




A Review of Methods for Assessing DER Hosting Capacity of Power Distribution Systems

Vinicius C. Moro , Rodrigo S. Bonadia , and Fernanda C. L. Trindade , *Senior Member, IEEE*

Abstract—This paper presents a comprehensive bibliographic review of the methods for assessing the capacity of electric power distribution systems to host distributed energy resources (DER). Through a structured search at the *IEEE Xplore*[®] and *Scopus*[®] databases, this review identifies that the main performance indexes used for hosting capacity assessment are voltage issues, line and transformer overloading, protection issues, and harmonics. This review also identifies that, in the literature, the main approaches for assessing the hosting capacity are: simplified methods, deterministic load flow, stochastic load flow-based methods, and optimization-based methods. Each one of them is critically discussed and summarized. The paper also provides recommendations for new hosting capacity studies.

Index Terms—Distribution network, distributed energy resources, hosting capacity metrics and hosting capacity methods.

I. INTRODUÇÃO

Uma das metas globais das Nações Unidas para o desenvolvimento sustentável diz respeito ao acesso à energia acessível, confiável, sustentável e moderna [1]. Nesse sentido, um dos caminhos para alcançar essa meta passa pela maior utilização de recursos energéticos renováveis (RERs), que devem ser a principal fonte de energia das redes elétricas do futuro [2].

Os RERs são aqueles baseados em fontes de energia solar, eólica, hídrica, oceânica, geotérmica e biomassa, e os impactos e desafios quanto à integração dessas fontes são discutidos há bastante tempo [3]. Há uma vasta literatura envolvendo diversos aspectos relacionados aos RERs, tais como: tecnologias, desafios e políticas relacionados à integração e viabilização dos RERs [4]–[7]; operação e planejamento de sistemas híbridos baseados em RERs, incluindo aspectos técnicos, econômicos e sociais [8]; e soluções para amenizar os impactos da inserção de RERs ou de novas cargas como os veículos elétricos (VEs), tais como os sistemas de armazenamento de energia (SAEs) [9], [10] ou a reconfiguração dos sistemas [11], [12]; e os dispositivos de eletrônica de potência que permitem a integração no sistema elétrico [13].

Diante de todo esse cenário de migração para um futuro mais sustentável, os sistemas de distribuição (SDs) de energia têm passado por uma série de mudanças nos últimos anos. Essas mudanças estão associadas principalmente à notável e crescente penetração dos chamados recursos energéticos distribuídos (REDs) [14]. Os REDs englobam as tecnologias de

geração ou armazenamento de energia conectados ao sistema de distribuição, ou seja, próximos às cargas. Portanto, essa definição engloba os SAEs, os VEs e seus sistemas de recarga e a geração distribuída (GD), a qual pode ser baseada em RERs. Porém, a eficiência energética, e o gerenciamento pelo lado da demanda (GLD) também são considerados REDs em algumas definições [15], [16].

O aumento significativo dos REDs se deve a diversos fatores, tais como políticas de mudanças climáticas, avanços tecnológicos e redução de custos [17]. Além disso, a inserção de REDs impõe muitos desafios aos SDs, pois eles alteram a forma como os SDs foram originalmente projetados para operar [14]. Portanto, permitir altas penetrações de REDs e, conjuntamente, manter o sistema dentro de seus limites operativos não é trivial. Essa situação exige um melhor entendimento da capacidade do sistema em acomodar esses recursos distribuídos, para que seja possível explorar os benefícios da integração dos REDs ao mesmo tempo em que os requisitos de qualidade da energia, limites operacionais e de segurança são atendidos.

Dessa forma, Math Bollen e Mats Hager em [18] propõem o conceito de capacidade de acomodação (HC, do inglês *hosting capacity*) para quantificar o impacto dos REDs no sistema. No referido trabalho, os autores definem HC como “*a máxima penetração de um determinado RED para a qual o sistema opera de forma satisfatória. Ela é determinada através da comparação entre um índice de desempenho com o seu limite. O índice de desempenho é calculado em função do nível de penetração do RED*” [18]. Eles afirmam ainda que a HC não é um valor fixo, uma vez que ela deve ser calculada considerando diferentes índices de desempenho e depende de muitos parâmetros tais como a estrutura do sistema, o tipo de tecnologia do RED, o tipo de carga, entre outros.

Desde o estabelecimento dessa definição, muitos trabalhos têm sido publicados nessa área, tornando a análise da HC em um importante recurso para conhecer mais detalhadamente o sistema; uma vez que ela fornece uma medida do potencial de um sistema em acomodar novas conexões de REDs.

A importância do tema para o desenvolvimento e melhoria dos sistemas de distribuição modernos, a crescente penetração de REDs nos sistemas e a produção científica relevante e diversificada desde a definição do conceito de HC até o presente são os principais estímulos para a elaboração de uma nova revisão a respeito do tema. Portanto, este artigo tem por objetivo fornecer uma abrangente revisão da literatura nesse tema a partir de uma pesquisa estruturada. Essa pesquisa estruturada é realizada adotando o processo descrito conforme as seguintes etapas:

Vinicius C. Moro with the Federal University of Mato Grosso, Cuiabá 78060-900 Brazil and with the University of Campinas, Campinas 13083-970, Brazil (e-mail: v262743@dac.unicamp.br).

Rodrigo S. Bonadia and Fernanda C. L. Trindade are with the University of Campinas, Campinas 13083-970, Brazil (e-mails: rodrigobonadia@gmail.com and fernanda@ieee.org).

- *Etapa 1 - escolha das bases de dados:* as bases de dados utilizadas são *IEEE Xplore*[®] e *Scopus*[®], a qual indexa trabalhos publicados em diversas editoras, tais como: *Elsevier*[®], *Springer*[®], *Wiley-Blackwell*[®] e *Taylor & Francis*[®];
- *Etapa 2 - definição dos termos de busca:* os seguintes termos de busca são aplicados em cada uma das bases de dados: ("*hosting capacity*"AND "*distributed energy resource**") OR ("*hosting capacity*"AND "*distributed generat**");
- *Etapa 3 - consulta e download:* todos os artigos retornados pelas buscas nas bases de dados são armazenados;
- *Etapa 4 - filtragem inicial:* artigos publicados em língua inglesa desde 2005 até 2021 são selecionados;
- *Etapa 5 - filtragem avançada:* primeiramente os artigos em duplicidade são removidos. Na sequência, artigos que não tratavam a respeito do tema HC também são removidos.

Após realizar todo o processo descrito anteriormente, é possível definir dois temas importantes dentro desse conjunto de trabalhos. Um deles está relacionado aos métodos e técnicas aplicados para analisar e determinar a HC. O outro tema contempla estudos que visam melhorar a HC de um sistema por meio de uma determinada estratégia.

Portanto, dado o grande número de artigos que englobam esses dois temas, o escopo desse artigo se mantém limitado aos métodos/técnicas para análise da HC. Dentre os trabalhos selecionados, é possível observar os índices de desempenho empregados bem como os métodos utilizados. Além disso, nota-se que, apesar dos termos de busca se referirem aos REDs no geral, a maioria dos trabalhos trata apenas a GD como RED.

Dentre os artigos retornados pela busca, alguns são artigos de revisão. Em [19], os autores focam a revisão em tópicos relacionados aos limites de penetração de sistemas fotovoltaicos (SFVs) devido às violações de tensão em redes de baixa tensão (BT). Os autores evidenciam que não há um consenso para se definir o nível de penetração de um RED, por exemplo, alguns pesquisadores calculam o nível de penetração através da razão entre a capacidade instalada de um RED em relação à capacidade nominal do transformador, enquanto outros a calculam em relação à carga de pico. Existe ainda uma série de outras definições a esse respeito.

Em [20], é exposta uma extensa revisão da literatura baseada em 147 publicações. Os autores exploram o conceito de HC apresentando seus aspectos básicos, metodologias de cálculo e um breve desenvolvimento histórico acerca do tema. Além disso, o trabalho apresenta alguns limites de desempenho e técnicas para aumentar a HC. Os autores concluem que a precisão da análise da HC é o principal fator para o sucesso de uma maior integração de GD.

Outra revisão é apresentada em [21]. O estudo analisa publicações de 2016 a 2020, focando principalmente nos métodos de cálculo da HC. Também são expostas algumas das ferramentas comerciais disponíveis para a determinação da HC. A conclusão é que uma escolha apropriada do método para determinação da HC depende da disponibilidade dos dados e do tipo de estudo.

O presente artigo de revisão destaca-se principalmente pelo fato de apresentar uma análise crítica focada nos métodos existentes para a determinação da HC de REDs. Mais especificamente, diferencia-se nos seguintes aspectos: (i) não se limita a estudos focados em redes de BT ou estudos que abordam apenas violações de tensão como em [19]; e (ii) fornece recomendações para novos estudos de HC, a partir da experiência adquirida ao longo do processo de revisão do estado da arte.

O artigo está organizado da seguinte forma: a seção II apresenta uma revisão das diferentes técnicas utilizadas para determinação da HC; a seção III fornece as recomendações dos autores para guiar novos estudos de HC; e a seção IV apresenta as conclusões.

II. ESTADO DA ARTE - ÍNDICES E MÉTODOS

Ao analisar as publicações, é possível delinear diversos métodos para avaliar a HC de REDs em um sistema de distribuição de energia elétrica. Porém, há uma estrutura geral para a determinação da HC, apresentada em [22], que pode ser utilizada como um ponto comum entre os diferentes métodos. A estrutura é definida conforme os seguintes passos:

- *1º passo:* seleção de um (ou mais) fenômeno(s) e do índice de desempenho associado;
- *2º passo:* determinação de um limite adequado para o índice escolhido;
- *3º passo:* cálculo do índice em função da quantidade de GD inserida (ou qualquer RED);
- *4º passo:* obtenção da HC.

Há uma ampla gama de índices e limites de desempenho usados, os quais são introduzidos na subseção A. A subseção B apresenta uma extensa revisão de trabalhos agrupados de acordo com o método utilizado.

A. Índices de Desempenho e Limites

Os índices de desempenho podem ser divididos nos seguintes tipos: problemas de tensão; sobrecarga térmica, que é geralmente dividida em sobrecarga de linha e sobrecarga de transformador; questões de proteção; harmônicas; entre outros que são usados com menos frequência na literatura.

Quanto aos problemas de tensão: quando uma unidade de GD é conectada, ela injeta potência ativa, o que pode causar um problema de sobretensão. Por outro lado, quando uma estação de carregamento de VE é utilizada, o problema de subtensão pode surgir. Consequentemente, limites máximo e mínimo de tensão em regime permanente são amplamente usados na análise de HC. Outro problema é o desequilíbrio de tensão, que fica mais evidente, por exemplo, nos casos em que os REDs são monofásicos ou bifásicos e podem provocar uma distribuição desigual entre as fases do sistema.

É comum que os limites de tensão sejam usados nas publicações revisadas como critérios de desempenho de um operador do SD local, um padrão estabelecido por uma agência reguladora ou limites estabelecidos em normas [23]. Existem outros índices de desempenho de tensão menos utilizados, a saber: desvio de tensão; oscilação de tensão; e índices de estabilidade de tensão.

As linhas e os transformadores têm uma capacidade restrita de corrente/potência aparente que podem suportar com segurança. Nesse sentido, seus limites são estabelecidos de acordo com seus aspectos físicos e construtivos. Normalmente, os limites usados são definidos como 100% da capacidade nominal desses elementos, além de critérios de segurança adotados pelo operador do SD.

