

Modelagem e capacidade de hospedagem da rede de distribuição de baixa tensão

Thiago M. Braga*, Hélio Marcos André Antunes, Hugo R. Torquato, Danilo I. Brandão

**Universidade Federal de Minas Gerais, Belo Horizonte,
Brasil (Tel: 31-99191-9028; e-mail: thimbraga82@yahoo.com.br).*

Abstract: *The deployment of DGs, especially micro and mini distributed photovoltaic (PV) power system on large scale in the low-voltage distribution power system is currently a concern for utilities, in terms of Power Quality (PQ) in their grids. This paper proposes a computational tool using MATLAB/Simulink platform capable of estimating the hosting capacity (HC) in low-voltage electrical grid. In other words, the platform estimates the maximum amount of distributed generation that the electrical grid can support without deteriorating the performance of its operation and PQ criteria. To estimate the grid hosting capacity, the computational tool performs iterative simulation and analyses. There are several simulations changing the location of DGs into the grid and increases the DGs power capacity.*

Resumo: A implantação de GDs, em especial a micro e minigeração distribuída, fotovoltaica (FV), em larga escala no sistema de distribuição de baixa tensão é atualmente uma preocupação para as concessionárias de energia, em termos de Qualidade da Energia Elétrica (QEE). Este trabalho propõe uma ferramenta computacional que usa a plataforma MATLAB/Simulink para estimar a capacidade de hospedagem (CH) em redes elétricas de baixa tensão. Ou seja, a plataforma estima a máxima quantidade de geração distribuída que o sistema elétrico pode receber sem deteriorar o seu desempenho de operação e os critérios de QEE. Para estimar a capacidade de hospedagem, a ferramenta computacional realiza uma série de simulações e análises iterativas. São desenvolvidas várias simulações alternando os GDs de posição dentro da rede, e incrementando a capacidade de geração dos GDs.

Keywords: Hosting Capacity, Distributed Generator, Low-voltage distribution grid, power quality.

Palavras-chaves: Capacidade de hospedagem, Gerador distribuído, Rede de distribuição de baixa tensão, serviços auxiliares, qualidade da energia elétrica.

1. INTRODUÇÃO

Ao longo de pouco mais de cento e trinta anos de existência, os Sistemas de Energia Elétrica (SEEs) sofreram relativamente poucas mudanças estruturais (Taranto, 2017). Inicialmente este foi caracterizado por uma rede de distribuição passiva, com fluxo de energia unidirecional devido a geração centralizada. Atualmente enfrenta problemas de gradual esgotamento de recursos, baixa eficiência energética e manutenção com custos elevados. Problemas estes que levaram a modernização do SEE, considerando eletrônica de potência, automação e telecomunicação. A rede de energia elétrica moderna é caracterizada por ser uma rede de distribuição ativa, com fluxo de potência bidirecional, em nível de tensão de distribuição e com uso de fontes de energia renováveis e distribuída. Este tipo de geração de energia é denominado geração distribuída (GD) e as fontes de energia são denominadas recursos energéticos distribuídos (REDs). A sua integração em grande quantidade à rede de distribuição de energia elétrica é um desafio para as concessionárias de energia.

No Brasil, a GD apresenta um crescimento acelerado desde a implantação da Resolução Normativa (RN) 482/2012 pela agência reguladora de energia elétrica – ANEEL e sua atualização a RN687/2015. Definiu-se através delas que, a

unidade consumidora, denominada prossumidor, pode gerar sua própria energia elétrica a partir de fontes renováveis e fornecer o excedente para a rede de energia elétrica por meio de um sistema de compensação, o modelo *Net Metering*. Uma nova etapa normativa no Brasil é concluída por meio da sanção Lei Nº 14.300, jan/22, a qual institui “o marco legal da micro e minigeração distribuída, o Sistema de Compensação de Energia Elétrica e o Programa de Energia Renovável Social; altera as Leis vigentes com o objetivo de estabilização do mercado de GD no país.

Concessionárias, investidores de GD e os consumidores são as principais partes interessadas neste cenário de regulação em evolução do sistema de energia elétrica, porém com interesses antagônicos. De um lado as concessionárias responsáveis por garantir o desempenho operacional do sistema de energia elétrica, além dos critérios de QEE. Ambos os critérios são exigidos pelos Órgãos Reguladores como pré-requisito da prestação de serviços de fornecimento de energia elétrica para os consumidores do mercado cativo. De outro, os investidores de GD estão ávidos pela aprovação de novos projetos, que à primeira vista, iniciaram uma participação ativa no sistema de energia elétrica através da implantação de projetos renováveis e de alta tecnologia, mas que em segundo plano diversificam os investidores do sistema, inicialmente provido apenas pelo Estado. Como terceira parte interessada estão os consumidores, responsáveis

por unidades consumidoras, aflitos pela redução de custos familiares e que tem na energia elétrica um custo importante no orçamento mensal. Estes estão vislumbrando na GD uma oportunidade de investimento que ocasionará uma redução de custo futuro de aquisição de energia elétrica.

Portanto, o conceito de capacidade de hospedagem pode se tornar o principal mediador entre os envolvidos. Este conceito já é abordado normativamente por órgãos internacionais como o NREL e o IEEE. Porém, a CH ainda é um conceito pouco abordado pelo órgão regulatório tampouco pelas concessionárias nacionais na avaliação de projetos de GD para inserção massiva na rede de distribuição de baixa tensão (RDBT).

