

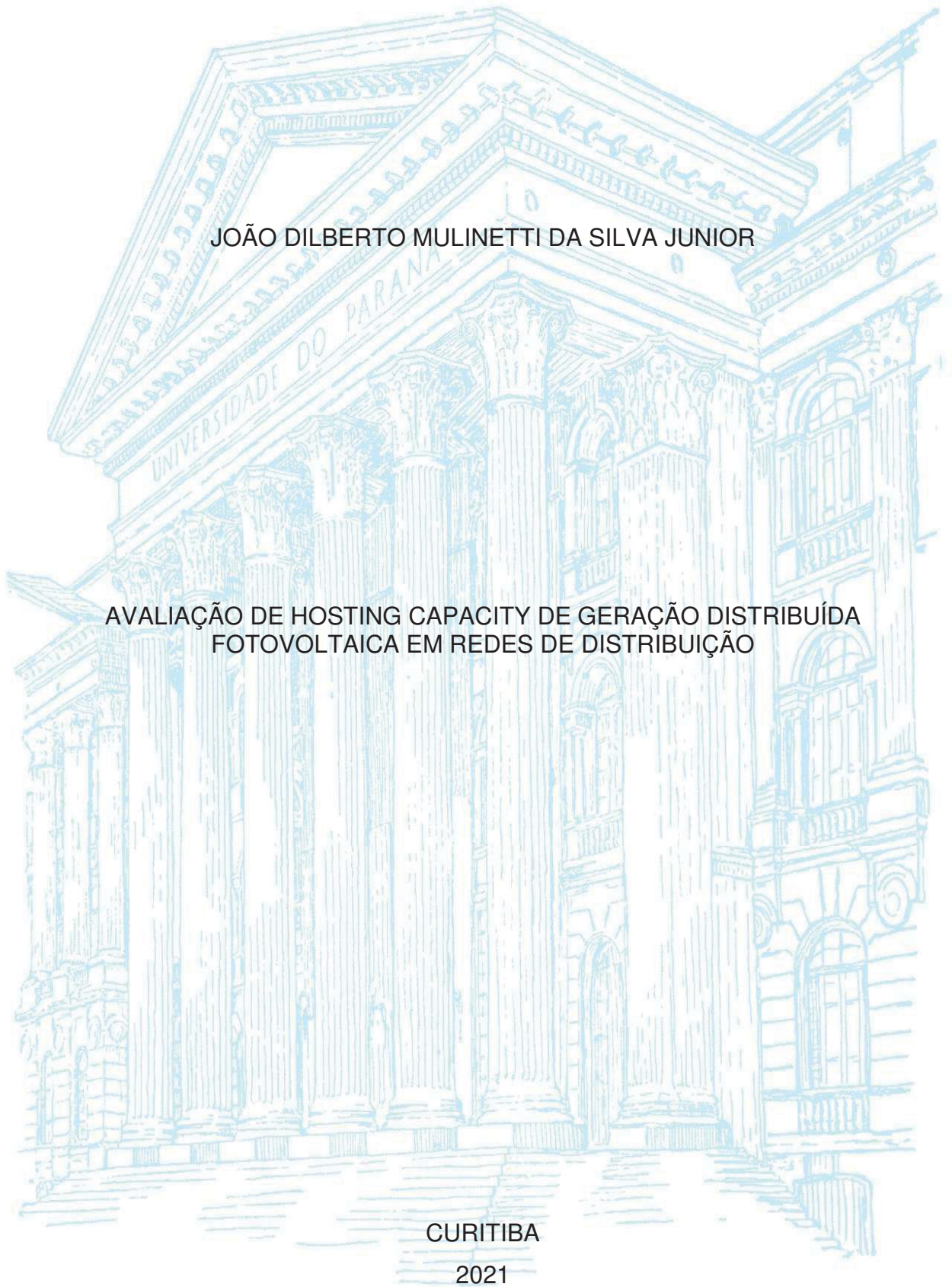
UNIVERSIDADE FEDERAL DO PARANÁ

JOÃO DILBERTO MULINETTI DA SILVA JUNIOR

AVALIAÇÃO DE HOSTING CAPACITY DE GERAÇÃO DISTRIBUÍDA
FOTOVOLTAICA EM REDES DE DISTRIBUIÇÃO

CURITIBA

2021



JOÃO DILBERTO MULINETTI DA SILVA JUNIOR

AVALIAÇÃO DE HOSTING CAPACITY DE GERAÇÃO DISTRIBUÍDA
FOTOVOLTAICA EM REDES DE DISTRIBUIÇÃO

Apresentação de monografia como requisito final para obtenção do título de Especialista em Eficiência Energética e Geração Distribuída no curso de especialização do departamento de Engenharia Elétrica da Universidade Federal do Paraná.

Orientador: Prof. Dr. Alexandre Rasi Aoki
Coorientadora: M.Sc. Thaís Marzalek Blasi

CURITIBA

2021



MINISTÉRIO DA EDUCAÇÃO
SETOR DE TECNOLOGIA
UNIVERSIDADE FEDERAL DO PARANÁ
PRÓ-REITORIA DE PESQUISA E PÓS-GRADUAÇÃO
CURSO DE PÓS-GRADUAÇÃO EFICIÊNCIA ENERGÉTICA E GERAÇÃO DISTRIBUÍDA -
40001016317E1

TERMO DE APROVAÇÃO

Os membros da Banca Examinadora designada pelo Colegiado do Programa de Pós-Graduação EFICIÊNCIA ENERGÉTICA E GERAÇÃO DISTRIBUÍDA da Universidade Federal do Paraná foram convocados para realizar a arguição da Monografia de Especialização de JOÃO DILBERTO MULINETTI DA SILVA JUNIOR intitulada: AVALIAÇÃO DE HOSTING CAPACITY DE GERAÇÃO DISTRIBUÍDA FOTOVOLTAICA EM REDE DE DISTRIBUIÇÃO, que após terem inquirido o aluno e realizada a avaliação do trabalho, são de parecer pela sua APROVAÇÃO no rito de defesa.

A outorga do título de especialista está sujeita à homologação pelo colegiado, ao atendimento de todas as indicações e correções solicitadas pela banca e ao pleno atendimento das demandas regimentais do Programa de Pós-Graduação.

Curitiba, 16 de dezembro de 2021.

Alexandre Rasi Aoki
Presidente da Banca Examinadora

Prof. Dr. Alexandre Rasi Aoki
PROFESSOR DO DEPTO DE ENG. ELÉTRICA
Matrícula UFPR 200437

Cicéli Martins Luiz
Avaliador Externo (ENEL)

Mateus Duarte Teixeira
Avaliador Interno (UNIVERSIDADE FEDERAL DO PARANÁ)

Prof. Dr. MATEUS DUARTE TEIXEIRA
Docente do Departamento de Eng. Elétrica
Matrícula UFPR 203334

Dedico este trabalho a minha mãe Andréa Patrícia e meu pai João Dilberto,
por todo o amor e confiança.

AGRADECIMENTOS

Agradeço minha família, minha mãe Andréa Patrícia, meu pai João Dilberto e irmã Maria Clara por todo o amor, suporte e incentivo durante os desafios que apareceram em minha vida.

Agradeço também a Juliana Martins, meu amor, por todo o companheirismo, paciência e incentivo nos melhores e piores momentos.

Agradeço ao professor orientador Dr. Alexandre Rasi Aoki, pela dedicação, paciência, conselhos e ajuda durante todo o desenvolvimento deste trabalho.

Agradeço a professora coorientadora M. Sc. Thaís Marzalek Blasi, pela dedicação, paciência, conselhos e ajuda durante todo o desenvolvimento deste trabalho.

O ensino é uma arte e sou grato pela oportunidade de tê-los como professores.

RESUMO

O desenvolvimento da tecnologia de fontes renováveis em específico de sistemas solares fotovoltaicos trouxe consigo uma grande quantidade de solicitações de acesso a rede. As concessionárias de energia elétrica devem responder cada acesso, verificando se a rede suporta a nova geração, mantendo seus parâmetros operacionais em níveis seguros. Assim, o hosting capacity entra como uma ferramenta de auxílio para a concessionária, analisando os dados da rede e implementando uma metodologia que busque níveis seguros de injeção da geração distribuída. Neste trabalho foram levantados dados de uma rede real e simulados cenários para 24 horas no software OpenDSS, com diferentes níveis de inserção de geração distribuída fotovoltaica. O cenário 01 é a rede sem inserção de geração distribuída, o cenário 02 é o estado atual de geração distribuída da rede, os cenários 03, 04 e 05 possuem os valores de geração distribuída igual a 100%, 115% e 130%, respectivamente, em função da carga instalada no cenário 02. Para cada cenário foram analisados os níveis de tensão, fluxo de potência na subestação, consumo e perdas elétricas. Para cenários com maiores níveis de injeção da geração distribuída notou-se um aumento dos níveis de tensão e redução do fluxo de potência na subestação em horários em que a geração fotovoltaica era máxima. Foram analisadas as condições de hosting capacity e ponderadas a partir de metodologias, sendo que cada metodologia apresenta os cenários que cabem nas condições do hosting capacity. A complementariedade dos métodos traz condições mais seguras nos níveis de geração distribuída que a rede é capaz de acomodar.

Palavras-chave: Hosting capacity. Geração distribuída. Redes de distribuição.

ABSTRACT

The development of renewable energy technology, specifically solar photovoltaic systems, brought a large number of requests for access to the grid. Electricity concessionaires must respond to each access, verifying if the network supports the new generation, keeping its operational parameters at safe levels. Thus, the hosting capacity is used as an aid tool for the concessionaire, analyzing network data and implementing a methodology that seeks safe levels of injection of distributed generation. In this work, data from a real network were collected and scenarios were simulated with different levels of insertion of distributed generation. For each scenario, voltage levels, power flow in the substation, consumption and electrical losses were analyzed. For scenarios with higher levels of injection of distributed generation, an increase in voltage levels and a reduction in power flow in the substation was noted at times when the photovoltaic generation was at its maximum. The hosting capacity conditions were analyzed and weighted using methodologies. Each methodology presents the scenarios that fit the hosting capacity conditions. The complementarity of the methods brings safer conditions in the distributed generation levels that the network is able to accommodate.

Key words: Hosting capacity. Distributed generation. Distribution network.

LISTA DE ILUSTRAÇÕES

Figura 1 - Quantidade de conexões geração distribuída fotovoltaica, 2008 – Julho de 2021.	13
Figura 2 - Potenciais de queda de tensão no decorrer de uma linha de distribuição partindo da subestação.	17
Figura 3 - Perda de sensibilidade de relés de corrente de falta	19
Figura 4 - Diagrama de blocos do algoritmo de solução do FP no OpenDSS.....	24
Figura 5 - Diagrama de blocos com dados pertinentes a geração fotovoltaica no OpenDSS	25
Figura 6 - Performance de rede a partir de investimentos de reforço.	29
Figura 7 - Sistema de distribuição radial inserido de geração fotovoltaica.....	31
Figura 8 - Fatores que impactam a faixa de valores do HC.	32
Figura 9 - Potência Elétrica trifásica – Cenário 01	34
Figura 10 - Perfil de tensão em quilômetros a partir da subestação – Cenário 01	34
Figura 11 - Potência elétrica trifásica – Cenário 02.....	35
Figura 12 - Geração distribuída atual.	36
Figura 13 - Potência elétrica trifásica – Cenário 03.....	37
Figura 14 - Geração distribuída 100% em função da carga instalada no cenário 2. .	37
Figura 15 - Potência elétrica trifásica – Cenário 04.....	38
Figura 16 - Geração distribuída 115% em função da carga instalada no cenário 2. .	39
Figura 17 - Potência elétrica trifásica – Cenário 05.....	40
Figura 18 - Potência ativa injetada pela GD (130%)	40
Figura 19 - Percentual de perdas ativas em 24 horas para os cenários 01 a 05.....	41
Figura 20 - Potência elétrica monofásica para os cenários 01 ao 05.....	42

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 - Consumo de energia em 24 horas para os cenários 01 a 05.....	43
Tabela 2 - Tensão máxima e mínima no horário do meio dia para os cenários 01 ao 05.	43
Tabela 3 - Metodologias de HC para os cenários 01 ao 05.	45

LISTA DE SIGLAS

GD	Geração Distribuída
GDFV	Geração Distribuída Fotovoltaica
HC	Hosting Capacity
kW	quilo-Watt
MW	Mega-Watt
REN	Resolução Normativa
RT	Regulador de tensão
FV	Fotovoltaico
FP	Fluxo de Potência
p.u	por unidade
PRODIST	Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
PROSUMER	Termo característico para consumidores que geram sua própria energia