Dentre a literatura revisada, os seguintes problemas de proteção são considerados: (i) o fluxo reverso de potência na subestação causado quando a potência injetada da GD ultrapassa a demanda de carga; (ii) operações de relés: *trip* indevido, descoordenação, mudanças de alcance/sensibilidade; (iii) elevação dos níveis de curto-circuito; (iv) falta de coordenação da proteção do fusível e do religador.

Com a integração dos dispositivos baseados em eletrônica de potência na rede, os índices de desempenho relacionados às distorções harmônicas se tornam mais relevantes e motivam alguns dos trabalhos aqui estudados. Os principais índices usados são a distorção harmônica individual (DHI) e a distorção harmônica total (DHT). Assim como no caso de problemas de tensão, os limites de distorção harmônica considerados nos estudos geralmente são baseados em normas.

Outros índices de desempenho utilizados nos trabalhos estão relacionados a: (i) perdas de energia; (ii) fator de potência (FP) calculado em cada barra, na subestação ou no ponto de acoplamento comum (PAC); (iii) fator de redução harmônica (HDF, do inglês *harmonic derating factor*), que calcula o carregamento da linha em condições não senoidais.

B. Métodos para Determinação da HC

Os trabalhos revisados estão separados em cinco categorias, referentes à metodologia empregada para obtenção da HC: (i) métodos simplificados (MSs); (ii) métodos baseados em fluxo de carga determinístico (FCDs); (iii) métodos baseados em fluxo de carga estocástico (FCEs); (iv) métodos de otimização (MOs); (v) outros métodos, que não podem ser completamente classificados dentre os anteriores.

1) *Métodos Simplificados*: Os MSs são aqueles que usam expressões matemáticas (derivadas, por exemplo, de teorias de circuitos e de fluxo de potência) e/ou algoritmos simplificados para estimar a HC com relação a um determinado índice de desempenho. Também estão inseridos os métodos que realizam a estimação da HC através da comparação da HC de um sistema de referência a partir de padrões pré-definidos. A Tabela I resume os métodos simplificados encontrados e alguns destaques são detalhados a seguir.

Uma abordagem simplificada é apresentada em [35] e [36]. Esta metodologia é derivada a partir do processamento dos resultados de análises estocásticas detalhadas realizadas pelo *Electric Power Research Institute* (EPRI). A partir das lições aprendidas e da grande quantidade de dados gerados, o EPRI expõe uma metodologia que extrai as características elétricas e de consumidores de um alimentador, estimando a HC com base nessas características. A estimação é realizada através de uma sequência de estudos de impacto, que incluem a comparação com alimentadores de características semelhantes cuja HC e limitações já são conhecidas. O método também

pode avaliar a HC em relação a diferentes tamanhos de SFVs e pode realizar estimativas conservativa, otimista ou realista.

Em [37], investiga-se a aplicação da análise de sensibilidades provenientes do fluxo de carga (FC) para avaliar os impactos da GD na tensão da rede de média tensão (MT). A análise de sensibilidade é baseada na forma linearizada da equação de balanço de potência para o método Newton-Raphson. Os parâmetros de sensibilidades “ dV/dP ” e “ dV/dQ ” são calculados usando o *Power Factory* 2017 em diferentes análises. Os autores concluem que o uso da análise de sensibilidades é adequado para estimar variações de tensão.

No cálculo aproximado definido em [40], considera-se que as unidades de GD são agregadas no final do alimentador (pior caso) e as cargas não são incluídas no cálculo. Dessa forma, os autores representam o sistema como uma fonte de tensão (subestação), uma fonte de corrente (GD) e a impedância da linha. A partir da equação do fluxo de potência ativa desse sistema simplificado e considerando a máxima tensão, chega-se a uma fórmula para a máxima potência injetada. A estimação depende dos valores de tensão na barra *slack*, impedância da linha, tensão máxima no ponto de conexão da GD e um fator de redução (dependendo da tecnologia da GD). Os autores ainda apresentam uma formulação considerando a potência de curto-circuito e o ângulo da impedância de curto-circuito. Os resultados mostram que esta estimação simplificada é mais conservadora que um cálculo de FC tradicional.

Em [41], considera-se que a elevação de tensão provocada pela injeção de potência ativa é proporcional à parte resistiva da impedância equivalente no ponto de conexão da GD. Com base nessa característica, no limite de tensão e na resistividade do condutor considerados, a HC é calculada para cada tipo de alimentador. Conclui-se que, para cabos curtos, a capacidade térmica limita a HC; e, para cabos longos, a elevação de tensão é o principal fator limitante. Os autores também avaliam questões relacionadas ao espectro harmônico e interharmônico para três tipos de geradores eólicos utilizando dados de medições em campo. Os resultados mostram que as harmônicas podem impactar a HC; ademais, os autores afirmam que há pouco trabalho no âmbito do cálculo de HC considerando harmônicas, e menos ainda considerando as interharmônicas.

Em [42], os autores realizam um único cálculo de FC (sem GD conectada), o qual fornece informações para o restante da metodologia. As submatrizes da matriz Jacobiana são usadas para determinar expressões que relacionam a variação de tensão com a potência injetada. Dessa forma, é possível determinar a máxima HC com relação à máxima tensão permitida. Então, os autores desenvolvem uma expressão para estimar a HC com relação à coordenação da proteção. Em seguida, a HC é escolhida como o menor entre os dois valores. Finalmente, o nível de curto-circuito, perdas e limite de corrente são avaliados para obter a HC final.

De maneira geral, a maioria dos trabalhos revisados nessa subseção considera critérios relacionados à tensão como índices de desempenho. Além disso, os critérios de harmônicas e térmicos também são bastante abordados. Outra característica geral dos MSs é que eles são apropriados para uma estimativa rápida da HC, podendo levar a resultados muito conservativos. Em relação ao tipo de RED analisado, todos os MSs avaliados

TABELA I
VISÃO GERAL DOS MÉTODOS SIMPLIFICADOS.

Ref.	Tipo de índice utilizado ¹					Tipo de RED utilizado	Notas
	V	CL	CT	H	P		
[24]	✓	-	-	-	-	GD - SFV	- Utiliza uma expressão para a máxima injeção de potência em função da distância, considerando o limite de sobretensão.
[25]	✓	✓	-	-	-	GD - não especificada	- Metodologia baseada em abordagem analítica para determinar a HC. A formulação considera a tensão no ponto de conexão, a diferença de tensão entre o nó do ponto de conexão e o nó anterior e a condição de geração máxima com carga mínima. A metodologia engloba diferentes estratégias para lidar com cenários que possuem ou não GD previamente instalada. O limite térmico das linhas também é verificado e a HC é atualizada caso haja violação.
[26], [27]	-	-	-	✓	-	GD - eólica	- Determinam a HC usando uma formulação matemática baseada no equivalente de Norton no ponto de conexão da GD. A HC é determinada considerando a DHI.
[28]	-	-	-	✓	-	GD - não especificada	- Utiliza o mesmo método de [26], porém inclui também a DHT.
[29]	-	-	-	✓	-	GD - eólica	- Também se baseia no método de [26], mas analisando cenários com e sem distorções pré-existentes na rede.
[30]	-	-	-	✓	-	GD - SFV	- Mesmo método de [26], e [27].
[31]	✓	✓	✓	-	-	GD - não especificada	- Baseado no conceito de resistência/impedância aparente (resistência/impedância de toda a rede somada dividida pelo número de consumidores da rede), calcula-se um fator de correção. Em seguida, estima a HC da rede testada usando um conjunto de equações que relacionam a HC da rede testada com a HC conhecida previamente do sistema de referência.
[32], [33]	✓	-	-	✓	-	GD - SFV	- O método é derivado da análise do circuito equivalente de Thévenin de um alimentador e um SFV. Os autores mostram que desconsiderar harmônicas subestima a HC. Distorções pré-existentes na rede também são consideradas.
[34]	✓	-	-	✓	-	GD - SFV	- Inclui análise temporal, usando método de [32].
[35], [36]	✓	✓	✓	-	✓	GD - SFV	- Necessita de resultados prévios de HC de diversos alimentadores com diferentes características. Como quesitos de proteção, pode considerar <i>trip</i> indevido, coordenação, alcance e níveis de curto-circuito.
[37]	✓	-	-	-	-	GD - não especificada	- Os autores sugerem a aplicação do método de sensibilidades para determinação de HC.
[38]	✓	✓	✓	-	-	GD - não especificada	- O método proposto modela a capacitância <i>shunt</i> da linha de distribuição subterrânea considerando o modelo π . A abordagem expressa a corrente de injeção da GD em função da corrente e da tensão da barra de referência. As equações para determinar a HC são de baixa complexidade e os autores mostram que a consideração da capacitância aumenta o valor da HC.
[39]	✓	-	-	-	-	GD - não especificada	- Utiliza-se uma fórmula aproximada que depende do quadrado da tensão nominal da rede, da resistência da fonte e da margem de sobretensão.
[40]	✓	-	-	-	-	GD - SFV	- Utiliza expressão simplificada derivada de equação de fluxo de potência. Apesar de demonstrado para SFVs, o método é genérico.
[41]	✓	-	-	-	-	GD - eólica	- Baseia-se na consideração de que a elevação de tensão provocada pela injeção de potência ativa é proporcional à parte resistiva da impedância vista pela fonte no ponto de conexão da GD.
[42]	✓	✓	-	-	✓	GD - não especificada	- Utiliza as submatrizes da jacobiana convergida. Considera a coordenação da proteção e o nível de curto como critérios de proteção. Além disso, as perdas também são avaliadas.
[43], [44]	-	✓	-	-	-	GD - SFV	- O método é denominado pelos autores como método da sobrecarga, o qual realiza a verificação de limites de potência ativa para cada trecho do circuito considerando as restrições dos alimentadores e os dados de carga máxima e mínima em cada ponto. Requer poucos dados.

¹Legenda: V=tensão; CL=carregamento de linha; CT=carregamento de transformador; H=harmônica; P=proteção;

consideram apenas GD. Muitos trabalhos consideram o cenário de geração máxima com carga mínima para estimativas de HC, o que caracteriza o cenário mais conservador.

2) *Métodos Baseados em Fluxo de Carga Determinístico*: A Tabela II resume os métodos dessa seção e alguns destaques são comentados a seguir. Esta seção trata de trabalhos que utilizam FCD e curvas ou patamares de geração e carga conhecidos. O conjunto de artigos que investiga a HC no modo *snapshot* é composto por [45] - [51], enquanto análises do tipo série temporal são usadas em [52] - [62].

Um algoritmo para avaliar a HC em uma rede de distribuição com problemas de distorção harmônica é proposto em [47]. As principais etapas do algoritmo são: (i) um cálculo do FCD na frequência fundamental; (ii) cálculo de impedâncias harmônicas (para cargas lineares) e componentes harmônicas de corrente (para cargas não lineares) usando os resultados

do FCD; e (iii) cálculo das tensões não fundamentais (usando equações nodais para cada ordem harmônica). O nível de não linearidade das cargas é alterado junto com os casos e os resultados indicam que, para um determinado nível de não linearidade, a HC é nula. O critério mais limitante é a DHI.

A avaliação da HC para uma rede MT é feita em [49] considerando uma condição de carga específica (50% da potência nominal do transformador) e diferentes locais de instalação da GD (início, meio e fim do alimentador) e diversos níveis de penetração (de 0 até 200%, referente à potência nominal do alimentador). Os resultados apontam que a sobrecarga da linha para a GD no final do alimentador é o fator mais limitante.

Em [50], as injeções harmônicas realizadas pelo inversor pertencente ao SFV, o sistema e as cargas são modeladas no software *OpenDSS*. Os principais pontos constatados pelos autores são: (i) a presença de banco de capacitores contribui

TABELA II
VISÃO GERAL DOS MÉTODOS BASEADOS EM FLUXO DE CARGA DETERMINÍSTICO.

