

Modelagem e capacidade de hospedagem da rede de distribuição de baixa tensão: função volt-var

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 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. It runs several simulations changing the location of DGs into the grid and increases the DGs power capacity. Furthermore, it is also quantified the improvement in term of hosting capacity considering the DGs using ancillary service, like volt-var.*

Resumo: A implantação de GDs, em especial a micro e minigeração distribuída, fotovoltaica (PV), 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 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. Ela executa várias simulações alternando os GDs de posição dentro da rede, e incrementando a capacidade de geração dos GDs. Além disso, o trabalho ainda quantifica a melhoria em termos de capacidade de hospedagem considerando que os GDs estão configurados com serviços ancilares como a função volt-var.

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

Palavras-chaves: Capacidade de hospedagem, Gerador distribuído, Rede de distribuição de baixa tensão, serviços ancilares, 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. Inicialmente este foi caracterizado por uma rede de distribuição passiva, com fluxo de energia unidirecional. 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. 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.

Um dos principais enfoques da GD é a possibilidade de uma maior diversificação da tecnologia empregada, o que leva ao uso mais racional das fontes de produção de energia elétrica. Isso promove um melhor aproveitamento da sazonalidade à qual alguns tipos de geração estão submetidos, conferindo uma melhor complementação à geração de energia elétrica de base. Além disso, a GD também é vantajosa frente à geração centralizada, no que diz respeito à economia em investimentos na transmissão e distribuição de energia e à redução das perdas elétricas.

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 e investidores de GD 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 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. Portanto, o conceito de capacidade de hospedagem (CH) pode se tornar o principal mediador entre os envolvidos. Porém, o CH ainda é um conceito não abordado pelos órgãos regulatórios tampouco pelas concessionárias na avaliação de projetos de GD para inserção na RDBT. No entanto o conceito de CH está sendo objeto de diversas pesquisas.

Diante disso, esse trabalho propõe o desenvolvimento de uma ferramenta computacional em MatLab/Simulink capaz de estimar o HC 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 rede de distribuição de baixa tensão (RDBT). Além disso, avalia quantitativamente o incremento em termos de HC devido a inclusão de serviços ancilares, como a função volt-var, nos GDs.

A sequência desse artigo é organizada como: Seção 2 descreve o estado da arte, Seção 3 apresenta as figuras de mérito e descreve a função volt-var. Seção 4 apresenta os resultados de simulação enquanto a Seção 5 conclui o artigo.

2. ESTADO DA ARTE: CAPACIDADE DE HOSPEDAGEM

A 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. Em aplicações de sistemas de energia elétrica, o prof. M.H.J. Bollen (2005, a) introduziu a abordagem de HC em 2005 para especificar os impactos da penetração de RED 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. J. 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 M.H.J. Bollen (2011, b), 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.

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 método simplificado de Monte Carlo, devido a característica aleatória de PVs 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.

Esse problema 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 HC			
Método	Parâmetros de entrada	Parâmetros de saída	Modelagem
Determinístico	Valores conhecidos, fixos únicos	Valores fixos únicos	Modelos estáticos, consumo de carga, modelo RDBT e fotovoltaica (nó PV 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 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 *capacidade de hospedagem*. Assim como os serviços ancilares.

Essas lacunas podem ser investigadas de forma mais efetiva por meio da aplicação da ferramenta proposta neste trabalho. Sendo dessa forma um facilitador para análises de CH em outras RDBT de qualquer dimensão e para análise de figuras de mérito de QEE de forma dinâmica. A plataforma Matlab/Simulink foi selecionada pela flexibilidade disponível para implementação de serviços ancilares além de inúmeras estratégias de microrredes fundamentais para o futuro do sistema elétrico de energia elétrica.

3. FIGURAS DE MÉRITO PARA ESTIMAR A CAPACIDADE DE HOSPEDAGEM E SERVIÇOS ANCILARES

3.1 FIGURAS DE MÉRITO PARA ESTIMAR A CAPACIDADE DE HOSPEDAGEM

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.