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	12
1.1	CONTEXTO	12
1.2	OBJETIVOS	14
1.3	JUSTIFICATIVA	14
1.4	ESTRUTURA DA MONOGRAFIA.....	15
2	FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA.....	16
2.1	GERAÇÃO DISTRIBUÍDA FOTOVOLTAICA	16
2.1.1	ASPECTOS TÉCNICOS E IMPACTOS.....	16
2.1.2	AVALIAÇÃO DA CONEXÃO DA GERAÇÃO DISTRIBUÍDA	20
2.2	FLUXO DE POTÊNCIA EM REDES ATIVAS DE DISTRIBUIÇÃO	21
2.2.1	FLUXO DE POTÊNCIA NA REDE DE DISTRIBUIÇÃO	21
2.2.2	FERRAMENTOS PARA FLUXO DE POTÊNCIA EM REDES ATIVAS DE DISTRIBUIÇÃO - OPENDSS	23
2.2.3	MODELAGEM DA GERAÇÃO DISTRIBUIDA FOTOVOLTAICA NO OPENDSS.....	24
2.3	HOSTING CAPACITY	25
2.3.1	DEFINIÇÃO	25
2.3.2	METODOLOGIAS.....	26
2.4	CONSIDERAÇÕES FINAIS DO CAPÍTULO	28
3	MATERIAIS E MÉTODOS	30
3.1	MATERIAIS.....	30
3.2	MÉTODOS.....	31
4	ANÁLISE DOS RESULTADOS E DISCUSSÃO.....	33
4.1	DEFINIÇÃO DE CENÁRIOS	33
4.2	CENÁRIO 1	33
4.3	CENÁRIO 2.....	34

4.4	CENÁRIO 3.....	36
4.5	CENÁRIO 4.....	38
4.6	CENÁRIO 5.....	39
4.7	DISCUSSÃO DOS RESULTADOS.....	41
4.7.1	ANÁLISE COMPARATIVA DOS CENÁRIOS.....	41
4.7.2	HOSTING CAPACITY.....	44
5	CONCLUSÕES E TRABALHOS FUTUROS.....	46
	REFERÊNCIAS.....	48

1 INTRODUÇÃO

1.1 CONTEXTO

A elevação do nível do mar, a mudança das correntes oceânicas e a degradação de diversos ecossistemas são alguns dos efeitos da mudança climática. Nessa condição, o Acordo de Paris (2015), discutido por 195 países, corresponde a iniciativa que pretende converter progressivamente a economia mundial em uma baixa emissora de carbono.

A Agência internacional de energia renovável IRENA (2021), a partir das metas do Acordo de Paris de limitar o aumento da temperatura global em 1,5°C até 2050, definiu seis passos de transição energética. Dentre esses passos, três deles são totalmente voltados para o setor elétrico:

- 1- Fontes Renováveis.
- 2- Conservação de Energia e Eficiência Energética.
- 3- Eletricidade como Energia de Uso Final.

Definiu-se que a eletricidade deverá ser o principal provedor no consumo de energia do mundo até 2050, aumentando até 30% em comparação ao ano de 2018, devendo ser 90% da energia elétrica provinda das fontes renováveis. Sendo, solar (+14.000GW) e eólica (+8.100GW) de potência instalada suprimindo até 63% das necessidades totais de eletricidade para alcançar as metas estipuladas IRENA (2021).

O mais importante para transição energética é o uso combinado e crescente de tecnologias de energia renovável de baixo custo e adoção mais ampla da eletricidade como uso final de energia para aplicações como calor e transporte. A eletrificação permite o uso de energia livre de carbono e melhora significativamente a eficiência geral da energia para o fornecimento de serviços IRENA (2021).

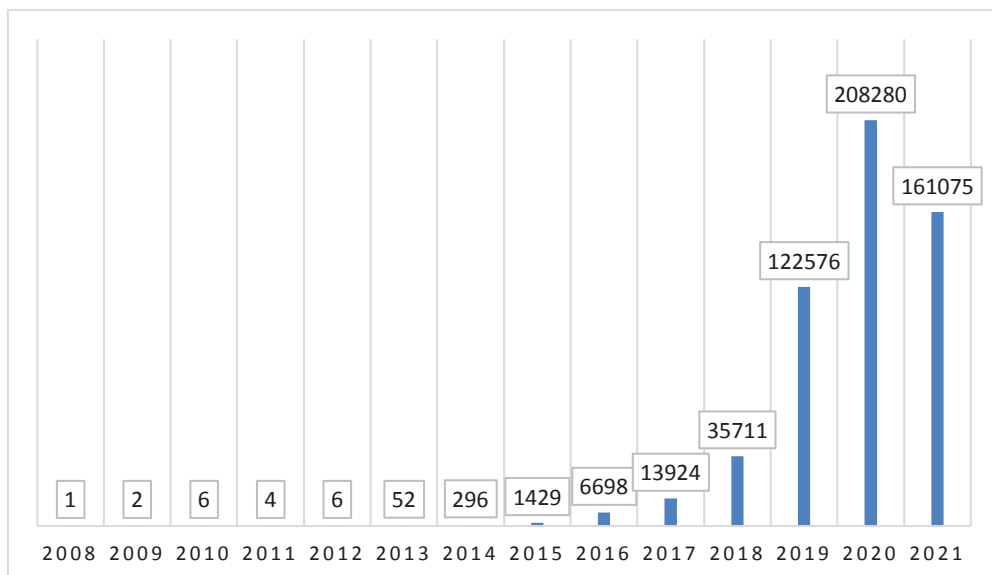
Contudo, essa transição energética planejada necessita de uma ação coordenada entre os agentes envolvidos nessa transformação. Por exemplo, de um lado existe um mercado aquecido, incentivando globalmente mais conexões de sistemas de fontes renováveis, e do outro lado, concessionárias de energia que necessitam avaliar constantemente o impacto que essas novas fontes trazem ao sistema elétrico existente.

Sobre as fontes renováveis para a manutenção climática, a geração solar é um dos pilares dessa transformação. Sua fácil implementação desde o nível

residencial ao industrial, aliada ao avanço tecnológico contínuo e políticas públicas globais de incentivo, reduziu significativamente os seus custos.

Para o Brasil, o acesso da geração distribuída está diretamente vinculado a fonte solar fotovoltaica. Somente no ano de 2021 até o mês de julho, foram feitas mais de 100 mil conexões de geração distribuída fotovoltaica (GDFV). Se avaliado os dados da ANEEL (2021), a quantidade de acessos vem crescendo continuamente desde o ano de 2015, destacando-se o de 2020 com aumento de 169% em comparação a 2019, conforme apresentado na figura 1.

FIGURA 1 - QUANTIDADE DE CONEXÕES GERAÇÃO DISTRIBUÍDA FOTOVOLTAICA, 2008 – JULHO DE 2021.



FONTE: ANEEL (2021)

Com o crescimento das instalações de geração distribuída (GD) nas redes de distribuição, as concessionárias têm enfrentado uma série de desafios associados a inserção massiva dos elementos de geração em uma rede que costumava ser composta apenas por cargas.

As análises de disponibilidade mais atuais fazem uso de hosting capacity (HC), termo inglês utilizado para análise da capacidade de hospedagem da rede em relação a acomodação de sistemas de geração distribuída.

Por exemplo, nos Estados Unidos, comissões públicas estão exigindo que as distribuidoras produzam relatórios anuais de análise da rede em função do hosting capacity Farrell (2021). No Brasil, a CEMIG (Companhia Energética de Minas Gerais)

possui um mapa de disponibilidade para inserção de GD em função da capacidade de suas subestações (CEMIG, 2021).

Dessa forma o HC entra como uma ferramenta de auxílio, ajudando a planejar e aprovar conexões de GD. Definido por Jensen e Uyehara (2020), o HC funciona determinando a carga ou geração máxima que um circuito de distribuição pode ter inserido, sem a violação ou agravamento da qualidade elétrica do sistema.

Os benefícios do HC se aplicam também na redução do período de análise que a concessionária utiliza para verificar os pedidos de novas conexões, fornece informações auxiliando na tomada de decisões e torna o planejamento em quase tempo real com a formulação de mapas de acesso disponibilizados aos acessantes do sistema elétrico Jensen; Uyehara (2020).

1.2 OBJETIVOS

O presente trabalho busca contribuir para a inserção segura de fontes de geração distribuída na rede de distribuição, avaliando os principais impactos causados e a capacidade de acomodação (hosting capacity) para auxiliar as concessionárias nas tomadas de decisão.

Para tanto, tem-se os seguintes objetivos específicos:

- Levantar dados de casos reais de rede de distribuição com inserção de geração distribuída fotovoltaica;
- Avaliar operação da rede de distribuição sem geração distribuída;
- Desenvolver cenários de análise elétrica de penetração de geração distribuída;
- Avaliar as grandezas elétricas, capacidade de hospedagem e o desempenho da rede em diferentes cenários.

1.3 JUSTIFICATIVA

Diversas distribuidoras de energia vêm enfrentando o desafio do aumento das conexões de GD em suas redes de distribuição, não projetadas para a inserção desses elementos.

Nesse contexto de expansão das fontes descentralizadas renováveis, as concessionárias de energia seguem desenvolvendo ferramentas que tornem mais

seguro, rápido, acessível e menos complexo o acesso dos sistemas de GD na sua rede de distribuição.

Quando uma solicitação de acesso é realizada, a concessionária avalia os possíveis impactos causados pela conexão pretendida naquele ponto da rede, sendo necessário avaliar caso a caso, parâmetros como nível de tensão, perdas e flexibilidade operativa. Ademais é necessário avaliar se a quantidade de potência a ser instalada pode ser acomodada dentro dos níveis de potência do alimentador, de modo a permitir a manutenção da operação segura da rede.

Para atender essa necessidade, as concessionárias veem na análise de HC um facilitador na emissão de pareceres de acesso, calculando a capacidade de hospedagem na rede.

Assim, a análise de redes a partir do hosting capacity garante a integridade, segurança de operação, segurança da rede e ainda assegura limites para capacidade de hospedagem de sistemas de geração distribuição conectados à rede Capitanescu et al. (2015).

1.4 ESTRUTURA DA MONOGRAFIA

Esse trabalho apresenta no capítulo 2 a fundamentação teórica da geração distribuição, quanto as suas definições, condições e efeitos dentro da rede, assim como as definições de envolvem o Hosting Capacity. Para o capítulo 3 são apresentadas as ferramentas e o sistema em estudo para desenvolver esse trabalho, junto da metodologia aplicada para desenvolver as simulações e análises dos cenários. O capítulo 4 apresenta e desenvolve uma análise transversal dos cenários simulados. No capítulo 5 é desenvolvido a análise de Hosting Capacity. O capítulo 6 apresenta as principais conclusões obtidas nesse trabalho e as sugestões para trabalhos futuros.

2 FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA

2.1 GERAÇÃO DISTRIBUÍDA FOTOVOLTAICA

2.1.1 ASPECTOS TÉCNICOS E IMPACTOS

O sistema de distribuição de energia elétrica foi projetado a operar de forma radial, com o fluxo de potência partindo da subestação para a carga. Com medidas políticas regulatórias, de incentivo público e privado, a GD começou a crescer, alterando esse panorama tradicional.

Como definido por Blasi (2019), a GD apresenta-se como uma ideia disruptiva sobre a operação de sistemas de distribuição e sobre o potencial de geração de eletricidade. O aumento desses sistemas na rede é multifatorial, sendo um dos mais importantes a econômica, instigando o consumidor a instalar o sistema, tornando-se um “prosumer” (termo característico de consumidores com sistema de geração descentralizado).

Das políticas públicas de incentivo, ressalta-se a Resolução Normativa (REN) 482/2012, definindo o arcabouço regulatório da geração distribuída no sistema de compensação de energia, estabelecendo as regras para acesso de micro e minigeração distribuída ao sistema de distribuição, além de permitir ao consumidor produzir sua própria energia e vender o excedente para a concessionária. Outro marco importante foi a REN 687/2015, detalhando os conceitos de sistema de compensação de eletricidade entre a concessionária e consumidores.

Assim, caracterizam-se sistemas de GD a partir da potência instalada. Para a microgeração distribuída refere-se a uma central geradora de energia elétrica, com potência instalada menor ou igual a 75 quilowatts (kW), enquanto a minigeração distribuída diz respeito às centrais geradoras com potência instalada superior a 75 kW até 5 MW que utilize cogeração qualificada, conforme regulamentação da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), ou fontes renováveis de energia elétrica, conectada na rede de distribuição por meio de instalações de unidades consumidoras.

Atualmente, as concessionárias passam por novos desafios na alocação dessa geração descentralizada, com altos níveis de penetração, suas interações com a rede podem causar danos ao sistema, falhas de equipamentos de controle e insegurança aos consumidores.

