conectada. Os aspectos associados ao planejamento, proteção e operação desse modelo assume um sistema de distribuição passivo, geralmente operando radialmente no sentido da subestação às cargas. Portanto, a integração da GD torna as redes de distribuição ativas, proporcionando desafios técnicos não previstos anteriormente no modelo tradicional.

Uma das principais fontes de energia elétrica associada à GD é a energia solar FV. Isso ocorre sobretudo devido ao preço acessível e ao tamanho compacto do sistema FV, mais adequado para instalação em unidades consumidoras urbanas do que outras fontes de energia elétrica como a eólica e a hidráulica. Além disso, políticas de incentivo à instalação de GD renovável e a preocupação dos consumidores com o meio ambiente também são responsáveis pelo crescimento da GDFV, em detrimento das matrizes fósseis de energia elétrica.

No Brasil, antes de a Resolução 482/2012 entrar em vigor, não havia regulamentação específica para a conexão de micro e mini GD diretamente às redes de distribuição. Contudo, consumidores com tarifas de energia e/ou demanda horárias já comumente geravam energia elétrica *off-grid* – isto é, desconectados da rede elétrica – através de geradores a gás ou a diesel no horário de ponta para autoconsumo, visando a uma economia na fatura de energia nesse horário. No cenário atual, a Resolução 482/2012

estabelece o acesso de GD de fontes renováveis ou com cogeração qualificada ao sistema de distribuição, bem como as regras do sistema de compensação de energia elétrica vigente, incentivando a diversificação da matriz de energia elétrica. Assim, a GD conectada à rede de distribuição conforme as diretrizes dessa resolução, torna-se atrativa inclusive para o consumidor com autoconsumo baseado em geração a gás ou a diesel.

Os sistemas FVs *off-grid* podem ser conectados a baterias para fornecer energia elétrica à respectiva unidade consumidora no período noturno, em que não há incidência de irradiância solar. Entretanto, esse equipamento adicional eleva consideravelmente o custo total do sistema, podendo inviabilizá-lo, dependendo da capacidade necessária de armazenamento de energia. Por isso, legislações como a Resolução 482/2012 tornam o custo da GDFV mais acessível, uma vez que ela permite a conexão dos sistemas FVs à rede de distribuição, não sendo necessário o uso de baterias. Esse é um dos principais motivos pelos quais essa resolução impulsionou o crescimento da GDFV no Brasil.

A forma de conexão da GDFV à rede elétrica é ilustrada na Figura 2. Embora apenas a GDFV esteja representada, outras fontes de geração de energia elétrica também podem ser incluídas nesse esquema. No Brasil, o sistema de compensação de energia elétrica vigente segue o mecanismo NM, em que a energia gerada pela GD é utilizada para o autoconsumo e o excedente de energia é injetado no sistema de distribuição em troca de créditos, que podem ser usados posteriormente para abater o consumo de energia – em até 5 anos. A legislação nacional ainda permite que esses créditos possam ser utilizados em outras unidades previamente cadastradas dentro da mesma área de concessão da GD, nas seguintes modalidades: autoconsumo remoto, geração compartilhada e empreendimentos de múltiplas unidades consumidoras [9].

Para os sistemas FVs em especial, como a geração de energia ocorre apenas durante o dia, o pico de carga normalmente não é aliviado por esse tipo de fonte de geração. Nesse caso, medidas de gerenciamento pelo lado da demanda podem ser adotadas para deslocar ou reduzir esse pico de carga, permitindo a integração de penetrações maiores de GDFV à rede elétrica. Isso pode ser realizado através de incentivos financeiros ou modalidades tarifárias variáveis ao longo do dia (como a *real time-pricing* e a tarifa branca do Brasil) e de medidas de eficiência energética. Uma outra alternativa é usar sistemas de armazenamento, como baterias, para armazenar a energia elétrica da rede no horário fora de ponta e, em seguida, injetá-la novamente à rede no horário de ponta [15].



Figura 2: Esquema simplificado de conexão de GDFV ao sistema de distribuição Fonte: Elaborado por [16]

A geração solar FV está sujeita a perdas associadas: a conectores e cabeamentos; à sujeira na superfície do painel; ao sombreamento; à eficiência do inversor; à temperatura; ao *mismatch* ou descasamento de potências (diferença entre as potências máximas dos módulos do mesmo modelo); etc. O fator responsável pela consideração de todas essas perdas é a taxa de desempenho do sistema FV (TD), em pu [17]. O número de horas de sol pleno (HSP) também é um parâmetro essencial para o cálculo da geração solar FV. Ele corresponde ao número de horas equivalentes em que a irradiância solar permanece igual a 1000 W/m<sup>2</sup>, em um determinado local durante um dia. Em outras palavras, esse parâmetro considera as condições climáticas no cálculo da energia gerada, apresentando valores distintos para um dia ensolarado, nublado ou chuvoso. A Figura 3 exibe exemplos de curvas de irradiância solar e as respectivas HSP para condições climáticas diferentes.

A Figura 4 exibe a curva de característica I-V de uma célula fotovoltaica, em que:  $I_{SC}$ é a corrente de curto-circuito;  $V_{OC}$  é a tensão de circuito aberto;  $P_{MP}$  é a potência máxima ou de pico;  $I_{MP}$  é a corrente no ponto de  $P_{MP}$ ; e  $V_{MP}$  é a tensão no ponto de  $P_{MP}$ . A  $I_{SC}$ corresponde à máxima corrente encontrada na célula FV, podendo ser medida com um amperímetro curto-circuitando os terminais do módulo. Já a  $V_{OC}$  é a máxima tensão nos terminais de uma célula FV, podendo ser medida conectando-se um voltímetro diretamente aos terminais do módulo. Nos pontos de operação em que a corrente é igual a  $I_{SC}$  e em que a tensão é igual a  $V_{OC}$ , a potência fornecida pelo módulo FV é nula, já que as condições de curto-circuito e circuito aberto implicam em valores nulos de tensão e corrente, respectivamente. É desejável que o sistema FV sempre opere próximo de  $P_{MP}$ , tal que a potência elétrica fornecida se aproxime da máxima. Isso pode ser feito através do controle de rastreamento do ponto de potência máxima ou *maximum power point tracking* (MPPT), comumente incorporado aos inversores FVs. Conforme ilustrado na Figura 3, o horário e as condições climáticas possuem grande influência na irradiância solar, que por sua vez afeta a curva característica I-V, como mostra a Figura 5. Com isso, o P<sub>MP</sub> varia ao longo do dia e, portanto, o MPPT também deve acompanhar essas variações.



Figura 3: Perfis de irradiância solar e horas de sol pleno correspondentes Fonte: Elaborado por [17]



Fonte: Elaborado por [17]



Figura 5: Influência da variação da irradiância solar na curva característica I-V Fonte: Adaptado de [17]

## 2.2. IMPACTOS DA GERAÇÃO DISTRIBUÍDA NAS REDES DE DISTRIBUIÇÃO

A GD introduz novos desafios relacionados à qualidade da energia elétrica fornecida pelo sistema de distribuição, principalmente em relação aos níveis de tensão. A Figura 6 mostra o circuito equivalente monofásico da linha de distribuição com uma resistência R e uma reatância X, sendo:  $\dot{V}_A e \dot{V}_B$  as tensões complexas nos nós A e B respectivamente;  $\dot{S}$  é a potência aparente complexa fluindo do nó A para o nó B, composta pelas componentes real P e imaginária Q, denominadas de potência ativa e reativa respectivamente; e İ é a corrente complexa. Segundo a lei de Kirchhoff das tensões, obtém-se (1):



Figura 6: Circuito equivalente monofásico de uma linha de distribuição Fonte: Elaborado pelo autor

$$\dot{\mathbf{V}}_{\mathbf{B}} = \dot{\mathbf{V}}_{\mathbf{A}} - (\mathbf{R} + \mathbf{j}\mathbf{X})\dot{\mathbf{I}} \tag{1}$$

em que:

$$\dot{S} = \dot{V}_A \dot{I}^* \rightarrow \dot{I} = \frac{P - jQ}{\dot{V}_A^*}$$
<sup>(2)</sup>

Assumindo-se a tensão  $\dot{V}_A$  como referência, tal que  $\dot{V}_A = |V_A|/0^\circ = V_A$ , e substituindo-se (2) em (1) encontra-se (3):

$$\dot{V}_{B} = V_{A} - (R + jX) \left(\frac{P - jQ}{V_{A}}\right) = V_{A} - \left[\frac{RP + XQ}{V_{A}} + j\left(\frac{XP - RQ}{V_{A}}\right)\right]$$

$$\therefore \dot{V}_{B} = V_{A} - (\Delta V_{d} + j\Delta V_{q})$$
(3)

11

sendo  $\Delta V_d$  a componente de variação de tensão de eixo direto e  $\Delta V_q$  a componente de variação de tensão do eixo de quadratura.

A Figura 7 representa o diagrama fasorial da expressão deduzida em (3). Esse diagrama mostra que tanto  $\Delta V_d$  quanto  $\Delta V_q$  afetam o módulo  $V_B$  quanto o ângulo  $\varphi$  da tensão complexa  $\dot{V}_B$ . Entretanto, observa-se que  $\Delta V_d$  tem maior impacto no módulo, enquanto que  $\Delta V_q$  influencia mais diretamente o ângulo. Em redes de transmissão verifica-se que X  $\gg$  R, o que implica que nas aproximações (4) e (5):

$$\Delta V_{\rm d} \cong \frac{\rm XQ}{\rm V_A} \tag{4}$$

$$\Delta V_{q} \cong \frac{XP}{V_{A}}$$
(5)

Ou seja, de acordo com (4) e (5), na transmissão o módulo de tensão é fortemente influenciado por Q, ao passo que o ângulo é fortemente afetado por P. No caso da distribuição, por outro lado, a relação R/X apresenta valores mais elevados, sobretudo na BT, tornando as aproximações em (4) e (5) menos razoáveis. Isso significa que o fluxo de potência ativa também deve ser levado em consideração nas variações da magnitude de tensão ( $\Delta V_d$ ) no sistema de distribuição. Portanto, a conexão de GD nessas redes pode afetar consideravelmente os níveis de tensão dependendo da capacidade instalada de geração, principalmente na BT. Ressalta-se que o ângulo de tensão não é normalmente analisado na distribuição já que o fator limitante do fluxo nessas redes é a ampacidade. Essa discussão sobre o impacto da GD na magnitude de tensão em redes de distribuição é também abordada em [18], [19].



Figura 7: Diagrama fasorial da variação de tensão numa rede de distribuição Fonte: Elaborado pelo autor

A tensão é uma das principais grandezas elétricas investigadas em redes de distribuição. Alguns fenômenos relacionados à qualidade da energia elétrica fornecida pelas distribuidoras estão associados a essa grandeza, sendo eles a tensão em regime permanente, o desequilíbrio de tensão, a flutuação de tensão e variações de tensão de curta duração [20]. Em particular, os indicadores de conformidade do nível de tensão em regime permanente podem impactar diretamente as receitas das concessionárias de distribuição. Ou seja, caso os limites estabelecidos não sejam cumpridos, a concessionária é penalizada financeiramente. No Brasil, esses indicadores são a Duração Relativa da Transgressão de Tensão Precária (DRP) e a Duração Relativa da Transgressão de Tensão Precária e com tensão crítica, respectivamente. Segundo a ANEEL, por exemplo, a ENEL RJ foi penalizada em mais de 1,5 milhão de reais em 2018 devido às compensações pagas em relação a esses indicadores [21]. Nesse contexto, a influência da GD nos níveis de tensão se mostra uma preocupação adicional para as distribuidoras, do ponto de vista técnico e econômico.

Além das variações na magnitude de tensão, a GD também pode provocar outros impactos técnicos no sistema de distribuição. A energia gerada pela GD pode aliviar sobrecargas nos transformadores de distribuição através de um caminho elétrico menor do que em relação à geração centralizada, podendo também diminuir as perdas técnicas. No entanto, níveis elevados de penetração podem causar fluxo de potência reverso, provocando um aumento das perdas e do nível da corrente de curto-circuito, além de afetar a coordenação da proteção em redes de média tensão (MT). Outros impactos incluem a proteção e a operação da GD em condições de ilhamento, a variação da frequência da rede elétrica, o aumento dos níveis de distorção harmônica e a influência em outros indicadores de qualidade de energia [16]. É possível que a GD melhore os níveis de confiabilidade dos sistemas de distribuição, sobretudo em cenários em que a operação ilhada é permitida. Contudo, caso a geração esteja baseada em fontes intermitentes de energia elétrica, esse benefício pode ser reduzido para níveis desprezíveis se não houver um planejamento adequado [22].

# 2.3. REVISÃO BIBLIOGRÁFICA DA ANÁLISE ESTOCÁSTICA DA GERAÇÃO DISTRIBUÍDA FOTOVOLTAICA

Em alguns países, as decisões tomadas pelos operadores do sistema de distribuição quanto aos impactos da GDFV geralmente se baseiam em análises determinísticas, considerando os piores cenários técnicos possíveis. Essas abordagens podem, no entanto, proporcionar soluções operacionais caras e pouco flexíveis [23]. Como alternativa, estudos recentes desenvolvem metodologias a partir de análises estocásticas para investigar o comportamento da GDFV em sistemas de distribuição de maneira mais adequada. Esse tipo de estudo normalmente é realizado através da SMC, e pode ser enquadrado nas seguintes categorias: determinação da *hosting capacity* (HC) [24]–[31]; problemas de otimização [30], [32]–[36]; e a análise de cenários fixos de penetração FV [23], [37]–[40]. Essas classificações são apresentadas com mais detalhes nas seções 2.3.1, 2.3.2 e 2.3.3. Já a seção 2.3.4 introduz os conceitos básicos da SMC.

O presente trabalho está enquadrado na categoria de cenários fixos já que se pretende investigar o impacto da GDFV considerando-se cenários realistas de penetração FV baseados em políticas regulatórias distintas. A estimação da HC nesse caso pode fornecer penetrações FVs que não são factíveis para a rede analisada no período considerado, não sendo adequada para o objetivo deste trabalho. Por outro lado, também não se deseja resolver nenhum tipo de problema de otimização quanto a aspectos operacionais ou relacionados a características da GD, e sim analisar a rede de distribuição em questão diante de circunstâncias realistas.

A maioria dos estudos estocásticos da conexão da GDFV investiga impactos na tensão [23]–[31], [34], [36]–[40], incluindo: magnitude de tensão; desequilíbrio de tensão; ângulo de tensão; e tempo de duração das violações de tensão. Outras grandezas elétricas também amplamente analisadas são: sobrecarga ou sobrecorrente de cabos e equipamentos [24]–[28], [38]; perdas [23], [32], [36]; e fluxo de potência (ocorrência de fluxo reverso ou cálculo de P e Q das barras) [26], [33], [39]. Alternativamente, [34], [36] investigam ainda o número de chaveamentos dos dispositivos de controle de tensão, enquanto [35] analisa o custo dos investimentos para expansão da rede de distribuição. Para a análise desses parâmetros, mais da metade dos estudos citados (i.e. [24]–[27], [29]–[32], [35], [36]) utiliza o programa computacional aberto OpenDSS da EPRI [41].

Na SMC, são gerados dados de entrada associados a variáveis aleatórias a cada simulação. A escolha dessas variáveis depende de sua influência nos resultados obtidos ao final do processo. Para estudos estocásticos da conexão da GDFV, as variáveis aleatórias consideradas geralmente estão associadas às incertezas da carga e da GDFV, como indica a Tabela 1. Nessa tabela é exibida a relação de algumas variáveis aleatórias abordadas na literatura para esse tipo de análise, com destaque para a amplitude e o formato das curvas de carga e geração FV, bem como a localização dos sistemas FVs.

Tabela 1: Variáveis aleatórias utilizadas por estudos que analisam estocasticamente a
integração de GDFV em redes de BT

Amplitude       Formato         Carga       [26], [27], [31], [36], [39]       [23]–[25], [28], [31], [33], [40]         -       [24]–[27], [29], [31], [23]–[25], [28], [31], [33], [24], [25], [28]-		Curva de carga/geração		Localização
Carga       [26], [27], [31], [36], [39]       [23]-[25], [28], [31], [33], [34], [37], [38], [40]       -         Carga       [24]-[27], [29], [31], [23]-[25], [28], [31], [33], [24]-[25], [28]-[25], [28], [31], [33],       [24], [25], [28]-[28]-[28]-[28]-[28]-[28]-[28]-[28]-	_	Amplitude	Formato	Locanzação
[24]-[27], [29], [31], [23]-[25], [28], [31], [33], [24], [25], [28]-	Carga	[26], [27], [31], [36], [39]	[23]–[25], [28], [31], [33], [34], [37], [38], [40]	-
GDFV [32], [35], [36], [39] [34], [37], [38], [40] [32], [34], [40]	GDFV	[24]–[27], [29], [31], [32], [35], [36], [39]	[23]–[25], [28], [31], [33], [34], [37], [38], [40]	[24], [25], [28]– [32], [34], [40]

Outras <sup>a</sup>

### [23], [25], [27], [31], [34], [35], [39], [40]

<sup>a</sup> Inclui: formato da curva de geração/carga de outras tecnologias, como a eólica e carros elétricos; variação da tensão no secundário dos transformadores de distribuição; falha dos sistemas FVs; localização de falta fase-terra; variação no custo de investimento da bateria.