Pontos de conexão em 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 que são apresentados a seguir:

- Sobretensão e subtensão:

- Faixa adequada: $0,92 \leq V_M \leq 1,05$;
- Faixa precária:
 - Subtensão: $0,87 \leq V_M < 0,92$;

○ Sobretensão: $1,05 < V_M \leq 1,06$;

• Faixa crítica:

- Subtensão: $V_M < 0,87$;
- Sobretensão: $V_M > 1,06$;

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).

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

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

- Desequilíbrio de tensão: 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).

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

- 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), conforme grupos:

- Capacidade térmica dos condutores do G1: 157 [A];
- Capacidade térmica dos condutores do G2: 95 [A];
- Capacidade térmica dos condutores do G3: 59 [A];

3.2 SERVIÇOS ANCILARES – VOLT-VAR

Visando mitigar a principal violação nas figuras de mérito apresentadas em 3.1, será então aplicado serviços ancilares definidos pela INEE (Brasil - 2006) como aqueles que complementam os serviços principais que, na segmentação brasileira, são caracterizados pela geração, transmissão, distribuição e comercialização. A aplicação de serviços ancilares em PV está diretamente relacionada com o inversor empregado.

Os inversores PVs atualmente disponíveis comercialmente são considerados inteligentes pois não se limitam a apenas converter potência CC em CA. Possuem também funções de controle de potência capazes de limitar a potência ativa e de injetar ou absorver potência reativa à RDBT ao qual estão conectados. Além disso, eles são equipados com inúmeras interfaces de comunicação bidirecionais, permitindo que sejam controlados remotamente.

Conforme, Procopiou (2017), embora os padrões na Europa, tenham permitido compensação de potência reativa de geradores distribuídos de pequena escala, para gerenciar a tensão, os inversores PV ainda são operados apenas para

converter energia CC em CA, assim, seu potencial real ainda é inexplorado.

Consequentemente, os inversores PV podem realizar o gerenciamento ativo, através do suporte à frequência, tensão e proteção, da RDBT. Embora uma função de controle do fator de potência, $\cos \varphi$ (P), também esteja incorporada em sistemas fotovoltaicos modernos, em escala residencial, (Procopio 2017). Diferente do fator de potência constante unificado, o controle através da função volt-var pode ajustar automaticamente a saída de potência reativa dos inversores fotovoltaicos com base na tensão medida da RDBT (Ding, 2016).

Dentre os possíveis serviços ancilares de suporte à tensão a função de controle volt-var será aplicada para análise da rede pesquisada com o objetivo de estimar o HC dessa rede com gerenciamento ativo.

Cabe salientar que, o inversor inteligente PV irá regular a tensão nos seus terminais a partir da injeção ou absorção de potência reativa na rede através a função “volt-var, que tenta manter a tensão no terminal do PV dentro dos limites de tensão predefinidos. Essencialmente, permite que cada PV individual forneça uma resposta de Q única de acordo com:

- 1) a tensão no ponto de conexão (os terminais do sistema fotovoltaico);
- 2) a capacidade de potência reativa disponível do inversor naquele ponto;

A curva “volt-var” mostrada na Figura 1 define como a potência reativa é injetada / absorvida através de respostas à tensão no terminal do inversor.

Cinco regiões são definidas usando quatro pontos de ajuste de tensão (V_1 , V_2 , V_3 e V_4). As regiões 1 e 2 são a potência reativa ou as regiões de geração V_{ar} conhecidas como regiões capacitivas de V_{ar} . A região 1 é a região de geração V_{ar} constante e a região 2 é a região de geração V_{ar} variável. A região de geração V_{ar} zero está na Região 3. A potência reativa indutiva é ilustrada nas regiões 4 e 5. A região 4 mostra a região de absorção V_{ar} variável e a região 5 ilustra a região de absorção V_{ar} constante.