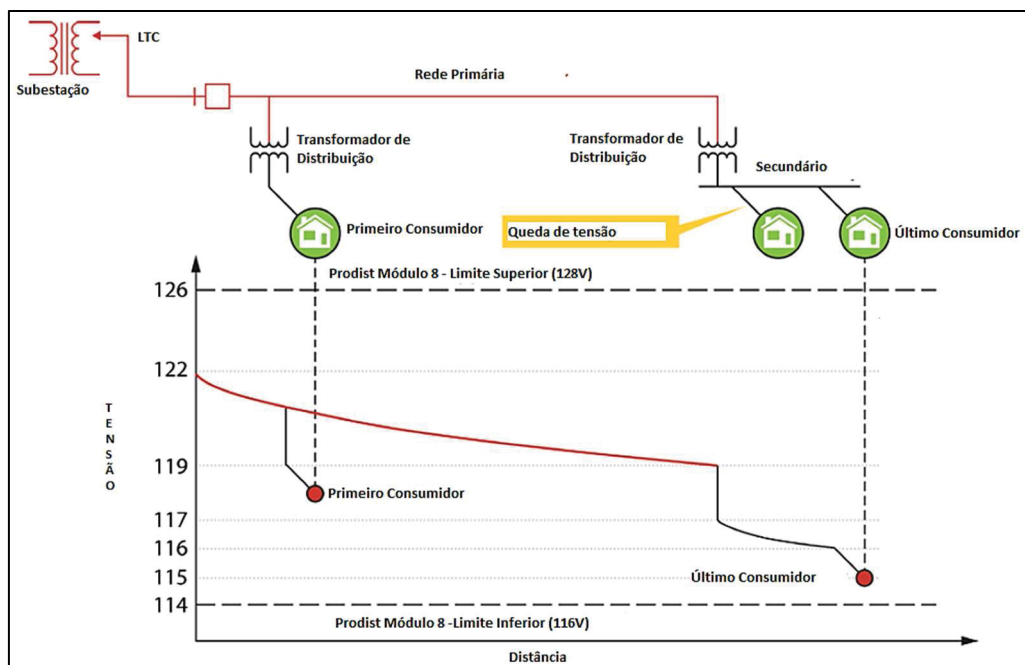
Em relatório de Coddington (2014), 21 concessionárias delinearum um número significativo de preocupações sobre os impactos da GDFV. Essas preocupações não são universais e homogêneas, mas trazem o ponto de vista do responsável pela manutenção da energia elétrica fornecida a população.

Dessas preocupações por parte das concessionárias, na sequência estão descritos os pontos com maior relevância dentro da rede:

1- Regulação e elevação de tensão causada por GD:

As concessionárias são obrigadas a manter a tensão de entrada de serviço do cliente dentro de uma faixa operacional restrita, especificado nas faixas de tensão do Prodist 8. Para se manterem dentro das normas, as subestações são projetadas considerando as quedas de tensão previamente calculadas. Conforme a figura 2, são utilizados transformadores reguladores e banco de capacitores para compensar as quedas de tensão ao longo do circuito.

FIGURA 2 - POTENCIAIS DE QUEDA DE TENSÃO NO DECORRER DE UMA LINHA DE DISTRIBUIÇÃO PARTINDO DA SUBESTAÇÃO.



FONTES: CODDINGTON, (2014)

A inserção de fontes distribuídas em sistemas de distribuição pode afetar as condições normais do fluxo de potência na rede e provocar alterações no perfil de

tensão ao longo do alimentador, uma vez que a rede deixa de ter um comportamento passivo e passar a ser ativa.

2- Inversão de fluxo de potência por GD e perda de precisão em equipamentos de regulação:

Com o sistema de distribuição projetado para operar de forma unidirecional, a inserção de fontes de GD se apresenta como um grande desafio na operação das redes. Como a entrada e saída da geração distribuída fotovoltaica varia, a magnitude desse fluxo também irá variar, alterando entre direto e reverso por conta das passagens de nuvens.

De modo geral, não há problema com o fluxo bidirecional, cabos e transformadores de razão fixa funcionam bem em ambas as direções e podem acomodar potência reversa tão bem quanta na direta.

Contudo, o fluxo reverso afeta diretamente equipamentos de controle e proteção da rede de distribuição. No melhor dos casos esses equipamentos perdem precisão de regulação e proteção. Em condição mais severa, como no caso de reguladores de tensão, o equipamento provoca sobretensões nas barras do lado da GD.

Conforme explicado por Vanderson Souza (2017), quando a potência ativa injetada pela planta FV ultrapassa a demanda do consumidor localizado entre o regulador de tensão (RT) e a GD, o fluxo de potência ativa através do RT é invertido, com direção da GD para a subestação.

Nessa situação o regulador irá operar no modo reverso e tentará regular a tensão numa barra do lado da subestação. Caso essa tensão seja maior que a de setpoint do RT, o comutador tentará diminuir a tensão medida. No entanto, pelo fato do lado da subestação ser uma barra “forte” o efeito resultante da tentativa de reduzir a tensão será o excesso de comutações do RT e aumento das tensões no lado da GD.

Em circuitos com alta penetração de geração distribuída, o regulador de tensão pode operar em diversos modos, a fim de garantir segurança e confiabilidade. No mais comum, o modo bidirecional, controlam os níveis de tensão de acordo com a com o fluxo de energia.

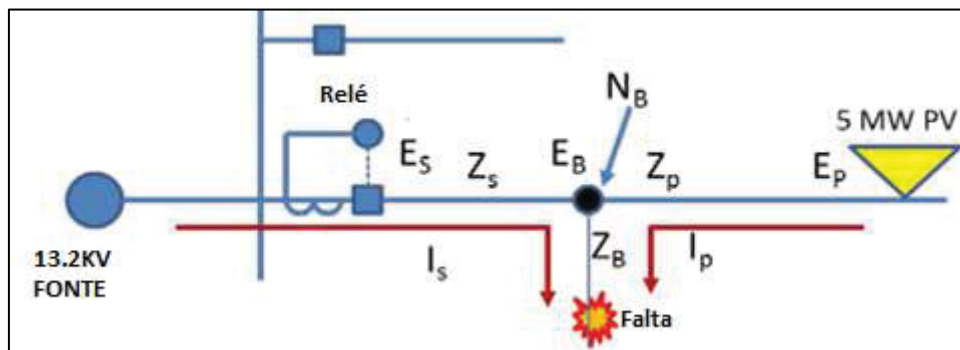
3- Falhas em relés e coordenação de proteção:

O sistema de proteção é projetado para interromper o fluxo de energia durante uma falha, como uma falta fase-terra. O equipamento de proteção da concessionária depende da detecção do aumento no fluxo de corrente durante uma falha para isolar o problema enquanto permite que o resto do sistema mantenha as operações.

Mudanças nas condições operacionais dentro do sistema de distribuição complicam a detecção e localização de falhas. A adição de qualquer sistema de geração distribuída, incluindo o FV, pode criar mais desafios na detecção de faltas, podendo aumentar ou diminuir os fluxos de corrente de falha através dos dispositivos de proteção, que potencialmente confundem as medições e impedem que a proteção opere de forma ideal.

A perda de sensibilidade de relés de corrente de falta (figura 3) é um dos problemas mais comuns. Onde a corrente de falta da GD diminui a corrente de falta detectada pelo equipamento de proteção, fazendo com que opere mais lentamente ou nem opere durante a falha, trazendo danos à concessionária e ao cliente.

FIGURA 3 - PERDA DE SENSIBILIDADE DE RELÉS DE CORRENTE DE FALTA



FONTE: PALMINTIER ET AL. (2016)

A corrente do FV (I_p) fluindo até Z_b faz aumentar a tensão em N_b (E_b), assim reduzindo a corrente líquida de falta da fonte. Essa redução de corrente reduz a capacidade do relé de atuar mediante uma falha. No geral, essa redução é pequena. Contudo, é válido verificar se os sistemas estão adequadamente protegidos, se tiverem ramificações mais longas ou maior capacidade fotovoltaica. A instalação em N_b de um fusível é desejável para garantir a proteção adequada.

4- Ilhamento não intencional e insegurança na rede:

O ilhamento não intencional refere-se ao potencial de uma parte do sistema de distribuição continuar a funcionar mesmo quando o sistema de energia principal é desconectado.

Inversores para sistemas FV possuem recursos de anti-ilhamento e são certificados internacionalmente segundo a IEEE-1547-2014. Contudo, mesmo com a certificação, existe a preocupação de que tais recursos não sejam suficientes.

Dos principais danos causados pelo ilhamento não intencional estão a condição de operação fora dos padrões definidos pela concessionária, quanto a limite de tensão, frequência e sincronia com a rede. Outro problema é em relação a insegurança que o Ilhamento não intencional causa com relação as equipes de manutenção da concessionária.

2.1.2 AVALIAÇÃO DA CONEXÃO DA GERAÇÃO DISTRIBUÍDA

As concessionárias, visando padronização nos acessos a rede de distribuição, desenvolvem procedimentos técnicos de acesso que devem ser obedecidos pelos clientes que queiram acessar a rede de distribuição com GD.

Tais normas de acesso devem estar em conformidade com as prescrições do PRODIST (Procedimentos de Distribuição) e as resoluções normativas da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL).

A distribuidora a partir das definições do PRODIST Módulo 3, definem os seguintes pontos essenciais no acesso à rede:

- **Consulta de Acesso:** Não sendo um uma etapa obrigatória, tem como objetivo obter informações técnicas que subsidiem os estudos pertinentes ao acesso.
- **Informações de Acesso:** Não sendo uma etapa obrigatória, é a resposta formal dada pela distribuidora à Consulta de Acesso realizada pelo acessante, sem ônus e com o objetivo de fornecer informações sobre o acesso pretendido. O prazo máximo para a resposta é de 60 dias, a partir da data do recebimento da Consulta de Acesso. Os custos fornecidos pela concessionária são estimativos, ficando ao encargo do acessante providenciar o levantamento detalhado para a conexão. A Informação de Acesso tem caráter meramente

orientativo e a garantia do ponto de conexão só se dará após a emissão do Parecer de Acesso.

- **Solicitação de Acesso:** É o requerimento formulado pelo acessante que, uma vez entregue à distribuidora, implica a prioridade de atendimento, de acordo com a ordem cronológica de protocolo. De modo geral, as informações solicitadas nesse parecer são as informações de identificação da Unidade de consumidora, dados de geração, tipo de fonte e os documentos pertinentes a serem anexados. As solicitações são enviadas por meio de uma plataforma digital de apresentação de projetos de entradas de serviço de uso exclusivo de projetistas, devidamente cadastrados no sistema.
- **Registro na ANEEL:** É de responsabilidade do acessante a apresentação dos dados necessários para o registro da microgeração e minigeração distribuída na ANEEL. Compete à distribuidora a coleta e o envio à ANEEL dessas informações.
- **Licenciamento Ambiental:** Tomando-se por base portarias estaduais para licenciamento ambiental, o atendimento das solicitações de fornecimento de energia ao canteiro de obras e de liberação para operação em teste da unidade de geração distribuída, será exigida a manifestação favorável do órgão responsável, relativamente à regularidade ambiental do empreendimento, a qual será comprovada pela apresentação dos documentos especificados na norma técnica disponibilizada pela concessionária.
- **Parecer de Acesso:** É o documento formal apresentado pela distribuidora, sem ônus para o acessante, no qual são informadas as condições de acesso, compreendendo a conexão e o uso, e os requisitos técnicos para a conexão das instalações do acessante ao sistema elétrico de distribuição. O prazo para a emissão do Parecer de Acesso pela concessionária é de 15 dias para microgeração e de 30 dias para minigeração, após o recebimento da Solicitação de Acesso contendo toda a documentação prevista nesta norma.

2.2 FLUXO DE POTÊNCIA EM REDES ATIVAS DE DISTRIBUIÇÃO

2.2.1 FLUXO DE POTÊNCIA NA REDE DE DISTRIBUIÇÃO

É necessário, dentro da análise de redes de distribuição, que seja conhecido o estado da rede e assim poder quantificar parâmetros essenciais. Nestes cálculos, as grandezas de interesse são as tensões nas diferentes barras da rede, fluxos de potência ativa e reativa em todas as linhas, perdas nas linhas e nos transformadores.

A análise de fluxo de potência (FP) se dá por ferramentas computacionais, cada qual com suas características, sendo utilizado neste trabalho o OpenDSS a ser detalhado em seções futuras. A possibilidade de uso de diferentes algoritmos é decorrente de benefícios das técnicas de cálculo numérico.

Dos principais métodos de resolução do FP definidos por Pizzali, (2003), destacam-se:

- **Método de Gauss-Siedel:** caracteriza-se por ser insensível às tensões iniciais estimadas e apresenta lenta convergência em sistemas radiais. Essa lentidão deve-se principalmente ao não aproveitamento da natureza esparsa da matriz de impedância (Y). A característica radial dos sistemas de distribuição faz com que os valores da diagonal da matriz Y sejam pequenos. Dessa forma, devido a baixa relação X/R de sistemas de distribuição, serão produzidas grandes oscilações da tensão tornando lenta a convergência.
- **Método de Newton-Raphson:** Os métodos de Newton-Raphson e suas versões desacopladas são conhecidos por excelente convergência. A principal desvantagem desse método é seu tempo de processamento devido a necessidade de resolver a matriz Jacobiana. Para sistema de distribuição que apresentem baixa relação de X/R o método desacoplado pode não apresentar boa convergência.

Os métodos descritos acima foram planejados pensando em sistemas de transmissão. Dessa forma, é interessante utilizar técnicas que aproveitem a característica radial da rede de distribuição para a redução do esforço computacional na resolução de FP.