Ref.	Tipo de índice utilizado ²					Tipo de RED utilizado	Notas
	V	CL	CT	H	P		
[45]	✓	-	-	-	-	GD - gerador síncrono	- Mostra que, para um mesmo fenômeno, a HC não é um valor fixo. Ela pode depender da localização, do tipo do RED e das condições de carregamento.
[46]	✓	-	-	-	-	GD - não especificada	- Um índice (denominado "fator de distribuição") é elaborado para quantificar a distribuição das unidades de GD entre as fases. Tanto a quantidade de GD quanto sua distribuição entre as fases impactam a HC.
[47]	✓	✓	-	✓	-	GD - SFV	- Avalia a HC quanto aos limites inferior e superior da tensão, considerando também harmônicos (índices DHT, DHI e HDF).
[48]	✓	✓	✓	-	✓	GD - geradores síncrono e de indução, SFV	- Para os SFVs e geradores síncronos, a sobretensão é a principal limitação, enquanto o nível de curto-circuito é um fator limitante para as máquinas rotativas.
[49]	✓	✓	-	-	-	GD - não especificada	- Apresenta um índice para avaliar o dimensionamento e localização da GD.
[50]	-	-	-	✓	-	GD - SFV	- Considera DHT e DHI. A distorção pré-existente na rede prejudica a HC.
[51]	✓	✓	✓	-	✓	GD - não especificada	- O fluxo reverso é o índice de proteção adotado. As perdas também são avaliadas. Dependendo do índice de desempenho selecionado, a HC é diferente.
[52]	✓	✓	✓	-	-	VE	- Apresenta um conceito de HC em função do tempo para incluir a restrição de tempo exigida pelo carregamento das baterias. Assim, para além das restrições da rede, assume-se que, uma vez conectado, o VE necessita ser carregado sem interrupção.
[53]	✓	✓	✓	-	-	GD - SFV e VE	- Avalia também o comportamento das perdas, mas não como fator limitante para HC.
[54]	✓	-	-	-	✓	GD - SFV	- Avalia diferentes portes de SFVs. O fluxo reverso é considerado como critério de proteção. Também monitora as perdas.
[55]	✓	✓	✓	-	-	GD - SFV	- Os autores usam o resultado de HC para estabelecer a melhor alocação do SFV.
[56]	✓	-	-	-	-	GD - SFV	- O fator de potência na subestação também é considerado um índice na avaliação.
[57]	✓	-	-	-	-	GD - SFV	- Os autores também observam as perdas e o balanceamento das fases.
[58]	-	-	-	✓	-	GD - SFV	- Avalia a HC quanto ao índice de DHT.
[59]	✓	✓	✓	-	✓	GD - eólica	- Adota o fluxo reverso na subestação como critério de proteção. Demonstram a importância de escolher as métricas de desempenho.
[60]	✓	-	-	✓	✓	GD - SFV e eólica	- Adota DHT como índice para avaliar harmônicas e o nível de curto como critério de proteção. Também avalia as perdas.
[61]	✓	-	-	✓	✓	GD - eólica	- A DHT e o nível de curto são os critérios de harmônica e proteção respectivamente. As perdas também são analisadas.
[62]	✓	✓	✓	-	-	GD - não especificada	- Compara resultados usando FCD do tipo série temporal e instantâneo.

²Legenda: V=tensão; CL=carregamento de linha; CT=carregamento de transformador; H=harmônica; P=proteção;

para maiores valores de DHT devido às ressonâncias; (ii) a distorção pré-existente na rede reduz a HC em comparação com o caso sem distorção; e (iii) as perdas são diminuídas caso os SFVs sejam inseridos mais perto de cargas pesadas.

Em [54], verifica-se que a máxima HC e as mínimas perdas são atingidas para os SFVs de escala comercial/industrial distribuídos, devido à maior coincidência do perfil de carga e produção fotovoltaica.

A HC para SFVs é definida em [55] como sendo a mínima capacidade horária calculada para uma barra. Com base nesses valores, o melhor lugar para alocar um SFV é definido pela barra com o maior desses valores mínimos encontrados.

Uma análise integrando as redes de MT e BT é realizada em [56]. Se a implantação dos SFVs ocorre apenas no nível de MT, a HC é maior em comparação com a abordagem integrada ou somente na BT. No entanto, a HC para a abordagem integrada é ligeiramente menor do que o caso da consideração da implantação de GD apenas na MT, com o benefício de proporcionar uma maior flexibilidade para as distribuidoras.

Em [57], os autores avaliam a HC em uma seção específica de um alimentador de BT usando dados reais. Os resultados comprovam que, em cenário de alta penetração de conexões de SFVs monofásicos com potência instalada de 10 kWp, há sobretensão nas unidades consumidoras. Esta potência instalada difere do regulamento local, que permite até 15 kWp para conexões de GD monofásica. Quando as conexões dos SFVs são alteradas para trifásicas, a sobretensão é mitigada.

O efeito das harmônicas em uma rede real de BT, usando

o consumo de carga residencial registrado e os dados reais de geração coletados de SFV, é avaliado em [58]. A análise mostra que a DHT provocada pelos SFVs é diretamente proporcional à sua potência de saída. Assim, de uma perspectiva operacional, os autores sugerem limitar a capacidade dos geradores a tamanhos menores para conseguir atingir uma integração maior de SFVs.

Uma análise comparativa de HC e aspectos econômicos da integração de SFVs e turbinas eólicas de eixo vertical (TEEVs) para uma rede de BT é apresentada por [60], onde dados reais de carga, geração fotovoltaica e vento são usados. A TEEV apresenta melhores resultados na maioria dos aspectos técnicos (perdas, tensões e harmônicas), atingindo maiores níveis de penetração, enquanto o SFV apresenta vantagens em relação aos níveis de curto-circuito e aspectos econômicos.

Em [62], tanto análises do tipo *snapshot* quanto série temporal são abordadas e comparadas. Três circuitos de BT são analisados. Tanto a HC quanto o fator limitante são diferentes para cada circuito. Para o FC do tipo instantâneo, é considerada uma condição em que todas as cargas estão zeradas. Por outro lado, para o FC do tipo série temporal, é considerada a variabilidade da carga empregando perfis de carga definidos. Os resultados mostram que os níveis de carga influenciam consideravelmente na determinação da HC. No entanto, os autores afirmam que um valor conservativo para a HC pode ser estimado com base no caso de carga nula.

3) *Métodos Baseados em Fluxo de Carga Estocástico:*
Estes métodos tentam lidar com as incertezas ou parâmetros

TABELA III
VISÃO GERAL DOS MÉTODOS BASEADOS EM FLUXO DE CARGA ESTOCÁSTICO.

Ref.	Tipo de índice utilizado ³					Tipo de RED utilizado	Aleatoriedade	Notas
	V	CL	CT	H	P			
[63]	✓	-	-	-	-	GD - SFV	L e PI	- Considera SFV de pequeno e grande porte em sistemas de MT. Consideram-se, como critérios de tensão, desvio de tensão e sobre-tensão.
[64]	✓	-	-	-	-	GD - SFV	L e PI	- Desvio e desequilíbrio de tensão e sobretensão são os critérios de tensão.
[65], [66]	✓	✓	✓	-	-	GD - não especificada	L e PI	- Enquanto [65] utiliza fluxo de potência ótimo, [66] utiliza o método de <i>regula falsi</i> como estratégia para acelerar o processo de cálculo.
[67]	✓	-	-	-	✓	GD - SFV	L e PI	- Sobretensão, desvio de tensão e fluxo reverso são os índices considerados.
[68]	✓	✓	-	-	-	GD - não especificada	L e PI	- Considera um planejamento integrado de redes BT e MT. As cargas são desconsideradas na análise.
[69]	✓	-	-	-	-	GD - SFV	L e PI	- Cada circuito analisado apresenta resultados de HC diferentes devido às suas características de carga.
[70]	✓	-	-	-	-	GD - SFV e eólica	L e PI	- As GDs do tipo eólica e SFVs são consideradas de maneira isolada e combinada. São utilizados limites de sub e sobretensão.
[71]	✓	✓	-	-	✓	GD - SFV	NC e PI	- Considera também índice de estabilidade de tensão transitória, fluxo reverso e sub e sobretensão.
[72]	✓	-	-	-	-	GD - SFV e eólica	L, NC e PI	- Propõem modelos probabilísticos para carga e geração (eólica e solar) utilizando dados reais e técnica de clusterização.
[73]	✓	✓	-	-	-	GD - SFV	NC e PI	- Subtensão, sobretensão e desequilíbrio de tensão são os índices de tensão.
[74]	✓	✓	✓	-	-	GD - SFV e CHP; VE e bomba de calor elétrica	L, NC e PI	- A localização de carga também é atribuída aleatoriamente. Os resultados são dados na forma de probabilidade de violação dos limites.
[75]	✓	-	-	-	-	GD - SFV	L e PI	- Apenas critério de sobretensão é considerado.
[76]	✓	✓	✓	-	-	GD - não especificada	L e PI	- Introduce um método (" <i>bricks approach</i> ") para modelar a rede de uma maneira simplificada. O método pode lidar também com incerteza dos parâmetros da rede. As perdas também são avaliadas. Os autores destacam a rapidez de processamento.
[77]	✓	✓	✓	-	-	GD - SFV	L e PI	- Os autores consideram na avaliação da HC a área disponível do telhado como um dos fatores limitantes.
[78]	✓	✓	✓	-	-	GD - SFV	L	- As potências e fases dos SFVs são atribuídas de acordo com a demanda contratada e fases disponíveis do local escolhido aleatoriamente.
[79]	✓	-	-	-	✓	GD - SFV	PI	- As violações analisadas dizem respeito à sobretensão e fluxo reverso. As localizações dos SFVs são conhecidas.
[80]	✓	-	-	-	-	GD - SFV	L e PI	- Aplica uma metodologia antes da análise estocástica para definir nós críticos do sistema.
[81]	✓	✓	✓	-	-	GD - SFV	L	- As perdas são utilizadas como limitante econômico da HC. A geração é considerada no máximo.

³Legenda: V=tensão; CL=carregamento de linha; CT=carregamento de transformador; H=harmônica; P=proteção; L = localização do RED atribuída aleatoriamente; PI = potência instalada do RED atribuída aleatoriamente; NC=nível de carga atribuído aleatoriamente.

que não são bem conhecidos na avaliação da HC, por exemplo: a variabilidade dos perfis de carga, a potência instalada, a localização e o tipo de conexão de fase dos REDs e o seu perfil de potência de saída, especialmente os REDs com base em fontes renováveis (fotovoltaica e eólica). Cada uma dessas incertezas afeta o valor da HC. Assim, os métodos baseados em FCE criam uma ampla gama de cenários aleatórios (considerando uma ou mais incertezas) e executam o cálculo do FC para cada cenário para contabilizar as violações dos índices de desempenho selecionados. Esses cálculos de FC podem ser do tipo instantâneo [63] - [66] ou série temporal [67] - [81]. A Tabela III apresenta as principais características destes métodos, e uma parte deles está destacada a seguir.

Em [63], os valores mínimo e máximo para a HC são definidos. O máximo é definido pelo valor de HC acima do qual ocorre alguma violação, independentemente do dimensionamento ou localização do SFV. O mínimo é caracterizado pelo valor de HC mais conservativo, ou seja, abaixo do qual

nenhuma violação ocorre.