Diante disso, esse trabalho propõe o desenvolvimento de uma ferramenta computacional em MatLab/Simulink capaz de estimar o CH de redes de distribuição de baixa tensão levando-se em consideração dois critérios: variação da potência dos GDs e permutação da localização deles dentro da RDBT. Esse trabalho se diferencia dos demais, por utilizar o MatLab como plataforma de implementação, possibilitando implementações futuras de serviços ancilares avançados e controle de microrrede.

Este artigo é organizado em cinco seções. A Seção 2 descreve o estado da arte e a Seção 3 apresenta a ferramenta computacional e as figuras de mérito adotadas. Já na Seção 4 são apresentados os resultados de simulação enquanto a Seção 5 conclui o artigo.

2. ESTADO DA ARTE: CAPACIDADE DE HOSPEDAGEM

O conceito de CH foi empregado inicialmente na ciência da computação, na qual é aplicado para definir a capacidade de um servidor *web* para hospedar solicitações de acesso de entrada (Ismael, 2019). Em aplicações de sistemas de energia elétrica, Bollen (2005) introduziu a abordagem de CH em 2005 para especificar os impactos da penetração de REDs em sistemas de energia. A base dessa abordagem era reunir as limitações técnicas impostas por ambos operadores e clientes do sistema. Os autores definiram a CH como a penetração máxima de REDs em que o sistema de energia opera de forma satisfatória. Deuse (2005) descreveu a metodologia apresentada no *European Distributed Energy Project* (EU-DEEP) para avaliar a integração de REDs em sistemas de distribuição europeus por um período de 10 anos (2010-2020). Em Bollen (2011), a CH foi definida como a quantidade máxima de GD, integrada ao sistema de potência, acima da qual o desempenho do sistema se torna inaceitável, conceito até então empregado.

Procopiu (2018) pesquisou o aumento da CH FV (fotovoltaico) em redes de distribuição em Melbourne, Austrália, descrevendo seus desafios e oportunidades. Os desafios estão relacionados com problemas técnicos relativos à alta inserção de GD FV, já que reduzem significativamente a CH nas redes de distribuição. O recurso para mitigar este efeito está dividido em soluções tradicionais e não tradicionais. Para a primeira pode-se citar o reforço na RDMT/RDBT (Rede de Distribuição de Média/Baixa

Tensão) como substituição de transformadores maiores, redimensionamento da RDMT e RDBT, no qual há necessidade de grandes investimentos. Para a segunda aplicase os recursos de controle de potência incorporado ao GD FV através das funções ancilares para absorção de potência reativa e redução de injeção de potência ativa na RDBT. Neste caso não há necessidade de grande investimento e consegue-se obter uma elevação na CH. Como conclusões, Procopiu (2018) cita o desafio das concessionárias para avaliar a crescente inserção de GD FV na rede de distribuição principalmente devido às incertezas da análise em função da localização aleatória na RDBT. Além disso cita a necessidade de modelos e técnicas de simulação computacional como análise de séries temporais e análise estocástica na determinação do impacto dessa inserção massiva na RDBT e RDMT.

Mulega (2020) descreveu que para uma RDBT, a transição de nenhuma energia FV para uma penetração muito alta segue um processo de três etapas. Na primeira fase, com baixa penetração de FV, o consumo local é superior à produção de energia FV, com efeitos mínimos na RDBT. Na segunda etapa, onde a produção local de energia FV começa a exceder o consumo de energia há períodos com injeção de energia líquida no RDMT. É nesta etapa que os efeitos adversos significativos começam a aparecer. No último estágio, com penetração muito alta, a produção FV local é superior à demanda de consumo de energia local. Isso leva a grandes quantidades de injeção de energia na RDBT e RDMT. Este nível, acima do consumo de energia local, exige que os impactos adversos podem se tornar inaceitáveis e, portanto, precisam ser mapeados e quantificados.

Outra referência bibliográfica relevante é a pesquisa realizada no sudeste do Brasil, Freitas (2018), no qual foi avaliado a CH em 50 mil unidades consumidoras (UCs) na RDBT radial, que representava 75% do circuito local de distribuição da concessionária. Utilizou-se um método simplificado de Monte Carlo, devido a característica aleatória de FVs implantados, para simular os parâmetros de QEE da rede de distribuição. Dentre os resultados alcançados pode-se observar uma clara predominância de sobretensão como limite operacional mais restritivo, 61,5%. A sobrecarga dos condutores foi identificada em 27,7% dos sistemas avaliados, já o desequilíbrio de tensão com 9,6% e a subtensão com 1,2%, que em geral, foi identificada em fases sem injeção de potência pela GD quando há alta injeção de potência em uma das outras fases.

O problema de sobretensão decorre da injeção de potência ativa pelas GDs e da eventual inversão do fluxo de potência na rede de distribuição de BT. Normalmente isso ocorre nos casos de elevada geração, elevado nível de radiação solar e grande número de GDs num mesmo circuito de BT, e carga leve, com baixo consumo das residências.

Em Mulega (2020), são abordados três métodos de determinação da CH definidos como determinístico, estocástico e de séries temporal e que são comparados quanto aos parâmetros de entrada, saída e modelagem aplicados, conforme Tabela 1.