Para as técnicas de resolução de FP em redes de distribuição definidos por Pizzali, (2003), destaca-se:

- **Método Escalonado:** Resolve a rede à montante (em direção do nó fonte), supondo previamente um perfil de tensão, aplicando diretamente as leis de corrente e tensão de Kirchhoff até chegar ao nó fonte. Deste modo é possível calcular a tensão do nó fonte. O erro obtido entre este valor e o especificado será somado ao perfil de tensão previamente suposto de tal modo que se

obtenha um novo perfil de tensão para a próxima iteração. A convergência é atingida quando a tensão resultante do nó fonte é a especificada, respeitando a tolerância definida no processo de cálculo. Suas principais desvantagens são que em redes de distribuição com grande quantidade de ramais é necessário subiterações para cada um desses ramais e em sistemas carregados sua convergência não é boa.

2.2.2 FERRAMENTOS PARA FLUXO DE POTÊNCIA EM REDES ATIVAS DE DISTRIBUIÇÃO - OPENDSS

O OpenDSS é um software de simulação de redes de distribuição que trabalha no domínio da frequência, quando as tensões e correntes encontram em regime permanente. Para a resolução do fator de potência (FP) o OpenDSS se difere em relação aos outros softwares, o sistema de equações a ser resolvido trabalha diretamente em cima da matriz de admitância nodal do sistema, isto é, com os fasores de tensões nodais e corrente injetadas.

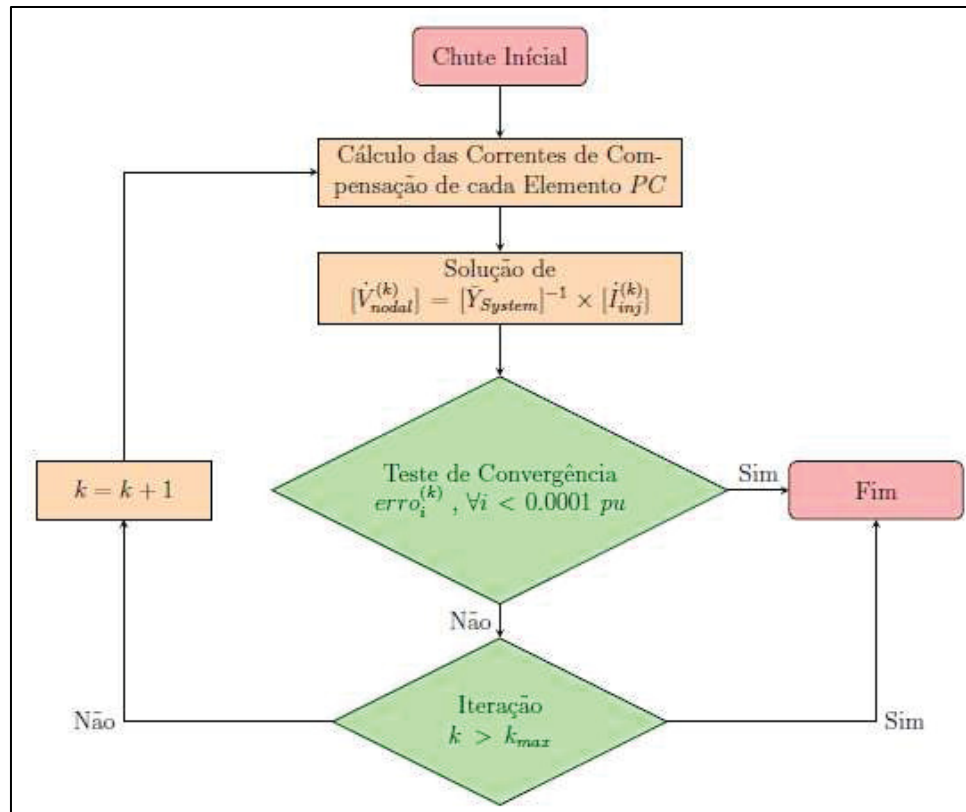
A literatura dispõe de diversos métodos para montagem da matriz admitância nodal de uma rede. O método realizado pelo OpenDSS consiste na montagem de uma matriz admitância nodal individual, para cada elemento da rede, chamada de matriz admitância nodal primitiva. No OpenDSS essas matrizes primitivas são combinadas para criar uma matriz admitância nodal do sistema inteiro Rocha; Radatz (2018).

O método empregado pelo OpenDSS na resolução de FP envolve 4 etapas nesse processo iterativo, figura 4. Sendo eles:

- **Chute inicial:** Um bom chute inicial consiste em realizar uma solução direta da matriz admitância, considerando que a corrente é nula para todos os elementos de conversão de energia (geradores, cargas e armazenadores de energia), isto é, apenas as correntes injetadas por fontes são levadas em conta
- **Cálculo das correntes injetadas:** O OpenDSS vai em cada elemento de conversão de energia e calcula a corrente de compensação injetada. Assim, todas as correntes injetadas são organizadas no vetor de correntes injetadas.
- **Solução para um novo vetor tensões nodais:** Como o vetor de corrente injetadas atualizado, uma nova solução do sistema é calculada através da função KLU Solve.

- **Teste de convergência:** Nesse passo é verificado se o sistema convergiu ou não. Caso afirmativo, o processo iterativo acaba aqui. Caso contrário, os passos 2 e 3 são repetidos até que o sistema convirja ou até que a quantidade máxima iterações permitidas seja excedida.

FIGURA 4 - DIAGRAMA DE BLOCOS DO ALGORITMO DE SOLUÇÃO DO FP NO OPENDSS.



FONTE: ROCHA; RADATZ (2018).

2.2.3 MODELAGEM DA GERAÇÃO DISTRIBUIDA FOTOVOLTAICA NO OPENDSS.

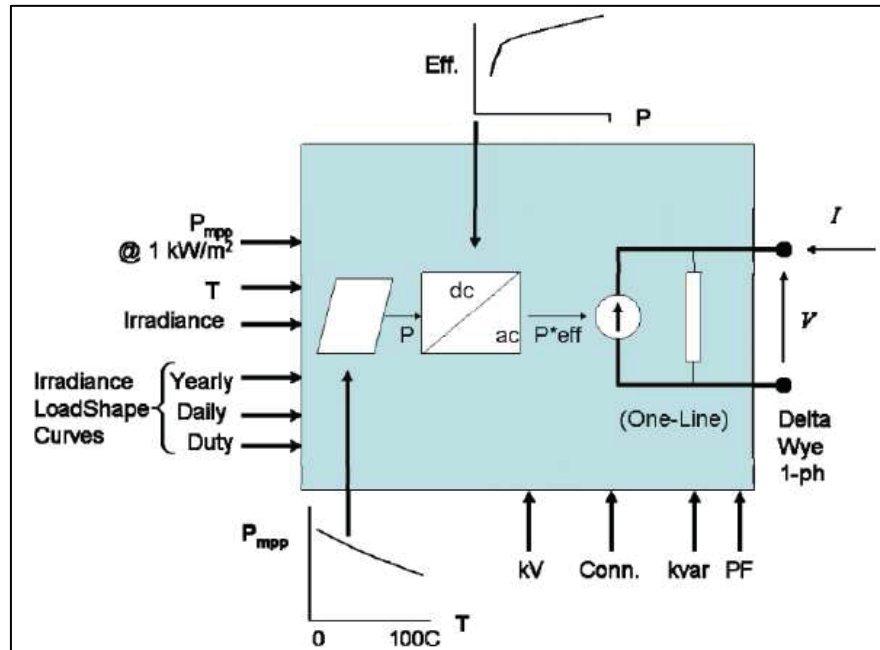
Para o estudo que será realizado no OpenDSS, pode-se utilizar o modelo pré-definido para sistemas fotovoltaicos. Para tal modelo são definidos parâmetros (Figura 5) de entrada e saída detalhados por EPRI (2020a).

As entradas do modelo são a irradiância, temperatura e dependência da curva de potência entre a potência de saída e temperatura, além da curva de eficiência e relação de potência utilizada para representação do comportamento do inversor fotovoltaico.

Em específico para o modelo de irradiância deve-se definir a curva de irradiância num perfil de 24 horas, assim como a temperatura do arranjo FV.

A saída do módulo apresenta potência ativa e reativa do sistema, sendo o último definido pela informação do fator de potência.

FIGURA 5 - DIAGRAMA DE BLOCOS COM DADOS PERTINENTES A GERAÇÃO FOTOVOLTAICA NO OPENDSS



AUTOR: BLASI (2019).

2.3 HOSTING CAPACITY

2.3.1 DEFINIÇÃO

A demanda global por fontes renováveis força as concessionárias de energia elétrica a se adaptarem. Em muitos países os operadores de redes de energia estão sobrecarregados com uma quantidade sem precedentes de conexões de GD, que precisam ser avaliados de maneira rápida e confiável CIGRE (2014).

Assim, surge a necessidade de metodologias simplificadas e regras práticas que permitam a concessionária avaliar com segurança o nível de hospedagem da rede sem recorrer a estudos analíticos detalhados.

O HC não é apenas uma análise, mas um processo complexo que combina a coleta de dados de entrada e a seleção de parâmetros analíticos que definem como os resultados podem ser aplicados EPRI (2020b).

O HC pode ser definido como um processo composto por 3 etapas principais:

- **Dados:** Representa o modelo e informações necessárias para iniciar o processo do HC.
- **Análise:** Representa a metodologia empregada, fatores de maior impacto, ferramentas de auxílio no cálculo. Existem várias abordagens, que serão a frente detalhadas.
- **Aplicação:** Representa o uso do HC, como parte da decisão em planejamento, novas interconexões e reforços de rede.

Tais dados são, historicamente, utilizados para fazer avaliações de rede. O que difere no HC é que esses dados são empregados numa avaliação global do sistema e não apenas em um estudo direcionado de planejamento tradicional.

2.3.2 METODOLOGIAS

O HC faz uso de dados, que são previamente analisados seguindo um conjunto de regras pré-definidas. Essas regras formam a metodologia que será aplicada para avaliar uma rede e sua capacidade de hospedagem.

Os principais métodos de análise são baseados em função da tensão, da capacidade térmica de componentes e da capacidade de curto-circuito dos alimentadores.

Para as análises em função da tensão é necessário definir limites de desempenho. Esses limites vão definir a capacidade de acomodação em certo ponto da rede. Conforme definido pelo procedimento de distribuição de energia elétrica PRODIST módulo 8, redes com tensão superior a 1kV e inferior a 69kV, os níveis de tensão inferior e superior adequados estão entre 0,93 e 1,05p.u., respectivamente, em função da tensão de referência ANEEL (2021b).

Outro parâmetro que envolve a tensão também é avaliado, como pontos da rede que possuem reguladores de tensão. Definido pelo CIGRE (2014), a presença de GD a jusante de reguladores de tensão podem comprometer e tornar mais complexa a operação desses reguladores.

Além disso, a avaliação da capacidade de hospedagem deve considerar também as excessivas atuações desses reguladores de tensão. Visto a variabilidade da geração de energia de fontes renováveis aliado as variações de carga, esses equipamentos podem atuar demasiadamente, conforme definido por Souza (2017).

A análise em função da capacidade térmica considera a condução de corrente elétrica suportada pelos equipamentos sem exceder os limites térmicos. Carregar um equipamento além da sua classificação térmica pode causar danos permanentes ou incêndios dentro do sistema elétrico.

Conectar a GD dentro da rede tem um efeito de alterar os fluxos de corrente. Com a escolha adequada, essa conexão pode beneficiar o sistema, reduzindo a corrente total do alimentador. Embora seja um resultado desejável, nem sempre tem uma relação custo-benefício boa.

Em muitos casos, o ponto de conexão mais conveniente resulta em níveis de corrente mais altos em partes do sistema. Esses níveis de corrente podem fazer com que os limites da classificação térmica desses equipamentos sejam ultrapassados, especificamente em situações de carga mínima e geração máxima.

Nessas situações, o HC avalia a capacidade térmica dos condutores podendo exigir um reforço de rede para novas inserções de GD. Uma outra possibilidade é a conexão de GD diretamente em alta tensão, com restrições térmicas menores em comparação a conexão de baixa tensão.

Outro método de avaliação se beneficia da relação entre a potência de curto-circuito e a capacidade de acomodação de injeção pelo alimentador. Segundo BLASI et al., (2020) essa identificação facilita o processo de estudo para emissão de parecer de acesso ou informações de acesso.

Nesse estudo, BLASI et al. (2020) identificam dois critérios de avaliação, um deles relacionado a potência de curto circuito e outro em relação a máxima elevação de tensão. Ambos os métodos atuam complementado a análise final de acesso e HC.

Para definir o cálculo de disponibilidade de GD em cada ponto do alimentador foram definidos dois o critério do Curto Circuito (PCC) e do valor máximo de tensão no alimentador (PST).

BLASI et al. (2020) definem que o PCC consiste na injeção máxima considerando flutuação de tensão máxima de 5% no ponto do cliente. Para esse critério a GD máxima instalada corresponde a 7,5% da potência de Curto-Circuito

neste mesmo ponto. A partir desse limite a flutuação de tensão fica limitada a 5% após a inserção da GD.