Fonte: Elaborado pelo autor

As variações associadas à carga e à geração FV em diversos estudos se baseiam em funções de densidade de probabilidade (f.d.p.s) estimadas a partir de dados reais ou na escolha aleatória de curvas reais, obtidas através de IMA. Métodos como estimação Kernel [40], modelo ARMA (*autoregressive moving average*) [33], [34], [37] e Monte Carlo via cadeia de Markov [42] são utilizados para a geração de dados sintéticos realistas de curvas de carga e/ou geração FV. Em [43], é desenvolvida uma ferramenta complexa para a geração de curvas de carga residenciais de alta resolução (1 minuto) no Reino Unido, baseadas em fatores e estatísticas como: número de habitantes na residência (1 a

5); tempo de ocupação de cada habitante na residência; perfis de atividade (duração e momento típico de ocorrência); compartilhamento dos eletrodomésticos e atividades entre vários habitantes; etc. Essa ferramenta é usada em [24], [25]. Uma outra abordagem é representar as incertezas associadas à carga/geração por fdps conhecidas. Por exemplo, alguns estudos assumem uma f.d.p. normal [26], [27], [33], [39], [40], ruído branco [34] e uniforme [31] para a variação da carga, e uma f.d.p. *single* gamma [26], beta [39] e uniforme [31], [35] para a variação da GDFV.

Em geral, as análises estocásticas que consideram a localização da GDFV como variável aleatória, estimam que cada consumidor possui a mesma probabilidade de instalar um sistema FV [24]–[27], [29]–[32], [34], [37], [40]. Embora essa possa ser uma hipótese aceitável em alguns mercados de energia elétrica, especialmente onde há incentivos mais fortes para a adoção de micro e mini GDFV, essa premissa pode conduzir à consideração de cenários infactíveis de penetração da GDFV, o que é indesejável para a análise e oneroso computacionalmente. Com isso, pode haver distorção nos resultados que orientem indevidamente os investimentos de curto e médio prazo da distribuidora para evitar os impactos negativos da penetração da GDFV em redes de BT. Esse problema deve ser ainda mais intenso nos mercados em desenvolvimento, como o Brasil, em que o aspecto econômico determina que a mini e micro GDFV não seja um investimento atrativo para uma considerável parcela dos consumidores de energia elétrica. Adicionalmente, características urbanas, da rede de distribuição e dos incentivos à mini e micro GDFV fazem com que num mesmo circuito de BT estejam conectados tanto clientes com elevado potencial de adoção de GDFV quanto outros com baixo potencial de investimento em geração de energia elétrica própria. Entre os artigos mencionados, apenas [28] aplica pesos diferentes para a probabilidade de se instalar GDFV em cada unidade consumidora, mas sem considerar aspectos econômicos dos consumidores. Esses pesos estão associados às características de cada unidade consumidora como o ano, a classe (residencial ou comercial) e o tipo de conexão.

### 2.3.1. Determinação da *hosting capacity*

A HC corresponde à máxima penetração de GD que pode ser conectada a uma rede de distribuição, sem que haja a violação de algum limite técnico, como limites de tensão e de ampacidade dos condutores. O termo "penetração" geralmente se refere à máxima quantidade de GDs, ou à máxima potência instalada de GD conectada a uma rede de distribuição. Os estudos de HC normalmente seguem a abordagem ilustrada na Figura 8. Com o aumento da inserção de GD, pode haver a deterioração de índices de performance da rede de distribuição, como indicadores dos níveis de tensão e de qualidade de energia. A penetração máxima de GD tal que o sistema opere de maneira adequada corresponde à HC. Além da determinação desse parâmetro, diversos estudos analisam formas de melhorá-lo através de controles de tensão do inversor de sistemas FVs, banco de capacitores, transformadores com comutadores de *taps* em carga (OLTCs), dispositivos de armazenamento, reforço do alimentador, técnicas de mitigação de harmônicos, etc [44]. O objetivo dessas ações de melhoria é tornar a curva de performance original do índice analisado, representada pela linha contínua em azul na Figura 8, na curva com o aprimoramento da HC, representada pela linha tracejada em azul.



Figura 8: Concepção da Hosting Capacity

Fonte: Adaptado de [44]

Em [24], investiga-se o impacto da GDFV quanto a problemas na magnitude de tensão e sobrecarga térmica do alimentador principal em uma rede real de BT subterrânea com mais de 600 consumidores, situada na Inglaterra. A Figura 9 indica a porcentagem de clientes com problemas de tensão para cada nível de penetração, bem como a frequência de ocorrências, para um alimentador de distribuição analisado pelo artigo em questão. A penetração FV nesse caso corresponde à quantidade de residências com sistemas FVs, de 0 a 100%. Por exemplo, para uma penetração FV de 40%, 11% das cargas apresentam problemas em 10% das simulações. Observa-se também que a probabilidade de 70% dos clientes apresentarem problemas de tensão é diferente de zero apenas para 100% de penetração FV.



Figura 9: Histograma dos problemas de tensão – Alimentador 4, Rede 1 Fonte: Adaptado de [24]

Em [28], verifica-se como alguns métodos de controle influenciam na obtenção da HC de uma rede de BT rural da Eslovênia, que abastece cerca de 80 consumidores. A Figura 10 revela a HC estimada para a rede analisada considerando o uso de OLTC e controle de tensão dos inversores dos sistemas FVs – controle Q(U), também chamado de Volt-Var, de injeção ou consumo de reativo. Como resultado, há um aumento expressivo da HC de 170 para 360 kW (considerando-se uma probabilidade de 5%) com o uso dos métodos de controle mencionados. Em outras palavras, caso os controles propostos sejam implementados, o sistema estudado pode acomodar mais do que o dobro de sistemas FVs do cenário atual sem que haja a violação de limites técnicos.



Figura 10: Probabilidade de violação de tensão utilizando métodos de controle Fonte: Adaptado de [28]

### 2.3.2. Problemas de otimização

A segunda categoria, por sua vez, visa otimizar funções objetivo de natureza técnica ou econômica, considerando a conexão de GD em redes de distribuição. As variáveis de decisão normalmente utilizadas nesses estudos correspondem a parâmetros associados principalmente à GD, como a potência instalada e localização, mas também podem incluir características na operação de dispositivos de controle e de armazenamento de energia, por exemplo. Embora esse tipo de análise forneça conclusões relevantes quanto a aspectos operacionais das redes de distribuição, os estudos que utilizam variáveis de decisão como a potência e a localização da GDFV assumem que a escolha desses parâmetros é conveniente para a distribuidora e não para o consumidor, ao contrário do que ocorre no sistema de compensação vigente no Brasil.


Figura 11: Histograma do número de mudanças de *taps* do regulador de tensão Fonte: Adaptado de [34]

Em [34], o objetivo é analisar índices de qualidade de energia através da alocação ótima da GD em uma rede real de distribuição na região norte do Brasil. A Figura 11 exibe o histograma da mudança de *taps* do regulador de tensão conectado à MT para três cenários: caso 0 (sem GD), caso 1 (com GDFV) e caso 2 (com GD convencional, a gás natural). Para os casos com GD, os geradores são alocados de maneira que os indicadores avaliados apresentem os melhores valores. Observa-se que os histogramas para os casos 1 e 2 apresentam uma redução na mudança de *taps* média, aumentando a vida útil do regulador. Para a GD convencional, essa redução é mais expressiva visto que esse tipo de GD pode operar continuamente enquanto que a GDFV fornece energia elétrica apenas durante o período diurno. Apesar desse resultado, o artigo conclui que a inserção de GD na presença de regulador de tensão piora índices de tensão.

Já em [33], a função objetivo a ser minimizada corresponde ao custo operacional de uma micro rede através do ajuste ótimo das potências dos GDs controlados. A Figura 12 exibe as faixas de variação da potência ativa dos GDs controlados e do custo operacional com 68 e 95% de probabilidade, considerando-se um alimentador de MT do Canadá no período das 10 às 16h (horas de sol). Além da minimização da função objetivo em si, esse estudo verifica que a aplicação do método MH-2PEM para a resolução do fluxo de

potência ótimo probabilístico proposto apresenta uma precisão aceitável em relação à SMC, porém com um tempo de simulação de cerca de 30 vezes menor que o da SMC.



Figura 12: Variação da potência ativa da GD controlada (a) e dos custos operacionais (b) Fonte: Adaptado de [33]

### 2.3.3. Análise de cenários fixos de penetração fotovoltaica

Os trabalhos que não visam estimar a HC nem resolver problemas de otimização, podem ser enquadrados numa terceira categoria. Esse tipo de estudo é caracterizado por analisar cenários bem definidos quanto à quantidade e à potência instalada da GD. Contudo, ter uma penetração FV fixa não significa que incertezas relacionadas à geração e à carga não sejam consideradas. Variações aleatórias no formato das curvas de carga e geração, bem como na localização dos consumidores e sistemas FVs, podem ser incluídas na modelagem. Essa categoria pode ser usada, por exemplo, para analisar uma rede elétrica em seu estado atual de penetração FV, investigando índices de qualidade de energia ou a operação de diferentes tipos de controle de tensão.



Figura 13: Probabilidade da violação do limite superior de tensão, considerando os cenários de independência total e correlação total entre os prosumidores Fonte: Adaptado de [38]

Em [38], utiliza-se dados reais de consumo e geração FV medidos em uma rede de BT na Bélgica, via IMA, para analisar a correlação entre cada prosumidor, i.e. consumidor capaz de gerar energia elétrica. A Figura 13 exibe as probabilidades de violação do limite superior de tensão, considerando os seguintes cenários extremos: de correlação total entre cada prosumidor e de independência total entre cada prosumidor. Essa independência ou correlação se aplica aos perfis de consumo e aos perfis de geração. Nesse estudo, foram definidos dois sistemas FVs com uma potência fixa de 3 kW, nos nós 5 e 11. Para o primeiro cenário, a ocorrência de um pico de irradiância solar se reflete na geração de todos os sistemas FVs simultaneamente, o que pode elevar a tensão para níveis críticos. Por outro lado, o segundo cenário tende a suavizar a potência injetada na rede, diminuindo os casos de violação de tensão. Em outras palavras, é possível que um dos prosumidores injete potência na rede enquanto o outro consuma potência da rede, de maneira que o impacto de um seja atenuado pelo outro.

Em [37], compara-se o método quase-sequencial com o sequencial, considerando uma rede de BT com uma bateria de 120 kWh de capacidade e com 15 prosumidores com GDFV. A diferença entre esses dois métodos é que no primeiro, os valores representados a cada instante de tempo são estritamente independentes entre si, enquanto que no segundo, os dados gerados estão vinculados temporalmente. Dessa forma, no método sequencial, cada estado computado é dependente dos anteriores, representando mais adequadamente os processos sequenciais. A Figura 14 revela o perfil de carregamento da bateria ao longo de alguns dias, incluindo a medição real via IMA e os dados estimados via métodos quase-sequencial e sequencial. Nota-se que o método sequencial representa mais adequadamente o comportamento do perfil real da bateria, captando as diferentes dinâmicas de cada dia. Enquanto isso, o quase-sequencial gera perfis similares, semelhantes a um perfil médio. Quantitativamente, o artigo indica que os valores médios do carregamento da bateria e da duração do ciclo de carregamento obtidos pelo método sequencial se aproximam mais dos valores reais.



Figura 14: Perfil de carregamento da bateria através medições via IMA, simulação quasesequencial e sequencial

Fonte: Adaptado de [37]

#### 2.3.4. Considerações sobre a Simulação de Monte Carlo

A análise de modelos probabilísticos pode ser realizada através de métodos analíticos ou numéricos. Soluções analíticas são obtidas através de formulação matemática, enquanto soluções numéricas são geralmente aproximações, estimadas via simulações computacionais. Entretanto, dependendo do nível de complexidade do modelo estudado, pode não ser possível equacioná-lo a partir do método analítico, sendo conveniente a aplicação do método numérico. Ressalta-se que os resultados oriundos de simulações computacionais somente fornecem informações úteis sobre o sistema analisado se o modelo desenvolvido for uma representação válida desse sistema. Em especial, a simulação computacional estocástica é normalmente conhecida como SMC e possui ampla aplicação em áreas como engenharia, finanças, estatística, física, biologia, medicina, ciências sociais, etc [45].

De maneira geral, a SMC pode ser representada pelo fluxograma ilustrado na Figura 15. O primeiro passo é definir o modelo computacional, o domínio das variáveis aleatórias consideradas e suas respectivas distribuições de probabilidade. A seguir, no início de cada simulação, efetua-se a amostragem das variáveis aleatórias em questão. Em seguida, esses dados gerados são utilizados na experimentação numérica, calculando-se os dados de saída a partir da modelagem computacional desenvolvida. Por fim, após a execução de todas as *n* simulações, os dados de saída obtidos são utilizados na análise probabilística de índices de desempenho do modelo em questão. Dessa maneira, é possível estudar características desses indicadores como a média, variância, confiabilidade, probabilidade de falha, f.d.p., etc [45].

Por exemplo, seja W uma variável aleatória com uma função de distribuição de probabilidade (F.D.P.) conhecida. Deseja-se calcular Y utilizando-se a SMC, onde Y é o valor esperado de W, conforme (6). Para tal, são gerados os valores aleatórios  $w_1$ ,  $w_2$ , ...,  $w_n$  a partir de *n* respectivas variáveis aleatórias independentes, as quais possuem a mesma F.D.P. de W. Desta forma, cada valor gerado corresponde à conclusão de uma simulação. Seja  $\overline{W}$  a média aritmética de  $w_1, w_2, ..., w_n$ , representada em (7). Então, para *n* suficientemente grande,  $\overline{W}$  é considerado um bom estimador de Y, como indicado em (8). Além disso, o teorema do limite central implica que para um *n* grande,  $\overline{W}$  possui uma F.D.P. aproximadamente normal [46].



Figura 15: Fluxograma generalizado das Simulações de Monte Carlo Fonte: Elaborado pelo autor

Y = E[W](6)

$$\overline{W} = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^{n} w_i \tag{7}$$

25

$$\lim_{n \to \infty} \frac{1}{n} \sum_{i=1}^{n} w_i = \mathbf{E}[\mathbf{W}] \tag{8}$$

Segundo [22], a SMC é um método adequado para representar a GD associada a fontes intermitentes de energia elétrica, bem como considerar as incertezas relacionadas à variação das curvas de carga. Na literatura, a SMC é inclusive comumente utilizada como método de referência para a validação de outros métodos probabilísticos, incluindo os estudos que analisam o impacto da GDFV em redes de distribuição [27], [33], [36], [39]. Entretanto, esse método pode apresentar desvantagens como: alto esforço computacional, dificuldade no tratamento/interpretação dos resultados e, pois, em tomar decisões quanto ao planejamento e operação dos sistemas de distribuição com base nesses resultados. Por isso, para alguns estudos probabilísticos, recomenda-se a aplicação de técnicas de otimização (clássicas ou heurísticas), visando minimizar o espaço amostral e o tempo de simulação [22]. Em [30], [35], por exemplo, aplica-se o algoritmo genético e o enxame evolutivo de partículas, respectivamente, em conjunto com a SMC, visando resolver problemas de otimização.

# 3. METODOLOGIA DA ANÁLISE ESTOCÁSTICA DO IMPACTO DA GDFV CONSIDERANDO O MERCADO LOCAL

A metodologia desenvolvida neste trabalho é dividida em duas partes: Análise Econômica (AECO) e Análise Estocástica da Conexão da GDFV (AESTO). Desse modo, ela permite realizar uma análise estocástica dos impactos da integração da GDFV em redes de BT, considerando a influência do mercado local FV. A Figura 16 exibe o fluxograma simplificado da metodologia proposta, enquanto as seções 3.1 e 3.2 abordam essas análises detalhadamente.



Figura 16: Fluxograma da metodologia proposta

Fonte: Elaborado pelo autor

A AECO define o dimensionamento e a quantidade de sistemas FVs para a rede estudada no período da análise, sem considerar a expansão dessa rede nos próximos anos. É nessa etapa que se considera a influência do mercado local, identificando-se o potencial dos consumidores em serem proprietários de GDFV. A penetração FV estimada na AECO é considerada na AESTO, que tem como objetivo avaliar os impactos da GDFV quanto à tensão, consumo suprido pela subestação, perdas e violação do limite de ampacidade dos cabos de BT. Essa análise é realizada através da SMC, considerando diferentes cenários de penetração da GDFV. As setas tracejadas na Figura 16 indicam os parâmetros calculados na AECO que são utilizados na AESTO, sendo eles o dimensionamento dos sistemas FVs pertencentes ao Mercado Potencial Preliminar (MPP) e a quantidade de clientes que compõem o Mercado Potencial Final (MPF).

A Figura 17 ilustra o modelo aplicado ao mercado local FV, incluindo os conjuntos MPP e MPF. O MPP engloba todos os consumidores que possuem pelo menos as condições econômicas mínimas de instalar GDFV. Já o MPF corresponde a um conjunto menor de consumidores dentro do MPP que, além de potencial econômico também apresentariam interesse em instalar a GDFV. Na AESTO, a escolha do conjunto de clientes pertencentes ao MPF dentre aqueles contidos no MPP é uma das variáveis aleatórias consideradas na SMC. Segundo [47], a falta de informação sobre sistemas FVs, a falta de confiança nas empresas instaladoras, questões econômicas, ambientais, sociais e estéticas são alguns dos principais fatores que influenciam o interesse do consumidor na adoção de GDFV.



Figura 17: Representação esquemática do mercado local fotovoltaico Fonte: Elaborado pelo autor

Observa-se que, indiretamente, a definição do conjunto MPP fornece diferentes probabilidades de instalação de GDFV, de acordo com a localização ao longo do circuito analisado. Por exemplo, a Figura 18 exibe uma rede com três transformadores de distribuição alimentando dois ou três clientes. Embora o transformador 3 apresente o maior número de consumidores, nenhum deles está incluído no MPP. Assim, a probabilidade de algum sistema FV ser instalado no secundário desse transformador é nula. Por outro lado, o transformador 1 possui uma probabilidade duas vezes maior que o transformador 2 de apresentar consumidores pertencentes ao MPF. Isso significa que o transformador 1 possui a maior probabilidade de apresentar conexões de GDFV nessa rede.