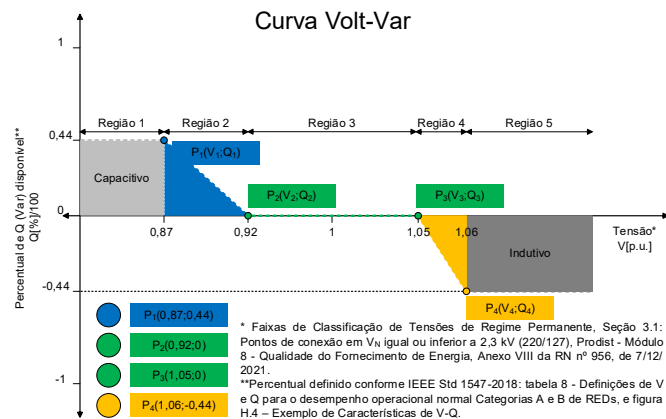


Figura 1 - Curva vol-var.

A IEEE 1547-2018 define o requisito normal de operação quando a tensão está entre 0,88 e 1,1 vezes a tensão nominal (V_N). Durante a condição de operação anormal o RED deve fornecer potência reativa (44% de Q_N), dentro de seus limites operacionais, além disso, deve retornar ao modo de operação normal assim que a tensão da rede retornar aos limites citados anteriormente.

4. RESULTADOS DE SIMULAÇÃO

Para o estudo de caso será adotada uma rede de distribuição real localizada no interior de São Paulo e seus respectivos parâmetros. No Apêndice A, nas Tabelas 2, 3, 4 e 5, são apresentados os parâmetros da rede, respectivamente, 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.

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 6 a seguir.

Tabela 6 - RDBT sem GD.

RDBT COM GD	Hosting Capacity	Sobretensão	Desequilíbrio	G1: I/I_N : 59A	G2: I/I_N : 95A	G3: I/I_N : 157A
	kW	%	$V_{lim} \leq 105\%$	$V_{rel} \leq 3\%$	$I_{max} \leq I_{cond}/I_{max}$	$I_{max} \leq I_{cond}/I_{max}$
0 Conf.000	-	-	99,8%	0,85%	33,9%	50,5%

4.2 RESULTADOS – RDBT COM GD

Neste estudo de caso, foi realizado a inserção de GDs, solar fotovoltaico monofásico em cada ramo e fase, 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 9 GDs simultâneos em 43 possíveis, inseridos de forma aleatória. Calculando-se as possíveis combinações obteve-se aproximadamente 563 milhões de possibilidades, demandando uma necessidade computacional inviável e um automatismo avançado para a ferramenta computacional empregada.

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 15 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 9 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.

O software Matlab/Simulink é utilizado para a modelagem /

Tabela 7 - Estimativa de CH da RDBT com GDs e sem volt-var.

RDBT COM GD	Hosting Capacity		Sobretensão	Desequilíbrio	G1: I/I _N : 59A	G2: I/I _N : 95A	G3: I/I _N : 157A
	kW	%	V _{lim} ≤ 105%	V _{ref} ≤ 3%	I _{max} ≤ I _{cond} /I _{max}	I _{max} ≤ I _{cond} /I _{max}	I _{max} ≤ I _{cond} /I _{max}
HC Conf.001	12,9	28,6%	105,4%	2,12%	93,9%	135,8%	
HC Conf.002	9,4	20,8%	104,4%	2,17%	69,0%	134,2%	40,6%
HC Conf.003	14,0	31,2%	105,2%	2,49%	103,6%	103,6%	60,2%
HC Conf.004	11,7	26,0%	103,9%	1,66%	86,8%	117,5%	71,1%
HC Conf.005	10,5	23,4%	105,5%	2,10%	73,4%	96,8%	58,8%
HC Conf.006	8,2	18,2%	104,8%	2,24%	68,3%	114,2%	69,1%
HC Conf.007	8,2	18,2%	105,7%	2,95%	61,0%	121,1%	30,6%
HC Conf.008	11,7	26,0%	105,3%	1,62%	78,6%	113,1%	68,2%
HC Conf.009	15,2	33,8%	104,5%	1,84%	117,6%	122,2%	72,5%
HC Conf.010	11,7	26,0%	105,8%	1,96%	91,9%	112,6%	68,3%
HC Conf.011	11,7	26,0%	105,0%	2,00%	83,4%	119,2%	72,1%
HC Conf.012	11,7	26,0%	103,9%	1,56%	88,1%	117,8%	47,0%
HC Conf.013	11,7	26,0%	104,7%	1,75%	80,8%	125,1%	40,0%
HC Conf.014	11,7	26,0%	105,7%	1,92%	80,2%	126,6%	49,1%
HC Conf.015	11,7	26,0%	104,9%	2,09%	81,9%	112,0%	30,7%
HC Geral 1:	11,6	25,0%	-	-	-	-	-