Já o critério PST tem relação com o limite máximo de tensão que pode ser atingido com a inserção da GD, limitado a 1,05 pu. BLASI et al., (2020) definem que o valor de potência resultante de PST é limitado a potência máxima que pode ser instalada em cada alimentador. No estudo de caso apresentado, por exemplo, é definido o limite de 7 MW para alimentadores de 13,8kV, 10 MW para alimentadores com 22kV e 15 MW para alimentadores de 34,5kV de tensão nominal Blasi et al. (2020).

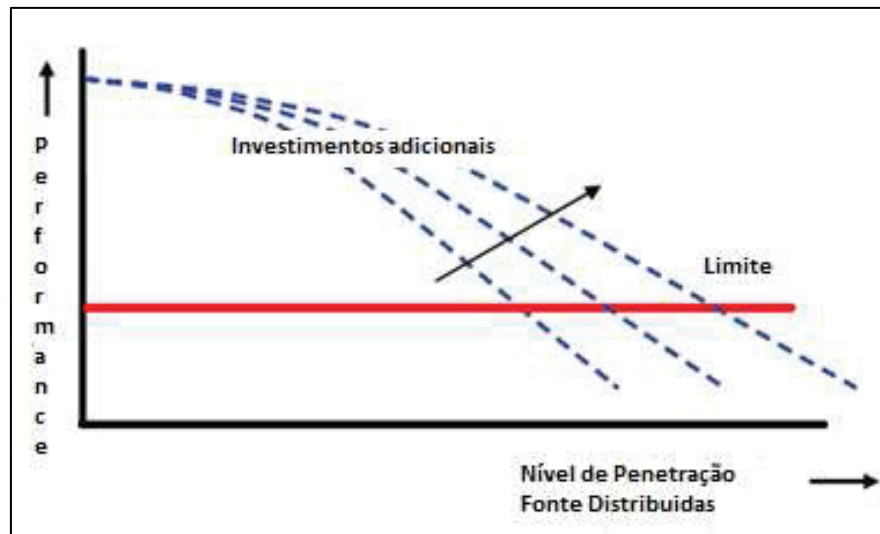
Para os dois critérios definidos por BLASI et al., (2020), destacou-se que aplicando ambos os critérios verifica-se a complementariedade dos métodos. Para algumas distâncias o critério PCC se mostra mais restritivo, sendo geralmente para conexões próximas da subestação. No entanto para outros casos o PST mostra-se mais restritivo. Demonstrando que no processo de análise de acesso a utilização dos dois critérios contribuem para maior assertividade e segurança.

2.4 CONSIDERAÇÕES FINAIS DO CAPÍTULO

A avaliação de HC depende de vários parâmetros locais como, estrutura da rede, nível de automação, características de carga e GD, localização da GD, parâmetros climáticos.

Como solução para a demanda excedente de acesso da GD na rede, o HC agiliza a emissão de pareceres de acesso e contribuí nas decisões de reforço de rede. Estudos atuais contribuem para a correlação entre reforço de rede e aumento na capacidade de HC, figura 6 Schwaegerl et al. (2005).

FIGURA 6 - PERFORMANCE DE REDE A PARTIR DE INVESTIMENTOS DE REFORÇO.



FONTE: ADAPTADO DE SCHWAEGERL ET AL., (2005)

Associado a mapas de disponibilidade que modernizam o acesso à informação CEMIG (), o HC possibilita ao acessante que conheça a rede e torne o processo de acesso menos oneroso a distribuidora.

3 MATERIAIS E MÉTODOS

3.1 MATERIAIS

A análise de fluxo de potência (FP) consiste em determinar as magnitudes e ângulos das tensões do sistema, permitindo a partir desses, calcular demais parâmetros com o intuito de qualificar e quantificar a rede.

As simulações que determinam as características do sistema são alimentadas com dados de entrada, como carga e perfil dos geradores. Além disso, é necessário considerar um barramento “slack” oferecendo referência angular para o estudo de fluxo de potência.

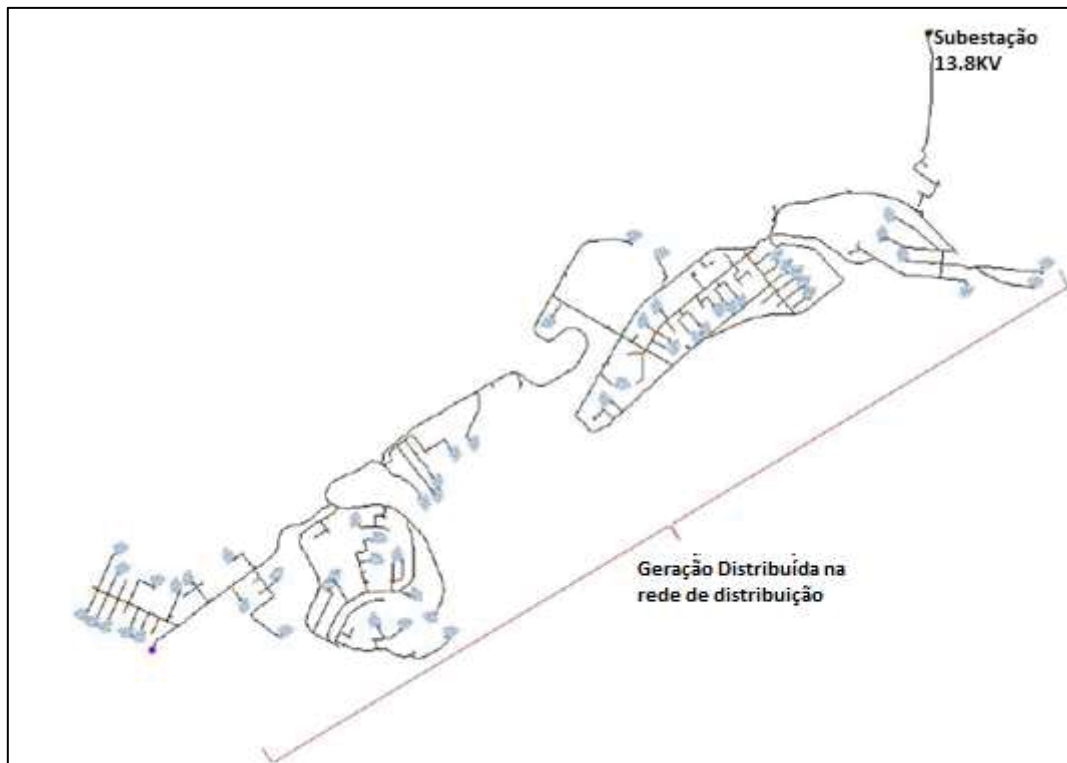
Existem diversos softwares que podem simular sistema de distribuição, como o caso do DlgSILENT PowerFactory, GridLAB-D, OpenDSS, PowerWorld e Matlab. É possível definir diversas análises, como estudos de faltas, qualidade de energia, assim como simulação do fluxo de potência. Essas ferramentas computacionais já apresentam funções capazes de representar fielmente sistemas fotovoltaicos.

Para a produção deste trabalho foi considerado a ferramenta computacional de solução de fluxo de potência OpenDSS, desenvolvido pelo Instituto de Pesquisa em Sistemas de Potência (EPRI, 2019). O OpenDSS possui código aberto para o desenvolvimento de estudos elétricos, em especial para sistemas de distribuição elétrica, sendo programável a partir de script, fornecendo previamente os parâmetros dos componentes que formam o sistema, assim como o perfil de carga e geração.

Para a apresentação dos resultados, foram utilizados os recursos provindos dos aplicativos do pacote Microsoft Office. Em especial o Microsoft Excel, para o detalhamento das tabelas e organização dos dados obtidos pelas simulações e ao Microsoft Word para a escrita e organização deste documento.

O sistema analisado neste trabalho é de uma rede de distribuição real, alimentado por uma subestação em 13,8kV, possuindo característica radial, contemplando 87 geradores fotovoltaicos conectados em baixa tensão nas três fases do sistema. Na figura 7 está apresentado o diagrama do alimentador em estudo.

FIGURA 7 - SISTEMA DE DISTRIBUIÇÃO RADIAL INSERIDO DE GERAÇÃO FOTOVOLTAICA.



FONTE: BLASI ET AL., (2020B)

Numa análise previamente feita por BLASI et al., (2020b) constatou-se que o sistema possui um consumo de 85,715 kWh, sem a inserção de GD. Além disso, constatou-se que o sistema não possuía violações de tensão.

Dados de radiação solar necessários para a simulação serão obtidos a partir do INMET (Instituto Nacional de Meteorologia) para a mesma localidade da rede de distribuição estudada.

3.2 MÉTODOS

A obtenção de dados para a análise de resultados deverá passar por uma série de etapas desenvolvendo cenários e integrando ao método aplicado.

Etapa 1: Para o cenário 1, será calculado o FP do sistema sem inserção de GD no software OpenDSS, para poder definir o estado da rede e comparar futuramente com os demais cenários.

Etapa 2: Para o cenário 02, o FP será calculado. Essa etapa é referente ao estado atual da rede, com seus 84 sistemas FV espalhados pela rede.

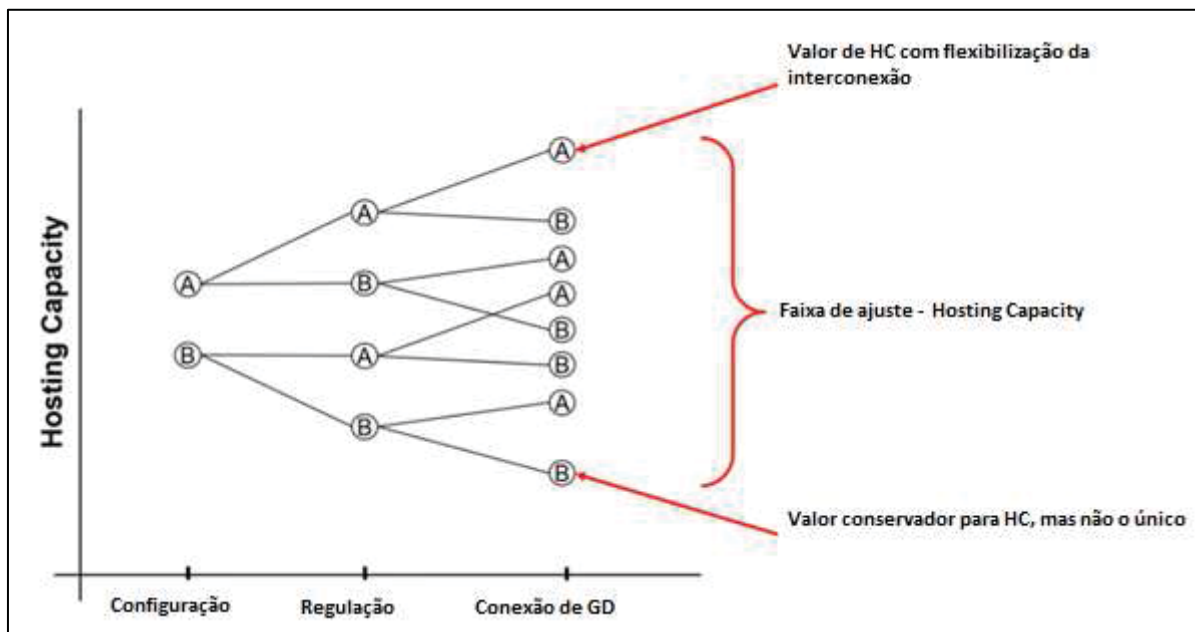
Etapa 3: Serão desenvolvidos os cenários 03, 04 e 05 com injeção de GD igual a 100%, 115% e 130%, respectivamente, em função da carga instalada no cenário 02.

Etapa 4: Será desenvolvida uma comparativa entre os casos, apontando os impactos nos parâmetros elétricos das diferentes injeções de GD.

Etapa 5: Serão avaliados os valores de Hosting Capacity em função de diferentes metodologias (violações de tensão, perdas elétricas, percentual de perdas, inversão do fluxo de potência) e analisados quais cenários serão acomodados no HC para cada método. Conforme figura 8, os valores de HC variam conforme o método aplicado.

Os valores de HC mudam conforme a metodologia aplicada, figura 8. Será analisado, a partir dos cenários desenvolvidos, os valores de HC aceitáveis pelo sistema.

FIGURA 8 - FATORES QUE IMPACTAM A FAIXA DE VALORES DO HC.



FONTE: RADATZ (2021)

4 ANÁLISE DOS RESULTADOS E DISCUSSÃO

4.1 DEFINIÇÃO DE CENÁRIOS

Foram desenvolvidos cinco cenários para avaliação dos parâmetros elétricos. No cenário 1 é avaliado a rede sem inserção de GD. Para o cenário 2, é inserida a geração distribuída existente instalada no sistema (87 sistemas). No cenário 3 considera-se uma penetração de 100% de GD em função da carga do cenário 2. Para os cenários 4 e 5 serão acrescentados valores de penetração de geração distribuída de 115% e 130%, respectivamente, em função do cenário 2.