Tabela 1. Métodos de determinação de CH

Comparação de métodos de determinação de CH			
Método	Parâmetros de entrada	Parâmetros de Saída	Modelagem
Determinístico	Valores conhecidos, fixos únicos	Valores fixos únicos	Modelos estáticos, consumo de carga, modelo de RDBT e fotovoltaica (nó FV ou PQ).
Estocástico	Várias entradas aleatórias com base na aplicação de função de distribuição de probabilidade (Gaussiana ou não gaussiana)	Várias saídas com base na aplicação da função de distribuição de probabilidade.	Modelo de RDBT (linhas), consumo estático ou modelo estocástico e modelo estocástico de produção FV, localização e tamanhos.
Série Temporal	Vários perfis de insumos baseados no tempo de produção e consumo	Vários perfis de saída baseados em tempo.	Modelo de RDBT (linhas), medições baseadas em modelos, modelos estocásticos baseados em modelos ARMA, ARIMA.

Tanto a precisão quanto o tempo computacional são críticos na determinação da CH. A precisão necessária depende da aplicação e em menor grau dos dados disponíveis. Com dados suficientes disponíveis o tempo computacional torna-se outro critério para seleção do método de determinação da CH. Os métodos estocásticos e de série temporal requerem grande quantidade de simulações, consequentemente tempo computacional prolongado, porém com níveis elevados de precisão, o que não pode ser observado no método determinístico. Este método é rápido em gerar resultados, porém a sua precisão é dependente do modelo e do método empregado na determinação das figuras de mérito.

Freitas (2018) identificou três importantes requisitos ou lacunas da CH ainda não completamente compreendidos:

- 1) CH é geralmente visto como um índice específico do sistema, ou seja, não pode ser aplicado a outros sistemas sem simulações adicionais;
- 2) A sobretensão é considerada um dos principais impactos dos geradores fotovoltaicos. No entanto, as informações existentes são baseadas principalmente em análise de poucos sistemas e faltam estudos de larga escala para apoiar esta consideração.
- 3) O impacto quantitativo do gerador e os parâmetros de circuito não foram devidamente endereçados na análise de CH. Assim como os serviços ancilares.

Essas lacunas 2 e 3 abordadas anteriormente podem ser investigadas de forma mais efetiva através da aplicação da ferramenta proposta deste artigo. Sendo dessa forma um facilitador para análises de CH em outras RDBT e para análise de figuras de mérito de QEE de forma dinâmica.

3. FERRAMENTA COMPUTACIONAL, FIGURAS DE MÉRITO PARA ESTIMAR A CAPACIDADE DE HOSPEDAGEM

3.1 Ferramenta Computacional

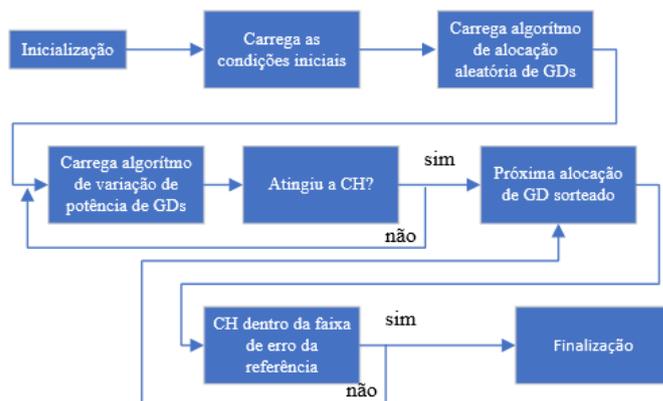


Fig. 1 - Diagrama de blocos da ferramenta computacional.

O desenvolvimento do presente artigo se baseia em uma rede de distribuição de baixa tensão em operação no Brasil localizada no interior de São Paulo com dados previamente levantados, medidos e modelados pelo grupo de pesquisa do Departamento de Sistemas e Energia da Universidade de Campinas, Unicamp, dentro de projeto de concessão da concessionária CPFL, (Freitas, 2018). O sistema estudado apresenta 50.000 sistemas radiais de baixa tensão e 1.836.012 unidades consumidoras em um RDMT atendida em 11,4kV e a RDBT em 0,22kV. Esses sistemas radiais estão compostos por transformadores com potência nominal de: 30kVA (26%); 45kVA (41%); 75kVA (24%); 112,5kVA (5,6%); Outros (3,4%).

Um dos transformadores de 45kVA com 27 unidades consumidoras foi modelado pela equipe de Campinas no *software* OpenDSS e disponibilizados para o desenvolvimento deste artigo. A CH deste sistema radial foi estimada e utilizada para validação da ferramenta proposta.

No Apêndice A, nas Tabelas 3, 4, 5 e 6, são apresentados os parâmetros da rede, transformador, impedância de linha, carga e GDs monofásicos disponíveis por nó da RDBT. A Figura 2 no Apêndice B, apresenta o unifilar da RDBT que será analisado.

A plataforma MatLab/Simulink foi selecionada devido a sua flexibilidade para implementar serviços ancilares avançados, e não presentes no padrão em outros *softwares*. Além disso, destaca-se a possibilidade de implementação de estratégias de microrredes fundamentais para o futuro do sistema elétrico de energia elétrica, as quais também não estão disponíveis em outros *softwares* como: Phyton - OpenDSS, PowerWorld, PSCAD.

O diagrama de blocos ilustrado na Fig. 1, apresenta a ferramenta computacional desenvolvida no MatLab/Simulink. A modelagem dos elementos de rede, em especial, do GD foram baseados em Junior (2022). A Tabela

Tabela 2. Parâmetros para estimar a CH

Tensão de Atendimento	Faixa de Variação da Tensão de Leitura (Volts)
Adequada	$(202 \leq TL \leq 231) / (117 \leq TL \leq 133)$
Precária	$(191 \leq TL < 202 \text{ ou } 231 < TL \leq 233) / (110 \leq TL < 117 \text{ ou } 133 < TL \leq 135)$
Crítica	$(TL < 191 \text{ ou } TL > 233) / (TL < 110 \text{ ou } TL > 135)$

2 detalha os níveis de tensão permitidos para operação adequada da RDBT e que serão utilizados para estimar a CH.