Figura 18: Exemplo esquemático de clientes pertencentes ou não ao Mercado Potencial Preliminar (MPP), conectados a um sistema de distribuição Fonte: Elaborado pelo autor

### 3.1. ANÁLISE ECONÔMICA

O objetivo desta seção é verificar quais consumidores apresentam potencial de adoção de GDFV, a partir de uma análise econômica. Ou seja, ela estima a quantidade de clientes que fazem parte do mercado local FV da região estudada, compondo os conjuntos MPP e MPF, os quais são considerados posteriormente na AESTO. Além disso, nessa seção também é realizado o dimensionamento dos sistemas FVs, de acordo com o consumo médio mensal de cada cliente. A AECO compreende as etapas indicadas no lado esquerdo da Figura 16.

### 3.1.1. Coletar dados dos consumidores da rede estudada

Para realizar a AECO, devem ser coletados os seguintes dados dos consumidores da rede analisada: a identificação do transformador de distribuição; o tipo de conexão (mono, bi ou trifásica) do cliente; o consumo mensal de cada consumidor ao longo de um ano; a classe (residencial, comercial ou industrial) do cliente. Esses parâmetros também são usados na AESTO. Procurou-se utilizar na AECO informações que pudessem ser obtidas facilmente na base de dados da distribuidora e que gerassem resultados satisfatórios. Além disso, devem ser coletados dados das curvas de carga dos clientes para a AESTO. Neste trabalho as curvas de carga dos consumidores foram obtidas por meio de IMA.

#### 3.1.2. Definir o Mercado Potencial Preliminar

O MPP corresponde aos consumidores que apresentam pelo menos as condições econômicas mínimas para a instalação de GDFV. Essas condições são estabelecidas por um limite mínimo de consumo definido para os clientes. Embora na realidade não exista nenhum limite mínimo para a adoção da GDFV, essa premissa é válida uma vez que reflete a tendência do mercado FV. Assume-se que abaixo desse limite estabelecido o tempo de retorno de investimento inviabiliza a adoção de GDFV num país ou numa região.

### 3.1.3. Dimensionar a geração distribuída fotovoltaica para os consumidores do Mercado Potencial Preliminar

O dimensionamento da GDFV é realizado através de uma análise econômica. Ela deve considerar políticas de incentivo à micro e mini GD, consumo mensal de cada consumidor ao longo de um ano, tarifas de energia, impostos, HSP, TD, preço dos sistemas FVs, e características da região como o tamanho da área disponível de telhado para a instalação de sistemas FVs. Para o mecanismo NM, um sistema FV *on-grid* bem dimensionado deve apresentar a menor potência instalada tal que a conta de energia elétrica do respectivo consumidor seja a menor possível.

#### 3.1.4. Cálculo do tempo de payback médio para cada cenário

Embora o *payback* simples não considere a taxa de juros, inflação ou custo de oportunidade no período, vários trabalhos que analisam a difusão FV o utilizam por representar adequadamente a percepção do consumidor [48]. Com base no tempo de *payback* simples, podem ser elaboradas curvas empíricas da Fração Máxima de Mercado (FMM) para estimar a dimensão do mercado FV de uma determinada região. A FMM mede o número máximo provável de clientes que estariam dispostos a investir em uma determinada tecnologia com base no tempo de retorno previsto, possuindo aplicação em estudos de difusão FV, inclusive no Brasil [49], [50]. Após o dimensionamento dos sistemas FVs, é calculado o *payback* simples médio dos consumidores do MPP, considerando diferentes cenários de penetração FV. Como exemplo, esses cenários podem incluir diferentes políticas de incentivo à GDFV, variação do preço dos sistemas FVs, variação da tarifa de energia, etc.

A Figura 19 exibe duas curvas da FMM levantadas experimentalmente por [51], [52]. A partir dessas, foi desenvolvida a equação (9) para estimar a FMM em função do tempo médio de *payback* simples  $PB_t$  em anos e da sensibilidade do *payback* simples  $PB_s$  em pu. Observa-se na Figura 19 que o perfil médio das curvas empíricas se aproxima daquele representado por (9) para um  $PB_s$  igual a 0,3. Portanto, a curva proveniente dessa equação condiz com os resultados experimentais, indicando que a FMM cresce exponencialmente a medida que o  $PB_t$  diminui. Ressalta-se que o valor de  $PB_s$  varia dinamicamente para cada mercado potencial e está sujeito a fatores como avanços tecnológicos, preço e políticas de incentivo.



Figura 19: Fração Máxima de Mercado em função do tempo de retorno do *payback* simples Fonte: Adaptado de [53]

$$FMM = e^{-PB_s \times PB_t}$$

#### 3.1.5. Definir o Mercado Potencial Final para cada cenário

O MPF corresponde à fração FMM do MPP, conforme (10). Em outras palavras, ele corresponde à quantidade estimada de consumidores que apresentariam potencial econômico e interesse em instalar GDFV, segundo a análise da difusão da tecnologia FV na região estudada. Esse parâmetro é calculado para cada cenário analisado na seção 3.1.4, representando a penetração FV a ser considerada na AESTO. Ou seja, apenas a quantidade de sistemas FVs referente ao MPF, escolhida aleatoriamente a cada simulação dentro do conjunto MPP, é representada na modelagem computacional. Destaca-se que o MPP é fixo para todos os cenários, ao contrário do MPF.

(9)

# 3.2. ANÁLISE ESTOCÁSTICA DA CONEXÃO DA GERAÇÃO DISTRIBUÍDA FOTOVOLTAICA

Esta seção tem como objetivo descrever a metodologia de análise de impactos técnicos na rede de distribuição de BT devido à inserção de GDFV. Nesse sentido, são realizadas análises estocásticas de fluxo de potência da rede de distribuição estudada utilizando-se a SMC, seguindo as etapas indicadas no lado direito da Figura 16. Ressalta-se que os cenários de penetração FV definidos na AECO são considerados na AESTO.

#### 3.2.1. Definir os elementos da rede estudada no OpenDSS

Os parâmetros da rede de distribuição devem ser modelados em um programa computacional específico para a análise de fluxo de potência em sistemas de distribuição, como o OpenDSS. Além dos equipamentos elétricos e das características da rede, também devem ser definidas as curvas de carga dos clientes e da subestação, bem como as curvas de geração FV. Vale lembrar que a GDFV é previamente dimensionada na AECO.

#### 3.2.2. Fazer para *n* simulações de Monte Carlo

Nesta etapa é efetuada a SMC. Em cada simulação todas as variáveis aleatórias são atualizadas dentro do OpenDSS. Através desse programa computacional diversas grandezas da rede elétrica modelada são calculadas e armazenadas a cada simulação. Após a execução da *n*-ésima simulação, os valores armazenados são utilizados no cálculo das estatísticas globais, considerando todas as simulações. A quantidade *n* de simulações deve ser definida com base na convergência da grandeza calculada, levando em conta uma tolerância determinada e o tempo total das simulações, assim como em [25], [26], [32]. O horizonte e o passo de simulação devem ser definidos em conformidade com a série de dados dos perfis de carga e geração considerados.

#### 3.2.3. Alterar variáveis aleatórias no OpenDSS via interface COM e iniciar simulação

Nesta etapa é necessário integrar o OpenDSS, via interface COM, a um programa responsável por gerenciar a SMC, modificando variáveis de entrada aleatórias no OpenDSS, recolhendo os resultados e organizando a saída de dados. Antes de cada simulação, todas as variáveis aleatórias são sorteadas e esses dados são modificados no OpenDSS via interface COM. Essas variáveis são:

- Curvas de carga para os consumidores residenciais e comerciais;
- Fator de desequilíbrio das fases: variação da potência máxima consumida em cada fase para cada consumidor (incluindo industrial e de MT);
- Fases dos consumidores bifásicos e monofásicos;
- Localização dos consumidores na rede secundária;
- Conjunto de sistemas FVs habilitados;
- Fases dos sistemas FVs;
- Localização dos sistemas FVs na rede secundária.

Para cada consumidor é sorteada uma curva dentre as várias coletadas para sua respectiva classe e faixa de consumo, podendo também ser sorteada repetidamente para outros consumidores. A curva escolhida é a mesma para todas as fases do consumidor.

A variação no desequilíbrio entre fases é realizada através de um algoritmo que altera a amplitude da carga em cada fase de cada consumidor, com base em uma distribuição normal. Os valores estimados para a média e o desvio padrão devem ser definidos de maneira que a curva de carga da subestação obtida pelo OpenDSS se aproxime ainda mais à da memória de massa da rede estudada, considerando a amplitude e o desequilíbrio entre fases.

A incerteza devido à dificuldade ou impossibilidade de obtenção de dados reais das redes de BT brasileiras justifica a abordagem dos parâmetros "localização" e "fases" dos consumidores como variáveis aleatórias. Um outro motivo para se considerar essa última variável na SMC é que o desequilíbrio de tensão provocado pela inserção de GD bifásica ou monofásica nas redes de BT pode elevar a magnitude de tensão para níveis críticos estabelecidos por norma, conforme observado em [54]. No sorteio da localização, define-

se em qual nó da respectiva rede secundária o cliente está conectado. Ressalta-se que essa rede é sempre a mesma para cada cliente, estando conectada ao enrolamento secundário do respectivo transformador de distribuição. Quanto às fases, o consumidor bifásico pode ter o par AB, BC ou CA, enquanto o monofásico pode ter as fases A, B ou C.

Embora todos os sistemas FVs dos clientes do MPP sejam dimensionados na AECO, apenas a quantidade de sistemas dada pelo MPF é habilitada com uma distribuição uniforme no programa computacional, sendo que o MPF é obtido na AECO para cada cenário estabelecido. Em outras palavras, a probabilidade de ocorrência da *i*-ésima configuração de clientes do MPF investindo em GDFV (P(i)) pode ser calculada por (11), onde  $\binom{MPF}{MPP}$  é a combinação de MPF consumidores tomados MPP de cada vez, sem repetição. Além disso, cada sistema habilitado possui a mesma localização no secundário que o consumidor que o adquiriu.

$$P(i) = \frac{1}{\binom{MPF}{MPP}}$$
(11)

Observa-se que o presente trabalho aborda um número maior de variáveis aleatórias do que se costuma considerar na literatura, como revela a Tabela 1. As incertezas associadas aos novos parâmetros listados – fator de desequilíbrio das fases; fases da carga/GD; localização dos consumidores; e conjunto dos sistemas FVs habilitados – também influenciam diretamente as relações entre demanda e carga ao longo da rede de BT, sendo relevantes na análise dos parâmetros técnicos da rede elétrica. Em especial, a variável "conjunto dos sistemas FVs habilitados" está relacionada à AECO, o que permite avaliar sob uma nova perspectiva a influência do mercado local FV no impacto da GDFV.

#### 3.2.4. Calcular parâmetros e histogramas individuais

Nesta etapa, são calculados e armazenados os resultados de cada análise realizada por simulação. Após a execução de todas as simulações, esses valores são utilizados na seção 3.2.5 para a avaliação das estatísticas globais das grandezas elétricas consideradas. As análises propostas são:

- Análise global da magnitude de tensão;
- Análise global do consumo suprido pela subestação;
- Análise global das perdas totais do alimentador;
- Análise local das violações do limite superior de tensão;
- Análise local das violações do limite de ampacidade dos cabos.

As três primeiras análises verificam o comportamento global do sistema devido à inserção de GDFV. Já as duas últimas, além de fornecerem alguns dados globais de violações técnicas, também revelam as probabilidades de ocorrência dessas violações para cada transformador de distribuição. Com isso, é possível verificar as diferenças entre cada cenário quanto à localização dos trechos mais suscetíveis aos impactos estudados. Conforme exemplificado pela Figura 18, a consideração do mercado local FV influencia a probabilidade de ocorrência de violações técnicas ao longo do circuito estudado.

#### 3.2.5. Organização dos resultados e relatórios de saída

Os parâmetros individuais armazenados na seção 3.2.4 são utilizados para o cálculo das estatísticas globais. Através desses resultados, é possível obter a f.d.p., média e desvio padrão de grandezas elétricas como magnitude de tensão, perdas totais e consumo suprido pelo alimentador, bem como analisar a probabilidade de ocorrência de problemas técnicos na rede estudada, considerando os cenários propostos. Com isso, também é possível localizar os transformadores de distribuição mais vulneráveis quanto aos impactos dos sistemas FVs, a fim de direcionar mais adequadamente o investimento das concessionárias para lidar com a crescente penetração da GDFV em redes de BT.

# 4. APLICAÇÃO DA METODOLOGIA PROPOSTA EM UMA REDE REAL DE DISTRIBUIÇÃO

Neste capítulo, a metodologia proposta é aplicada numa rede real de distribuição do Brasil. Na seção 4.1 são apresentadas as considerações e premissas adotadas na AECO e AESTO, adaptadas de acordo com as características da rede. Em seguida, a seção 4.2 descreve a metodologia tradicional aplicada para fins de comparação com a metodologia proposta. Por fim, a seção 4.3 caracteriza a operação do controle de tensão dos inversores FVs utilizado na análise adicional, que visa suavizar o impacto da GDFV.



Figura 20: Alimentador analisado do município de Armação de Búzios Fonte: Adaptado de [55]

A rede estudada corresponde a um alimentador radial de distribuição de 13,8 kV no município de Armação de Búzios, Estado do Rio de Janeiro, ilustrado na Figura 20. Ele atende 2524 consumidores, sendo 31 clientes de MT e o restante de BT com tensão nominal de 220/127V. O alimentador analisado é um dos quatro circuitos de distribuição 37

atendidos por um transformador de potência de 25 MVA na subestação. Há um total de 172 transformadores de distribuição com uma capacidade nominal total de 14,1 MVA. A distância da subestação até a extremidade do alimentador é de 8,4 km.

Alguns cenários de penetração FV propostos para essa rede são definidos pelos mecanismos NM, utilizado no Brasil, e FIT, para investigar o impacto caso esse mecanismo fosse adotado no país. Há ainda o caso base (sem GDFV) e cenários mais otimistas, em que a combinação de diversos incentivos poderia levar a uma quantidade de GDFV instalada equivalente ao MPP. Além da metodologia proposta por este trabalho, que considera a influência do mercado local, também é incluída uma metodologia tradicional em um dos cenários de penetração de GDFV, para fins de comparação. Essa metodologia tradicional é detalhada na seção 4.2. Por fim, é elaborado um cenário adicional utilizando-se um controle de tensão dos inversores FVs, com o intuito de mitigar os impactos de tensão. Esse último cenário é discutido na seção 4.3. Portanto, os cenários analisados são:

• Cenário 1: é o caso base, no qual não se considera a conexão de GDFV na rede de distribuição;

• Cenário 2: a metodologia proposta é aplicada considerando-se o incentivo NM, o qual é atualmente utilizado no Brasil. Portanto, esse cenário visa estimar a penetração de GDFV com base nos incentivos reais aplicados ao mercado analisado;

• Cenário 3: a metodologia proposta é aplicada considerando-se a FIT. Esse mecanismo já foi adotado com sucesso em países com mercados FVs mais amplos e é utilizado nesse cenário para estimar a penetração de GDFV no caso de uma política de incentivos mais forte ser aplicada ao mercado analisado;

• Cenário 4: esse cenário considera uma quantidade de GDFVs equivalente ao MPP. As características básicas do mercado estão incluídas (clientes com um potencial mínimo para instalar GDFV e o dimensionamento da geração FV), no entanto, a avaliação da tecnologia de difusão, descrita nas seções 3.1.4 e 3.1.5, não é aplicada. Assim, esse cenário não é necessariamente plausível ou provável, mas visa avaliar como o sistema de distribuição se comportaria em situação extrema e como o impacto seria diferente de uma análise tradicional, apresentada no cenário 5; • Cenário 5: esse cenário também considera uma quantidade de GDFVs equivalente ao MPP. No entanto, aplica-se uma metodologia tradicional para observar as diferenças no impacto técnico, especialmente quando comparado ao cenário 4;

• Cenário 6: é um cenário adicional similar ao cenário 5 (utiliza-se o método tradicional e considera-se uma quantidade de GDFVs equivalente ao MPP), porém com a operação de controle de tensão dos inversores FVs, visando minimizar os impactos de tensão.

### 4.1. CONSIDERAÇÕES QUANTO À APLICAÇÃO DA METODOLOGIA

Esta seção descreve os ajustes realizados na metodologia para a sua aplicação na rede real de distribuição estudada.

#### 4.1.1. Considerações quanto à Análise Econômica

O limite de consumo mínimo para a definição do MPP está na faixa de 200 a 400 kWh em [49], [50], [56], referente à média de consumo mensal ao longo do ano. Por isso, este trabalho adota 300 kWh para esse parâmetro. Essa premissa também é adotada em [50], que analisa um outro alimentador de distribuição da cidade de Armação de Búzios. Alternativamente, em [48] somente consumidores com renda acima de 5 salários mínimos são incluídos no MPP. O valor do limite usado para a definição do MPP leva em conta o sistema de compensação de energia elétrica do Brasil, a legislação tributária estadual e, principalmente, a tarifa de energia da concessionária local.

A Figura 21 exibe o número total de consumidores considerados na AECO por faixas de consumo. De acordo com o limite adotado de 300 kWh, somente 31% desses consumidores apresentam ao menos as condições econômicas mínimas para serem incluídos no MPP. Ressalta-se que do número total de 2524, 31 consumidores de MT não são considerados na AECO, visto que não foi possível obter os dados de consumo mensal nem as curvas de carga desses clientes. Com isso, os sistemas FVs são apenas conectados na BT, onde, de qualquer modo, ocorrem os maiores impactos técnicos.