4.2 CENÁRIO 1

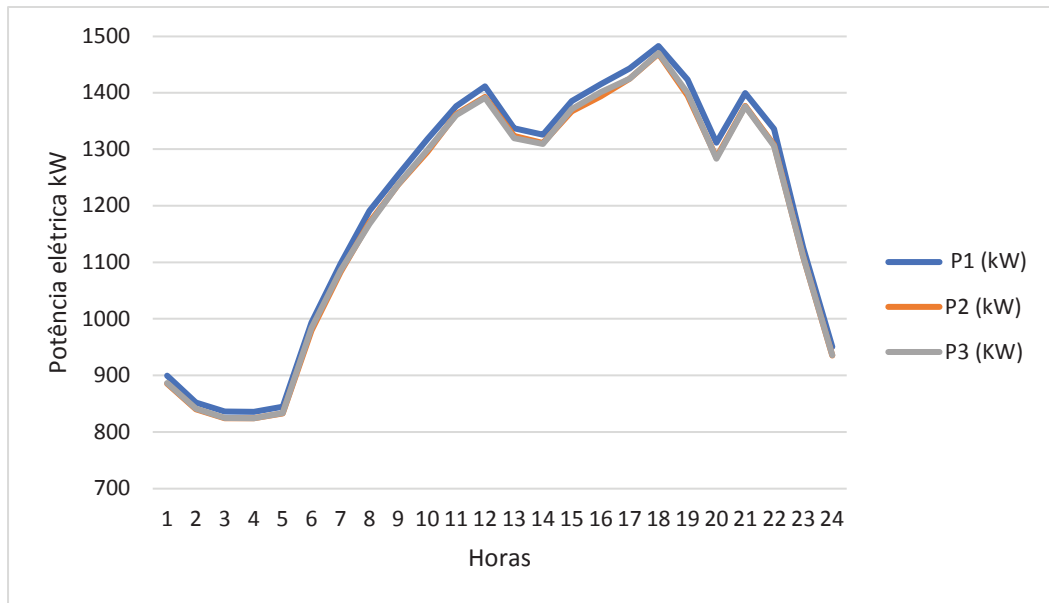
Para o sistema sem inserção de GD, constata-se um consumo de energia diário equivalente a 85,715 kWh. Para esse sistema calcula-se um percentual de perdas ativas de 2,54% em função do consumo ativo.

No horário meio-dia da simulação (maior consumo de energia) foram encontradas barras ultrapassando os valores de tensão inferior de 0.93 pu. Para tais barras observou-se uma carga instalada superior em relação a outras barras do mesmo tipo. Por exemplo, uma das barras possui carga instalada até 300% acima de barras vizinhas sem subtensão de mesmas características, ou seja, trifásica e de baixa tensão.

Na linha de saída da subestação é possível analisar a curva de potência elétrica trifásica ativa injetada durante às 24 horas da simulação, conforme apresentado na figura 9. Essa corresponde uma curva característica de sistemas de distribuição, em que os picos de consumo constam em horários específicos onde o consumo energético residencial aumenta.

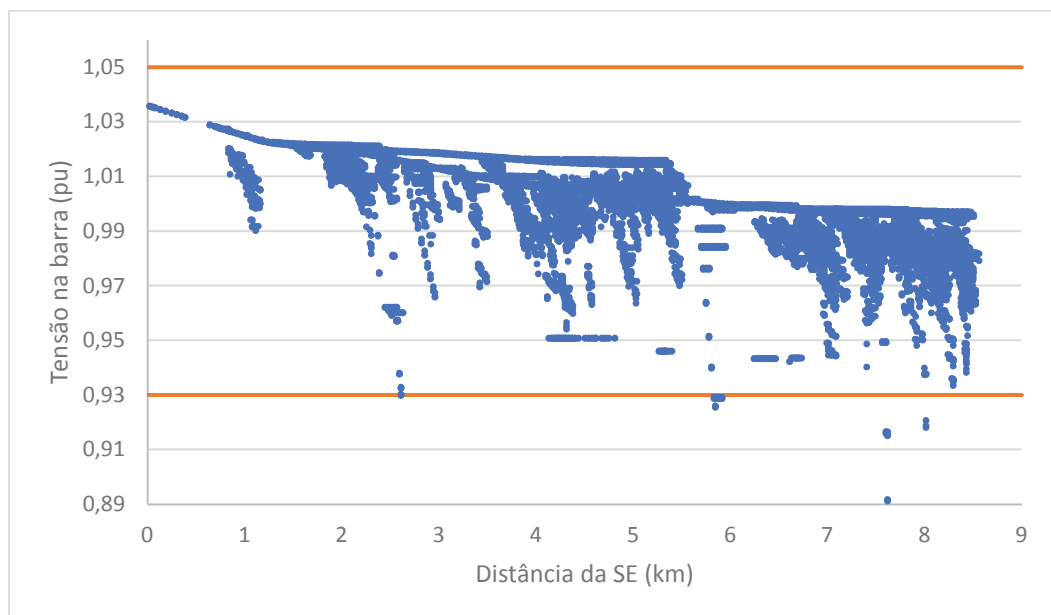
Na mesma característica de sistemas radiais, a figura 10 apresenta os valores de tensão nas três fases em função da distância a partir da subestação. É possível analisar que a partir do afastamento da subestação, com tensão em 1,036 pu, as barras mais externas começam a sofrer com a queda de tensão.

FIGURA 9 - POTÊNCIA ELÉTRICA TRIFÁSICA – CENÁRIO 01



FONTE: O AUTOR (2021)

FIGURA 10 - PERFIL DE TENSÃO EM RELAÇÃO A DISTÂNCIA A PARTIR DA SUBESTAÇÃO – CENÁRIO 01



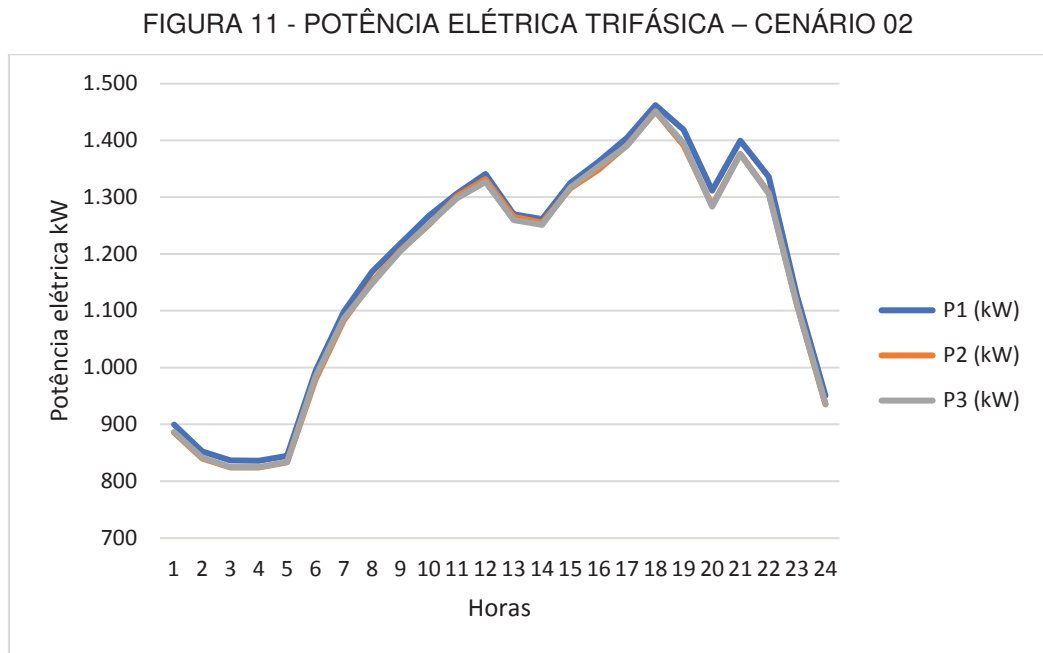
FONTE: O AUTOR (2021)

4.3 CENÁRIO 2

Com a inserção de 84 sistemas de geração distribuídos pela rede, foram avaliados alguns parâmetros elétricos do sistema. Com a inserção de 281,74 kVA de

geração distribuída, calcula-se o consumo de 84,176 kWh e perdas ativas de aproximadamente 2,53% em função do consumo de potência ativa.

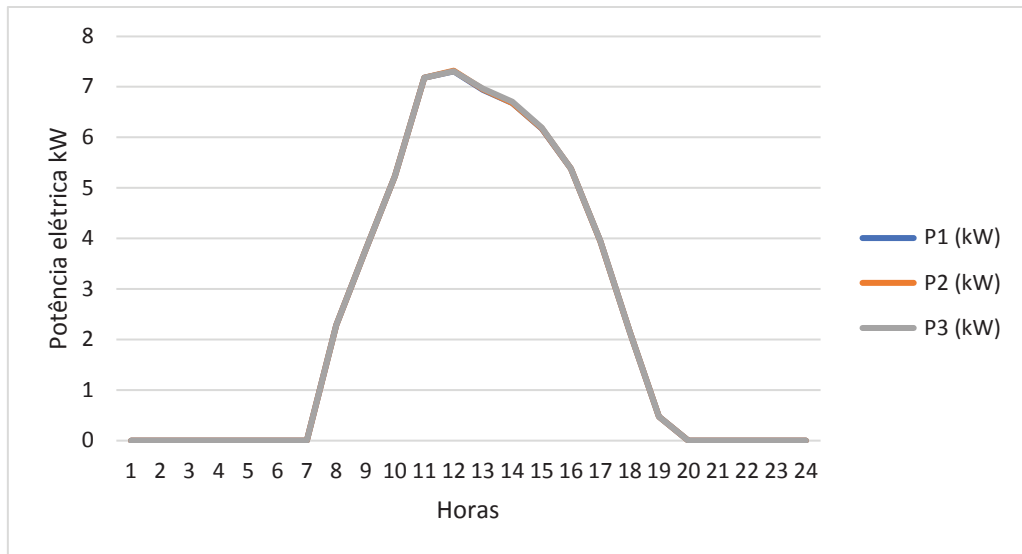
Foram encontradas barras violando os níveis de tensão inferior. Conforme explicado no cenário 01, são barras de baixa tensão que possuem grande densidade de carga. Na linha de saída da subestação é possível avaliar a curva de potência ativa entregue ao sistema, figura 11.



FONTE: O AUTOR (2021)

Na figura 12, pode-se observar o perfil de geração em referência aos 84 sistemas FV existentes no sistema. O perfil de geração apresentado é para um dia ensolarado, apresentando pouca variabilidade de geração.

FIGURA 12 - GERAÇÃO DISTRIBUÍDA ATUAL TRIFÁSICA.



FONTE: O AUTOR (2021)

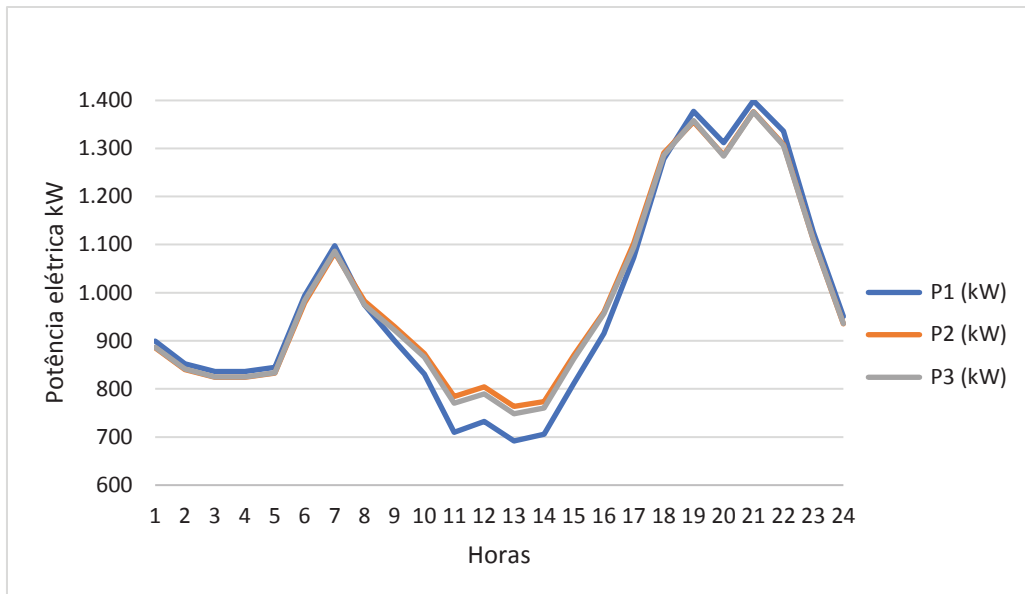
4.4 CENÁRIO 3

Essa simulação busca avaliar os parâmetros elétricos em aumentos consideráveis de geração distribuída para um sistema de distribuição. Com a inserção de 2.811,72 kVA de GD, calcula-se o consumo diário de 70,935 kWh e perdas ativas de aproximadamente 3,46% em função do consumo de potência ativa.

Foram encontradas barras que violaram os níveis de tensão inferior e superior. No caso das barras com violação inferior, são característicos do cenário 01, barras de baixa tensão e grande densidade de carga. Para as barras com violações de tensão superior a 1.05 pu, as sobretensões são efeitos dos aumentos da geração distribuída.