3.2 Figuras de Mérito para Estimar a CH

Assim como em Freitas (2018), no presente artigo foram consideradas as seguintes figuras de mérito: sobretensão, desequilíbrio de tensão e capacidade de corrente dos condutores.

Para pontos de conexão com tensão nominal, V_N , igual ou inferior a 2,3 kV - 220/127, Prodist - Módulo 8 - Qualidade do Fornecimento de Energia, Anexo VIII da RN nº 956, de 7/12/2021, determina a faixa de classificação de níveis de tensão em regime permanente, V_N , que são apresentados na Tabela 2.

Para a faixa precária, a violação acontece por mais de 3% do período monitorado (mais de 3 registros instantâneos de 15 minutos não necessariamente consecutivos em uma simulação de 24 horas). Uma violação também é sinalizada, se houver a tensão na faixa crítica. Conforme requisitos de sobretensão e subtensão definidos anteriormente, $V_{lim1} = 188,6$ [V], $V_{lim2} = 190,4$ [V], definidos respectivamente em (1) e (2), sendo V_{ef} a tensão eficaz medida.

$$V_{lim1} = \frac{V_{ef} \cdot \sqrt{2}}{\sqrt{3}} * 1,05 \quad (1)$$

$$V_{lim2} = \frac{V_{ef} \cdot \sqrt{2}}{\sqrt{3}} * 1,06 \quad (2)$$

- Desequilíbrio de tensão (V_{des}): Deve ser menor que 3%. Uma violação é sinalizada se o desequilíbrio máximo de tensão do circuito excede 3% por mais de 5% do período monitorado (mais de 4 registros instantâneos não necessariamente consecutivos de 15 minutos em uma simulação de 24 horas), definida em (3), no qual V_L^- e V_L^+ são as tensões de sequência negativa e positiva medidas, respectivamente.

$$V_{des} = \frac{V_L^-}{V_L^+} \quad (3)$$

- Capacidade térmica do condutor: A corrente do condutor deve ser inferior ao limite térmico do condutor. Uma violação é sinalizada se a corrente de ramificação máxima do circuito exceder o limite térmico do condutor por mais de 1 hora (mais de 4 registros instantâneos consecutivos de 15 minutos em uma simulação de 24 horas). Para a RDBT estudada os condutores do grupo 1 e 2, tem capacidade térmica de: $G1=95$ [A] e $G2=59$ [A].

4. RESULTADOS DE SIMULAÇÃO

4.1 Resultados Base - RDBT sem GD

Primeiramente a RDBT foi avaliada sem a presença de GDs com o objetivo de identificar uma referência dos parâmetros de QEE, determinados na seção 3.1. As tensões e correntes foram monitoradas em todas as barras, conforme resultados da Tabela 7 a seguir.

Tabela 7. RDBT sem GD

RDBT s/ GD e s/ volt-var	Tensão Medida [V]	Sobretensão $V_{lim} \leq 105\%$	Desequilíbrio $V_{ref} \leq 3\%$	G1: $I/I_N: 59A$	G2: $I/I_N: 95A$
0 Conf.000	179,2	99,8%	0,85%	$I_{max} \leq I_{cond}/I_{max}$ 33,9%	$I_{max} \leq I_{cond}/I_{max}$ 50,5%

4.2 Resultados – RDBT com GD

Neste estudo de caso, foi realizado a inserção de GDs, solar fotovoltaico monofásico em cada barra, com a injeção de potência ativa considerando fator de potência unitário. Para determinação da capacidade de hospedagem foi considerado que 20% dos consumidores (cargas/nós) estão gerando energia através da alocação de GDs. Isso representa a inserção de 6 GDs simultâneos em 27 possíveis, inseridos de forma aleatória. Calculando-se as possíveis combinações obteve-se aproximadamente 2 milhões de possibilidades, demandando uma necessidade computacional inviável e um automatismo avançado para a ferramenta computacional empregada. Como a CH desta RDBT já é conhecida a quantidade de combinações foi determinada por uma faixa de erro máxima de 5% da CH de referência.

O objetivo então foi estimar uma tendência da capacidade de hospedagem da RDBT através dos critérios de variação de potência e posição de GDs do mesmo com 10 configurações aleatórias.

Considerando-se referência de mercados a potência ativa adotada para cada GD foi na faixa de 1,2 kW à 7,2kW, com variações de 0,6kW. Ou seja, neste estudo de caso, cada configuração representa a posição na RDBT de 6 GDs (aproximadamente 20% dos consumidores – carga/nós), definidas de forma aleatória e um incremento de potência de 0,6kW foi realizado até que o CH desta configuração seja atingido. Foram medidos os parâmetros de QEE para comparação com os parâmetros da RDBT sem a GD. A CH foi calculado conforme (4):

$$CH\% = \frac{\sum_1^{NGD} (P_{max} - P_{in})}{P_{trafo}} \quad (4)$$

Em que:

- P_{max} é a potência ativa máxima injetada pelos GDs que causara a violação em alguma das figuras de mérito.
- P_{in} é a potência incrementada nos GDs.
- P_{trafo} é a potência nominal do transformador

O *software* MatLab/Simulink é utilizado para a modelagem / simulação da RDBT e determinação do CH. Sendo assim, o estudo de caso proposto objetiva analisar as figuras de mérito descritas anteriormente na RDBT, para determinação do CH conforme definições a seguir.