Em [64], os autores realizam uma análise estatística para obter valores de carga mínima e máxima estatisticamente representativos. Três valores de HC são designados: um valor é associado ao primeiro cenário em que ocorre uma violação; o outro é caracterizado pelo valor no qual 50% dos cenários apresentam violação; e o último valor corresponde ao valor no qual todos os cenários apresentam violações. Também é demonstrado que o desvio de tensão é o critério mais afetado nos casos de carga máxima, enquanto a sobretensão é mais sensível nos casos de demanda mínima.

Os autores de [65] e [66] demonstram um método para expressar a HC com base no risco de congestionamento da rede (probabilidade de violação dos limites da rede). O risco é calculado para critérios de sobretensão e sobrecarga de forma independente. O risco em função de uma dada quantidade de GD é calculado pela razão entre o número de cenários com violação e a quantidade total de cenários.

Em [67], são consideradas as cargas mínimas e máximas representativas para os horários de pico solar (10h - 14h) e durante o dia (7h - 19h), além da carga máxima absoluta para um dia inteiro. A sobretensão é o principal limitante da HC para casos de carga mínima, enquanto a amplitude da variação de tensão limita a HC quando considerada a carga máxima.

Em [70], os autores propõem uma estrutura estocástica que adota uma técnica denominada “discretização-agregação” para lidar com dados reais de séries temporais. A técnica é usada para definir combinações extremas de geração e carga, reduzindo assim o número de FCs a serem computados. Os resultados demonstram que a complementaridade da velocidade do vento e da irradiação solar pode favorecer uma maior HC dependendo da proporção entre as duas fontes de geração.

A abordagem estocástica apresentada de [72] compreende uma técnica de clusterização (*k-means*) para segmentar e agrupar os dados brutos relativos à velocidade do vento, geração solar fotovoltaica e carga para definir padrões e atribuir probabilidades. A técnica de Monte Carlo é adotada para criar uma variedade de cenários considerando as probabilidades de geração (solar e eólica) e carga. As HCs mínima e máxima são expressas na forma de funções distribuição de probabilidade.

Os autores de [73] usam dados de medidores inteligentes para criar funções de distribuição acumulada (FDAs) para carga e geração. Uma série de combinações aleatórias de carga e perfis de geração (com discretização de 15 minutos) são criadas usando essas FDAs. A HC calculada através da abordagem estocástica é maior do que a obtida com uma abordagem determinística (que considera o pior caso).

A determinação da HC para tecnologias de baixo carbono, tais como: SFVs; bombas de calor elétricas; microunidades de produção combinada de calor e eletricidade (CHPs); e VEs, é apresentada em [74]. Os resultados são analisados pela probabilidade de haver violações de limites superiores a um determinado valor. A partir dos resultados, os autores também apresentam tabelas de consulta para estimativa preliminar da HC.

Em [75], mostra-se que considerar a demanda horária mínima estatisticamente representativa fornece uma melhor estimativa da HC do que considerar apenas uma demanda mínima fixa. Além disso, uma análise de sensibilidade da HC com relação a diferentes parâmetros dos alimentadores também é apresentada. A análise mostra que aumentar a capacidade de curto-circuito da subestação acarreta um aumento da HC. Conclui-se também que a HC decresce notadamente caso a relação R/X das linhas secundárias aumente.

Em [77], algumas redes de BT são limitadas por sobrecarga de linha e outras por sobretensão. A rede comercial avaliada é limitada pela área do telhado (com todos os parâmetros técnicos dentro dos limites), o que é possível devido às características dos edifícios de vários andares (os edifícios podem consumir a maior parte de sua geração fotovoltaica, com pouco excesso para exportar para a rede).

Em [81], realiza-se uma abordagem combinando limites técnicos e econômico. O limitante econômico é definido pelo valor das perdas para o caso base (sem SFVs inseridos). Dessa forma, se as perdas ultrapassarem o valor das perdas para o caso base, define-se então o valor de HC. Os SFVs são

distribuídos aleatoriamente entre os nós e fases das redes investigadas (rural, urbana e suburbana). Os resultados mostram que as perdas apresentam um comportamento de parábola (em forma de “U”) e que são o fator mais limitante da HC nos sistemas avaliados. O estudo mostra também que, se os SFVs estão mais espalhados (ao invés de muito concentrados) ao longo do alimentador, os valores de HC podem ser maiores.

4) *Métodos de Otimização*: Estes métodos definem o problema de cálculo da HC através de um modelo de otimização. Diferentes soluções para definir as funções objetivo e os modelos matemáticos são avaliadas na literatura. A Tabela IV apresenta as informações gerais sobre os trabalhos revisados que empregam MOs. Além disso, alguns comentários adicionais são fornecidos no corpo do texto a seguir.

O modelo proposto em [82] maximiza a injeção de potência ativa em múltiplas barras considerando uma região factível, determinada por uma expressão analítica aproximada que relaciona as potências (ativa e reativa), a impedância do trecho até a conexão da GD e a variação de tensão. Os autores mostram que a estimativa considerando o método proposto é bem próxima dos resultados para a abordagem puramente baseada em FC determinístico.

Um fluxo de potência ótimo (FPO) é modelado em [83] para determinar o “parâmetro de carregamento nodal máximo”. Este parâmetro representa a taxa de geração/aumento de carga em um determinado barramento que acomoda uma unidade de GD ou uma carga variável. Além disso, define-se a capacidade de carga como o aumento máximo das cargas passivas.

Em [84], os autores propõem o uso de um FPO harmônico (FPOH). A função objetivo (FO) é maximizar a HC de geração eólica. Os resultados mostram que a HC considerando o FPOH é menor do que a HC calculada utilizando o FPO. Além disso, a DHI é apontada como o fator mais restritivo.

Em [93], apresenta-se um modelo de otimização em dois níveis para implantar simultaneamente a GD (geradores eólicos e fotovoltaicos) e o SAE (bateria). O nível 1 determina a potência e o local ótimos para os REDs, enquanto o nível 2 define o despacho ótimo de energia do SAE. Um algoritmo de otimização denominado “*corrected moth search optimization*” (CMSO) é usado no nível 1, e uma abordagem baseada em uma heurística analítica é adotada no nível 2. A função multiobjetivo visa minimizar as perdas anuais de energia, o desvio de tensão e a capacidade não utilizada do SAE.

O trabalho proposto em [95] observa a relação de dependência entre as velocidades do vento em diferentes locais. É apresentado que ignorar as correlações entre a velocidade do vento de diferentes plantas no sistema leva a uma subestimação do risco de corte de energia e uma avaliação errônea da HC.

Em [98], um modelo de programação quadraticamente restrita inteira mista é proposto para maximizar a HC do sistema. O efeito das incertezas correlacionadas da velocidade do vento e carga é abordado. Os resultados mostram a importância da consideração da correlação no cálculo de HC. Quando há uma correlação positiva entre a carga e a velocidade do vento, a HC aumenta; por outro lado, quando ela é negativa, a HC diminui.

Uma análise probabilística da HC é apresentada em [99]. A análise é formulada como um problema de programação quadrático convexo para capturar instâncias viáveis e inviáveis

TABELA IV
VISÃO GERAL DOS MÉTODOS DE OTIMIZAÇÃO.

Ref.	Tipo de índice utilizado ⁴					Tipo de RED utilizado	Notas
	V	CL	CT	H	P		
[82]	✓	-	-	-	-	GD - não especificada	- Modelo de programação linear.
[83]	✓	✓	-	-	-	GD - não especificada	- Modelo de fluxo de potência ótimo (FPO) resolvido com <i>solver</i> de programação não linear (PNL).
[84]	✓	✓	-	✓	-	GD - eólica	- Modelo de FPO harmônico, que inclui os índices DHT e DHI como restrições.
[85]	✓	✓	✓	-	✓	GD - SFV	- Otimização robusta (OR) convertida em modelo de programação linear inteira mista (PLIM). As incertezas de geração e cargas são modeladas como intervalos determinísticos. O fluxo reverso é modelado como uma restrição relativa à proteção no modelo proposto, sendo este o fator mais restritivo da HC.
[86]	✓	✓	✓	-	-	GD e cargas - não especificadas	- Modelo de FPO trifásico, resolvido com <i>solver</i> de PNL. Os resultados demonstram que a localização do RED é essencial na determinação da HC.
[87]	✓	✓	-	-	-	GD - SFV	- Modelo DR-CAM. Modela incertezas de geração e demanda. Objetiva-se a maximização da HC. O modelo garante que a probabilidade de violar as restrições de segurança não exceda um determinado risco.
[88]	✓	✓	✓	-	✓	GD - não especificada	- Modelo de PNL convertido em modelos lineares utilizando diferentes técnicas de relaxação e linearização (oito modelos no total). O método linear por partes é o mais exato deles. O fluxo reverso é modelado como restrição de proteção.
[89]	✓	✓	✓	-	-	GD - SFV, eólica, biomassa; VE	- Modelo “ <i>distributionally robust optimization</i> ” que considera incertezas de geração e carga. A sensibilidade da HC quanto ao tipo DER e aos dados históricos é avaliada.
[90]	✓	-	-	-	-	GD - SFV e eólica	- Modelo de PNL. Os autores propõem um algoritmo de duas etapas para linearizá-lo e resolvê-lo. Considera incertezas de geração (potência instalada, localização e tecnologia).
[91]	✓	-	-	-	-	GD - SFV	- Mesma metodologia de [90], usada para avaliar a influência da resolução dos dados históricos e incertezas da GD (localização e potência).
[92]	✓	✓	-	-	-	GD - não especificada	- Utiliza modelo de PNL linearizado e otimização robusta para lidar com incertezas nas cargas.
[93]	✓	✓	-	-	-	GD - SFV e eólica; SAE (bateria)	- Modelo de otimização de dois níveis. O trabalho considera perdas em sua função objetivo.
[94]	✓	✓	-	-	-	GD - eólica	- Modelo de PLIM. Os resultados demonstram a precisão do modelo proposto em comparação com o modelo de programação não linear inteira mista (PNLIM).
[95]	✓	✓	-	-	-	GD - eólica	- Modelo do tipo “ <i>scenario based chance constrained</i> ” para obter a máxima HC associada a um nível de risco predefinido de corte de energia ativa.
[96]	✓	✓	-	-	-	GD - SFV	- Modelo não linear para minimização das perdas, resolvido com <i>particle swarm optimization</i> (PSO). O fator de potência em cada barra também é modelado como restrição.
[97]	✓	✓	-	-	-	GD - SFV e eólica	- Modelo de PLIM para minimizar as emissões de carbono e perdas de energia ao longo de um horizonte de planejamento.
[98]	✓	✓	-	-	-	GD - eólica	- Modelo de programação quadraticamente restrita inteira mista.
[99]	✓	-	-	-	-	GD - SFV	- Problema de programação quadrático convexo.
[100]	✓	✓	-	✓	-	GD - SFV e eólica	- Modelo de FPO resolvido para multiperíodos. Utiliza índices de DHT e DHI.
[101]	✓	✓	-	✓	-	GD - SFV	- Modelo de otimização inteira mista resolvido usando algoritmo genético. Utiliza índices de DHT e DHI.
[102]	✓	✓	-	-	-	GD - SFV; SAE	- Modelo de programação cônica de segunda ordem inteira mista.
[103]	✓	✓	-	-	-	GD - não especificada	- Modelo de programação cônica de segunda ordem estendido. Porém, o objetivo principal é apresentar um sistema teste de MT, que inclui dados como perfil de carga temporal e novos tipos de cargas. O sistema também já inclui alta penetração de GD.
[104]	✓	✓	-	-	-	GD - eólica; cargas térmicas controláveis	- Modelo multiobjetivo (minimização das perdas / maximização da HC) baseado em FPO.