A GD alterou o perfil de potência elétrica exportada pela subestação, conforme apresentado na figura 13, a potência elétrica de saída da subestação sofre reduções em horário em que a geração solar distribuída é maior, uma vez que essa é capaz de suprir a carga, aliviando o carregamento da subestação.

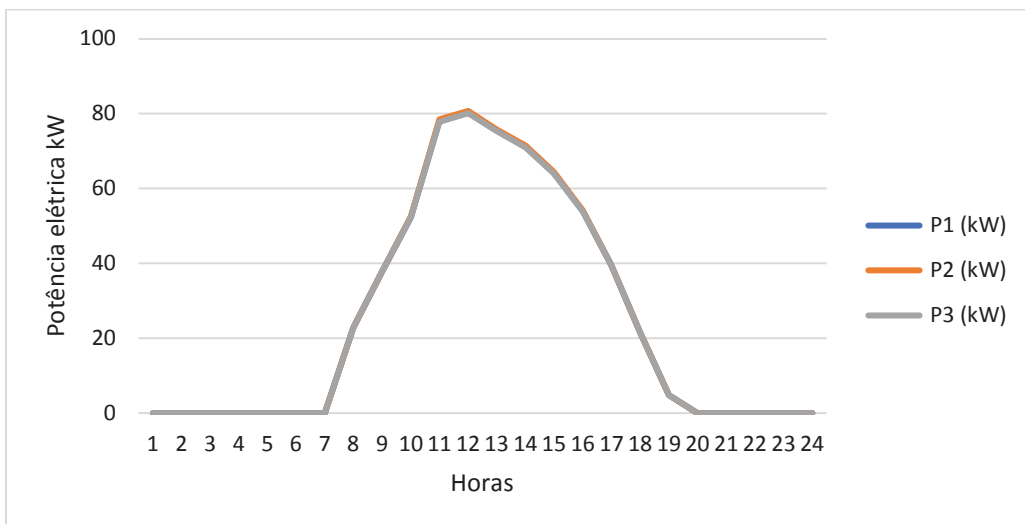
FIGURA 13 - POTÊNCIA ELÉTRICA TRIFÁSICA – CENÁRIO 03



FONTE: O AUTOR (2021)

Na figura 14, pode-se observar o perfil de geração em referência aos 84 sistemas FV existentes no sistema com penetração referente a 100% da carga instalada no cenário 2.

FIGURA 14 - GERAÇÃO DISTRIBUÍDA TRIFÁSICA 100% EM FUNÇÃO DA CARGA INSTALADA NO CENÁRIO 2.



FONTE: O AUTOR (2021)

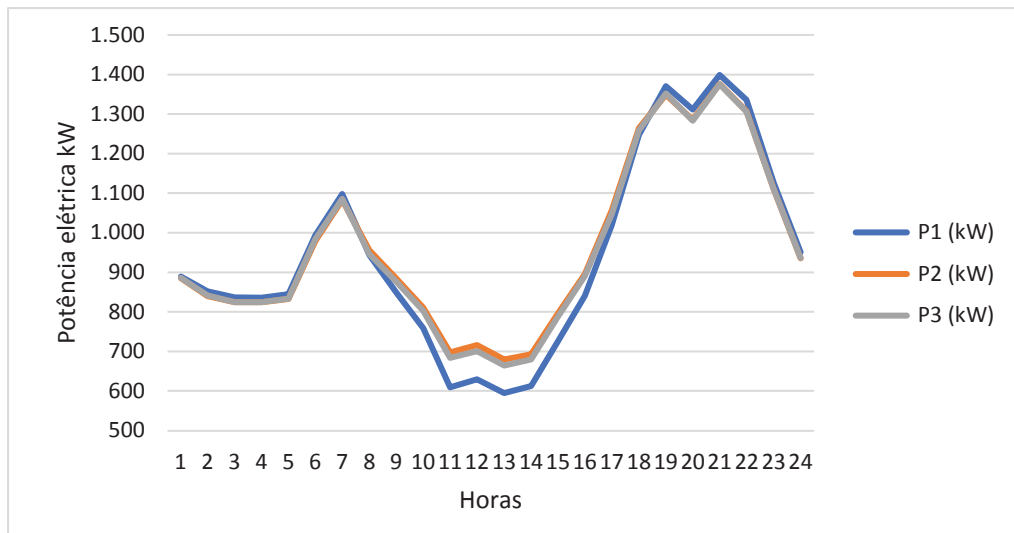
4.5 CENÁRIO 4

Com a inserção de 3.233,48 kVA de GD, calcula-se o consumo de 68,749 kWh e perdas ativas de aproximadamente 3,87% em função do consumo de potência ativa.

Foram encontradas barras com violação de tensão inferior e superior, conforme exemplificado nos cenários anteriores.

Mantendo o mesmo perfil de cenário 03, o perfil de potência injetada pela subestação sofreu reduções onde a GDFV é maior, conforme Figura 15.

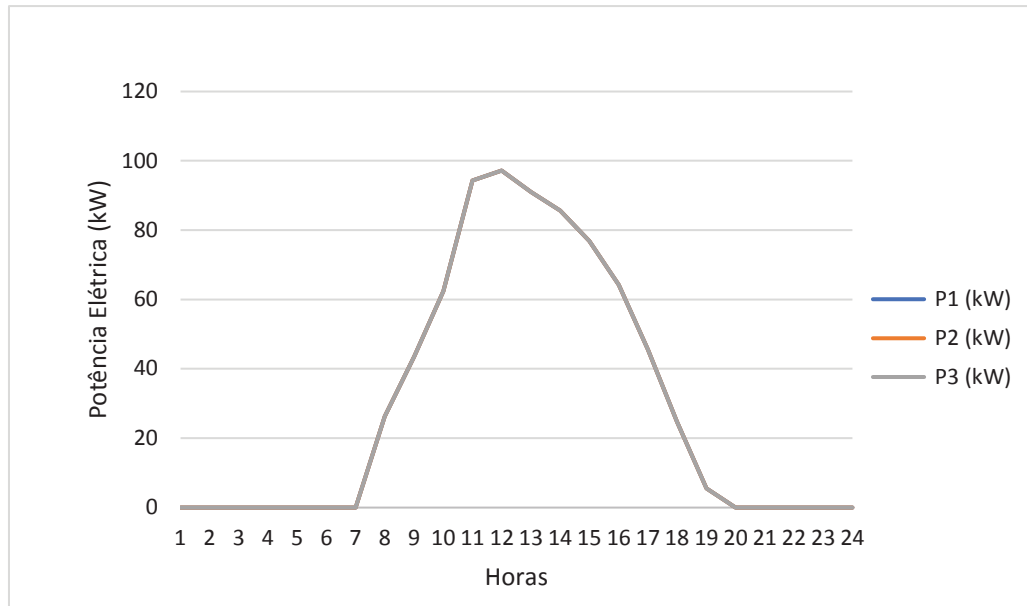
FIGURA 15 - POTÊNCIA ELÉTRICA TRIFÁSICA – CENÁRIO 04



FONTE: O AUTOR (2021)

Na figura 16, observar-se o perfil de geração em referência aos 84 sistemas FV existentes no sistema com penetração referente a 115% da carga instalada no cenário 2.

FIGURA 16 - GERAÇÃO DISTRIBUÍDA TRIFÁSICA 115% EM FUNÇÃO DA CARGA INSTALADA NO CENÁRIO 2.



FONTE: O AUTOR (2021)

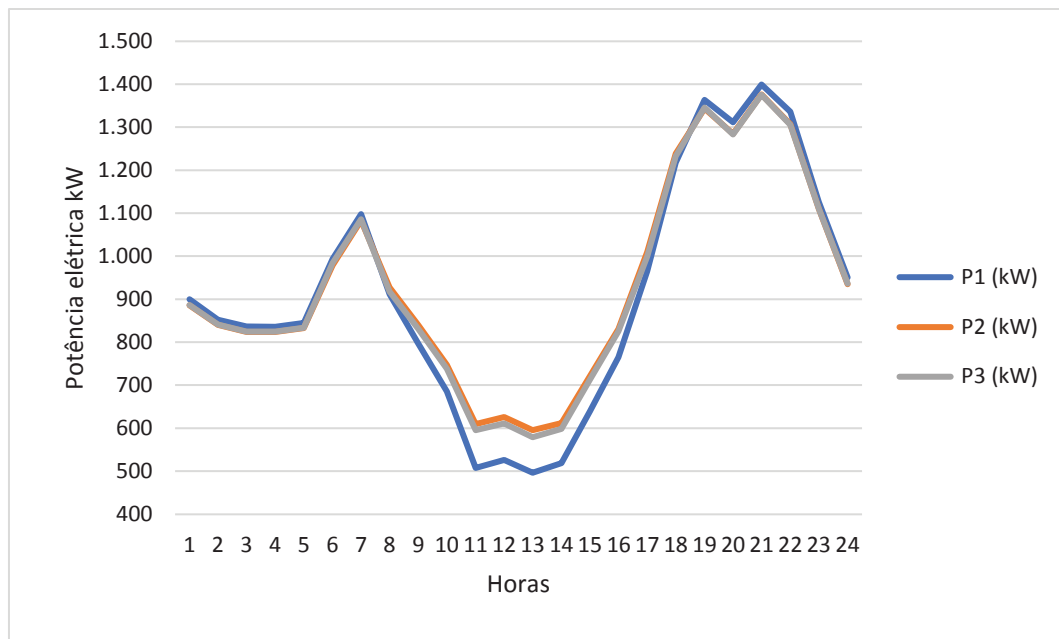
4.6 CENÁRIO 5

Com a inserção de 3.655,24 kVA de GD, calcula-se o consumo de 66,538 kWh e perdas ativas de aproximadamente 4,38% em função do consumo de potência ativa.

Foram encontradas barras com violação de tensão inferior e superior, conforme exemplificado nos cenários anteriores.

No mesmo perfil do cenário 03, a curva de potência injetada pela subestação sofreu reduções onde a GDFV é maior, Figura 17.

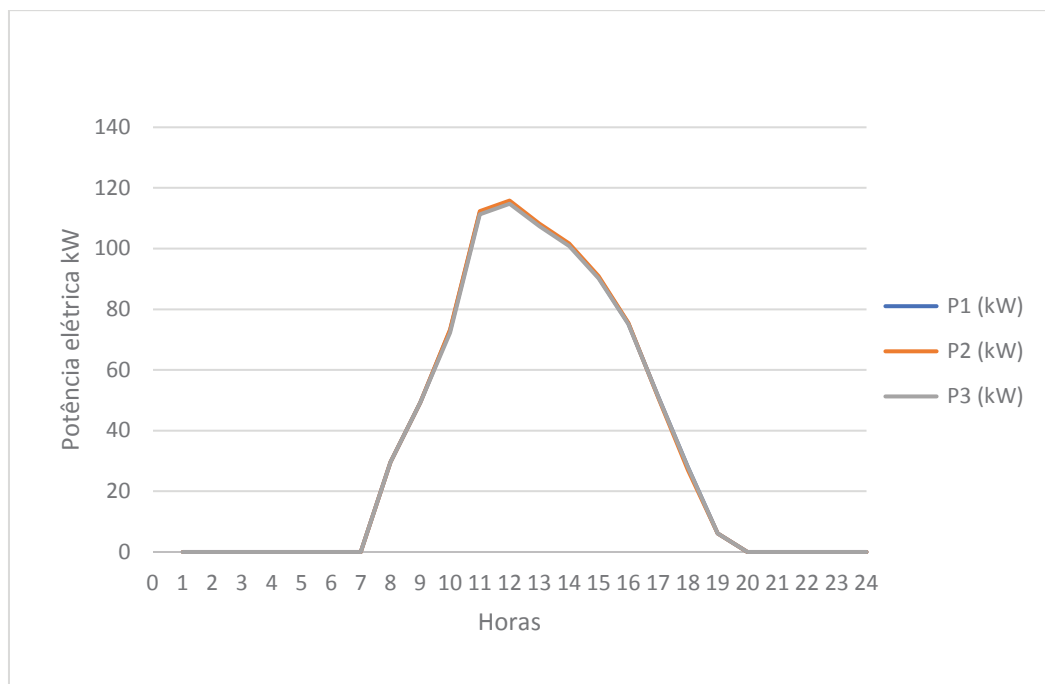
FIGURA 17 - POTÊNCIA ELÉTRICA TRIFÁSICA – CENÁRIO 05



FONTE: O AUTOR (2021)

Na figura 18, observar-se o perfil de geração em referência aos 84 sistemas FV existentes com penetração referente a 115% da carga instalada no cenário 2.