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), (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 equação (8). Para analisar a capacidade térmica do condutor: Menor que limite térmico do condutor. Violação ocorre se $I_{med} > I_{cond}$ em um intervalo maior que 1 hora (3600s).

Analisando-se as figuras de mérito de QEE na Tabela 7 observa-se que a figura de mérito sobretensão e a capacidade de condução de corrente dos condutores do grupo 2 são as que mais impactaram na determinação do CH. Conclui-se que há uma limitação da RDBT relacionada à capacidade de condução de corrente dos condutores do grupo G2, responsáveis por 60% dos CH identificada. Considerando-se os casos de CH por sobretensão foi proposto a aplicação do serviço ancilar através configuração do GD para modo de operação com função volt-var.

4.3 RESULTADOS – RDBT COM GD E VOLT-VAR

A partir de então foi proposta a aplicação de serviços ancilares com a finalidade de aumentar a CH da RDBT e consequentemente aumentar a potência de GD inserido nesta. Para a RDBT citada a figura de mérito que percentualmente

Tabela 8 - Estimativa de CH da RDBT com GDs e volt-var.

RDBT COM GD e volt-var	Hosting Capacity		Sobretensão	Desequilíbrio	G1: I/I _N : 59A	G2: I/I _N : 95A	G3: I/I _N : 157A
	kW	%	V _{lim} ≤ 105%	V _{ref} ≤ 3%	I _{max} ≤ I _{cond} /I _{max}	I _{max} ≤ I _{cond} /I _{max}	I _{max} ≤ I _{cond} /I _{max}
HC Conf.001	12,9	28,6%	104,6%	1,79%	92,4%	128,6%	77,8%
HC Conf.002	9,4	20,8%	104,2%	2,13%	68,6%	123,1%	33,2%
HC Conf.003	16,4	36,4%	105,2%	3,06%	115,8%	108,4%	65,6%
HC Conf.004	11,7	26,0%	104,0%	1,55%	85,3%	122,0%	73,8%
HC Conf.005	11,7	26,0%	106,3%	2,68%	86,8%	128,8%	73,8%
HC Conf.006	9,4	20,8%	106,0%	2,72%	74,7%	137,8%	73,8%
HC Conf.007	8,2	18,2%	105,4%	2,93%	60,2%	120,4%	30,8%
HC Conf.008	11,7	26,0%	105,8%	2,28%	79,7%	120,6%	73,0%
HC Conf.009	16,4	36,4%	105,0%	1,9%	128,0%	128,3%	74,5%
HC Conf.010	12,9	28,6%	105,8%	3,0%	94,9%	103,3%	62,5%
HC Conf.011	12,9	28,6%	105,7%	2,4%	91,2%	127,6%	77,2%
HC Conf.012	12,9	28,6%	103,9%	1,49%	93,6%	117,5%	44,9%
HC Conf.013	11,7	26,0%	104,9%	1,71%	84,7%	124,9%	40,6%
HC Conf.014	12,9	28,6%	105,8%	2,00%	93,2%	137,9%	58,6%
HC Conf.015	11,7	26,0%	104,9%	2,23%	82,7%	120,8%	30,6%
HC Geral 2:	12,1	26,9%					

Tabela 9 – Relação de GDs selecionados para cada configuração na estimativa da CH.