Para analisar a sobretensão nas fases A, B, C foi traçada uma referência relacionada ao limite de sobretensão de 5% da tensão da barra, conforme equações (1) e (2). Para analisar o desequilíbrio de tensão foi traçada uma referência relacionada a 3% da razão entre a componente de sequência negativa pela componente de sequência positiva, conforme (3). Para analisar a capacidade térmica do condutor: Menor que limite térmico do condutor. A violação ocorre se $I_{med} > I_{cond}$ em um intervalo maior que 1 hora (3600s).

Tabela 8. Estimativa de CH da RDBT com GDs

RDBT c/ GD e s/ volt-var	CH		Sobretensão	Desequilíbrio	G1: I _{1N} : 59A	G2: I _{1N} : 95A
	kVA	%	V _{lim} ≤ 105%	V _{ref} ≤ 3%	I _{max} ≤ I _{cond} /I _{max}	I _{max} ≤ I _{cond} /I _{max}
CH Conf.001	11,37	25,3%	105,9%	1,13%	27,6%	49,5%
CH Conf.002	13,21	29,3%	105,7%	0,85%	27,5%	44,3%
CH Conf.003	13,42	29,8%	105,3%	0,80%	27,3%	49,1%
CH Conf.004	13,58	30,2%	105,4%	0,84%	27,1%	47,1%
CH Conf.005	15,39	34,2%	105,7%	1,05%	27,1%	38,3%
CH Conf.006	24,67	54,8%	105,3%	1,40%	26,8%	60,7%
CH Conf.007	13,76	30,6%	106,2%	0,81%	28,3%	53,2%
CH Conf.008	13,50	30,0%	106,6%	0,91%	26,9%	50,6%
CH Conf.009	8,95	19,9%	106,0%	0,87%	27,3%	35,0%
CH Conf.010	15,69	34,9%	106,0%	0,85%	27,2%	47,6%
CH Média:	14,35	31,90%	-	-	-	-
CH - DP	4,10	9,11%	-	-	-	-
CH Geral:	10,3	22,79%	-	-	-	-

Analisando-se as figuras de mérito de QEE na Tabela 8 observa-se que a sobretensão é a figura de mérito que impactou na determinação do CH. Obteve-se uma CH de 22,8% para a RDBT utilizada, para um desvio padrão amostral de 9,1%.

5. CONCLUSÕES

O presente trabalho apresentou os principais impactos da implantação de GD na RDBT através do estudo de caso e apresentou os impactos negativos da sua implantação sem planejamento. Nos casos estudados a figura de mérito sobretensão foi violada pela implantação de GD monofásica.

Este trabalho abre um leque de estudos para o desenvolvimento de ferramenta computacional automatizada para estimativa da CH. Além de, sistemas de controle com a implantação da curva volt-var na injeção ou absorção de potência reativa na RDBT de forma centralizada. Isso pode dar suporte aos órgãos reguladores de Energia Elétrica a estimar a CH com seus respectivos índices de QEE respeitados e permitir as concessionárias e os prossumidores serem adequadamente remunerados pelos investimentos realizados para ampliação destes limites de CH da RDBT.

REFERÊNCIAS

Bollen M. H. J., Hager M., (2005) *Power quality: interactions between distributed energy resources, the grid, and other customers and with distributed energy*, Electr. Power Qual. Util. Mag. I (2005) 51-61.

Bollen M., Hassan F., (2011) *Integration of Distributed Generation in the Power System*, Wiley- IEEE Press, Hoboken, USA, 2011, <https://doi.org/10.1002/9781118029039>.

Brandão D. I., H. Guillard Junior, J. A. Pomilio, and H. K. M. Paredes, (2015) "Optimized compensation based on linear programming applied to distributed electronic power processors" *IEEE International Symposium on Industrial Electronics*, Jun. 2015, 373-378.

Deuse J., Benintendi D., *Power system and market integration of DER, the eu-deep approach*, 18th Int. Conf. Electr. Distrib. (2005) 6-9.

Ding F., Mather B., Gotseff P. (2016), *Technologies to Increase PV Hosting Capacity in Distribution Feeders*, IEEE 2016.

Ding F., Nagarajan A., Chakraborty S., and Baggu M., "Photovoltaic Impact Assessment of Smart Inverter Volt-Var Control on Distribution System Conservation Voltage Reduction and Power Quality", NREL, Dec. 2016.

Freitas W., Salles D., Pereira C. O., Meira P. C. M., Torquato R. (2018), *A Comprehensive Assessment of PV Hosting Capacity on Low-Voltage Distribution Systems*, IEEE vol 33, nº 2.

Howlander A. M., S. Sadoyama, L. R. Roose, S. Sepasi, (2018), *Distributed voltage regulation using Volt-Var controls of a smart PV inverter in a smart grid: An experimental study*, Elsevier – *Renewable Energy* 127, pg. 145-157, 2018.

IEEE Std 1547 2018, *IEEE Application Guide for IEEE Std 1547™, IEEE Standard for Interconnecting Distributed Resources with Electric Power Systems*.

Ismael S. M., Abdel Aleem S. E. A., Abdelaziz A. Y., Zobaa A. F. (2019), State-of-the-art of hosting capacity in modern power systems with distributed generation, *Renewable Energy*, Elsevier, Vol. 130, pp 1002-1020.