□ N° de clientes com consumo menor ou igual a 300 kWh
 □ N° de clientes com consumo maior que 300 e menor que 600 kWh
 □ N° de clientes com consumo maior ou igual a 600 kWh

## Figura 21: Número de consumidores considerados na Análise Econômica por faixas de consumo Fonte: Elaborado pelo autor

O dimensionamento da GDFV considera as regras de armazenamento de créditos de energia do sistema NM brasileiro [9], [57]. Além disso, considera-se que há uma predominância de casas na região e que os sistemas FVs possuem uma limitação na potência instalada devido ao tamanho físico do telhado. Para tal, assume-se que todas as unidades consumidoras são casas e adota-se a premissa usada em [26] que considera uma potência FV instalada P<sub>FV</sub> de até 10 kWp. Destaca-se ainda que, de acordo com [49], 87% das unidades instaladas de GDFV no país possuem P<sub>FV</sub> de até 10 kWp.

A tarifa utilizada no cálculo das faturas de energia elétrica é calculada em (12). A  $P_{FV}$ é inicialmente calculada em (13) e reajustada conforme o algoritmo da Figura 22, que visa dimensionar a GDFV tal que os créditos de energia gerados no verão sejam usados no inverno. Assim, caso haja créditos em excesso no final do ano, a  $P_{FV}$  deve ser incrementada. A energia gerada pela GDFV é estimada em (14), sendo considerada em (16) – (18) no cálculo dos créditos e da fatura de energia elétrica, segundo o NM. O cálculo da fatura de energia elétrica sem considerar a GD é realizado conforme (15).

$$T_{\rm Imp} = \frac{T_{\rm Imp}^{\rm sem} + T_{\rm Band}}{1 - {\rm Imp}/100}$$
(12)

$$P_{FV} = \frac{EC_{ons}^{y} - \text{Disp}}{\text{HSP}_{y} \times 30 \times \text{TD}'} \qquad \{P_{FV} \in \mathbb{Z} \mid 1 \le P_{FV} \le 10\}$$
(13)

$$E_{\rm m} = P_{\rm FV} \times 30 \times \rm HSP_{\rm m} \times \rm TD \tag{14}$$

$$EF_{m} = \begin{cases} EC_{ons}^{m} \times T_{Imp} + CIP, & EC_{ons}^{m} > Disp \\ Disp \times T_{Imp} + CIP, & EC_{ons}^{m} \le Disp \end{cases}$$
(15)

$$EC_{red_{m}}^{a} = \begin{cases} E_{m} - EC_{ons}^{m} + EC_{red_{m-1}}^{a}, & E_{m} \ge EC_{ons}^{m} \\ EC_{red_{m-1}}^{a}, & E_{m} < EC_{ons}^{m}, & EC_{ons}^{m} - E_{m} \le Disp \\ EC_{red_{m-1}}^{a} - (E_{m} - EC_{ons}^{m} - Disp), & E_{m} < EC_{ons}^{m}, & EC_{ons}^{m} - E_{m} > Disp \\ 0, & EC_{red_{m}}^{a} < 0 \end{cases}$$
(16)

$$EC_{red_{m}}^{u} = \begin{cases} EC_{red_{m-1}}^{a} - EC_{red_{m}}^{a}, & E_{m} < EC_{ons}^{m}, & EC_{ons}^{m} - E_{m} > Disp \\ 0, & caso contrário \end{cases}$$
(17)

$$\begin{array}{l} \mathrm{EF_{m}^{GDNM}} = \\ \left\{ \begin{array}{l} \mathrm{Disp} \times \mathrm{T_{Imp}} + \mathrm{CIP}, \\ \mathrm{Disp} \times \mathrm{T_{Imp}} + \mathrm{CIP}, \\ \left( \mathrm{EC_{ons}^{m}} - \mathrm{E_{m}} - \mathrm{EC_{red}}_{m}^{u} \right) \mathrm{T_{Imp}} + \mathrm{CIP}, \end{array} \right. \end{array}$$

$$E_{m} < EC_{ons}^{m}, EC_{ons}^{m} - E_{m} \le Disp$$

$$E_{m} < EC_{ons}^{m}, EC_{ons}^{m} - E_{m} > Disp$$

$$EC_{red}_{m}^{a} < 0$$
(16)

$$E_{m} \ge EC_{ons}^{m}$$
(18)  

$$E_{m} < EC_{ons}^{m}, EC_{ons}^{m} - E_{m} \le Disp$$
  

$$E_{m} < EC_{ons}^{m}, EC_{ons}^{m} - E_{m} > Disp$$

Enquanto  $(EF_{total}^{GDNM} - EF_{total}^{Disp} > EC_{red_{12}}^{a})$ , faça:

$$\begin{split} P_{PV} &= P_{PV} + 1 \\ Recalcular & EF_{total}^{GDNM}, EF_{total}^{Disp} \end{split}$$

# Figura 22: Algoritmo para correção da potência instalada fotovoltaica

Fonte: Elaborado pelo autor

sendo que:

 $T_{Imp}$  é a tarifa de energia elétrica considerando os impostos [R\$/kWh];  $T_{Imp}^{sem}$  é a tarifa de energia elétrica sem considerar os impostos, definida pela ANEEL [R\$/kWh];  $T_{Band}$  é a tarifa adicional da bandeira tarifária [R\$/kWh]; Imp são os impostos aplicados à tarifa (somatório do PIS, COFINS e ICMS) [%];  $EC_{ons}^{y}$  é a média de consumo mensal ao longo ano *y* [kWh]; Disp é o custo de disponibilidade [kWh]; HSP<sub>y</sub> é a média de HSP no ano *y* [h];  $E_m$  é a energia gerada da GDFV no mês *m* [kWh]; HSP<sub>m</sub> é a média de HSP no mês *m* em [h];  $EF_m$  é a fatura de energia no mês *m* sem considerar a GD [R\$];  $EC_{ons}^{m}$  é o consumo do mês *m* [kWh]; CIP é a contribuição da iluminação pública do município [R\$];  $EC_{red}^{m}$  são os créditos de energia acumulados até o mês *m* [kWh];  $EC_{red}^{u}_{m}$  são os créditos de energia vados no mês *m* [kWh];  $EF_m^{GDNM}$  é a fatura de energia ao longo de um ano considerando a GD e o NM [R\$];  $EF_{total}^{GDNM}$  é o somatório das faturas de energia ao longo de um ano considerando um consumo inferior ao Disp em todos os meses [R\$].

Considera-se que as conexões dos inversores são todas bifásicas, já que 94% dos inversores *on-grid* do Programa Brasileiro de Etiquetagem com potência nominal menor ou igual a 10 kWp possuem tensão nominal de 220V [58], que é a tensão nominal fase-fase na região estudada. Por essa razão, os consumidores monofásicos inseridos no MPP devem se tornar bifásicos para instalar GDFV. Essa mudança de conexão é considerada tanto no cálculo do *payback* quanto na AESTO. Assim, caso o consumidor seja bifásico, a GDFV terá as mesmas fases que o respectivo consumidor. Caso seja trifásico, as fases da GDFV são sorteadas.

O valor do PB<sub>s</sub> usado no presente artigo é 0,3 [48], [53], de maneira que a curva da FMM se aproxime do perfil médio das curvas empíricas de [51], [52]. Após o dimensionamento dos sistemas FVs, é calculado o *payback* simples médio dos clientes do MPP considerando as políticas de incentivo NM e FIT. Em seguida, é calculada a FMM para cada cenário, a partir de (9). Cumpre notar que o dimensionamento é feito considerando-se somente o NM, para que se possa comparar o NM e a FIT apenas quanto à FMM, baseado no cálculo do *payback* simples. Assim, para o cálculo da fatura de energia em R\$ para o mês *m* considerando GD e a FIT ( $EF_m^{GDFIT}$ ) na etapa do *payback* simples, adota-se (19) ao invés de (16) – (18). Com base em [13], define-se o incentivo FIT como três vezes maior que a tarifa de energia, conforme usado na Alemanha no início

de sua implantação. Para fins de comparação, além dos cenários com os mecanismos NM e FIT, também são incluídos o caso base (sem GDFV) e um cenário com o número MPP de sistemas FVs.

$$EF_{m}^{GDFIT} = EF_{m} - \left(3 \times T_{Imp}^{sem} \times E_{m}\right)$$
<sup>(19)</sup>

A Tabela 2 exibe os parâmetros utilizados para a AECO, realizada para cada consumidor. Ela inclui as variáveis associadas aos sistemas FVs e os tributos (municipais, estaduais e federais) considerados na fatura de energia. Vale notar que em todos os meses considera-se um incremento na tarifa de energia devido à adoção do patamar vermelho 2 do Sistema de Bandeiras Tarifárias, por ser o cenário mais favorável para a inserção de GD.

A Tabela 3 mostra um exemplo do cálculo da AECO aplicada a um dos clientes da rede estudada. Esse consumidor apresenta um consumo médio mensal de 528 kWh e uma conexão bifásica. Os dados de consumo são de 2015. De acordo com (13) a  $P_{FV}$  calculada é 4 kWp. No entanto, a potência dimensionada para a GD é ajustada para 5 kWp, conforme o algoritmo da Figura 22, utilizando-se o mecanismo de incentivo NM. Acima desse valor, a GD está sobredimensionada e o consumidor acumula créditos indefinidamente. Como o valor mínimo a ser pago pelo consumidor é igual ao Disp, sobredimensionar a GD não aumenta a economia mensal. Ao contrário, isso eleva o custo da GD e, portanto, o tempo de *payback*. Ressalta-se que na AECO considerando o incentivo FIT também se adota a mesma  $P_{FV}$  (de 5 kWp) utilizada com o mecanismo NM.

A coluna *NM* da *Análise Mensal* (Tabela 3) exemplifica o funcionamento desse sistema de compensação de energia, conforme formulado em (16) - (18). Até maio, cada mês apresenta uma peculiaridade com relação ao acúmulo de créditos e faturamento de energia. Nos meses seguintes, entretanto, ocorrem cenários já observados nos meses anteriores. Cabe aqui, portanto, a análise de apenas os cinco primeiros meses.

	imetros do itema FV		Para	Valor		
			TD (	80		
			Preço do	$P_{FV} \le 5$	7,51	
	Parâ		Sistema FV (R\$/Wp) [59]	$5 < P_{FV} \le 10$	6,73	
ao FV			Mês	Horas de Sol F	Pleno (h) [60]	
dos ema			Jan	5,8	86	
onac			Fev	57		
do			Mar	22		
s rel ção	enc		Abr	)6		
etro	ol Pj		Mai	33		
âme de g	e Sc		Jun	3,2	22	
Par usto	as d		Jul	3,7	78	
S	Hora		Ago	4,06		
	ц.		Set	4,22		
			Out	4,86		
			Nov 5,28		28	
		Dez		5,61		
	s s		Pará	âmetro	Valor	
	tros aos dore ados		T <sup>sem</sup> <sub>Imp</sub> (RS	5/kWh) [61]	0,512	
	àme auns amic ider	T <sub>Band</sub> (R\$		\$/kWh) [62]	0,035	
a	Parâ com consu consu		PIS	5 (%) <sup>b</sup>	1,28	
os a ergi			COFI	5,89		
nad le en	so so		Conexão	Disp (kWh) [63]	CIP (R\$) [64]	
etros relacio da fatura d	Parâmetrc relacionad ao tipo de conexão		Monofásica	30	R\$ 0,00	
			Bifásica	50	R\$ 9,73	
			Trifásica	100	R\$ 29,20	
arâm álculo	ICMS cobrado na fatura de energia para o Estado do Rio de Janeiro		Consumo (kWh)		ICMS (%) [65]	
Pa cá			A	0		
			At	18		
			De 30	31		
			Acim	32		

Tabela 2: Relação dos parâmetros utilizados na Análise Econômica

<sup>b</sup> Valores informados pelo Grupo ENEL em junho de 2017

Fonte: Elaborado pelo autor

	Mês m		EC <sup>m</sup> <sub>ons</sub> (kWh)	E <sub>m</sub> (kWh)	EF <sub>m</sub> (R\$)	NM		FIT
		т				EC <sub>red</sub> m (kWh)	EF <sup>GDNM</sup> (R\$)	EF <sup>GDFIT</sup> (R\$)
	Jan	1	529	703,2	R\$ 485,42	174,2	R\$ 54,69	-R\$ 594,69
	Fev	2	730	680,4	R\$ 666,17	174,2	R\$ 54,69	-R\$ 378,93
	Mar	3	598	626,4	R\$ 547,47	202,6	R\$ 54,69	-R\$ 414,68
ensal	Abr	4	723	487,2	R\$ 659,87	16,8	R\$ 54,69	-R\$ 88,47
Análise Me	Mai	5	540	459,6	R\$ 495,31	0	R\$ 66,92	-R\$ 210,63
	Jun	6	266	386,4	R\$ 248,92	120,4	R\$ 54,69	-R\$ 344,59
	Jul	7	466	453,6	R\$ 428,77	120,4	R\$ 54,69	-R\$ 267,96
	Ago	8	362	487,2	R\$ 335,25	245,6	R\$ 54,69	-R\$ 413,09
	Set	9	340	506,4	R\$ 315,47	412	R\$ 54,69	-R\$ 462,36
	Out	10	588	583,2	R\$ 538,48	412	R\$ 54,69	-R\$ 357,32
	Nov	11	600	633,6	R\$ 549,27	445,6	R\$ 54,69	-R\$ 423,94
	Dez	12	590	673,2	R\$ 540,27	528,8	R\$ 54,69	-R\$ 493,76
						NM		FIT
Cálculo do Payback	Economia média por mês (R\$)				nês (R\$)	R\$ 428,51		R\$ 855,09
	Valor do sistema FV (R\$)					R\$ 37.550,00		R\$ 37.550,00
Ŭ	Payback (anos)					7,3		3,7

Tabela 3: Exemplo de cálculo da Análise Econômica para um consumidor bifásico, com um consumo mensal médio de 528 kWh e um sistema FV de 5kWp

Fonte: Elaborado pelo autor

No mês de janeiro, como a energia gerada supera o consumo, o cliente acumula um crédito de 703,2 - 529 = 174,2 kWh. Em fevereiro, o consumo é maior que a geração, não rendendo créditos adicionais. Além disso, como a diferença entre o consumo e a geração é menor que o Disp (50 kWh para consumidores bifásicos do grupo B), o crédito acumulado não é utilizado para abater parte do consumo. No mês de março, a energia supera o consumo, gerando um crédito de 626,4 - 598 = 28,4. Como já há um crédito

acumulado no mês anterior, o crédito acumulado em março é de 174,6 + 28,4 = 202,6 kWh. Em abril o consumo também supera a geração, assim como em fevereiro, porém a diferença é maior que o Disp. Portanto, dos 202,6 kWh de créditos acumulados no mês anterior, são utilizados 723 - 487,2 - 50 = 185,8 kWh para abater parte do consumo, restando ainda 16,8 kWh de crédito acumulado para o próximo mês. Por fim, em maio, novamente o consumo supera a geração e por uma diferença maior que o Disp. Dessa vez, contudo, o crédito acumulado não é suficiente para abater o valor integral do consumo. Assim, o consumidor deve pagar o valor referente a 540 - 459,6 - 16,8 = 63,6 kWh e não mais apenas o Disp, como nos meses anteriores.

A coluna *FIT* da *Análise Mensal* (Tabela 3) mostra a aplicação do mecanismo FIT, de acordo com (19). Como o incentivo FIT proposto é três vezes maior que a tarifa de energia, em todos os meses há uma fatura de energia negativa. Isso significa que os incentivos do governo são maiores que a fatura de energia que o consumidor paga sem GD.

N° total de consumidores	2524	
MPP	778	
	NM	FIT
Média dos Paybacks (anos)	7,73	3,48
FMM (%)	9,83	35,19
MPF	76	274

 Tabela 4: Mercado Potencial Preliminar (MPF) considerando os mecanismos net-metering

 (NM) e a tarifa feed-in (FIT)

Fonte: Elaborado pelo autor

A linha *Cálculo do Payback* da Tabela 3 revela o tempo de *payback* para o consumidor em questão considerando NM e FIT. A economia média por mês com a FIT é o dobro da calculada com o NM. Portanto, o tempo de *payback* com a FIT é menor, como já esperado. De fato, a Tabela 4 revela que a média dos *paybacks* entre todos os consumidores considerando a FIT corresponde a 45% do valor calculado com o NM. Esse resultado se reflete no cálculo da FMM, que corresponde a 10 e 35% dos consumidores do MPP para os mecanismos NM e FIT, respectivamente.

## 4.1.2. Considerações quanto à Análise Estocástica da Conexão da Geração Distribuída Fotovoltaica

Neste trabalho buscou-se definir um modelo realístico da rede, usando-se as curvas de carga obtidas através da IMA, uma estimativa local do modelo ZIP da carga, a irradiância real da região e o uso de conexão bifásica dos inversores – que é comum no Brasil e pode afetar o impacto da GDFV no nível de tensão da rede de BT. Uma das dificuldades desse tipo de estudo consiste na obtenção dos dados da rede secundária, visto que usualmente as distribuidoras no Brasil não consideram detalhadamente as redes de BT nos modelos usados em simulação computacional.

Os elementos tanto da MT quanto da BT são modelados a partir de dados reais provenientes do Projeto Cidade Inteligente de Búzios [66]. Isso compreende a subestação de distribuição, linhas, capacitores, transformadores de distribuição, cargas, curvas de carga e a GDFV. O dimensionamento desse último já foi discutido na AECO.