Config.	UFV-1	UFV-2	UFV-3	UFV-4	UFV-5	UFV-6	UFV-7	UFV-8	UFV-9
1	Kint A 03	Kint A 09	Kint A 14	Kint A 16	Kint A 17c	Kint A 21c	Kint A 27b	Kint A 29c	Kint A 31
2	Kint A 19a	Kint A 21c	Kint A 22	Kint A 27b	Kint A 28	Kint A 29c	Kint A 30c	Kint A 31	Kint A 32
3	Kint A 03	Kint A 10	Kint A 15	Kint A 20a	Kint A 24	Kint A 26a	Kint A 27c	Kint A 28	Kint A 29c
4	Kint A 05	Kint A 06	Kint A 14	Kint A 16	Kint A 17c	Kint A 24	Kint A 25	Kint A 26c	Kint A 29b
5	Kint A 03	Kint A 07	Kint A 12	Kint A 13	Kint A 17c	Kint A 19b	Kint A 20c	Kint A 22	Kint A 25
6	Kint A 06	Kint A 09	Kint A 12	Kint A 14	Kint A 26c	Kint A 27b	Kint A 30b	Kint A 30c	Kint A 31
7	Kint A 02	Kint A 17b	Kint A 21a	Kint A 21b	Kint A 27c	Kint A 29b	Kint A 30b	Kint A 31	Kint A 32
8	Kint A 03	Kint A 05	Kint A 06	Kint A 08	Kint A 16	Kint A 17c	Kint A 18	Kint A 21a	Kint A 30b
9	Kint A 19b	Kint A 20a	Kint A 21c	Kint A 26c	Kint A 27b	Kint A 27c	Kint A 28	Kint A 29a	Kint A 30b
10	Kint A 01	Kint A 02	Kint A 04	Kint A 17c	Kint A 19a	Kint A 20a	Kint A 20c	Kint A 21b	Kint A 21c
11	Kint A 04	Kint A 08	Kint A 10	Kint A 12	Kint A 15	Kint A 16	Kint A 19a	Kint A 21c	Kint A 30c
12	Kint A 05	Kint A 07	Kint A 18	Kint A 19c	Kint A 21a	Kint A 25	Kint A 26c	Kint A 28	Kint A 29a
13	Kint A 06	Kint A 08	Kint A 13	Kint A 16	Kint A 19b	Kint A 27b	Kint A 27c	Kint A 29c	Kint A 31
14	Kint A 06	Kint A 15	Kint A 16	Kint A 18	Kint A 21c	Kint A 22	Kint A 23	Kint A 25	Kint A 31
15	Kint A 01	Kint A 05	Kint A 10	Kint A 15	Kint A 21b	Kint A 25	Kint A 27c	Kint A 28	Kint A 32

teve maior participação na determinação da CH foram as relacionas com a tensão e dentre elas o desequilíbrio de tensão teve maior incidência.

Foram realizadas mais 15 simulações com as mesmas configurações realizadas no caso da RDBT com GD e sem volt-var e obtidos os seguintes resultados para CH, conforme Tabela 9.

Comparando-se a tabela 7 e 8 pode-se observar uma tendência de aumento da CH com a inserção de serviço ancilar. Porém este aumento ficou limitado pelos casos em que a capacidade de condução de corrente dos condutores do grupo 2 foi excedido. Para tanto, conclui-se que há necessidade de investimento da concessionária para maior

6. CONCLUSÕES

O presente trabalho objetivou apresentar os principais impactos da implantação de GD na RDBT através do estudo de caso e apresentar os impactos negativos da sua implantação sem planejamento. Nos casos estudados os índices de sobretensão e capacidade de condução de corrente dos condutores foram violados pela implantação de GD monofásica. Porém, pode-se verificar na Tabela 8, que a absorção/injeção de potência reativa pela GD, através da implantação do serviço ancilar baseada na função volt-var, pode proporcionar uma tendência de maior CH à RDBT mantendo-se os índices de qualidade de energia dentro dos limites exigidos.

Este trabalho abre um leque de estudos para o desenvolvimento de ferramenta computacional automatizada para estimativa da CH e de sistemas de controle com a implantação da curva volt-var na injeção ou absorção de potência reativa na RDBT de forma centralizada que permitam aos órgãos reguladores de Energia Elétrica definam a CH com seus respectivos índices de QEE respeitados e permitam 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.

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.