Junior J. R. S. (2022), *Microrredes Despacháveis de Baixa Tensão: Múltiplos Serviços Ancilares*, Tese de Doutorado, UFMG – PPGEE, Fev. 2022.

Mohammadi P., Mehraeen S. (2017), *Challenges of PV Integration in Low-Voltage Secondary Networks*, *IEEE International Trans. Power Del.*, vol. 32, nº 1.

Mulenga E., Bollen M. H. J., Etherden N. (2020), *A review of hosting capacity quantification methods for photovoltaics in low-voltage distribution grids*, *ELSEVIER, Electrical Power and Energy Systems*, 115.

Procopiou A. T., (2017), *Active Management of PV-Rich Low Voltage Networks*, thesis for the degree of Doctor in the University of Manchester.

Seal B., Ealey B., (2016) *Common Functions for Smart Inverters*, EPRI – Electric Power Research Institute, Dec. 2016.

Souza M. E. M. de, (2014), "Inserção de microgeração distribuída nas redes de baixa tensão: implantação de telhados solares - estudo de caso real", dissertação de mestrado, UFMG, 2014.

Taranto G. N., D. M. Falcão, L. O. Rêgo, E. M. M. D. Casseres, (2017), Impactos da Difusão da Micro e da Minigeração no Planejamento, na Operação e na Manutenção do Sistema de Distribuição, GESEL – Grupo de Estudos do Setor Elétrico UFRJ, Rio de Janeiro, maio de 2017.

Apêndice A. PARÂMETROS DA RDBT

No Apêndice A são apresentados os parâmetros da RDBT, sendo na Tabela 3 os dados do transformador de potência com 45kVA, na Tabela 4 apresenta os valores da carga em potência ativa, com FP de 0,85 e respectivas curvas de carga. A Tabela 5 os parâmetros de linha, resistência em Ω e indutância em H. Na figura 6 são indicados os GDs monofásicos modelados através de controle em malha aberta.

Tabela 3. Parâmetros do transformador

Parâmetros do Transformador:	
S=45kVA;	$R_m=227,27p.u.$; $L_m=32,59p.u.$
$V_H=11,9kV$;	$V_L=0,22kV$
$R_H=0,0078 p.u.$;	$R_L=0,0078p.u.$
$L_H=0,0082 p.u.$;	$L_L=0,0082 p.u.$

Tabela 4. Parâmetros da carga

Carga	Barra	ϕ	Tensão [kV]	P [kW]	PF	Curva de Carga
c01	bus_A_030.1.4	1	0,127	0,21725	0,85	media 9100-2
c02	bus_A_025.2.4	1	0,127	0,24433	0,85	media 9100-2
c03	bus_A_031.3.4	1	0,127	0,26123	0,85	media 9100-2
c04	bus_A_032.3.4	1	0,127	0,32350	0,85	media 9100-3
c05	bus_A_033.1.4	1	0,127	0,17951	0,85	media 9100-2
c06	bus_A_029.3.4	1	0,127	0,13310	0,85	media 9100-1
c07	bus_A_015.1.4	1	0,127	0,16516	0,85	media 9100-2
c08	bus_A_038.2.4	1	0,127	0,11551	0,85	media 9100-1
c09	bus_A_037.3.4	1	0,127	0,23287	0,85	media 9100-2
c10	bus_A_028.1.4	1	0,127	0,26111	0,85	media 9100-2
c11	bus_A_026.2.4	1	0,127	0,08160	0,85	media 9100-1
c12	bus_A_027.3.4	1	0,127	0,05590	0,85	media 9100-1
c13	bus_A_035.1.4	1	0,127	0,23380	0,85	media 9100-2
c14	bus_A_018.1.4	1	0,127	0,21748	0,85	media 9100-2
c15	bus_A_019.2.4	1	0,127	0,14549	0,85	media 9100-2
c16	bus_A_039.1.4	1	0,127	0,27407	0,85	media 9100-2
c17	bus_A_016.2.3.4	2	0,220	0,13090	0,85	media 9100-1
c18	bus_A_024.3.4	1	0,127	0,30845	0,85	media 9100-3
c19	bus_A_017.1.2.3.4	3	0,220	2,59282	0,85	media 5221-0
c20	bus_A_034.1.3.4	2	0,220	0,32396	0,85	media 9100-3
c21	bus_A_020.1.2.3.4	3	0,220	0,16667	0,85	media 5769-0
c22	bus_A_022.2.4	1	0,127	0,08090	0,85	media 9100-1
c23	bus_A_026.1.4	1	0,127	0,02141	0,85	media 5322-0
c24	bus_A_019.3.4	1	0,127	0,00100	0,85	media 9100-1
c25	bus_A_024.2.4	1	0,127	0,21725	0,85	media 9100-2
c26	bus_A_021.1.3.4	2	0,220	0,37095	0,85	media 9100-3
c27	bus_A_023.2.3.4	2	0,220	0,00100	0,85	media 9100-1