Para o dimensionamento do inversor, considera-se a relação entre a potência nominal C.A. do inversor e a potência de pico do gerador FV, também conhecida por fator de dimensionamento do inversor (FDI). Como os painéis FVs dificilmente geram a potência de pico, os inversores podem ser subdimensionados em relação ao gerador FV com o intuito de reduzir o custo do sistema FV, sem impactar no fornecimento de energia e na confiabilidade do mesmo. Fabricantes e instaladores normalmente recomendam um FDI na faixa de 0,75 e 0,85, podendo chegar ao limite superior de até 1,05. No entanto, também é comum adotar conservadoramente um FDI igual a 1 [17]. Neste trabalho assume-se um FDI e um fator de potência unitário para todos os sistemas FVs.

Por sua vez, o perfil diário da irradiância solar é obtido através de medições reais no local e período simulado. A Figura 23 ilustra esse perfil em pu, na base de 733 kW/m<sup>2</sup>, que é o valor máximo medido no mês de julho de 2015. Essa curva é atribuída a todos os sistemas FVs nas simulações. Observa-se que o período de incidência de irradiância solar ocorre entre as 6 e 18h, com um pico às 12h. Portanto, os sistemas FVs nessa região não fornecem energia elétrica no período de ponta, entre as 18 e 21h, quando há o maior carregamento.



Figura 23: Irradiância solar no município de Armação de Búzios ao longo de um dia típico do mês de julho, a cada minuto

Fonte: Elaborado pelo autor, com dados fornecidos por [66]

Como não há base de dados disponíveis com a configuração real das redes de BT, o arranjo definido em [67] é utilizado para a modelagem das linhas e as conexões dos consumidores nesses trechos, como ilustrado na Figura 24. Esse modelo de rede foi definido pela observação e identificação da topologia de circuito de BT mais comum na área estudada, com característica radial. Basicamente, em cada *main bus* ou barra principal (MB) são conectadas até 20 *load buses* ou barras de carga (LBs), nas quais está conectado um único consumidor ( $C_n$ ), identificado pela numeração *n*. Além disso, uma nova MB somente poderá ser adicionada ao sistema caso a barra anterior já esteja alimentando 20 consumidores. Por exemplo, para alimentar 45 consumidores, são necessárias 3 MBs: MB 0 e MB 1 alimentam 20 consumidores cada uma e MB 2 alimenta 5 consumidores. Ademais, a distância entre cada MB, assim como a distância de cada LB até sua respectiva MB, é 40 m, considerando-se que o vão de linhas de distribuição em áreas urbanas varia, em geral, entre 30 e 40 m.

Os cabos de BT são modelados conforme a norma da concessionária local [68], adotando-se um condutor pré-reunido de cobre, composto por 3 condutores fase de 70 mm<sup>2</sup> e um neutro de 50 mm<sup>2</sup>. Com relação à modelagem dos transformadores de distribuição, os parâmetros utilizados são obtidos através da WEG [69] e do PRODIST Módulo 7 [70]. A potência nominal desses equipamentos varia entre 15 a 300 kVA. A Tabela 5 apresenta as características desses transformadores para a modelagem no OpenDSS.







Fonte: Elaborado pelo autor [67]

As cargas são modeladas considerando o consumo, a classe, as conexões dos consumidores e as curvas de carga, obtidas através da IMA. Essas últimas são separadas em curvas diárias referentes aos dias de semana do mês de julho de 2016, com medições a cada 15 min. A escolha desse mês se deve ao maior volume de dados disponíveis no período, em comparação com os demais. Além disso, Armação de Búzios é uma cidade de veraneio com menor demanda no período de inverno, que ocorre entre junho e setembro. Portanto, a análise do mês de julho permite observar um período do ano em que os impactos negativos da inserção de GDFV são mais intensos.

Em seguida, as curvas diárias são separadas nas classes residencial e comercial – essas classes são predominantes na área estudada. Para o consumidor residencial, ainda são divididas em 7 faixas de consumo (em kWh): 0 a 250; 250 a 500 ... 1250 a 1500; maior que 1500. Lembrando que a escolha da curva de carga para cada consumidor é uma das variáveis aleatórias consideradas na SMC.

S (kVA)	Corrente de excitação (%)	Perdas em vazio (W)	Perdas totais (W)	Perdas em vazio (%)	Perdas à plena carga (%)	Z (%)	X (%)
15	3,6	75	370	0,50	1,97	3,5	2,9
30	3,6	150	695	0,50	1,82	3,5	3,0
45	3,2	195	945	0,43	1,67	3,5	3,1
75	2,7	295	1395	0,39	1,47	3,5	3,2
112,5	2,5	390	1890	0,35	1,33	3,5	3,2
150	2,3	485	2335	0,32	1,23	3,5	3,3
225	2,1	650	3260	0,29	1,16	4,5	4,3
300	1,9	810	4060	0,27	1,08	4,5	4,4
	0.5						

Tabela 5: Parâmetros dos transformadores de distribuição de 13,8/0,22 kV

WEGPRODIST

Estimado
 Calculado

Fonte: Elaborado pelo autor, com base em [69], [70]

Além disso, também é calculado o fator de carga de cada curva (para o mês de julho), obtendo-se por fim o fator de carga médio no mês m em pu (FC<sub>m</sub><sup>med</sup>) para cada classe – e faixa de consumo no caso do consumidor residencial. Com base nesse parâmetro e em EC<sub>ons</sub>, calcula-se a potência ativa máxima por fase para o consumidor c no mês m, em kW (P<sub>m</sub><sup>c</sup>), conforme (20). Dessa forma, a curva de carga selecionada para cada consumidor varia de 0 a 1 pu na base de P<sub>m</sub><sup>c</sup>.

$$P_{\rm m}^{\rm c} = \frac{{\rm EC}_{\rm ons}^{\rm y}}{{\rm H}_{\rm m} \times {\rm FC}_{\rm m}^{\rm med} \times {\rm N}_{\rm c}^{\rm \varphi}}$$
(20)

em que  $H_m$  é o número de horas do mês *m* e  $N_c^{\phi}$  é o número de fases do consumidor *c*.

Para os clientes industriais e de MT, não foi possível obter nenhuma curva de carga diária completa da base de dados. Portanto, a demanda máxima de potência ativa de cada um desses consumidores corresponde à demanda contratada multiplicada por um fator de 0,7, enquanto a curva de carga utilizada é a mesma da subestação. Essa estimativa

mostrou-se aceitável, visto que esses clientes determinam fortemente a forma da curva de carga na subestação, especialmente nos horários fora do pico. O valor do fator aplicado é tal que a curva de carga da subestação obtida pelo OpenDSS seja similar à da memória de massa.

Foi adotado o fator de potência de 0,92 (indutivo) para todas as cargas. Além disso, também é utilizado o modelo ZIP para considerar a sensibilidade das potências ativa e reativa quanto a variações no nível de tensão. Os valores dos parâmetros do modelo ZIP utilizados neste trabalho são exibidos na Tabela 6. Os coeficientes  $\alpha$ ,  $\beta e \gamma$  referem-se aos modelos de carga de impedância constante, corrente constante e potência constante, respectivamente. A soma dos coeficientes deve ser unitária, tanto para a potência ativa quanto para a reativa. Esses dados foram calculados em [55] para o mesmo alimentador estudado no presente artigo, com base na metodologia desenvolvida em [71].

	Potência Ativa		Potência Reativa			
α	β	γ	α	β	γ	
1,14	-1,32	1,18	6,17	-9,96	4,79	

Tabela 6: Parâmetros do Modelo ZIP

Fonte: Adaptado de [55]

A Figura 25 ilustra as correntes medidas na subestação da rede estudada em um dia típico de julho de 2016. O menor carregamento ocorre por volta das 7h30min, enquanto o maior valor é observado em torno das 18h15min. Esse vale e pico de carga podem ser associados ao comportamento do consumidor residencial – que corresponde a 86% do total de consumidores – indicando o momento de saída e o momento de retorno às residências para a maioria das pessoas, respectivamente.

A Figura 26 compara a corrente em uma das fases da subestação obtida pela memória de massa e através da SMC, indicando que o carregamento em ambos os casos apresenta a mesma ordem de grandeza. Destaca-se ainda que tanto o formato quanto a amplitude das curvas para a SMC variam para cada simulação devido às variáveis aleatórias consideradas. Além desses parâmetros, a Figura 27 mostra que também há uma variação entre o desequilíbrio entre fases para cada simulação.

As diferenças no formato e na amplitude das curvas de carga entre as simulações são ainda maiores nas redes de BT. A Figura 28 exibe o comportamento da curva de carga de uma fase de um consumidor em três simulações. Esse consumidor é residencial, trifásico e apresenta um consumo médio mensal de 320 kWh. Nesse exemplo, o pico de carga da simulação 1 ocorre em torno das 11h, muito antes do pico observado na memória de massa da subestação. Além disso, a simulação 1 apresenta o maior pico de carga em relação às outras duas simulações, divergindo novamente da memória de massa. Com isso, essas incertezas permitem analisar situações que não são consideradas em métodos tradicionais de alocação de carga, como os por potência e consumo.

Além da variabilidade no formato e nas curvas de carga, há ainda duas variáveis aleatórias associadas aos consumidores, sendo uma responsável pela localização de cada consumidor ao longo da rede secundária de um determinado transformador de distribuição, e outra responsável pelo sorteio das fases de cada consumidor. A Figura 29 ilustra as curvas de carga em uma barra de BT localizada no secundário do transformador 82, o qual alimenta o maior número de consumidores. Esse gráfico mostra um exemplo com duas simulações distintas em que consumidores com conexões e consumos diferentes foram conectados à barra em questão, sendo um bifásico na simulação 1 e um monofásico na simulação 2. Nota-se que nenhuma das fases da rede elétrica em que os consumidores estão conectados coincide nas simulações desse exemplo, evidenciando a complexidade adicionada por essas duas variáveis aleatórias.

A Figura 30 mostra a convergência da SMC para a média das perdas técnicas. Cumpre notar que a média das perdas converge mais rapidamente do que a média de tensão e, portanto, foi escolhida para essa análise de convergência. Com base na relação entre precisão e esforço computacional, definiu-se o número 1000 de simulações para essa análise. O tempo acumulado cresce linearmente com o número de simulações, uma vez que o tempo por simulação é praticamente o mesmo. Por outro lado, a diferença percentual da média móvel das perdas totais do alimentador entre 1000 e 5000 simulações é de 0,08%. Ressalta-se que esse número de simulações pode ser diferente para cada análise. Por exemplo, para a análise local de ampacidade dos cabos é necessário executar 5000 simulações para obter uma melhor convergência do método.



Figura 25: Corrente medida na subestação em um dia típico de julho de 2016 Fonte: Elaborado pelo autor



Figura 26: Comparação entre a corrente na fase A obtida pela memória de massa e através de algumas simulações de Monte Carlo, na subestação Fonte: Elaborado pelo autor



Figura 27: Comparação entre a corrente em todas as fases para duas simulações de Monte Carlo, na subestação

Fonte: Elaborado pelo autor



Figura 28: Curva de carga de uma fase de um consumidor em três simulações de Monte Carlo

Fonte: Elaborado pelo autor



—— Simulação 1, fase A ----- Simulação 1, fase C —— Simulação 2, fase B
 Figura 29: Curvas de carga de dois consumidores distintos em uma mesma barra de BT em duas simulações de Monte Carlo

Fonte: Elaborado pelo autor



Figura 30: Convergência da Simulação de Monte Carlo na análise de perdas totais do alimentador (Cenário 4)

Fonte: Elaborado pelo autor
#### 4.1.3. Considerações sobre o OpenDSS

O OpenDSS (versão 7.6.5.52) é o programa computacional escolhido para a modelagem e simulação da rede elétrica estudada. Trata-se de um *software* aberto desenvolvido pelo EPRI e largamente aplicado na análise de sistemas de distribuição, incluindo a integração de tecnologias alternativas, como baterias e GD, nessas redes. Através dessa ferramenta, é possível investigar grandezas elétricas como perdas, fluxo de potência, flutuações de tensão e distorção harmônica, bem como estudar a operação das redes elétricas em meio a condições de falta e quanto à atuação de controles de tensão. Ele apresenta uma interface COM que pode ser controlada por programas externos escritos em linguagens de programação como Python, Matlab, C++ e VBA, com o intuito de ampliar as possibilidades dessa ferramenta e alcançar melhores resultados. Neste trabalho, utiliza-se a linguagem VBA do Excel para esse fim.

Todos os elementos da rede real estudada foram modelados no OpenDSS. Para a modelagem dos sistemas FVs em especial, utilizou-se o modelo PVSystem, que considera a irradiância solar, a temperatura ambiente e a eficiência do inversor no cálculo da geração de energia solar FV. Esse modelo assume que o inversor FV é capaz de encontrar a potência máxima ( $P_{MP}$ ) a cada passo de simulação. Os dados de irradiância solar utilizados neste trabalho foram obtidos via IMA. Além disso, adota-se o modelo de potência constante para os sistemas FVs.

As simulações são realizadas no modo diário (*daily*), no horizonte de um dia com o passo de 15 min. Os resultados obtidos ao final de cada simulação são gerados através dos objetos *monitor* e *energymeter*. Os *monitors* são conectados às cargas de BT e utilizados nas análises de magnitude de tensão e violação de tensão. Já o *energymeter* é conectado à subestação no lado de BT e fornece: os valores globais de perdas técnicas e consumo através do relatório "*EnergyMeterTotals.csv*" (gerado pelo comando "*Set DIVerbose* = *True*"); e os resultados das violações de ampacidade dos cabos de BT através do relatório "*DI\_Overloads.csv*" (gerado pelo comando "*Set OverloadReport* = *True*"). Os dados de saída são importados pelo Excel via interface COM e organizados em histogramas individuais para cada simulação e cada tipo de análise (e.g. magnitude de tensão, perdas globais, etc). Ressalta-se que neste trabalho, durante um processo completo da SMC é realizada somente uma única análise. Essa abordagem permite a execução de cada análise paralelamente, reduzindo-se o tempo total de simulação.

## 4.2. COMPARAÇÃO COM MÉTODOS TRADICIONAIS DE MONTE CARLO

Com o intuito de avaliar a metodologia proposta por este trabalho, é elaborado um cenário extra com uma metodologia tradicional – que não considera a influência do mercado local na análise dos impactos da GDFV. Isto é, considera-se nesse novo cenário que todos os consumidores possuem a mesma probabilidade de instalar GDFV.

Uma outra característica dessa metodologia tradicional é que a  $P_{FV}$  não é mais definida segundo uma análise econômica – podendo variar conforme (13). Dessa vez, ela é fixada para todos os sistemas em 5 kWp, que é um valor típico usado no Brasil. Segundo ANEEL, 72% da GDFV possui  $P_{FV} \leq 5$  kWp no país [49]. Além disso, a  $P_{FV}$  média na área de concessão da empresa que gerencia a rede de distribuição analisada (ENEL RJ) está em torno de 5 kWp [72]. Esse procedimento de adotar uma potência fixa para todos os sistemas FVs também é adotado em [26]–[29], [34], [38], [40].

Uma última consideração é que os inversores desse cenário possuem a mesma conexão do consumidor ao qual está conectado. Na prática, a conexão mais usual dos inversores no Brasil para a potência em questão é a bifásica. Na literatura, por outro lado, essa questão das conexões dos inversores muitas vezes não é abordada [24], [26]–[35], [39], [40]. Quando este tópico é discutido, assume-se que todos os sistemas FVs são trifásicos [23], [37], [38] ou estão conectados às mesmas fases da carga [23], [25], [36], [37].

A  $P_{FV}$  total segundo o cenário 5 corresponde a 83% da  $P_{FV}$  total no cenário 4. Mesmo assim, os impactos técnicos do cenário 5 são mais severos, por desconsiderar a influência do mercado local. Essa discussão é abordada com mais detalhes no capítulo 5.

## 4.3. APLICAÇÃO DE CONTROLE DE TENSÃO DOS INVERSORES

Como análise adicional, propõe-se a aplicação de um controle de tensão dos inversores dos sistemas FVs visando atenuar o impacto da GDFV nas redes de BT. O tipo de controle utilizado nesta seção é o Volt-Var, disponível em modelos convencionais de inversores FVs. Sua operação consiste na regulação dos níveis de tensão locais através da injeção ou consumo de potência reativa. Conforme abordado mais adiante no capítulo 5, o cenário 5 apresenta o maior impacto da GDFV nos níveis de tensão. Por isso, para a

análise do controle dos inversores é elaborado o cenário 6 que possui as mesmas características do cenário 5, isto é, penetração FV equivalente ao MPP e consideração da metodologia tradicional, mais a aplicação do controle Volt-Var. As grandezas elétricas investigadas nessa análise são a tensão e as perdas totais do alimentador.

A Figura 31 revela o comportamento do controle Volt-Var. Embora haja apenas quatro pontos de operação ilustrados, é possível definir mais pontos no OpenDSS de acordo com a recomendação do fabricante. Para tensões abaixo do ponto P1 e acima do ponto P4, o valor da potência reativa permanece fixo. Assume-se que a potência reativa capacitiva seja positiva, enquanto que a indutiva seja negativa na curva do controle. Os valores definidos em pu para a tensão e potência reativa dos pontos P1, P2, P3 e P4 são (0,5; 1), (0,95; 1), (1,05; -1) e (1,5; -1), respectivamente, assim como em [73]. Essas configurações de controle são aplicadas a todos os sistemas FVs.



Figura 31: Operação do controle Volt-Var Fonte: Adaptado de [73]

O controle utilizado foi configurado de maneira que o fornecimento ou absorção de potência reativa não limite a injeção de potência ativa. No OpenDSS, essa configuração é feita atribuindo-se o modo *VarAval\_Watts* (*default*) à propriedade *VV\_RefReactivePower* do elemento *InvControl*. Isso permite mitigar os impactos da GDFV mas sem prejudicar os proprietários desses sistemas FVs. A porcentagem de potência reativa disponível é obtida em função da potência aparente nominal e da potência ativa fornecida.