⁴Legenda: V=tensão; CL=carregamento de linha; CT=carregamento de transformador; H=harmônica; P=proteção;

do FPO. O problema envolve parâmetros incertos (cargas e geração solar) e parâmetros de análise (nível de penetração de REDs e configurações para reguladores controlados localmente). Este trabalho apresenta novos modelos de reguladores de tensão para inclusão na análise probabilística de HC. Os autores também utilizam a teoria da programação multiparamétrica para acelerar a análise. Como a formulação permite resolver apenas uma pequena fração das instâncias do FPO, um ganho computacional considerável é alcançado.

A máxima HC de SFVs, considerando cargas não lineares e distorções pré-existentes na rede, é determinada em [101]. A máxima HC é avaliada com e sem o dimensionamento ótimo dos parâmetros de um filtro para mitigação das harmônicas. Ademais, um índice é proposto para refletir o impacto das harmônicas no sistema. Ele é dado pela razão entre a HC

considerando harmônicas pela HC do sistema sem harmônicas.

Em [104], apresenta-se um modelo de otimização multiobjetivo para determinar a HC. A primeira FO do modelo almeja maximizar a potência injetada nas barras de um conjunto de barras pré-definido; ao passo que a segunda FO minimiza a soma das perdas resistivas e do consumo provocados pelas cargas térmicas (aquecedores elétricos de água controláveis). Os resultados mostram que a capacidade de controle das cargas térmicas permite deslocar a demanda dessas cargas para os horários com maior produção proveniente da GD. Isso aumenta a HC em comparação ao caso em que não se utiliza o controle das cargas térmicas.

5) *Outros Métodos*: Existem outros trabalhos que não se enquadram perfeitamente nos métodos mencionados anteriormente; à vista disso, esta seção apresenta tais trabalhos.

Uma análise de HC considerando mais de 36.000 alimentadores de BT é realizada em [105]. Os autores empregam um ambiente de simulação por eles desenvolvido que envolve cálculos de FC e de curto-circuito, avaliação de vários cenários, classificação dos alimentadores e análise de correlação. Os cenários avaliados consideram diferentes distribuições dos REDs ao longo do alimentador (“fim do alimentador”, “ponderado” ou “uniforme”), controle do fator de potência dos REDs e limites de sobretensão. A classificação dos alimentadores se dá de acordo com o fator limitante (sobretensão, carregamento da linha ou ambos). A análise de correlação determina a correlação da HC com diversos parâmetros do alimentador. Os resultados mostram que apenas os parâmetros “resistência até o nó final” e “valor de menor ampacidade dos alimentadores” apresentam alta correlação com o valor da HC.

Em [106], alguns sistemas testes de BT são avaliados. Os sistemas testes fazem parte de um conjunto de sistemas testes denominados de *SimBench*, criado para pesquisa, contendo modelos de sistemas para todos os níveis de tensão. Cada sistema possui três variantes (um cenário base e dois futuros). Um módulo do *DIGSILENT PowerFactory* é utilizado para realizar o cálculo estocástico da HC, considerando SFV e critérios de tensão e sobrecarga como índices de desempenho.

Os autores em [107] chamam a atenção para o fato de que um sistema elétrico pode colapsar devido aos geradores síncronos não conseguirem ajustar suas saídas abruptamente na ocorrência de alguma contingência nos REDs. Portanto, os autores propõem um algoritmo para estimar a HC de REDs, considerando a taxa de rampa do gerador síncrono, para obter uma operação estável. O método emprega o FC da continuação, utiliza poucos dados e adota o valor de subtensão que colapsa o sistema como critério para definir a HC.

Em [108], uma ferramenta de avaliação de risco baseada em técnica de rede esparsa é proposta para calcular a HC de uma rede de distribuição ativa. A avaliação é feita considerando incertezas na geração (fotovoltaica e eólica) e na carga. Dois índices, baseados em violações de tensão e ampacidade, são formulados para a avaliação probabilística.

A alocação ótima de unidades de GD (SFV e eólica) e a análise de HC são realizadas em [109] combinando a utilização de algoritmo genético e *OpenDSS* (para o FC). O objetivo da alocação ótima é minimizar a perda de energia do sistema, respeitando restrições relativas à tensão e ao fluxo reverso.

Simulações no domínio do tempo são usadas em [110]–[112] para a análise da HC. Os autores em [110] avaliam a corrente de curto-circuito, coordenação de relés e estabilidade de tensão para determinação da HC considerando unidades de geração de energia eólica, SFVs e CHPs. As simulações no domínio do tempo são empregadas para confirmar as condições de carga crítica; além disso, demonstra-se que a estabilidade da tensão é um fator limitante para todos os tipos de geração. Em [111] são estudados os efeitos de estabilidade transitória de REDs e cargas dinâmicas (analisados individualmente e combinados) e como esses efeitos impactam na HC. Conclui-se que a adição de cargas dinâmicas em um sistema com REDs reduz a HC. Por outro lado, a inclusão de REDs em um sistema com carga dinâmica melhora a estabilidade transitória. Finalmente, um esquema de proteção

de potência reversa melhorado e um método de avaliação da HC de SFVs para redes do tipo *spot* são apresentados em [112]. A avaliação da HC considera a influência da geração fotovoltaica nas características de curto-circuito. Dessa forma, a HC é determinada com base na influência da inserção dos SFVs em critérios de proteção.

Uma ferramenta para a avaliação e triagem de novas conexões de GD é proposta em [113]. Primeiramente, a HC é obtida em função de parâmetros de rede através de sucessivos FCs determinísticos. Em seguida, gráficos contendo grupos de clientes com características semelhantes são construídos com os resultados de HC (para cada parâmetro selecionado). Assim, a conexão de novos SFVs é avaliada verificando os gráficos, que indicam se o sistema pode ser conectado ou se é necessária uma investigação mais aprofundada.

Um método de seleção de cenário é desenvolvido em [114] para análise de HC. O método visa identificar as condições-chave de carregamento do alimentador e os respectivos estados do equipamento de regulação de tensão. Assim, a HC pode ser avaliada usando um número reduzido de cálculos de FC.

Na primeira parte do estudo em [115], uma otimização é realizada para obter o portfólio ótimo de GD (combinação de diferentes tecnologias de GD) que melhor se ajusta à carga local para cada nível de penetração. Em seguida, um procedimento estocástico (alterando potência, local e tipo de GD), baseado em cálculos de FC para cada nível de penetração, simula vários cenários adotando o portfólio ótimo. Assim, é possível obter um índice que representa a probabilidade de violação de um limite para cada nível de penetração. Na segunda parte, duas técnicas de aprendizagem de máquina são analisadas com relação às suas capacidades em identificar alimentadores de BT típicos/representativos no que tange à HC. O objetivo principal é identificar se o fator limitante da HC de um dado alimentador está relacionado à tensão ou corrente. Para isso, 24.000 redes de BT são avaliadas quanto a HC e respectivos fatores limitantes. São selecionadas duas técnicas: *k-means* e árvore de decisão. Os resultados mostram que poucos parâmetros dos alimentadores possuem alta correlação com a sua HC e seu respectivo fator limitante. Porém, mesmo com essa dificuldade, os autores acreditam que informações valiosas possam ser tiradas dessas análises.

Um método baseado em dados históricos de geração e carga para determinar um conjunto de cenários realísticos de pior caso para aplicar na análise de HC é proposto em [116]. O método é adequado tanto para sistemas que não possuem REDs quanto para aqueles que já possuem. Os autores mostram que os cenários de pior caso acontecem nos vértices do polígono formado pela região convexa de todas as combinações de carga/geração. Em seguida, os autores apresentam uma análise probabilística para a HC utilizando a ferramenta *Distribution Resource Integration and Value Estimation* (DRIVE) do EPRI.

III. RECOMENDAÇÕES PARA ESTUDOS DE HC

Esta seção foi elaborada com a finalidade de apresentar recomendações para guiar novos estudos de HC. Essas ideias surgiram através da experiência adquirida com este trabalho e estão sintetizadas no esquema da Fig. 1.

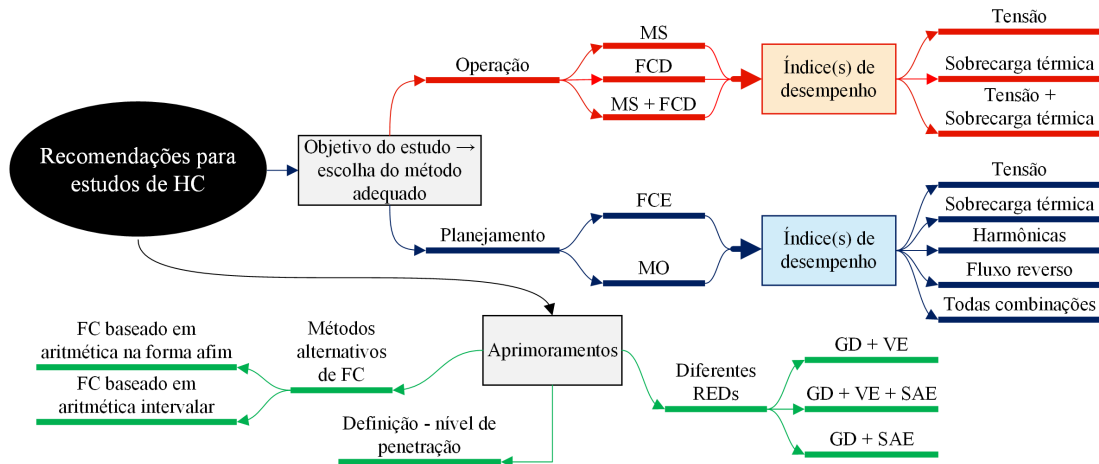


Fig. 1. Recomendações para novos estudos de capacidade de acomodação.

O primeiro conjunto de recomendações diz respeito à escolha do método em função do objetivo do estudo. Dessa forma, se o objetivo é realizar um estudo de HC visando:

- a *operação*, recomenda-se que seja utilizado um método de baixa complexidade e pouca exigência de dados para que possa fornecer respostas rápidas. Nesse sentido, os métodos mais indicados são o MS e o FCD. Além disso, é possível combinar ambos os métodos. Suponha que uma distribuidora necessite agilizar o processo de triagem de novas conexões (aceitar ou rejeitar o acesso). A utilização de um MS poderia funcionar como um primeiro filtro nesse processo e, caso seja necessário, um método de FCD poderia realizar uma análise um pouco mais detalhada. Independente do método escolhido, é altamente recomendado que o(s) índice(s) de desempenho consiga(m) quantificar o(s) impacto(s) do RED na tensão e/ou nos limites térmicos dos componentes do sistema (linhas/transformadores);
- a *planejamento*, é recomendável que seja utilizado um método mais complexo (que demanda tempo de processamento maior) como o FCE ou MO. Um FCE pode ser, por exemplo, utilizado no caso de REDs pertencentes aos clientes de uma distribuidora (ou seja, há incertezas relativas à localização, potência, etc.). Por outro lado, um MO pode fornecer respostas melhores no caso em que um RED pertença a uma distribuidora (ou seja, é possível planejar de maneira ótima sua localização e potência por exemplo). Além disso, como se trata de planejamento, diversas hipóteses podem ser testadas e por esse motivo, mais índices de desempenho devem estar presentes nas análises.