Tabela 5. Parâmetros de linha

Linha	Origem	Destino	$R_{linha} [\Omega]$	$L_{linha} [H]$	Grupo
abcn_I01-sec	bus_xfmr_sec_A.1.2.3.4	bus_A_001.1.2.3.4	0,01380	3,7983E-05	G2
cn_I02-ramal	bus_xfmr_sec_A.3.4	bus_A_013.3.4	0,00294	1,4492E-05	G1
abcn_I03-sec	bus_xfmr_sec_A.1.2.3.4	bus_A_006.1.2.3.4	0,02817	7,7533E-05	G2
abcn_I04-sec	bus_A_001.1.2.3.4	bus_A_014.1.2.3.4	0,01642	4,5209E-05	G2
abcn_I05-sec	bus_A_001.1.2.3.4	bus_A_002.1.2.3.4	0,01336	3,6780E-05	G2
abcn_I06-sec	bus_A_001.1.2.3.4	bus_A_003.1.2.3.4	0,01782	4,9060E-05	G2
an_I07-ramal	bus_A_002.1.4	bus_A_015.1.4	0,00872	1,1597E-05	G3
bcn_I08-ramal	bus_A_002.2.3.4	bus_A_016.2.3.4	0,01275	1,6960E-05	G3
abcn_I09-sec	bus_A_002.1.2.3.4	bus_A_004.1.2.3.4	0,03460	9,5247E-05	G2
abcn_I10-sec	bus_A_003.1.2.3.4	bus_A_005.1.2.3.4	0,02294	6,3161E-05	G2
abcn_I11-ramal	bus_A_003.1.2.3.4	bus_A_017.1.2.3.4	0,01056	1,4050E-05	G3
an_I12-ramal	bus_A_004.1.4	bus_A_018.1.4	0,01307	1,7385E-05	G3
bcn_I13-ramal	bus_A_004.2.3.4	bus_A_019.2.3.4	0,01326	1,7633E-05	G3
abcn_I14-ramal	bus_A_005.1.2.3.4	bus_A_020.1.2.3.4	0,00983	1,3073E-05	G3
acn_I15-ramal	bus_A_005.1.3.4	bus_A_021.1.3.4	0,01321	1,7573E-05	G3
bn_I16-ramal	bus_A_006.2.4	bus_A_022.2.4	0,00985	1,3099E-05	G3
abcn_I17-sec	bus_A_006.1.2.3.4	bus_A_007.1.2.3.4	0,01773	4,8807E-05	G2
bcn_I18-ramal	bus_A_006.2.3.4	bus_A_023.2.3.4	0,01599	2,1267E-05	G3
abcn_I19-sec	bus_A_007.1.2.3.4	bus_A_008.1.2.3.4	0,02539	6,9895E-05	G2
abcn_I20-sec	bus_A_007.1.2.3.4	bus_A_009.1.2.3.4	0,01150	3,1659E-05	G2
abcn_I21-sec	bus_A_007.1.2.3.4	bus_A_010.1.2.3.4	0,01207	3,3230E-05	G2
bcn_I22-ramal	bus_A_008.2.3.4	bus_A_024.2.3.4	0,00983	1,3073E-05	G3
abcn_I23-sec	bus_A_008.1.2.3.4	bus_A_011.1.2.3.4	0,03369	9,2728E-05	G2
bn_I24-ramal	bus_A_008.2.4	bus_A_025.2.4	0,00985	1,3099E-05	G3
abn_I25-ramal	bus_A_009.1.2.4	bus_A_026.1.2.4	0,01027	1,3657E-05	G3
cn_I26-ramal	bus_A_009.3.4	bus_A_027.3.4	0,01027	1,3657E-05	G3
abcn_I27-sec	bus_A_009.1.2.3.4	bus_A_012.1.2.3.4	0,03367	9,2682E-05	G2
an_I28-ramal	bus_A_009.1.4	bus_A_028.1.4	0,01028	1,3667E-05	G3
cn_I29-ramal	bus_A_009.3.4	bus_A_029.3.4	0,01028	1,3675E-05	G3
an_I30-ramal	bus_A_010.1.4	bus_A_030.1.4	0,00985	1,3099E-05	G3
cn_I31-ramal	bus_A_011.3.4	bus_A_031.3.4	0,02317	3,0822E-05	G3
cn_I32-ramal	bus_A_011.3.4	bus_A_032.3.4	0,02122	2,8219E-05	G3
an_I33-ramal	bus_A_011.1.4	bus_A_033.1.4	0,01480	1,9678E-05	G3
acn_I34-ramal	bus_A_011.1.3.4	bus_A_034.1.3.4	0,01320	1,7549E-05	G3
an_I35-ramal	bus_A_012.1.4	bus_A_035.1.4	0,02021	2,6874E-05	G3
bn_I36-ramal	bus_A_012.2.4	bus_A_036.2.4	0,01973	2,6235E-05	G3
cn_I37-ramal	bus_A_012.3.4	bus_A_037.3.4	0,02163	2,8767E-05	G3
bn_I38-ramal	bus_A_012.2.4	bus_A_038.2.4	0,01029	1,3683E-05	G3
an_I39-ramal	bus_A_012.1.4	bus_A_039.1.4	0,01883	2,5042E-05	G3