No Apêndice A são apresentados os parâmetros da RDBT, sendo na Tabela 2 os dados do transformador de potência com 45kVA, na Tabela 3 os parâmetros de linha, resistência em Ω e indutância em H. A Tabela 4 apresenta os valores da carga em potência ativa, com FP de 0,85 e respectivas curvas de carga. Na figura 5 são indicados os GDs monofásicos modelados através de controle em malha aberta.

Tabela 2: 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 3: Parâmetros de linha.

Linha	Origem	Destino	$R_{linha} [\Omega]$	$L_{linha} [H]$	Grupo
aben_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
aben_I03-sec	bus_xfmr_sec_A.1.2.3.4	bus_A_006.1.2.3.4	0,02817	7,7533E-05	G2
aben_I04-sec	bus_A_001.1.2.3.4	bus_A_014.1.2.3.4	0,01642	4,5209E-05	G2
aben_I05-sec	bus_A_001.1.2.3.4	bus_A_002.1.2.3.4	0,01336	3,6780E-05	G2
aben_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
aben_I09-sec	bus_A_002.1.2.3.4	bus_A_004.1.2.3.4	0,03460	9,5247E-05	G2
aben_I10-sec	bus_A_003.1.2.3.4	bus_A_005.1.2.3.4	0,02294	6,3161E-05	G2
aben_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
aben_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
aben_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
aben_I19-sec	bus_A_007.1.2.3.4	bus_A_008.1.2.3.4	0,02539	6,9895E-05	G2
aben_I20-sec	bus_A_007.1.2.3.4	bus_A_009.1.2.3.4	0,01150	3,1659E-05	G2
aben_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
aben_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
aben_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 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: GDs.

GD	Nome GD	Barra	GD	Nome GD	Barra
1	GD28_c_013	bus_A_013.3.4	23	GD30_c_010	bus_A_010.3.4
2	GD29_a_014	bus_A_014.1.4	24	GD25_b_024	bus_A_024.2.4
3	GD29_b_014	bus_A_014.2.4	25	GD18_c_024	bus_A_024.3.4
4	GD29_c_014	bus_A_014.3.4	26	GD31_b_011	bus_A_011.2.4
5	GD07_a_015	bus_A_015.1.4	27	GD02_b_025	bus_A_025.2.4
6	GD17_b_016	bus_A_016.2.4	28	GD23_a_026	bus_A_026.1.4
7	GD17_c_016	bus_A_016.3.4	29	GD11_b_026	bus_A_026.2.4
8	GD19_a_017	bus_A_017.1.4	30	GD12_c_027	bus_A_027.3.4
9	GD19_b_017	bus_A_017.2.4	31	GD10_a_028	bus_A_028.1.4
10	GD19_c_017	bus_A_017.3.4	32	GD06_c_029	bus_A_029.3.4
11	GD14_a_018	bus_A_018.1.4	33	GD01_a_030	bus_A_030.1.4
12	GD15_b_019	bus_A_019.2.4	34	GD03_c_031	bus_A_031.3.4
13	GD24_c_019	bus_A_019.3.4	35	GD04_c_032	bus_A_032.3.4
14	GD21_a_020	bus_A_020.1.4	36	GD05_a_033	bus_A_033.1.4
15	GD21_b_020	bus_A_020.2.4	37	GD20_a_034	bus_A_034.1.4
16	GD21_c_020	bus_A_020.3.4	38	GD20_c_034	bus_A_034.3.4
17	GD26_a_021	bus_A_021.1.4	39	GD13_a_035	bus_A_035.1.4
18	GD26_c_021	bus_A_021.3.4	40	GD32_b_036	bus_A_036.2.4
19	GD22_b_022	bus_A_022.2.4	41	GD09_c_037	bus_A_037.3.4
20	GD27_b_023	bus_A_023.2.4	42	GD08_b_038	bus_A_038.2.4
21	GD27_c_023	bus_A_023.3.4	43	GD16_a_039	bus_A_039.1.4
22	GD30_b_010	bus_A_010.2.4			

Apêndice B. DIAGRAMA UNIFILAR RDMT COM PV'S

No Apêndice B é apresentado o diagrama unifilar da RDBT.