Uma outra configuração comum utilizada neste trabalho permite que esse controle também funcione durante o período noturno, quando não há incidência de irradiância solar. No OpenDSS, essa configuração é feita atribuindo-se a variável *No* ou *False* (*default*) à propriedade *VarFollowInverter* de cada elemento *PVSystem*. Com isso, é possível inclusive melhorar as subtensões que ocorrem em torno do horário de pico.

A Figura 32 revela um exemplo de operação do controle Volt-Var para um sistema FV do cenário 6, de 5 kWp. Das 8 às 16h o inversor detecta uma tensão maior que a nominal e, portanto, consome potência reativa. Essa tensão elevada está relacionada com a própria geração de energia ativa do sistema FV. No restante do dia, o inversor fornece potência reativa à rede, visando elevar a tensão no ponto de conexão. Embora nesse exemplo o perfil de potência ativa e reativa apresentem comportamentos opostos entre si durante quase todo o período diurno, ressalta-se que o controle Volt-Var nem sempre atua dessa forma. Caso haja tensões abaixo da nominal nesse período mesmo com a geração de energia ativa FV, o inversor deve fornecer potência reativa nesses instantes.



Figura 32: Exemplo de fornecimento de potência ativa e reativa de um sistema FV ao longo do dia, usando o controle Volt-Var

Apesar de a  $P_{FV}$  do sistema FV do exemplo da Figura 32 ser igual a 5 kWp, a máxima potência fornecida ao longo do dia chega a apenas 3,3 kW sobretudo devido à irradiância considerada para o mês de julho, temperatura ambiente e eficiência do inversor. Esta diferença considerável entre a potência máxima fornecida e a nominal aumenta a capacidade de fornecimento ou consumo de potência reativa no inverno em relação ao verão. Em termos numéricos, para um inversor de 5 kVA, no momento em que se fornece uma potência ativa de 3,3 kW é possível fornecer ou consumir até 3,8 kvar de potência reativa, podendo superar a geração de energia ativa inclusive no pico de geração.

#### 5. RESULTADOS

A metodologia desenvolvida no capítulo 3 é aplicada em uma rede real no município de Armação de Búzios, ilustrada na Figura 20. As simulações são realizadas através do OpenDSS, controlado por um programa em VBA via interface COM, para o horizonte de um dia com o passo de 15 min. Com relação aos estudos de tensão, o nível adequado é de 117 a 133 V para o valor nominal de 127 V, conforme PRODIST Módulo 8 [20]. Para a verificação dos limites térmicos dos cabos, considera-se a ampacidade de 266 A para os cabos de BT, de acordo com a norma da distribuidora local [68].

A Tabela 7 revela a penetração de GDFV para cada cenário, obtida pela AECO, como definida no capítulo 4. Entende-se como penetração neste trabalho o número de sistemas FVs conectados à rede. A maior penetração de GDFV considerada neste trabalho é de 31% em relação ao número total de consumidores. Destaca-se que esse valor, obtido num cenário otimista de penetração para o mercado local, é pequeno se comparado com aqueles utilizados em estudos de HC. O cenário 2 é o mais realista, considerando o mercado brasileiro, já que adota o mecanismo NM, apresentando 3% de penetração de GDFV.

Cenário	1	2	3	4, 5 e 6
N° de sistemas FVs	0	76	274	778
Nº de sistemas FVs em relação ao MPP (%) °	0%	10%	35%	100%
Nº de sistemas FVs em relação ao nº total de consumidores (%) d	0%	3%	11%	31%

Tabela 7: Penetração da GDFV para todos os cenários

° O MPP corresponde a 778 sistemas FVs

<sup>d</sup> O número total de consumidores é 2524

Fonte: Elaborado pelo autor

A Tabela 8 exibe um ranking com 10 transformadores segundo as seguintes características: consumo médio mensal;  $P_{FV}$  total; e número de consumidores. Os transformadores com o maior consumo médio (primeira coluna da Tabela 8) tendem a

apresentar problemas associados à sobrecarga e subtensão no cenário 1. Para os cenários com a metodologia proposta por este trabalho (cenários 2, 3 e 4), os impactos provenientes da inserção da GDFV tendem a ser mais evidentes nos transformadores listados na segunda coluna da Tabela 8. Já para o cenário 5, no qual assume-se que todos os consumidores possuem a mesma probabilidade de instalar GDFV, os impactos oriundos da GDFV incidem com maior gravidade nos transformadores com os maiores números de clientes (terceira coluna da Tabela 8). Os resultados do cenário 6 são abordados somente na seção 5.3, em que se aplica um controle de tensão dos inversores visando mitigar os impactos da GDFV.

Transform	nador com os	Transforma	dores com os	Transform	adores com os
maiores valores de consumo médio mensal		maiores valores de P <sub>FV</sub> , considerando o MPP		maiores n <sup>o</sup> s de consumidores	
Barra <sup>e</sup>	Consumo médio [MWh]	Barra °	P <sub>FV</sub> [kWp]	Barra °	Nº de consumi_ dores
261	43,1	261	186	82	110
256	31,3	244	124	464	99
395	27,9	238	123	466	88
244	24,6	63	121	91	74
238	21,8	256	113	100	71
362	20,8	30	107	238	68
100	19,5	395	98	85	56
579	19,2	245	96	140	56
82	18,7	100	80	145	55
464	18,4	270	78	450	53

Tabela 8: Ranking dos transformadores de acordo com o consumo, potência fotovoltaica instalada e número de consumidores

<sup>e</sup> Corresponde ao número da barra de MT à qual o respectivo transformador está conectado. A numeração das barras foi feita partindo-se da subestação para as extremidades do circuito.

A Figura 33 ilustra o impacto da GDFV na subestação para diferentes penetrações FVs, considerando-se a metodologia proposta. Cada uma dessas curvas provém de uma única simulação. Assim, a diferença entre essas curvas nas horas em que não há incidência de irradiância solar – fora do período das 6 às 18h – ocorre devido a somente as variáveis aleatórias associadas à carga em cada simulação. Mas de maneira geral, é possível verificar que, independentemente das incertezas da carga, a corrente fornecida pela subestação é reduzida durante o dia com o aumento da penetração FV. No entanto, notase que o pico de carga não é afetado pela GDFV, conforme já esperado. O comportamento dos perfis baseados nos cenários com a FIT e o MPP na Figura 33 é conhecido na literatura como *duck curve*, a qual consiste numa das principais motivações para a aplicação de sistemas de armazenamento e medidas de gerenciamento pelo lado da demanda em sistemas de distribuição [74].



Figura 33: Influência da GDFV na corrente de uma das fases da subestação, considerando a metodologia proposta e diferentes penetrações FVs Fonte: Elaborado pelo autor

Este capítulo é dividido em três partes: análise da metodologia proposta; comparação entre a metodologia proposta e a tradicional; e aplicação de controle de tensão dos inversores. Os resultados das duas primeiras partes são apresentados conjuntamente nas Figuras 34, 35, 36 e nas Tabelas 9 e 10, considerando-se os cenários de 1 a 5. A Figura 34 exibe os histogramas de tensão, para as três fases de todas as barras com consumidores. Analogamente, as Figuras 35 e 36 apresentam a F.D.P. do consumo suprido pela subestação e das perdas totais, respectivamente. Já a Tabela 9 apresenta as estatísticas globais das análises de tensão, consumo suprido pela subestação e perdas totais do alimentador. Por outro lado, a Tabela 10 exibe as estatísticas das análises de violações do limite superior de tensão e dos limites de ampacidade dos cabos de BT. Nessa tabela, a probabilidade de ocorrência de violações do limite superior de tensão e o número total de violações pelo número total de simulações realizadas, pelo número total de instantes de tempo considerados por simulação e pela quantidade de clientes de BT.



Figura 34: Histograma das tensões em todas as fases de todas as barras com consumidores para a faixa de tensão de 121 a 130 V, para os cenários 1 a 5



Figura 35: F.D.P. do consumo suprido pela subestação

Fonte: Elaborado pelo autor



Figura 36: F.D.P. das perdas totais do alimentador

	Cenário	1	2	3	4	5
Tensão (V)	Máximo	129,08	132,38	136,33	141,81	178,43
	Média	125,40	125,49	125,72	126,29	126,26
	Desvio Padrão	1,04	1,03	1,09	1,63	1,89
Con_ sumo (MWh)	Média	61,5	59,6	54,6	42,3	45,6
	Desvio Padrão	1,26	1,33	1,35	1,19	1,22
Perdas (MWh)	Média	2,75	2,69	2,58	2,50	2,60
	Desvio Padrão	0,07	0,07	0,07	0,06	0,06

Tabela 9: Análise Global: tensões em todas as fases de todas as barras com consumidores;consumo suprido pela subestação; perdas totais do alimentador.

Fonte: Elaborado pelo autor

Tabela 10: Análise de violações no secundário dos transformadores de distribuição: do limite superior de tensão; da ampacidade dos cabos de BT.

Cenário		1	2	3	4	5	
	Transformador com o maior nº de violações <sup>f</sup>		-	-	238	63	82
Probabilidade de ocorrência de violações em um consumidor (%)		0	0	0,0009	0,38	1,8	
do li le ter	jes	Máximo	0	0	307	2654	8126
iolações uperior d Violaçõ	olaçõ	Média	0	0	2,1	913,1	4314,6
	Vio	Desvio Padrão	0	0	16,5	379,9	1146,1
V Violacões	Violações por transfor_ mador	Máximo	0	0	2	10	13
		Média	0	0	0,069	5,20	8,35
		Desvio Padrão	0	0	0,257	1,34	1,47
ampa_ bos de	Transformador com o maior nº de violações f		261	261	261	261	82
Violações da a cidade dos cal BT	Violações	Máximo	49	34	28	23	95
		Média	0,272	0,182	0,165	0,164	4,39
		Desvio Padrão	1,99	1,26	1,28	1,38	8,85

<sup>f</sup> Corresponde ao número da barra de MT à qual o respectivo transformador está conectado.

#### 5.1. ANÁLISE DA METODOLOGIA PROPOSTA

Nesta seção interpreta-se os resultados provenientes da aplicação da metodologia proposta considerando mecanismos realistas de incentivo de GDFV. Dessa forma, a análise foca nos cenários 2 e 3. O cenário 2 adota o mecanismo NM, usado atualmente no Brasil. Já o cenário 3 aplica a FIT, um dos principais incentivos responsáveis pelo crescimento da GDFV em vários países. Esses cenários consideram a avaliação da difusão de tecnologia das seções 3.1.4 e 3.1.5.

Segundo a Figura 34, à medida que se aumenta a penetração da GDFV, eleva-se a frequência relativa para tensões acima de 127 V, e diminui-se a frequência relativa para tensões abaixo de 126 V. Além disso, enquanto a moda para os cenários 1 e 2 está na faixa de (125, 126] V, a moda para o cenário 3 corresponde à faixa de (126, 127] V. Ressalta-se que a Figura 34 representa graficamente somente os níveis de tensão entre 121 e 130 V por causa de uma questão de escala. Mas os valores que estão fora dessa faixa também são considerados na análise, como mostra a Tabela 9.

A Tabela 9 exibe algumas estatísticas de tensão oriundas da Figura 34. Nota-se que a média e os valores máximos de tensão crescem com a penetração de GDFV. Esse aumento da tensão eleva o desvio padrão, que é graficamente representado como medida de dispersão dos histogramas da Figura 34.

A Tabela 9 ainda revela que as análises do consumo total suprido pela subestação e as perdas globais estão coerentes. Isto é, o consumo e as perdas diminuem com o acréscimo da penetração FV para os cenários considerados, o que consiste na principal vantagem da GD do ponto de vista das concessionárias. Quantitativamente, isso significa uma redução de 11% e 6% na média do consumo e nas perdas respectivamente, do cenário 3 em relação ao cenário 1, considerando-se apenas um alimentador da distribuidora. As Figuras 35 e 36 apresentam a F.D.P. dessas análises, indicando graficamente as faixas de probabilidade de cada cenário. Nota-se que a probabilidade de ocorrência de valores iguais ou maiores que a média do consumo ou perdas nos cenários com menor penetração FV tende a diminuir conforme aumenta-se a penetração. Por exemplo, enquanto a Tabela 9 revela que a média do consumo suprido pela subestação é 61,5 MWh no cenário 1, a Figura 35 indica que a probabilidade de ocorrência desse valor diminui no cenário 2, tornando-se nula no cenário 3.

Caso a GD seja maior que a necessária para suprir a demanda local, o consumo e as perdas crescem devido à ocorrência de fluxo de potência reverso. No entanto, para os cenários apresentados, isso não ocorre de forma significativa. A análise da energia suprida pela subestação e das perdas apresenta importância adicional para se avaliar ajustes nas regras de remuneração das distribuidoras. No caso do Brasil, por exemplo, a Tarifa de Uso dos Sistemas Elétricos de Distribuição (TUSD) é cobrada em função do consumo para clientes do grupo B, o qual é caracterizado pelo fornecimento de tensão inferior a 2,3 kV. Portanto, como a remuneração das concessionárias de distribuição é diretamente influenciada por essa tarifa, a queda de consumo poderia impactar a receita dessas empresas, podendo ser necessário adotar um modelo de tarifação para os consumidores da rede secundária em que o uso da rede elétrica seja remunerado em função da demanda. Além disso, essas análises poderiam auxiliar a concessionária no processo de compra de energia levando em consideração o impacto da disseminação da GDFV.

A Tabela 10 exibe as estatísticas das análises de violações do limite superior de tensão e dos limites de ampacidade dos cabos de BT. Embora a Tabela 9 mostre que a conexão de GDFV aumente a média de tensão do cenário 1 para o 2, nenhum desses cenários apresenta probabilidade violação do limite superior de tensão. Para os demais cenários, a Tabela 10 indica que a média e o número máximo de violações do limite superior de tensão crescem com o aumento da penetração GDFV. Isso também se aplica à análise do número de violações por transformador. Esses resultados estão em conformidade com os da Tabela 9. O cenário 3 possui um desvio padrão maior que a média de violações, pois um número considerável de simulações não apresentou nenhuma violação. A análise de violações do limite superior de tensão para os cenários 2 e 3 indica que a concessionária deve fazer apenas pequenos investimentos para reforços nessa rede de distribuição devido ao mercado atual FV.

Embora não esteja explícito nos resultados, verifica-se que o número de violações do limite inferior de tensão é insignificante e sua variação ao longo dos cenários é desprezível. Isso ocorre porque o horário de pico ocorre a noite, quando não há geração FV. Assim, a geração FV não é capaz de melhorar o nível de tensão de grande parte dessas violações, causadas pela carga elevada desde o cenário 1. Como alternativa para melhorar essas subtensões, em [67] utiliza-se o controle de tensão do inversor Volt-Var, configurado para fornecer ou absorver potência reativa inclusive durante a noite.

Ainda com relação à análise de violação do limite superior de tensão, os transformadores com o maior número de violações estão relacionados a alguns fatores associados à carga e à GDFV, como os apresentados na Tabela 8. Apesar de o transformador 261 ser o que apresenta a maior  $P_{FV}$  (considerando o MPP), ele também é o que possui o maior consumo médio. Por isso, ele não apresenta o maior número de violações em nenhum cenário. Para o cenário 3, o maior número de violações ocorre no secundário do transformador 238, que é o terceiro com a maior  $P_{FV}$  e apenas o quinto com o maior consumo.

Quanto à violação da ampacidade dos cabos de BT, tanto a média quanto o número máximo de violações diminuem do cenário 1 ao 3. Nota-se que o transformador 261, que possui o maior número de violações nesses cenários, apresenta o maior consumo médio, mas também a maior  $P_{FV}$  considerando o MPP. Esse alto consumo está relacionado às violações de ampacidade, inclusive no cenário 1. Por outro lado, essa expressiva  $P_{FV}$  está associada à redução, em geral, das correntes que alimentam as cargas nesse transformador. Com relação ao desvio padrão, observa-se que essa medida supera o valor da média de violações de ampacidade em todos os cenários, assim como no cenário 3 da análise do limite superior de tensão. Novamente, isso se deve à ocorrência de um número substancial de simulações com violações nulas para a análise em questão.

# 5.2. COMPARAÇÃO ENTRE A METODOLOGIA PROPOSTA E A TRADICIONAL

Nesta seção analisa-se as principais diferenças entre os resultados obtidos com a metodologia proposta e com a tradicional. Para fins de comparação, são definidos dois cenários otimistas de penetração de GDFV: os cenários 4 e 5. Eles consideram a penetração de GDFV equivalente ao MPP, isto é, o total de consumidores que possuem ao menos as condições econômicas mínimas para se instalar GDFV, não considerando a difusão de tecnologia das seções 3.1.4 e 3.1.5.

Segundo a Figura 34, os histogramas dos cenários 4 e 5 são similares para tensões inferiores a 126 V. Acima desse nível de tensão, a frequência relativa na faixa (126, 128] V se destaca no cenário 5, enquanto a frequência relativa na faixa (128, 130] V se destaca no cenário 4. Entretanto, a Tabela 10 revela que a probabilidade de violação do limite

superior de tensão do cenário 5 é quase 5 vezes maior que a do cenário 4. Em outras palavras, a probabilidade de um consumidor apresentar violação do nível superior de tensão durante um dia típico de inverno para o método tradicional e para uma penetração de GDFV equivalente ao MPP é de quase 2%. Isso ocorre porque o cenário 5 apresenta os maiores valores de tensão acima do limite superior. A Tabela 9 também mostra que o cenário 5 apresenta o maior valor máximo de tensão e o maior desvio padrão, devido à elevação do número de sobretensões. Ademais, a Tabela 10 revela que a média de violações do limite superior de tensão por transformador é de aproximadamente 5 e 8, para os cenários 4 e 5 respectivamente.