Tabela 6. GDs

GD	Nome GD	Barra	GD	Nome GD	Barra
1	GD07 a 015	bus_33998182_015.1.4	12	GD18 c 024	bus_33998182_024.3.4
2	GD17 b 016	bus_33998182_016.2.4	13	GD02 b 025	bus_33998182_025.2.4
	GD17 c 016	bus_33998182_016.3.4	14	GD23 a 026	bus_33998182_026.1.4
3	GD19 a 017	bus_33998182_017.1.4	15	GD11 b 026	bus_33998182_026.2.4
	GD19 b 017	bus_33998182_017.2.4	16	GD12 c 027	bus_33998182_027.3.4
4	GD19 c 017	bus_33998182_017.3.4	17	GD10 a 028	bus_33998182_028.1.4
	GD14 a 018	bus_33998182_018.1.4	18	GD06 c 029	bus_33998182_029.3.4
5	GD15 b 019	bus_33998182_019.2.4	19	GD01 a 030	bus_33998182_030.1.4
6	GD24 c 019	bus_33998182_019.3.4	20	GD03 c 031	bus_33998182_031.3.4
7	GD21 a 020	bus_33998182_020.1.4	21	GD04 c 032	bus_33998182_032.3.4
	GD21 b 020	bus_33998182_020.2.4	22	GD05 a 033	bus_33998182_033.1.4
	GD21 c 020	bus_33998182_020.3.4	23	GD20 a 034	bus_33998182_034.1.4
8	GD26 a 021	bus_33998182_021.1.4	24	GD20 c 034	bus_33998182_034.3.4
	GD26 c 021	bus_33998182_021.3.4	25	GD13 a 035	bus_33998182_035.1.4
9	GD22 b 022	bus_33998182_022.2.4	26	GD09 c 037	bus_33998182_037.3.4
10	GD27 b 023	bus_33998182_023.2.4	27	GD08 b 038	bus_33998182_038.2.4
	GD27 c 023	bus_33998182_023.3.4	27	GD16 a 039	bus_33998182_039.1.4
11	GD25 b 024	bus_33998182_024.2.4			

Apêndice B. DIAGRAMA UNIFILAR RDBT COM FV'S

No Apêndice B, Fig. 3, é apresentado o diagrama unifilar da RDBT.

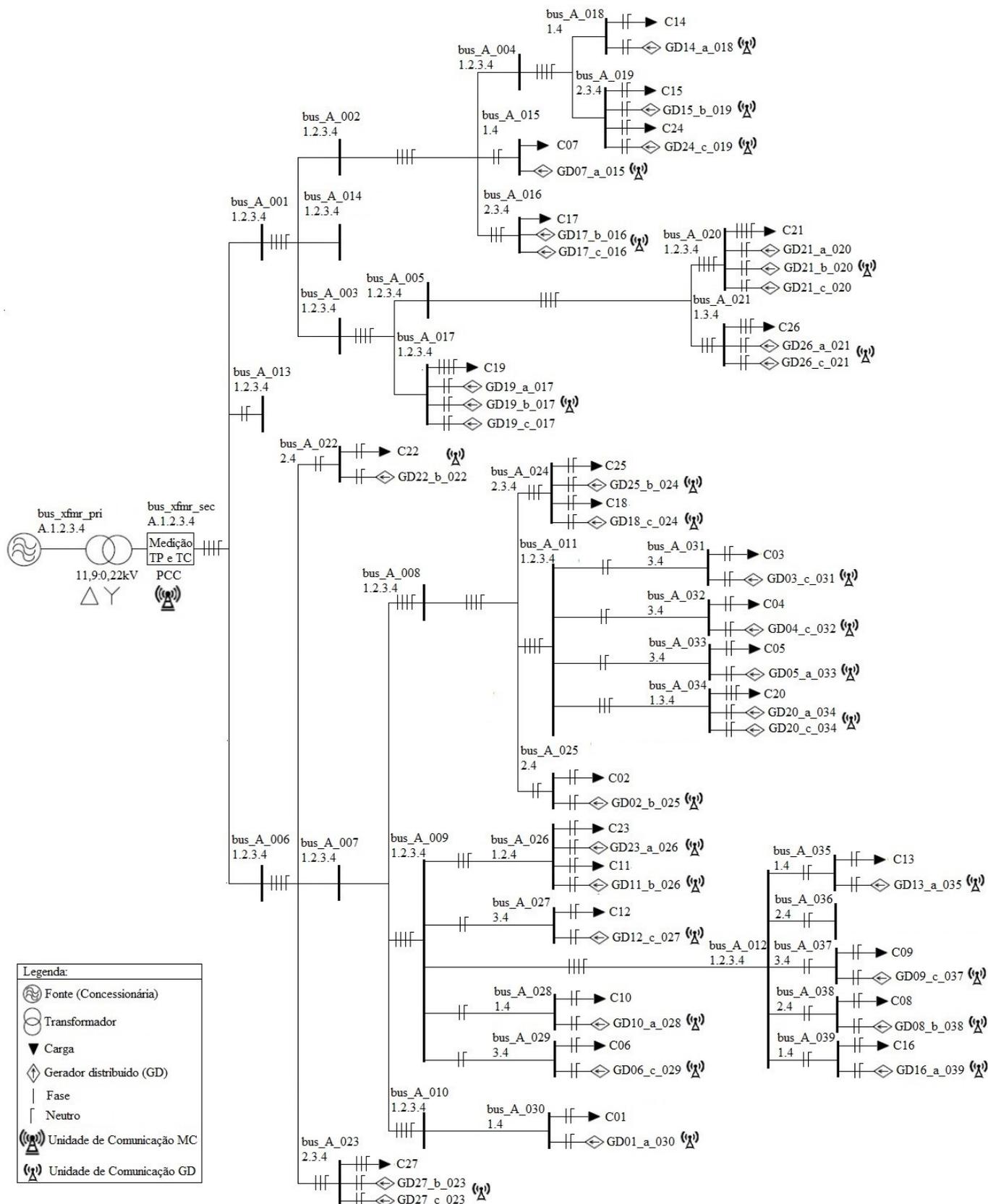


Fig. 3: Diagrama Unifilar da RDBT com GD fotovoltaica monofásica em todos os ramos.