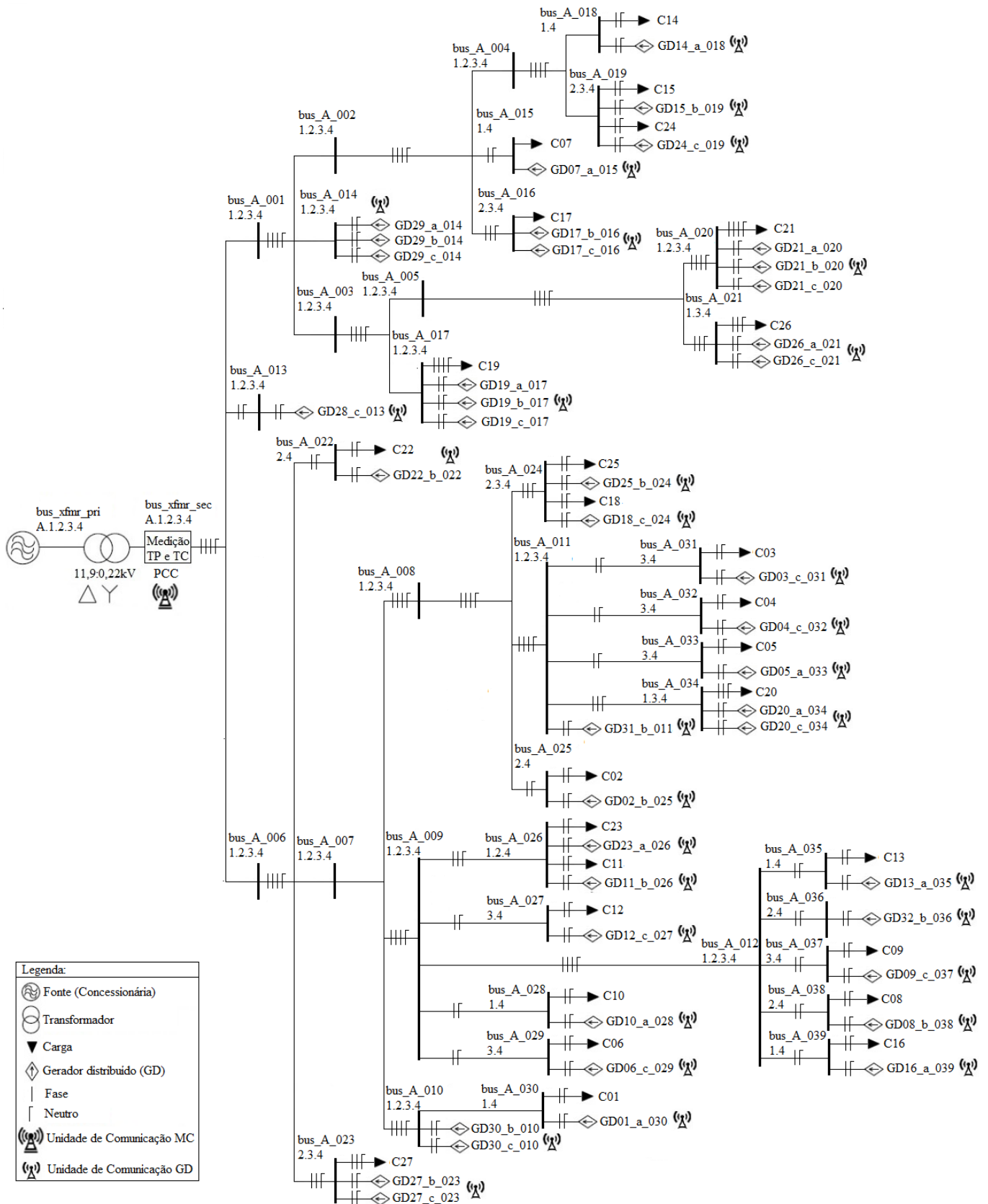


Figura 2: Diagrama Unifilar da RDBT com GD fotovoltaica monofásica em todos os ramos.