As diferenças nos resultados das análises de tensão em relação aos cenários 4 e 5 decorrem do fato de a metodologia tradicional assumir que todos os consumidores, inclusive aqueles com um consumo muito baixo, podem instalar GDFV. Essa justificativa também explica o acréscimo significativo de mais de 25 pu da média de violações de ampacidade do cenário 5 em relação ao cenário 4, como mostra a Tabela 10.

Com relação às análises do consumo suprido pela subestação e das perdas totais na Tabela 9, a média dessas grandezas é maior no cenário 5 do que no cenário 4. Isso ocorre porque, conforme já dito no capítulo 4, a  $P_{FV}$  total segundo o cenário 5 corresponde a 83% da  $P_{FV}$  total no cenário 4. Apesar disso, a Tabela 10 revela que os problemas de tensão ocorrem com maior probabilidade no cenário 5. Segundo a Figura 35, as curvas da F.D.P. do consumo suprido pela subestação dos cenários 4 e 5 estão bastante deslocadas em relação aos demais cenários, de maneira que no cenário 4 há a ocorrência dos menores valores de consumo, já que nesse cenário há a maior  $P_{FV}$  total. No entanto, com relação à análise das perdas totais, a Tabela 9 mostra que a média do cenário 3 é menor que a do cenário 5, apesar de o cenário 5 apresentar uma maior  $P_{FV}$  total que o 3. Além disso, a Figura 36 indica graficamente que a mediana das perdas totais do cenário 3 é menor que a do cenário 5. Isso ocorre porque na metodologia tradicional os sistemas FVs podem ser conectados a clientes com consumo inferior à geração FV estabelecida, gerando-se um fluxo de potência reverso maior que o esperado na metodologia proposta, e elevando-se as perdas nessas localidades.

As Figuras 37 e 38 mostram as probabilidades de ocorrência das violações do limite superior de tensão e de ampacidade dos cabos de BT respectivamente, nos transformadores de distribuição para os cenários 4 e 5.



■ Cenário 4 ■ Cenário 5

Figura 37: Probabilidade de uma violação do limite superior de tensão ocorrer no secundário de cada transformador de distribuição

Com relação às violações do limite superior de tensão, o transformador 63 apresenta o maior número de violações no cenário 4. Assim como no cenário 3, isso é justificado pela primeira e segunda colunas da Tabela 8. Nesse caso, o transformador 63 é o único dos quatro primeiros transformadores com a maior  $P_{FV}$  que não está entre os 10 transformadores com os maiores consumos. Ressalta-se que o transformador 238, com o maior número de violações no cenário 3, também se destaca no cenário 4, como mostra a Figura 37.



Figura 38: Probabilidade de uma violação de ampacidade dos cabos de BT ocorrer no secundário de cada transformador de distribuição

Fonte: Elaborado pelo autor

Um outro fator que explica a localização das violações de tensão além dos já explicitados pela Tabela 8 é o consumo médio por cliente. Por exemplo, apesar de o transformador 245 apresentar maior  $P_{FV}$  e menor consumo médio que o transformador 100, esse último, por outro lado, está no ranking dos 10 transformadores com o maior número de clientes. Com isso, o consumo médio por cliente do transformador 100 é menor que o do transformador 245, de maneira que o primeiro apresenta uma maior probabilidade de apresentar violações do limite superior de tensão do que o segundo no cenário 4, como mostra a Figura 37.

Ainda quanto às violações do limite superior de tensão, o transformador 82 possui o maior número de violações do cenário 5. O motivo para tal é que na metodologia tradicional os transformadores com o maior número de consumidores têm maior probabilidade de receber a conexão de GDFV. A Figura 37 revela que os 10 transformadores que apresentam o maior número de consumidores são aqueles que possuem as maiores probabilidades de violação do limite superior de tensão no cenário 5.

Quanto à ampacidade dos cabos de BT, o transformador 82 apresenta o maior número de violações do cenário 5, pelas mesmas razões que em relação à análise do limite superior de tensão. Portanto, a Figura 38 mostra que os transformadores que apresentam probabilidade de violação de ampacidade correspondem aos 4 transformadores com o maior número de consumidores mais o transformador 261, o qual já apresenta probabilidade de violações no cenário 1 devido ao seu elevado carregamento.

A Figura 39 ilustra a localização dos três transformadores com as maiores probabilidades de violação do limite superior de tensão, ao longo do alimentador estudado. Para cada cenário, os transformadores representados somam um total de quase 80% das probabilidades de violação. A diferença na localização das violações prováveis entre a metodologia proposta e a tradicional é evidenciada nesse mapa, ressaltando a necessidade de se considerar a influência do mercado local FV nas análises. Embora para a rede analisada a probabilidade de ocorrer violação dos limites estudados devido à GDFV não seja significativa, a metodologia desenvolvida permite identificar a localização dos pontos críticos no circuito quanto à violação de limites técnicos. Note que, apesar de os transformadores com a maior probabilidade de violação em ambos os cenários parecerem estar próximos entre si na Figura 39, na realidade, cada um deles alimenta redes de BT com características completamente diferentes. Em redes de distribuição com um mercado local FV mais desenvolvido, a metodologia proposta permite que a concessionária responsável identifique as redes secundárias que necessitam de reforços devido à conexão de GDFV.



Figura 39: Transformadores com as maiores probabilidades de violação do limite superior de tensão, para os cenários 4 e 5

Fonte: Elaborado pelo autor

### 5.3. APLICAÇÃO DE CONTROLE DE TENSÃO DOS INVERSORES

Nesta seção é realizada uma análise adicional para investigar uma alternativa para aliviar o impacto da GDFV nas redes de BT, utilizando-se o controle Volt-Var. Os cenários 5 (sem Volt-Var) e 6 (com Volt-Var) são comparados entre si, como mostram a Figura 40 e a Tabela 11. A Figura 40 apresenta os histogramas da magnitude de tensão enquanto que a Tabela 11 exibe as estatísticas da análise de tensão, perdas totais do alimentador e violações do limite superior de tensão.

De acordo com a Figura 40, enquanto a moda do histograma do cenário 5 corresponde à faixa de (125, 126] V com uma frequência relativa de quase 0,3 pu, os valores de tensão para o cenário 6 se concentram na faixa de (126, 127] V, com uma frequência relativa acima de 0,6 pu. Além disso, a Tabela 11 revela que a média dos valores de tensão é mais próxima de 127 V no cenário 6 do que no 5. Esses resultados são esperados, já que a tensão nominal de 127 V é usada como referência nas configurações do controle Volt-Var. Desse modo, tanto os valores abaixo quanto acima de 127 V nas barras em que os sistemas FVs estão conectados no cenário 5 são afetados pelo controle Volt-Var no cenário 6. Por outro lado, esse alto valor de 0,6 pu na faixa de (126, 127] V no cenário 6 indica que as outras faixas de tensão apresentam uma frequência relativa menor em relação ao cenário 5, afetando o valor do desvio padrão. A Tabela 11 revela que o desvio padrão diminui quase pela metade do cenário 5 para o 6, de maneira que o histograma do cenário 6 apresenta uma largura menor que o do cenário 5, conforme exibido na Figura 40.



Figura 40: Histograma das tensões em todas as fases de todas as barras com consumidores para a faixa de tensão de 121 a 130 V, para os cenários 5 e 6 Fonte: Elaborado pelo autor

A Tabela 11 também mostra que o Volt-Var reduz o valor máximo de tensão em 14% no cenário 6 em relação ao 5. Esse resultado se reflete na análise de violações do limite superior. De fato, todas as variáveis calculadas nessa análise para o cenário 6 são menores que no cenário 5. A média de violações e a média de violações por transformador

apresentaram uma redução percentual de 83% e 60%, respectivamente. A probabilidade de ocorrência de violações em um consumidor caiu de 1,8% para 0,3%.

Tabela 11: Análise comparativa das estatísticas dos cenários 5 e 6: tensões em todas as fases de todas as barras com consumidores; perdas totais do alimentador; violação do limite superior de tensão no secundário dos transformadores de distribuição.

Cenário			5	6
0		Máximo	178,43	152,64
Tensã (V)		Média	126,26	126,58
		Desvio Padrão	1,89	0,96
Perdas (MWh)		Média	2,60	2,84
		Desvio Padrão	0,06	0,08
Violações do limite superior de tensão	Probabilidade de ocorrência de violações em um consumidor (%)		1,8	0,3
	Violações	Máximo	8126	2397
		Média	4314,6	732,9
		Desvio Padrão	1146,1	438,9
	Violações por trans_ formador	Máximo	13	7
		Média	8,35	3,34
		Desvio Padrão	1,47	0,99

Fonte: Elaborado pelo autor

Com respeito às perdas totais do alimentador, no entanto, o controle Volt-Var apresentou um resultado negativo. A média das perdas aumentou em 9% do cenário 5 para o 6, excedendo inclusive o valor calculado para o cenário 1, como mostra a Tabela 9. Isso ocorre porque, como a rede estudada apresenta muitos problemas de sobretensão e quase nenhum de subtensão, a maioria dos inversores dos sistemas FVs consome potência reativa para melhorar os níveis de tensão, elevando as perdas. Ou seja, embora o controle Volt-Var seja uma alternativa adequada e viável para a regulação dos níveis de tensão, ele pode produzir efeitos colaterais como o aumento das perdas, o que pode impactar na receita das concessionárias. Em [67], ao contrário, quase todos os inversores com controle Volt-Var injetam potência reativa na rede elétrica já que o sistema de distribuição analisado apresenta mais problemas de subtensão do que de sobretensão. Nesse caso, a regulação da tensão ocorre em conjunto com a diminuição das perdas.

## 6. CONCLUSÃO

Este trabalho visa analisar a influência do mercado local nos impactos da GDFV em uma rede real de distribuição, com base numa análise estocástica. Desse modo, é realizada uma análise econômica para dimensionar cada sistema FV, bem como definir a penetração da GDFV para alguns cenários, considerando-se a difusão da tecnologia FV. Com base nesses parâmetros, a AESTO executa a SMC a fim de considerar diversas variáveis aleatórias, incluindo as incertezas associadas à carga e à conexão da GDFV. Além da comparação entre níveis de penetração FV diferentes, também se compara a metodologia deste trabalho com uma metodologia chamada de tradicional em que não se considera a influência do mercado local FV. A principal contribuição da metodologia proposta é que ela permite a consideração de aspectos socioeconômicos dos consumidores, implicando em resultados diferentes em relação à metodologia tradicional, tanto na localização de violações técnicas quanto na probabilidade de ocorrência dessas violações, para uma mesma penetração FV. Com isso, observa-se que o risco da ocorrência de problemas técnicos segundo a metodologia proposta não é tão alto quanto na tradicional. Destaca-se que a metodologia desenvolvida também pode ser aplicada em outras redes de distribuição de outros países. Contudo, entende-se que especialmente em países emergentes como o Brasil, a desigualdade socioeconômica tende a aprofundar as diferenças dentro de um mesmo mercado local FV e, portanto, influenciando o impacto da GDFV em redes de BT.

Verifica-se que a probabilidade de ocorrência de problemas técnicos de tensão cresce com a penetração da GDFV em redes de BT. Além disso, nota-se que a metodologia tradicional apresenta maiores violações técnicas (do limite superior de tensão e ampacidade dos cabos de BT) em comparação com a metodologia proposta por esse trabalho – ressalta-se que isso ocorre apesar de a  $P_{FV}$  total para a metodologia tradicional ser menor que a da metodologia proposta. A justificativa para tal é que a metodologia tradicional assume a mesma probabilidade de todos os consumidores instalarem GDFV, incluindo aqueles não aptos economicamente a fazê-lo. Com isso, as violações técnicas tendem a ocorrer em transformadores diferentes e com probabilidades diferentes para cada metodologia. Observa-se ainda que a probabilidade de violação do limite superior de tensão no cenário 5, da metodologia tradicional, é 5 vezes maior que a do cenário 4, da metodologia proposta. Ademais, a média de violações de ampacidade dos cabos de BT aumenta em mais de 25 pu com a metodologia tradicional em relação à proposta nesse trabalho. Quanto à análise de perdas totais do alimentador, observa-se que a metodologia tradicional pode aumentar a ocorrência do fluxo de potência reverso em relação ao esperado na metodologia proposta, elevando-se as perdas. Isso significa que a metodologia proposta tende a apresentar uma redução mais expressiva das perdas totais do que a metodologia tradicional. Esses resultados confirmam a importância de se considerar a influência do mercado local, sobretudo quanto à localização da GDFV. A metodologia desenvolvida pode ainda ser aplicada pelas concessionárias para identificar os pontos críticos da rede de distribuição devido à conexão de GDFV, visando ao gerenciamento adequado dos investimentos destinados aos reforços da rede. Como análise adicional, verifica-se que o controle Volt-Var dos inversores FVs consegue satisfatoriamente regular os níveis de tensão, reduzindo a média de violações do nível superior de tensão em 83% no cenário 6 (com Volt-Var) em relação ao cenário 5 (sem Volt-Var). Contudo, o consumo de reativos devido à operação do controle em questão eleva as perdas totais do alimentador, inclusive excedendo o valor calculado no cenário 1, em que não há sistemas FVs.

Vários estudos que analisam a HC normalmente detectam violações técnicas com base em níveis de penetração que não são factíveis para alguns mercados locais FVs. Contudo, neste trabalho observa-se problemas técnicos para penetrações FVs pequenas, se comparadas a mercados de geração FV mais desenvolvidos, e factíveis à realidade de um país em desenvolvimento como o Brasil. Isso ocorre devido à inclusão de diversos aspectos técnicos ao modelo proposto, que considera as incertezas associadas: à variação das conexões dos sistemas FVs; à variação das curvas de carga; e à variação da amplitude para cada fase das cargas. Na literatura não é comum considerar as incertezas relacionadas à escolha das fases em que os sistemas FVs são conectados. Ressalta-se que o desequilíbrio provocado pelos sistemas FVs pode potencializar impactos técnicos como sobretensões e sobrecargas.

Trabalhos futuros podem investigar a sensibilidade do parâmetro  $PB_s$  visando obter penetrações ainda mais realistas. Cenários adicionais, baseados em diversos mecanismos de incentivo, também podem ser incorporados ao modelo e inclusive ser utilizados para o dimensionamento dos sistemas FVs. Com relação à SMC, pode-se representar a correlação entre algumas variáveis aleatórias – por exemplo curvas de carga correlação com curvas de geração; curvas de carga de consumidores diferentes correlacionadas entre si; etc. Outras análises que também podem ser facilmente adicionadas à metodologia desenvolvida são as análises de violação de sobrecarga dos transformadores de distribuição, e de violação de índices de qualidade de energia como distorção harmônica total e desequilíbrio de tensão. Assim como o procedimento realizado no presente trabalho, é possível obter as probabilidades de ocorrência dessas violações para cada transformador, considerando diferentes cenários de penetração de GDFV. Quanto à modelagem da rede elétrica, apesar de o padrão adotado da configuração de redes de BT ser uma representação aceitável do sistema de distribuição, novos arranjos de BT também podem ser considerados. Uma outra linha de estudo é a investigação de outros controles de tensão dentro da metodologia proposta – por exemplo outros controles dos inversores FVs além do Volt-Var, reguladores de tensão, OLTCs, chaveamento de capacitores, coordenação entre sistemas FVs e sistemas de armazenamento de energia, etc.

# REFERÊNCIAS

- [1] United Nations, "Paris Agreement". [Online]. Disponível em: https://treaties.un.org/pages/ViewDetails.aspx?src=TREATY&mtdsg\_no=XXVII-7-d&chapter=27&clang=\_en. [Acessado: 31-dez-2018].
- [2] REN21, "Renewables 2018, Global Status Report". [Online]. Disponível em: http://www.ren21.net/wp-content/uploads/2018/06/17-8652\_GSR2018\_FullReport\_web\_-1.pdf. [Acessado: 20-mar-2019].
- [3] International Renewable Energy Agency, "Renewables Energy and Jobs, Annual Review 2018". [Online]. Disponível em: http://irena.org/publications/2018/May/Renewable-Energy-and-Jobs-Annual-Review-2018. [Acessado: 21-mar-2019].
- [4] Joint Research Centre (JRC), "European Commission. PV Status Report 2017".
   [Online]. Disponível em: https://ec.europa.eu/jrc/en/publication/eur-scientific-and-technical-research-reports/pv-status-report-2017. [Acessado: 31-dez-2018].
- [5] Hitachi, "The Digital Energy Roadmap. Distributed Energy Market Forecast".
   [Online]. Disponível em: http://social-innovation.hitachi/eu/about/white-papers/digital-energy/the-digital-energy-roadmap.html. [Acessado: 31-dez-2018].
- [6] Navigant Consulting Inc. (NCI), "Annual Installed Centralized vs. Distributed Power Capacity, World Markets: 2017-2026". [Online]. Disponível em: https://www.navigantresearch.com/news-and-views/taking-vpps-to-the-next-level. [Acessado: 31-dez-2018].
- [7] Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), "Banco de Informações de Geração (BIG)". [Online]. Disponível em: http://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/capacidadebrasil/capacidadebrasil.cfm.
   [Acessado: 31-dez-2018].
- [8] Empresa de Pesquisa Energética (EPE), "Balanço Energético Nacional. Relatório Final 2017". [Online]. Disponível em: http://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoesdados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-46/topico-82/Relatorio\_Final\_BEN\_2017.pdf. [Acessado: 31-dez-2018].