O segundo grupo de recomendações reflete a opinião dos autores a respeito de aprimoramentos que podem ser incluídos nos estudos de HC. Assim, as recomendações são as seguintes:

- é importante considerar *diferentes REDs* ao mesmo tempo nas análises, haja vista que a maioria dos trabalhos revisados aborda apenas GD em suas análises e que VE e SAE serão atores fundamentais nos SDs modernos;
- é necessário estabelecer uma definição única para repre-

sentar o "*nível de penetração*" de REDs em um circuito, uma vez que na literatura diversas definições são encontradas. Os autores sugerem que o nível de penetração seja dado tomando como base a potência nominal do transformador que alimenta aquele circuito. Isso pode ser estabelecido tanto para alimentadores de BT quanto de MT;

- é interessante avaliar a possibilidade de utilizar *métodos alternativos de FC* para a determinação da HC. Na literatura revisada não foi possível encontrar, por exemplo, a utilização de FC baseado em aritmética na forma afim ou em aritmética intervalar. Esses dois métodos têm sido explorados como alternativa ao cálculo de FC sob incerteza e, portanto, podem ser úteis em uma análise de HC.

IV. CONCLUSÕES

Este artigo apresentou uma abrangente revisão da literatura, a partir de uma pesquisa estruturada usando bancos de dados distintos. Os principais índices de desempenho utilizados nos trabalhos foram identificados (tensão e sobrecarga térmica). Além disso, os principais métodos utilizados em estudos de HC também foram reconhecidos (MS, FCD, FCE e MO) e os trabalhos revisados foram agrupados dentro dessas categorias. É possível observar que cada método tem seus prós e contras, o que torna cada um mais adequado para aplicações específicas. Por isso, na seção III os autores fornecem recomendações a respeito da escolha do método apropriado de acordo com o objetivo do estudo.

AGRADECIMENTOS

O presente trabalho foi realizado com apoio da Coordenação de Aperfeiçoamento de Pessoal de Nível Superior - Brasil (CAPES) - Código de Financiamento 001. Fundação de Amparo à Pesquisa do Estado de São Paulo, Processo Nº 2020/10523-4. Conselho Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico, Processo Nº 304373/2020-6. Conselho Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico, Processo Nº 140328/2022-0.

REFERÊNCIAS

- [1] U. N. (UN), "Sustainable Development Goals (SDG)," 2016. [online] Available: <https://www.un.org/sustainabledevelopment/energy/>. Accessed: 05-02-2022.
- [2] A. Joseph and P. Balachandra, "Smart Grid to Energy Internet: A Systematic Review of Transitioning Electricity Systems," *IEEE Access*, vol. 8, pp. 215787–215805, 2020.
- [3] S. Bull, "Renewable energy today and tomorrow," *Proceedings of the IEEE*, vol. 89, no. 8, pp. 1216–1226, 2001.
- [4] R. M. Elavarasan, G. Shafiullah, S. Padmanaban, N. M. Kumar, A. Annam, A. M. Vetrichevan, L. Mihet-Popa, and J. B. Holm-Nielsen, "A Comprehensive Review on Renewable Energy Development, Challenges, and Policies of Leading Indian States With an International Perspective," *IEEE Access*, vol. 8, pp. 74432–74457, 2020.
- [5] A. Qazi, F. Hussain, N. A. Rahim, G. Hardaker, D. Alghazzawi, K. Shaban, and K. Haruna, "Towards Sustainable Energy: A Systematic Review of Renewable Energy Sources, Technologies, and Public Opinions," *IEEE Access*, vol. 7, pp. 63837–63851, 2019.
- [6] W. U. Rehman, A. R. Bhatti, A. B. Awan, I. A. Sajjad, A. A. Khan, R. Bo, S. S. Haroon, S. Amin, I. Tlili, and O. Oboreh-Snapps, "The Penetration of Renewable and Sustainable Energy in Asia: A State-of-the-Art Review on Net-Metering," *IEEE Access*, vol. 8, pp. 170364–170388, 2020.
- [7] X. Yang, Y. Song, G. Wang, and W. Wang, "A Comprehensive Review on the Development of Sustainable Energy Strategy and Implementation in China," *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, vol. 1, no. 2, pp. 57–65, 2010.
- [8] O. M. Babatunde, J. L. Munda, and Y. Hamam, "A Comprehensive State-of-the-Art Survey on Hybrid Renewable Energy System Operations and Planning," *IEEE Access*, vol. 8, pp. 75313–75346, 2020.
- [9] M. Faisal, M. A. Hannan, P. J. Ker, A. Hussain, M. B. Mansor, and F. Blaabjerg, "Review of Energy Storage System Technologies in Microgrid Applications: Issues and Challenges," *IEEE Access*, vol. 6, pp. 35143–35164, 2018.
- [10] M. Stecca, L. R. Elizondo, T. B. Soeiro, P. Bauer, and P. Palensky, "A Comprehensive Review of the Integration of Battery Energy Storage Systems Into Distribution Networks," *IEEE Open Journal of the Industrial Electronics Society*, vol. 1, pp. 46–65, 2020.
- [11] M. Mahdavi, H. H. Alhelou, N. D. Hatzigiorgiouris, and F. Jurado, "Re-configuration of Electric Power Distribution Systems: Comprehensive Review and Classification," *IEEE Access*, vol. 9, pp. 118502–118527, 2021.
- [12] M. Mahdavi, H. H. Alhelou, and M. R. Hesamzadeh, "An Efficient Stochastic Reconfiguration Model for Distribution Systems With Uncertain Loads," *IEEE Access*, vol. 10, pp. 10640–10652, 2022.
- [13] B. K. Bose, "Power Electronics, Smart Grid, and Renewable Energy Systems," *Proceedings of the IEEE*, vol. 105, no. 11, pp. 2011–2018, 2017.
- [14] IEA, "Distributed energy resources for net zero: An asset or a hassle to the electricity grid?," 2021. [online] Available: <https://www.iea.org/commentaries/distributed-energy-resources-for-net-zero-an-asset-or-a-hassle-to-the-electricity-grid>. Accessed: 04–29–2022.
- [15] EPE, "Distributed Energy Resources: Impacts on Energy Planning Studies," 2018. [online] Available: <https://www.epe.gov.br/sites/en/sala-de-imprensa/noticias/Documents/Discussion%20Paper%20-%20Distributed%20Energy%20Resources.pdf>. Accessed: 04–29–2022.
- [16] K. Horowitz, Z. Peterson, M. Coddington, F. Ding, B. Sigrin, D. Saleem, S. E. Baldwin, B. Lydic, S. C. Stanfield, N. Enbar, S. Coley, A. Sundararajan, and C. Schroeder, "An Overview of Distributed Energy Resource (DER) Interconnection: Current Practices and Emerging Solutions," 2019. Golden, CO: National Renewable Energy Laboratory. NREL/TP-6A20-72102. <https://www.nrel.gov/docs/fy19osti/72102.pdf>.
- [17] J. Baak, "Bringing DER Into the Mainstream: Regulations, Innovation, and Disruption on the Grid's Edge," in *Innovation and Disruption at the Grid's Edge*, pp. 167–186, Elsevier, 2017.
- [18] M. Bollen and M. Hager, "Power quality: interactions between distributed energy resources, the grid, and other customers," *Electr. Power Qual. Util. Mag.*, vol. 1, no. 1, pp. 51–61, 2005.
- [19] T. Aziz and N. Ketjoy, "PV Penetration Limits in Low Voltage Networks and Voltage Variations," *IEEE Access*, vol. 5, pp. 16784–16792, 2017.
- [20] S. M. Ismael, S. H. Abdel Aleem, A. Y. Abdelaziz, and A. F. Zobaa, "State-of-the-art of hosting capacity in modern power systems with distributed generation," *Renew. Energy*, vol. 130, pp. 1002–1020, 2019.
- [21] M. Zain ul Abideen, O. Ellabban, and L. Al-Fagih, "A Review of the Tools and Methods for Distribution Networks' Hosting Capacity Calculation," *Energies*, vol. 13, no. 11, 2020.
- [22] M. Bollen, Y. Yang, and F. Hassan, "Integration of distributed generation in the power system - a power quality approach," in *13th Int. Conf. Harmon. Qual. Power*, pp. 1–8, 2008.
- [23] A. Kharrazi, V. Sreeram, and Y. Mishra, "Assessment techniques of the impact of grid-tied rooftop photovoltaic generation on the power quality of low voltage distribution network - A review," *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 120, p. 109643, 2020.
- [24] C. Debryne, J. J. M. Desmet, J. Vanalme, B. Verhelst, G. Vanalme, and L. Vandeveldel, "Maximum power injection acceptance in a residential area," *Renew. Energy Power Qual. J.*, vol. 1, no. 8, pp. 637–642, 2010.
- [25] I. T. Papaioannou and A. Purvins, "A methodology to calculate maximum generation capacity in low voltage distribution feeders," *Int. J. of Electric. Power & Energy Syst.*, vol. 57, pp. 141–147, 2014.
- [26] I. N. Santos, M. H. J. Bollen, and P. F. Ribeiro, "Methodology for estimation of harmonic hosting," in *16th Int. Conf. Harmon. Qual. Power (ICHQP)*, pp. 708–712, 2014.
- [27] I. N. Santos, M. H. J. Bollen, and P. F. Ribeiro, "Exploring the concept of hosting capacity for harmonic distortions assessment," in *2015 IEEE PES Gen. Meet.*, pp. 1–5, 2015.
- [28] I. N. Santos, V. Čuk, P. M. Almeida, M. H. Bollen, and P. F. Ribeiro, "Considerations on hosting capacity for harmonic distortions on transmission and distribution systems," *Electric Power Syst. Res.*, vol. 119, pp. 199–206, 2015.
- [29] L. D. Campello, P. M. Duarte, P. F. Ribeiro, and T. E. de Oliveira, "Hosting capacity of a university electrical grid considering the inclusion of wind-turbines for different background distortions," in *17th Int. Conf. Harmon. Qual. Power (ICHQP)*, pp. 1026–1031, 2016.
- [30] T. E. C. de Oliveira, P. F. Ribeiro, and I. N. Santos, "Determining the harmonic hosting capacity of PV sources for a university campus," in *17th Int. Conf. Harmon. Qual. Power (ICHQP)*, pp. 836–841, 2016.
- [31] D. Rusinaru, L. G. Manescu, A. Cojoaca, M. Alba, C. Bulac, and D. Rosca, "Grid Integration of the Small Generation Units in LV Distribution Networks," in *2018 Int. Conf. on Applied and Theoretical Electricity (ICATE)*, pp. 1–6, 2018.
- [32] T. E. C. de Oliveira, P. M. S. Carvalho, P. F. Ribeiro, and B. D. Bonatto, "PV Hosting Capacity Dependence on Harmonic Voltage Distortion in Low-Voltage Grids: Model Validation with Experimental Data," *Energies*, vol. 11, no. 2, 2018.
- [33] T. Castelo, M. F. Zamboni de Souza, C. Duque, and P. F. Ribeiro, *Power Quality and Hosting Capacity in Islanding Microgrids*, pp. 269–286. Cham: Springer International Publishing, 2019.
- [34] T. E. Castelo de Oliveira, M. Bollen, P. F. Ribeiro, P. M. S. de Carvalho, A. C. Zamboni, and B. D. Bonatto, "The Concept of Dynamic Hosting Capacity for Distributed Energy Resources: Analytics and Practical Considerations," *Energies*, vol. 12, no. 13, 2019.
- [35] M. Rylander, J. Smith, and W. Sunderman, "Streamlined Method for Determining Distribution System Hosting Capacity," *IEEE Trans. Ind. Appl.*, vol. 52, no. 1, pp. 105–111, 2016.
- [36] M. Rylander, J. Smith, W. Sunderman, D. Smith, and J. Glass, "Application of new method for distribution-wide assessment of Distributed Energy Resources," in *2016 IEEE/PES Transm. and Distrib. Conf. Expo. (T&D)*, pp. 1–5, 2016.
- [37] I. Molver and S. Chowdhury, "Investigation of the Impact of Grid-integrated Distributed Generation on MV Network Voltage using Load Flow Sensitivities," in *IEEE PES/IAS PowerAfrica*, pp. 700–705, 2019.
- [38] N. Soukaina, E. Hassane, E. M. Hassan, and L. Tijani, "Hosting Capacity Estimation of Underground Distribution Feeder in Urban Areas," in *Int. Conf. Wirel. Technol. Embed. Intell. Syst. (WITS)*, pp. 1–5, 2019.
- [39] A. Kashfi and M. El-Hawary, "Integration of Distributed Generation in Medium Voltage Distribution Network Using Fuzzy Logic Controller for Demand Side Management," in *2014 IEEE Electrical Power and Energy Conf.*, pp. 254–259, 2014.
- [40] M. Altin, E. U. Oguz, E. Bizkevelci, and B. Simsek, "Distributed generation hosting capacity calculation of MV distribution feeders in Turkey," in *IEEE PES Innov. Smart Grid Technol. Europe*, pp. 1–7, 2014.
- [41] S. Cundeva, M. Bollen, and D. Schwanz, "Hosting capacity of the grid for wind generators set by voltage magnitude and distortion levels," in *Mediterranean Conference on Power Generation, Transmission, Distribution and Energy Conversion (MedPower 2016)*, pp. 1–7, 2016.
- [42] A. H. Mohammadzadeh Niaki and A. Solat, "A Novel Method to Determine the Maximum Penetration Level of Distributed Generation