- [9] Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), "Resolução 482/2012". [Online]. Disponível em: http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2012482.pdf. [Acessado: 31dez-2018].
- [10] Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), "Unidades Consumidoras com Geração Distribuída - Base de Dados". [Online]. Disponível em: http://www2.aneel.gov.br/scg/gd/VerGD.asp. [Acessado: 31-dez-2018].
- [11] Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), "Resolução 786/2017". [Online]. Disponível em: http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2017786.pdf. [Acessado: 31dez-2018].
- [12] Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), "Resolução 687/2015". [Online].
   Disponível em: http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2015687.pdf. [Acessado: 31-dez-2018].
- [13] A. Campoccia, L. Dusonchet, E. Telaretti, e G. Zizzo, "Feed-in Tariffs for Gridconnected PV Systems: The Situation in the European Community", in 2007 IEEE Lausanne Power Tech, Lausanne, Switzerland, 2007, p. 1981–1986.
- [14] International Energy Agency (IEA), "Prospects for Distributed Energy Systems in China", 2017. [Online]. Disponível em: https://www.iea.org/publications/freepublications/publication/ProspectsforDistribu tedEnergySystemsinChina.pdf. [Acessado: 31-dez-2018].
- [15] P. D. Lund, J. Lindgren, J. Mikkola, e J. Salpakari, "Review of energy system flexibility measures to enable high levels of variable renewable electricity", *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 45, p. 785–807, maio 2015.
- [16] M. Karimi, H. Mokhlis, K. Naidu, S. Uddin, e A. H. A. Bakar, "Photovoltaic penetration issues and impacts in distribution network – A review", *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 53, p. 594–605, jan. 2016.
- [17] J. T. Pinho e M. A. Galdino, "Manual de Engenharia para Sistemas Fotovoltaicos".
   [Online]. Disponível em: http://www.cresesb.cepel.br/publicacoes/download/manual\_de\_engenharia\_fv\_201 4.pdf. [Acessado: 31-dez-2018].

- [18] T. Stetz, F. Marten, e M. Braun, "Improved Low Voltage Grid-Integration of Photovoltaic Systems in Germany", *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, vol. 4, nº 2, p. 534–542, abr. 2013.
- [19] C. L. Masters, "Voltage rise: the big issue when connecting embedded generation to long 11 kV overhead lines", *Power Engineering Journal*, vol. 16, nº 1, p. 5–12, fev. 2002.
- [20] Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), "Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional (PRODIST) Módulo 8. Qualidade da Energia Elétrica". [Online]. Disponível em: http://www.aneel.gov.br/modulo-8. [Acessado: 31-dez-2018].
- [21] Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), "Indicadores de conformidade do nível de tensão em regime permanente". [Online]. Disponível em: http://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/Indicadores\_de\_conformidade\_nivel\_tensao/. [Acessado: 31-dez-2018].
- [22] A. Keane *et al.*, "State-of-the-Art Techniques and Challenges Ahead for Distributed Generation Planning and Optimization", *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 28, nº 2, p. 1493–1502, maio 2013.
- [23] V. Klonari, J.-F. Toubeau, Z. De Grève, O. Durieux, J. Lobry, e F. Vallée, "Probabilistic simulation framework for balanced and unbalanced low voltage networks", *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, vol. 82, p. 439–451, nov. 2016.
- [24] A. Navarro, L. F. Ochoa, e D. Randles, "Monte Carlo-based assessment of PV impacts on real UK low voltage networks", in 2013 IEEE Power Energy Society General Meeting, 2013, p. 1–5.
- [25] A. Navarro-Espinosa e L. F. Ochoa, "Probabilistic Impact Assessment of Low Carbon Technologies in LV Distribution Systems", *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 31, nº 3, p. 2192–2203, maio 2016.
- [26] H. Al-Saadi, R. Zivanovic, e S. F. Al-Sarawi, "Probabilistic analysis of maximum allowable pv connections across bidirectional feeders within a distribution network", in 2017 Asian Conference on Energy, Power and Transportation Electrification (ACEPT), Singapore, 2017, p. 1–6.

- [27] H. Al-Saadi, R. Zivanovic, e S. F. Al-Sarawi, "Probabilistic Hosting Capacity for Active Distribution Networks", *IEEE Transactions on Industrial Informatics*, vol. 13, nº 5, p. 2519–2532, out. 2017.
- [28] M. Kolenc, I. Papič, e B. Blažič, "Assessment of maximum distributed generation penetration levels in low voltage networks using a probabilistic approach", *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, vol. 64, p. 505–515, jan. 2015.
- [29] N. C. Tang e G. W. Chang, "A stochastic approach for determining PV hosting capacity of a distribution feeder considering voltage quality constraints", in 2018 18th International Conference on Harmonics and Quality of Power (ICHQP), Ljubljana, 2018, p. 1–5.
- [30] F. Ding e B. Mather, "On Distributed PV Hosting Capacity Estimation, Sensitivity Study, and Improvement", *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, vol. 8, nº 3, p. 1010–1020, jul. 2017.
- [31] S. Pukhrem, M. Basu, e M. F. Conlon, "Probabilistic Risk Assessment of Power Quality Variations and Events Under Temporal and Spatial Characteristic of Increased PV Integration in Low-Voltage Distribution Networks", *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 33, nº 3, p. 3246–3254, maio 2018.
- [32] J. A. Martinez e G. Guerra, "Optimum placement of distributed generation in threephase distribution systems with time varying load using a Monte Carlo approach", in 2012 IEEE Power and Energy Society General Meeting, 2012, p. 1–7.
- [33] S. Liu, P. X. Liu, X. Wang, Z. Wang, e W. Meng, "Effects of correlated photovoltaic power and load uncertainties on grid-connected microgrid day-ahead scheduling", *IET Generation, Transmission & Distribution*, vol. 11, nº 14, p. 3620–3627, set. 2017.
- [34] E. N. M. Silva, A. B. Rodrigues, e M. da Guia da Silva, "Stochastic assessment of the impact of photovoltaic distributed generation on the power quality indices of distribution networks", *Electric Power Systems Research*, vol. 135, p. 59–67, jun. 2016.
- [35] M. E. Samper, F. A. Eldali, e S. Suryanarayanan, "Risk assessment in planning high penetrations of solar photovoltaic installations in distribution systems",

International Journal of Electrical Power & Energy Systems, vol. 104, p. 724–733, jan. 2019.

- [36] N. Daratha, B. Das, e J. Sharma, "Robust voltage regulation in unbalanced radial distribution system under uncertainty of distributed generation and loads", *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, vol. 73, p. 516–527, dez. 2015.
- [37] M. Hupez, Z. De Grève, e F. Vallée, "Comparative assessment of a quasi-sequential and a sequential approach for distribution network stochastic analysis", *CIRED -Open Access Proceedings Journal*, vol. 2017, nº 1, p. 2161–2164, out. 2017.
- [38] F. Vallée, V. Klonari, T. Lisiecki, O. Durieux, F. Moiny, e J. Lobry, "Development of a probabilistic tool using Monte Carlo simulation and smart meters measurements for the long term analysis of low voltage distribution grids with photovoltaic generation", *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, vol. 53, p. 468–477, dez. 2013.
- [39] H. Nosratabadi, M. Mohammadi, e A. Kargarian, "Nonparametric Probabilistic Unbalanced Power Flow with Adaptive Kernel Density Estimator", *IEEE Transactions on Smart Grid*, p. 1–1, 2018.
- [40] G. E. Constante-Flores e M. Illindala, "Data-driven probabilistic power flow analysis for a distribution system with Renewable Energy sources using Monte Carlo Simulation", in 2017 IEEE/IAS 53rd Industrial and Commercial Power Systems Technical Conference (I&CPS), Niagara Falls, ON, Canada, 2017, p. 1–8.
- [41] Electric Power Research Institute (EPRI), "OpenDSS", SourceForge. [Online]. Disponível em: https://sourceforge.net/projects/electricdss/. [Acessado: 31-dez-2018].
- [42] C. O. Inacio e C. L. T. Borges, "Stochastic Model for Generation of High-Resolution Irradiance Data and Estimation of Power Output of Photovoltaic Plants", *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, vol. 9, nº 2, p. 952–960, abr. 2018.
- [43] I. Richardson, M. Thomson, D. Infield, e C. Clifford, "Domestic electricity use: A high-resolution energy demand model", *Energy and Buildings*, vol. 42, nº 10, p. 1878–1887, out. 2010.

- [44] S. M. Ismael, S. H. E. Abdel Aleem, A. Y. Abdelaziz, e A. F. Zobaa, "State-of-theart of hosting capacity in modern power systems with distributed generation", *Renewable Energy*, vol. 130, p. 1002–1020, jan. 2019.
- [45] R. Y. Rubinstein e D. P. Kroese, Simulation and the Monte Carlo method, Third edition. Hoboken, New Jersey: Wiley, 2017.
- [46] S. M. Ross, An elementary introduction to mathematical finance, Third Edition. New York: Cambridge University Press, 2011.
- [47] Mithra Moezzi, Aaron Ingle, Loren Lutzenhiser, e Benjamin Sigrin, "Non-Modeling Exploration of Residential Solar Photovoltaic (PV) Adoption and Non-Adoption 09/18/13 07/15/16", *National Renewable Energy Laboratory (NREL)*, 2017.
  [Online]. Disponível em: https://www.nrel.gov/docs/fy17osti/67727.pdf.
  [Acessado: 31-dez-2018].
- [48] Gabriel Konzen, "Diffusion of Brazilian On-Grid Residencial Photovoltaic Systems (in Portuguese), Master's Thesis", USP, São Paulo, 2014. [Online]. Disponível em: http://www.iee.usp.br/lsf/sites/default/files/Dissertacao\_Gabriel\_Konzen.pdf. [Acessado: 30-jul-2018].
- [49] Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), "Nota Técnica n° 0056/2017-SRD/ANEEL. Atualização das projeções de consumidores residenciais e comerciais com microgeração solar fotovoltaicos no horizonte 2017-2024". [Online]. Disponível em: http://www.aneel.gov.br/documents/656827/15234696/Nota+T%C3% A9cnica\_00 56\_PROJE%C3%87%C3%95ES+GD+2017/38cad9ae-71f6-8788-0429d097409a0ba9. [Acessado: 31-dez-2018].
- [50] I. S. Machado, B. S. M. C. Borba, e R. S. Maciel, "Modeling Distributed PV Market and its Impacts on Distribution System: A Brazilian Case Study", *IEEE Latin America Transactions*, vol. 14, nº 11, p. 4520–4526, nov. 2016.
- [51] J. C. Kastovich et al., "Advanced Electric Heat Pump Market and Business Analysis. ORNL/Sub/79-2471/1. Prepared under subcontract for Oak Ridge National Laboratory by Westinghouse Electric Corp. Oak Ridge, TN: Oak Ridge National Laboratory". 1982.

- [52] Navigant Consulting Inc. (NCI), "Rooftop Photovoltaics Market Penetration Scenarios", *National Renewable Energy Laboratory (NREL)*, 2008. [Online].
   Disponível em: https://www.nrel.gov/docs/fy08osti/42306.pdf. [Acessado: 31-dez-2018].
- [53] R. W. Beck, "Distributed Renewable Energy Operating Impacts and Valuation Study. Prepared for Arizona Public Service.", 2009. [Online]. Disponível em: https://appsrv.pace.edu/VOSCOE/?do=DownloadFile&res=J8PAM033116121012. [Acessado: 31-dez-2018].
- [54] P. de Morais Oliveira Filho, T. P. Abud, B. S. M. C. Borba, e R. S. Maciel, "Impact of photovoltaic systems on voltage magnitude and unbalance in low voltage networks", in 2018 Simposio Brasileiro de Sistemas Eletricos (SBSE), Niteroi, 2018, p. 1–6.
- [55] R. C. S. Lima, M. A. R. Guimaraens, e R. S. Maciel, "Application of conservation voltage reduction in a Brazilian distribution network for flexible load management", in 2018 Simposio Brasileiro de Sistemas Eletricos (SBSE), Niteroi, 2018, p. 1–6.
- [56] Empresa de Pesquisa Energética (EPE), "Plano Decenal de Expansão de Energia, 2023", 2014. [Online]. Disponível em: http://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-47/topico-85/Relat%C3%B3rio%20Final%20do%20PDE%202023.pdf. [Acessado: 31-dez-2018].
- [57] Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), "Cadernos Temáticos ANEEL. Micro e Minigeração Distribuída. Sistema de Compensação de Energia Elétrica. 2ª edição", 2016. [Online]. Disponível em: http://www.aneel.gov.br/documents/656877/14913578/Caderno+tematico+Micro+ e+Minigera%C3%A7%C3%A30+Distribuida+-+2+edicao/716e8bb2-83b8-48e9b4c8-a66d7f655161. [Acessado: 31-dez-2018].
- [58] Instituto Nacional de Metrologia, Qualidade e Tecnologia (INMETRO), "Programa Brasileiro de Etiquetagem. Tabelas de Consumo / Eficiência Energética. Componentes Fotovoltaicos. Inversores Conectados à Rede (On Grid)". [Online]. Disponível em:

http://www.inmetro.gov.br/consumidor/pbe/componentes\_fotovoltaicos\_Inversore s\_On-Grid.pdf. [Acessado: 31-dez-2018].

- [59] IDEAL, AHK-RJ, "O Mercado Brasileiro de Geração Distribuída Fotovoltaica, edição 2017". [Online]. Disponível em: https://issuu.com/idealeco\_logicas/docs/estudoidealmercadofv2017\_web. [Acessado: 31-dez-2018].
- [60] National Aeronautics and Space Administration (NASA), "Surface meteorology and Solar Energy (Santos Dumont Airport, Brazil, RJ)". [Online]. Disponível em: https://www.nasa.gov/. [Acessado: 31-dez-2018].
- [61] Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), "Tarifas Residenciais". [Online].Disponível em: http://www.aneel.gov.br/dados/tarifas. [Acessado: 31-dez-2018].
- [62] Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), "Aumento no valor da fatura. Bandeiras tarifárias Resolução Normativa nº 547, de 16 de abril de 2013; Resolução Homologatória nº 2.016, de 26 de janeiro de 2016". [Online]. Disponível em: http://www.aneel.gov.br/informacoestecnicas?p\_p\_id=101&p\_p\_lifecycle=0&p\_p\_state=maximized&p\_p\_mode=view &\_101\_struts\_action=%2Fasset\_publisher%2Fview\_content&\_101\_returnToFullP ageURL=http%3A%2F%2Fwww.aneel.gov.br%2Finformacoestecnicas%3Fp\_auth%3D4oruQ41g%26p\_p\_id%3D3%26p\_p\_lifecycle%3D1%26p \_p\_state%3Dnormal%26p\_p\_state\_rcv%3D1&\_101\_assetEntryId=14701996&\_1 01\_type=content&\_101\_groupId=655804&\_101\_urlTitle=aumento-no-valor-dafatura&inheritRedirect=true. [Acessado: 31-dez-2018].
- [63] Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), "Resolução 414/2010". [Online]. Disponível em: http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2010414.pdf. [Acessado: 31dez-2018].
- [64] Prefeitura de Búzios, "Legislação. Lei complementar nº 22, código tributário".
   [Online]. Disponível em: http://www.buzios.rj.gov.br/legislacao. [Acessado: 31-dez-2018].
- [65] Light, "Composição da tarifa. Alíquota de ICMS, Estado do Rio de Janeiro".
   [Online]. Disponível em: http://www.light.com.br/para-residencias/Sua-Conta/composicao-da-tarifa.aspx. [Acessado: 31-dez-2018].

- [66] Grupo ENEL, "Cidade Inteligente Búzios". [Online]. Disponível em: http://www.cidadeinteligentebuzios.com.br/. [Acessado: 31-dez-2018].
- [67] T. P. Abud, B. S. M. C. Borba, R. S. Maciel, I. de S. Machado, e M. Z. Fortes, "Voltage control analysis of photovoltaic inverters using a real Brazilian distribution network", in 2017 IEEE 8th International Symposium on Power Electronics for Distributed Generation Systems (PEDG), 2017, p. 1–7.
- [68] Grupo ENEL, "Condutor pré-reunido de cobre", 2001. [Online]. Disponível em: https://www.eneldistribuicao.com.br/rj/documentos/D1796\_R-05.pdf. [Acessado: 31-dez-2018].
- [69] WEG, "Transformadores", 2018. [Online]. Disponível em: http://ecatalog.weg.net/TEC\_CAT/tech\_transformadores.asp. [Acessado: 31-dez-2018].
- [70] Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), "Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional (PRODIST) Módulo 7. Cálculo de Perdas na Distribuição". [Online]. Disponível em: http://www.aneel.gov.br/modulo-7. [Acessado: 31-dez-2018].
- [71] A. Bokhari *et al.*, "Experimental Determination of the ZIP Coefficients for Modern Residential, Commercial, and Industrial Loads", *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 29, nº 3, p. 1372–1381, jun. 2014.
- [72] Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), "Unidades Consumidoras com Geração Distribuída por Distribuidora". [Online]. Disponível em: http://www2.aneel.gov.br/scg/gd/GD\_Distribuidora.asp. [Acessado: 31-dez-2018].
- [73] EPRI, "Modeling High-Penetration PV for Distribution Interconnection Studies: Smart Inverter Function Modeling in OpenDSS", Rev. 2. Palo Alto, CA: 2013. 3002002271.
- [74] Paul Denholm, Matthew O'Connell, Gregory Brinkman, e Jennie Jorgenson, "Overgeneration from Solar Energy in California: A Field Guide to the Duck Chart", *National Renewable Energy Laboratory (NREL)*, 2015. [Online]. Disponível em: https://www.nrel.gov/docs/fy16osti/65023.pdf. [Acessado: 31-dez-2018].