- in the Distribution Network,” in *28th Iranian Conf. on Electr. Eng. (ICEE)*, pp. 1–5, 2020.
- [43] D. N. Nurmala Putri, E. Widiono Suwondo, S. Abduh, H. H. Arifin, A. Syatriawan, and C. G. Irianto, “Hosting Capacity Analysis for Photovoltaic Rooftop in Indonesia,” in *2nd Int. Conf. on High Voltage Eng. and Power Syst. (ICHVEPS)*, pp. 151–155, 2019.
- [44] F. T. Wardana and T. Riady, “Hosting Capacity Analysis for Rooftop PV in Indonesia: A Case Study in Gayo Lues District, Aceh,” in *2020 Int. Conf. on Technology and Policy in Energy and Electric Power (ICT-PEP)*, pp. 12–15, 2020.
- [45] C. Schwaegerl, M. H. J. Bollen, K. Karoui, and A. Yagmur, “Voltage control in distribution systems as a limitation of the hosting capacity for distributed energy resources,” *IET Conf. Proc.*, vol. 4, 2005.
- [46] E. De Jaeger, A. D. Bois, and B. Martin, “Hosting capacity of LV distribution grids for small distributed generation units, referring to voltage level and unbalance,” in *22nd Int. Conf. and Exhibition on Electricity Distribution (CIRED 2013)*, pp. 1–4, 2013.
- [47] S. Sakar, M. E. Balci, S. H. E. A. Aleem, and A. F. Zobaa, “Hosting capacity assessment and improvement for photovoltaic-based distributed generation in distorted distribution networks,” in *IEEE 16th Int. Conf. Environ. Electr. Eng. (EEEIC)*, pp. 1–6, 2016.
- [48] L. K. L. Estorque and M. A. A. Pedrasa, “Utility-scale DG planning using location-specific hosting capacity analysis,” in *IEEE PES Innov. Smart Grid Technol. - Asia (ISGT-Asia)*, pp. 984–989, 2016.
- [49] V. Quintero-Molina, M. Romero-L., and A. Pavas, “Assessment of the hosting capacity in distribution networks with different DG location,” in *2017 IEEE Manchester PowerTech*, pp. 1–6, 2017.
- [50] M. D. Braga, S. D. Machado, I. C. Oliveira, T. E. C. de Oliveira, P. F. Ribeiro, and B. I. L. Lopes, “Harmonic Hosting Capacity Approach in a Radial Distribution System due to PV Integration Using OpenDSS,” in *2018 13th IEEE Int. Conf. Ind. Appl. (INDUSCON)*, pp. 222–228, 2018.
- [51] A. G. Anastasiadis, G. P. Kondylis, and G. A. Vokas, “Effect of augmented distributed generation in distribution networks,” *Energy Reports*, vol. 6, pp. 177–187, 2020.
- [52] F. Baccino, M. de Nigris, I. Gianinoni, S. Grillo, S. Massucco, and E. Tironi, “A methodology for evaluating pvs hosting capacity margins in distribution grids,” in *2012 IEEE PES Gen. Meet.*, pp. 1–6, 2012.
- [53] S. Henein, A. Zegers, and S. Übermasser, “Gap analysis of future energy grids,” in *2015 12th Int. Conf. European Energy Market (EEM)*, pp. 1–4, 2015.
- [54] M. H. Athari, Z. Wang, and S. H. Eylas, “Time-series analysis of photovoltaic distributed generation impacts on a local distributed network,” in *2017 IEEE Manchester PowerTech*, pp. 1–6, 2017.
- [55] A. A. Raja, M. Mansoor, and F. Zahid, “Optimal siting of distributed generation based on hosting capacity approach,” in *Int. Conf. on Eng. and Emerging Technologies (ICEET)*, pp. 1–5, 2018.
- [56] S. D. S. Anonas and J. R. C. Orillaza, “Solar PV Integrated Hosting Capacity Analysis with Volt-Var Compensation,” in *IEEE PES Innov. Smart Grid Technol. - Asia (ISGT Asia)*, pp. 1044–1049, 2018.
- [57] I. C. Torres, G. F. Negreiros, and C. Tiba, “Theoretical and Experimental Study to Determine Voltage Violation, Reverse Electric Current and Losses in Prosumers Connected to Low-Voltage Power Grid,” *Energies*, vol. 12, no. 23, 2019.
- [58] I. A. Essackjee and R. T. F. Ah King, “Maximum Rooftop Photovoltaic Hosting Capacity with Harmonics as Limiting Factor – Case Study for Mauritius,” in *2019 Int. Conf. on Advances in Big Data, Computing and Data Communication Systems (icABCD)*, pp. 1–6, 2019.
- [59] R. M. Gonzaga, J. A. D. Massigan, and J. B. A. London, “Analysis of the Hosting Capacity of a Real Distribution Feeder with Wind Generation,” in *IEEE PES Innov. Smart Grid Technol. - Latin America (ISGT LA)*, pp. 1–5, 2019.
- [60] I. A. Essackjee and R. T. F. Ah King, “Assessing the Technical and Financial Merits of Rooftop Photovoltaic and Wind-type Distributed Generation for use in Mauritius,” in *3rd Int. Conf. on Emerging Trends in Electrical, Electronic and Commun. Eng. (ELECOM)*, pp. 179–184, 2020.
- [61] I. A. Essackjee and R. T. F. Ah King, “Impact of Integrating Small Scale Wind Systems in the Secondary Distribution Network - Case Study for Mauritius,” in *3rd Int. Conf. on Emerging Trends in Electrical, Electronic and Commun. Eng. (ELECOM)*, pp. 204–209, 2020.
- [62] J. Peppanen, M. Bello, and M. Rylander, “Service Entrance Hosting Capacity,” in *2018 IEEE 7th World Conf. on Photovoltaic Energy Conversion (WCPEC) (A Joint Conference of 45th IEEE PVSC, 28th PVSEC 34th EU PVSEC)*, pp. 1451–1456, 2018.
- [63] M. Rylander, J. Smith, D. Lewis, and S. Steffel, “Voltage impacts from distributed photovoltaics on two distribution feeders,” in *2013 IEEE PES Gen. Meet.*, pp. 1–5, 2013.
- [64] A. Dubey, S. Santoso, and A. Maitra, “Understanding photovoltaic hosting capacity of distribution circuits,” in *2015 IEEE PES Gen. Meet.*, pp. 1–5, 2015.
- [65] M. Rossi, G. Viganò, and D. Moneta, “Hosting capacity of distribution networks: Evaluation of the network congestion risk due to distributed generation,” in *2015 Int. Conf. on Clean Electrical Power (ICCEP)*, pp. 716–722, 2015.
- [66] M. Rossi, G. Viganò, D. Moneta, and D. Clerici, “Stochastic evaluation of distribution network hosting capacity: Evaluation of the benefits introduced by smart grid technology,” in *2017 AEIT Int. Annual Conf.*, pp. 1–6, 2017.
- [67] S. Jothibasu, S. Santoso, and A. Dubey, “Determining PV hosting capacity without incurring grid integration cost,” in *2016 North American Power Symposium (NAPS)*, pp. 1–5, 2016.
- [68] C. Aigner and R. Witzmann, “Influence of Power System Planning Criteria on Hosting Capacity of Distribution Grids with High DER-Penetration,” in *NEIS 2018: Conf. Sustain. Energy Supply and Energy Storage Syst.*, pp. 1–6, 2018.
- [69] M. Al-Saffar, S. Zhang, A. Nassif, and P. Musilek, “Assessment of Photovoltaic Hosting Capacity of Existing Distribution Circuits,” in *IEEE Canadian Conf. of Electrical and Computer Eng. (CCECE)*, pp. 1–4, 2019.
- [70] D. Liu, C. Wang, F. Tang, and Y. Zhou, “Probabilistic Assessment of Hybrid Wind-PV Hosting Capacity in Distribution Systems,” *Sustainability*, vol. 12, no. 6, 2020.
- [71] V. Widiputra, J. Kong, Y. Yang, J. Jung, and R. Broadwater, “Maximizing Distributed Energy Resource Hosting Capacity of Power System in South Korea Using Integrated Feeder, Distribution, and Transmission System,” *Energies*, vol. 13, no. 13, 2020.
- [72] D. Apostolopoulou, K. Anastopoulos, and S. Bahramirad, “Effects of solar and wind generation integration on feeder hosting capacity,” in *IEEE/PES Transm. and Distrib. Conf. Expo. (T&D)*, pp. 1–5, 2016.
- [73] V. Klonari, J.-F. Toubeau, J. Lobry, and F. Vallée, “Photovoltaic integration in smart city power distribution: A probabilistic photovoltaic hosting capacity assessment based on smart metering data,” in *2016 5th Int. Conf. on Smart Cities and Green ICT Systems (SMARTGREENS)*, pp. 1–13, 2016.
- [74] A. Navarro-Espinoza and L. F. Ochoa, “Probabilistic Impact Assessment of Low Carbon Technologies in LV Distribution Systems,” *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 31, no. 3, pp. 2192–2203, 2016.
- [75] A. Dubey and S. Santoso, “On Estimation and Sensitivity Analysis of Distribution Circuit’s Photovoltaic Hosting Capacity,” *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 32, no. 4, pp. 2779–2789, 2017.
- [76] S. M. Mirbagheri, D. Falabretti, V. Ilea, and M. Merlo, “Hosting Capacity Analysis: A Review and a New Evaluation Method in Case of Parameters Uncertainty and Multi-Generator,” in *IEEE Int. Conf. Environment and Electrical Eng. and IEEE Ind. and Commercial Power Syst. Europe (EEEIC / I CPS Europe)*, pp. 1–6, 2018.
- [77] A. F. W. Steyn and A. J. Rix, “Modelling the technical influence of randomly distributed solar PV uptake on electrical distribution networks,” in *2019 Int. Conf. Clean Electrical Power (ICCEP)*, pp. 690–698, 2019.
- [78] G. Fernández, N. Galan, D. Marquina, D. Martínez, A. Sanchez, P. López, H. Bludzuweit, and J. Rueda, “Photovoltaic Generation Impact Analysis in Low Voltage Distribution Grids,” *Energies*, vol. 13, no. 17, 2020.
- [79] O. Vlachokyriakou, K. Mavrogenou, D. Trakas, D. Koukoula, G. Sideratos, A. Dimieas, N. Hatzirygroui, M. Kouveletsou, E. Leonidaki, and K. Andreadis, “Probabilistic tools for DMS,” in *2015 Int. Symp. Smart Electric Distrib. Syst. Technologies (EDST)*, pp. 189–194, 2015.
- [80] Y. Africano, D. Celeita, and G. Ramos, “Co-simulation strategy of PV hosting capacity applying a stochastic analysis,” in *2017 IEEE Workshop on Power Electronics and Power Quality Applications (PEPQA)*, pp. 1–6, 2017.
- [81] S. Fatima, V. Püvi, A. Arshad, M. Pourakbari-Kasmaei, and M. Lehtonen, “Comparison of Economical and Technical Photovoltaic Hosting Capacity Limits in Distribution Networks,” *Energies*, vol. 14, no. 9, 2021.
- [82] M. S. S. Abad, G. Verbič, A. Chapman, and J. Ma, “A linear method for determining the hosting capacity of radial distribution systems,” in *Australasian Universities Power Eng. Conf. (AUPEC)*, pp. 1–6, 2017.
- [83] D. Menniti, M. Merlo, N. Scordino, and F. Zanellini, “Distribution network analysis: A comparison between hosting and loading capacities,” in *Int. Symp. Power Electronics, Electrical Drives, Automation and Motion*, pp. 926–933, 2012.

- [84] W. Sun, G. Harrison, and S. Djokic, "Incorporating harmonic limits into assessment of the hosting capacity of active networks," *IET Conf. Proc.*, pp. 325–325(1), 2012.
- [85] S. Wang, S. Chen, L. Ge, and L. Wu, "Distributed Generation Hosting Capacity Evaluation for Distribution Systems Considering the Robust Optimal Operation of OLTC and SVC," *IEEE Trans. Sustain. Energy*, vol. 7, no. 3, pp. 1111–1123, 2016.
- [86] A. O'Connell, J. Smith, and A. Keane, "Distribution feeder hosting capacity analysis," in *IEEE PES Innov. Smart Grid Technol. Europe (ISGT-Europe)*, pp. 1–6, 2017.
- [87] X. Chen, W. Wu, B. Zhang, and C. Lin, "Data-Driven DG Capacity Assessment Method for Active Distribution Networks," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 32, no. 5, pp. 3946–3957, 2017.
- [88] M. Seydali Seyf Abad, J. Ma, and X. Han, "23 - Distribution systems hosting capacity assessment: Relaxation and linearization," in *Smart Power Distribution Systems* (Q. Yang, T. Yang, and W. Li, eds.), pp. 555–586, Academic Press, 2019.
- [89] M. Seydali Seyf Abad, J. Ma, A. S. Ahmadyar, and H. Marzoghi, "Distributionally Robust Distributed Generation Hosting Capacity Assessment in Distribution Systems," *Energies*, vol. 11, no. 11, 2018.
- [90] M. S. S. Abad, J. Ma, D. Zhang, A. S. Ahmadyar, and H. Marzoghi, "Probabilistic Assessment of Hosting Capacity in Radial Distribution Systems," *IEEE Trans. Sustain. Energy*, vol. 9, no. 4, pp. 1935–1947, 2018.
- [91] M. S. S. Abad, J. Ma, D. Zhang, A. S. Ahmadyar, and H. Marzoghi, "Sensitivity of Hosting Capacity to Data Resolution and Uncertainty Modeling," in *Australasian Universities Power Eng. Conf. (AUPEC)*, pp. 1–6, 2018.
- [92] M. Alturki, A. Khodaei, A. Paaso, and S. Bahramirad, "Optimization-based distribution grid hosting capacity calculations," *Applied Energy*, vol. 219, pp. 350–360, 2018.
- [93] P. Singh, S. K. Bishnoi, N. K. Meena, and J. Yang, "Simultaneous Integration of Renewable Power Generation and Battery Energy Storage in Distribution Networks," in *2019 8th Int. Conf. Power Syst. (ICPS)*, pp. 1–6, 2019.
- [94] J. Xiao, Y. Li, Y. Tan, X. Qiao, Y. Cao, Y. Zhang, and X. Song, "MILP Model for Hosting Capacity Assessment of Distributed Generation in Distribution Networks Considering ZIP load Model," in *2019 IEEE Sustain. Power and Energy Conf. (iSPEC)*, pp. 1551–1555, 2019.
- [95] H. Wu, R. Huang, Y. Wang, and Y. Yuan, "Chance-Constrained DG Hosting Capacity Assessment With Spatially Correlated Wind Speed," in *IEEE Innov. Smart Grid Technol. - Asia (ISGT Asia)*, pp. 1546–1551, 2019.
- [96] M. G. S. Wicaksana, L. M. Putranto, F. Waskito, and M. Yasirroni, "Optimal Placement and Sizing of PV as DG for Losses Minimization Using PSO Algorithm: a Case in Purworejo Area," in *Int. Conf. Sustain. Energy Eng. and Application (ICSEEA)*, pp. 1–6, 2020.
- [97] O. D. Melgar-Dominguez, J. R. S. Mantovani, M. Pourakbari-Kasmaei, and M. Lehtonen, "Increasing Distributed Generation Hosting Capacity in Distribution Networks: A CO₂ Emission Analysis," in *IEEE PES Innov. Smart Grid Technol. Europe (ISGT-Europe)*, pp. 1010–1014, 2020.
- [98] S. Solat, F. Aminifar, and H. Shayanfar, "Distributed generation hosting capacity in electric distribution network in the presence of correlated uncertainties," *IET Gener. Transm. Distrib.*, vol. 15, no. 5, pp. 836–848, 2021.
- [99] S. Taheri, M. Jalali, V. Kekatos, and L. Tong, "Fast Probabilistic Hosting Capacity Analysis for Active Distribution Systems," *IEEE Trans. Smart Grid*, vol. 12, no. 3, pp. 2000–2012, 2021.
- [100] C. A. N. Pereira, J. A. P. Lopes, and M. A. C. C. Matos, "Assessment of the Distributed Generation Hosting Capacity Incorporating Harmonic Distortion Limits," in *2018 Int. Conf. Smart Energy Syst. Technologies (SEST)*, pp. 1–6, 2018.
- [101] S. Sakar, M. E. Balci, S. H. Abdel Aleem, and A. F. Zobaa, "Integration of large-scale PV plants in non-sinusoidal environments: Considerations on hosting capacity and harmonic distortion limits," *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 82, pp. 176–186, 2018.
- [102] W. Hu, Y. Guo, J. Jing, and L. Chen, "Dynamic Hosting Capacity Evaluation of DGs in Active Distribution Network," in *12th IEEE PES Asia-Pac. Power Energy Eng. Conf. (APPEEC)*, pp. 1–6, 2020.
- [103] F. Luo, C. Sun, X. Yang, T. Zhang, C. Wang, J. Xiao, L. Yao, L. Zhu, and M. Qian, "HPDS133-bus: A benchmark test system for distribution systems with high penetration of distributed generations," *CSEE J. Power Energy Syst.*, pp. 1–15, 2020.
- [104] D. A. Quijano and A. Padilha-Feltrin, "Assessment of Distributed Generation Hosting Capacity of Microgrids with Thermal Smart Loads," in *IEEE PES Innov. Smart Grid Technol. Europe (ISGT-Europe)*, pp. 764–768, 2020.
- [105] S. Kadam, B. Bletterie, and W. Gawlik, "A Large Scale Grid Data Analysis Platform for DSOs," *Energies*, vol. 10, no. 8, 2017.
- [106] D. Sarajlić and C. Rehtanz, "Analysis of the Electrical Properties of SimBench Low Voltage Benchmark Network Models," in *IEEE PES Innov. Smart Grid Technol. Europe (ISGT-Europe)*, pp. 444–448, 2020.
- [107] H.-T. Kim, J. Lee, M. Yoon, M.-J. Lee, N. Cho, and S. Choi, "Continuation Power Flow Based Distributed Energy Resource Hosting Capacity Estimation Considering Renewable Energy Uncertainty and Stability in Distribution Systems," *Energies*, vol. 13, no. 17, 2020.
- [108] H. Al-Saadi, R. Zivanovic, and S. F. Al-Sarawi, "Probabilistic Hosting Capacity for Active Distribution Networks," *IEEE Trans. Ind. Informatics*, vol. 13, no. 5, pp. 2519–2532, 2017.
- [109] R. A. Aguirre, C. P. C. C. Caampued, and R.-A. M. Dayapera, "Determination of Hosting Capacity of Solar and Wind Distributed Generation (DG) Using Stochastic Approach," in *TENCON 2018 - 2018 IEEE Region 10 Conference*, pp. 1960–1965, 2018.
- [110] J. Kim, S.-M. Baek, S. Kang, and J.-W. Park, "Allowable Capacity Estimation of DGs for New 70 kV Transmission System in Korea," in *1st Glob. Power Energy Commun. Conf. (GPECOM)*, pp. 374–379, 2019.
- [111] P. Cicilio, J. P. Gentle, and E. Cotilla-Sanchez, "Transient Voltage Stability Effects on Hosting Capacity of Behind-the-Meter Devices," in *2020 IEEE PES Gen. Meet. (PESGM)*, pp. 1–5, 2020.
- [112] Z. Zhang, K. Wang, Q. Zhao, Y. Tian, and L. Li, "Positive Sequence Current Phase-Based Improved Reverse-Power Protection and a PV Hosting Capacity Assessment Method for Spot Networks," *IEEE Access*, vol. 8, pp. 42529–42539, 2020.
- [113] L. C. Brolin, F. B. Rolim, and F. C. Trindade, "Fast screening approach to estimate the hosting capacity of rooftop PV generators in electric power distribution systems," *Int. Trans. Electrical Energy Syst.*, vol. 29, no. 3, p. e2740, 2019.
- [114] D. Diaz, A. Kumar, J. Deboever, S. Grijalva, J. Peppanen, M. Rylander, and J. Smith, "Scenario-Selection for Hosting Capacity Analysis of Distribution Feeders with Voltage Regulation Equipment," in *IEEE PES Innov. Smart Grid Technol. Conf. (ISGT)*, pp. 1–5, 2019.
- [115] M. Moncecchi, D. Falabretti, and M. Merlo, "Regional energy planning based on distribution grid hosting capacity," *AIMS Energy*, vol. 7, no. 3, pp. 264–284, 2019.
- [116] J. Deboever, S. Grijalva, J. Peppanen, M. Rylander, and J. Smith, "Practical Data-Driven Methods to Improve the Accuracy and Detail of Hosting Capacity Analysis," in *2018 IEEE 7th World Conf. Photovoltaic Energy Conversion (WCPEC)*, pp. 3676–3681, 2018.



Vinicius C. Moro received the M.Sc. degree in electrical engineering from the University of São Paulo (USP), São Carlos, Brazil in 2014. He is currently pursuing the Ph.D. degree at the University of Campinas (UNICAMP), Campinas, Brazil. His research interests are power distribution systems, smart grids and distributed energy resources.



Rodrigo S. Bonadia received the M.Sc. degree in electrical engineering from University of Campinas (UNICAMP), Campinas, Brazil in 2021. He is currently pursuing the Ph.D. degree at UNICAMP, Campinas, Brazil. His research interests are power distribution systems, distributed generation, and smart grids.



Fernanda C. L. Trindade (Senior Member, IEEE) received the M.Sc. and PhD degrees in electrical engineering from the University of Campinas (UNICAMP), Brazil, in 2009 and 2013, respectively. Currently, she is an associate professor at the UNICAMP. Her research interests are power distribution system automation and monitoring; integration of electric vehicles and photovoltaic systems in distribution systems; application of smart meters in distribution management system; fault location; technical and non-technical losses.