FIGURA 18 - POTÊNCIA ATIVA INJETADA PELA GD (130%)



FONTE: O AUTOR (2021)

4.7 DISCUSSÃO DOS RESULTADOS

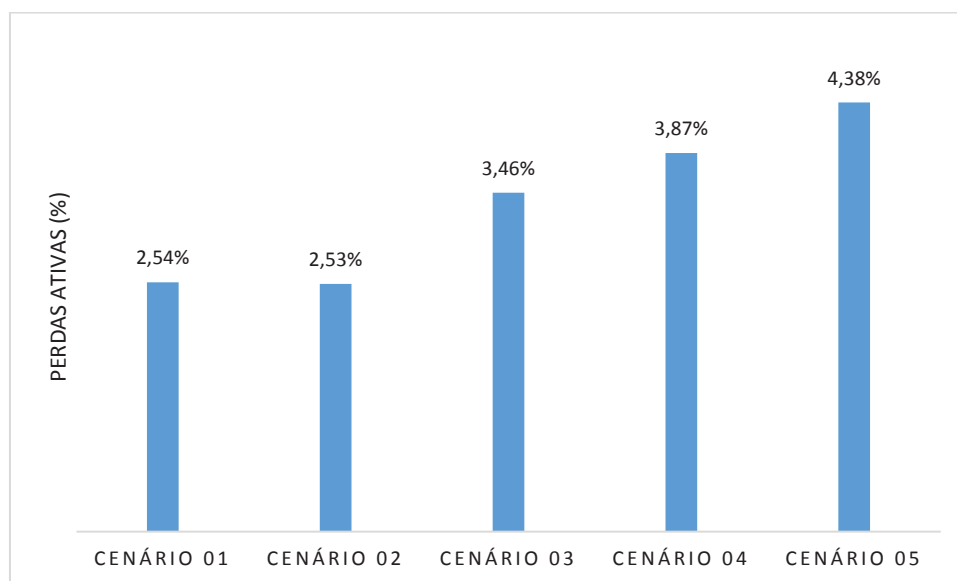
Os cinco cenários desenvolvidos apresentam características distintas, com as diferentes inserções de GD é possível analisar as correlações entre esses sistemas.

4.7.1 ANÁLISE COMPARATIVA DOS CENÁRIOS

As perdas elétricas são pertinentes ao transporte de energia na rede de distribuição, o que resulta inevitavelmente nas perdas térmicas nos condutores, perdas nos núcleos dos transformadores, perdas dielétricas e etc.

É possível traçar a análise pela figura 19, que apresenta os cinco cenários simulados e as perdas elétricas resultantes das simulações para as 24 horas.

FIGURA 19 - PERCENTUAL DE PERDAS ATIVAS EM 24 HORAS PARA OS CENÁRIOS 01 A 05.



FONTE: O AUTOR (2021)

Comparando os cenários em relação ao cenário sem geração distribuída (cenário 01), verifica-se que a entrada dos 84 geradores, nas condições do cenário 02, proporciona a redução das perdas tendo em vista que há menor circulação de corrente nos condutores uma vez que parte da carga está sendo atendida localmente pelos geradores FV.

Nos demais casos há o aumento das perdas sendo uma característica elétrica relacionada com o aumento da GD. A partir do cenário 03, as perdas elétricas

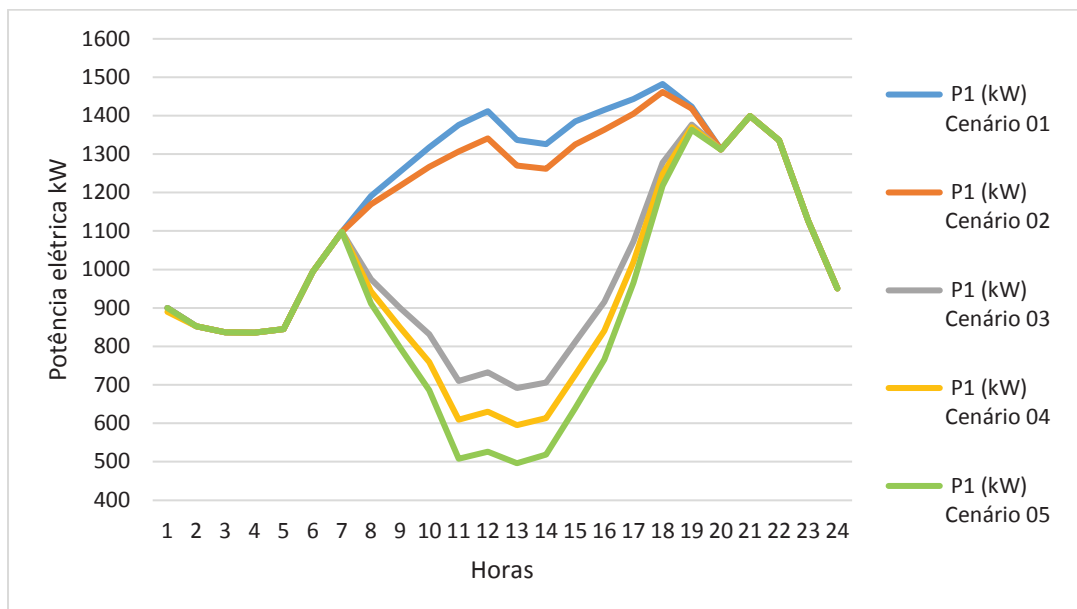
aumentam consideravelmente e esse perfil de perdas é relacionado a inversão de fluxo de potência em barras com pouca demanda de carga em picos de GD.

Os cenários simulados apresentaram diferenças significantes nas curvas de potência devido a entrada da GD. No cenário 01, onde não existe geração distribuída, a curva de potência é acentuada em horários de maior consumo de carga, representando um elevado consumo no período da tarde. Nesse sentido, os cenários com GD apresentaram redução no consumo em períodos onde há injeção de potência por parte das GDFV.

As curvas de potência para os cenários com GD apresentam uma nova característica, onde a demanda de energia que era elevada em horários próximos ao meio-dia agora fica deslocada para horários mais próximos da noite, conforme apresentado na figura 20.

Conforme a GD aumenta, ocorre um afundamento da potência injetada pela subestação nos horários com maior capacidade de geração dos sistemas FV. É importante destacar ainda que mesmo com o aumento da penetração de GD não foi verificado fluxo reverso na barra da subestação, sendo visto apenas a redução da carga injetada por essa barra.

FIGURA 20 - POTÊNCIA ELÉTRICA MONOFÁSICA PARA OS CENÁRIOS 01 AO 05.



FONTE: O AUTOR (2021)

A GD impacta diretamente no consumo de energia do sistema. Conforme observado, os cenários com GD apresentam consumo energético menor em

comparação com o cenário 01 (tabela 1), uma vez que os sistemas de geração distribuída aliviam a demanda de carga da subestação.

TABELA 1 - CONSUMO DE ENERGIA EM 24 HORAS PARA OS CENÁRIOS 01 A 05.

Cenários	CONSUMO DE ENERGIA em 24 horas (kWh)
Cenário 01	85,715
Cenário 02	84,176
Cenário 03	70,935
Cenário 04	68,749
Cenário 05	66,538

FONTE: O AUTOR (2021)

Com os aumentos da injeção de GD, os níveis de tensão também são impactados. Conforme tabela 02, para simulações do horário de meio dia, que apresentam os maiores valores de injeção de potência da GDFV, o cenário 01 e 02 apresentaram violações de tensão inferior, o cenário 03 apresentou violações superior e inferior e para os cenários 04 e 05 as violações de tensão foram nos níveis superiores. As barras próximas a essa geração são fortemente impactadas na tensão. Isso é devido a elevada relação R/X que alimentadores de distribuição possuem.

Além disso, para esses cenários, as gerações FVs possuem fator de potência unitário, não contribuindo para a injeção de potência reativa na rede.

TABELA 2 - TENSÃO MÁXIMA E MÍNIMA NO HORÁRIO DO MEIO-DIA PARA OS CENÁRIOS 01 AO 05.

Cenários	Tensão Máxima (pu)	Tensão Mínima (pu)
Cenário 01	1,036	0,8915
Cenário 02	1,036	0,892
Cenário 03	1,187	0,8991
Cenário 04	1,223	0,9001
Cenário 05	1,260	0,9009

FONTE: O AUTOR (2021)

4.7.2 HOSTING CAPACITY

Conforme os cenários desenvolvidos e os resultados apresentados, deve-se avaliar a capacidade de acomodação da rede. A análise de HC depende de uma metodologia que pondere os valores de injeção de potência FV inseridos na rede.

Avaliando os limites de tensão superior, apenas os cenários 01 e 02, serão aceitos na análise HC. As sobretensões causadas nos cenários 03, 04 e 05 da injeção de 100%, 115% e 130% em função da carga instalada do cenário 02, mostra que a rede em estudo não possui condição de receber tais valores de GDFV sem que haja violação de tensão em relação ao limite superior.

Analisando as perdas ativas, todos os cenários que apresentarem maiores perdas que o caso cenário 01 devem ser descartados na análise de HC. Dessa forma, somente os cenários 01 e 02 podem ser atribuídos para os valores de acomodação.

Comparando com o percentual de perdas conforme documento da ANEEL (2019), a avaliação do percentual de perdas para as distribuidoras do Brasil nos últimos 10 anos fica em torno de 7,25%. Dessa forma, se esse valor for considerado como valor máximo permitido para a distribuidora, todos os cenários estariam dentro das condições de HC. Entretanto é importante destacar que as perdas devem ser minimizadas, uma vez que resultam em prejuízo para a distribuidora.

Outro método de avaliação do HC é a inversão do fluxo de potência na subestação. Observa-se que ocorrem afundamentos na injeção de potência por parte da subestação, contudo, nenhum cenário apresentou inversão de fluxo na subestação. Dessa forma, todos os cenários estariam dentro das condições do HC.

A partir da tabela 3, é possível verificar as condições do HC para cada cenário nas condições verificadas de cada método. A análise de HC deve se beneficiar da complementariedade dos métodos.

Para o método das tensões e perdas ativas, o ajuste de HC é mínimo. Nas avaliações do percentual de perdas e inversão de fluxo da subestação existe uma maior variabilidade de HC, sendo possível maior flexibilização da conexão dos sistemas distribuídos.

TABELA 3 - METODOLOGIAS DE HC PARA OS CENÁRIOS 01 AO 05.

Metodologia HC	Cenário 01	Cenário 02	Cenário 03	Cenário 04	Cenário 05
Tensão	✓	✓	x	x	x
Perdas	✓	✓	x	x	x
% Perdas	✓	✓	✓	✓	✓
Inver. Fluxo SE	✓	✓	✓	✓	✓

FONTE: O AUTOR (2021)

Para auxiliar na suportabilidade da GD dos cenários 03, 04 e 05 é possível a instalação de reguladores de tensão, controlando os valores de tensão, por exemplo, nos pontos mais críticos da rede. Além disso, existe a possibilidade de acordos entre os participantes da GD em ajustar e limitar o fator de potência dos sistemas FV, dando maior flexibilidade a rede.

5 CONCLUSÕES E TRABALHOS FUTUROS

A geração distribuída é um novo componente nas redes de distribuição que traz consigo benefícios, complexidades e novas discussões. Nesse sentido, é necessário compreender a operação dessas redes envoltas de consumidores que geram sua própria energia e garantir segurança e confiabilidade.

Os impactos da geração distribuída vão além das complexidades operacionais que a envolvem, trazendo também novas questões nos procedimentos de acesso. Com um mercado de geração fotovoltaica aquecido e muitos clientes potenciais, as solicitações de acesso se tornam tarefas dispendiosa a concessionária.

As análises de HC dão a concessionária uma nova possibilidade em oferecer informações e condição da rede aos consumidores. A partir dela é possível avaliar para os novos acessantes quais pontos da rede possuem ou não possibilidades de acomodação de GD e ainda garantem manter o estado da rede dentro dos limites necessários a partir da metodologia aplicada pela concessionária.

Para este trabalho, foram desenvolvidas simulações no software OpenDSS de uma rede real com 84 sistemas de geração distribuída espalhados pelo sistema. Para o cenário 01 foi considerado a rede real sem a inserção de GD para poder avaliar os parâmetros elétricos com o estado atual da rede. Já o cenário 02 corresponde ao estado atual da rede com os sistemas FV reais conectados.

Quanto aos cenários 03, 04 e 05, a geração distribuída calculada é função dos sistemas FVs instalados do cenário 02 em valores de 100%, 115% e 130%, respectivamente. Dessa forma, foi possível analisar o estado da rede com aumentos consideráveis de GD.

Os parâmetros elétricos resultantes das simulações foram analisados e destacam-se os limites de tensão superior violados com o aumento da geração distribuída a partir do cenário 03 ao 05.

Os valores de perdas elétricos aumentaram na mesma condição de aumento da geração distribuída a partir do cenário 03. O cenário 02, estado atual da rede, apresentou valores de perdas inferiores em comparação ao cenário 01.

A partir da análise de HC, conclui-se que os cenários 01 e 02 enquadram-se em valores de acomodação para acesso a rede. Considerando a análise de perdas e valores de tensão os cenários 03 ao 05 possuem valores que violam as condições de boa operação da rede. Contudo, analisando o percentual de perdas e inversão de

fluxo de potência na subestação os cenários 03 ao 05 enquadram-se na análise de HC. A complementariedade dos métodos garante maior confiabilidade na aplicação da análise.

Algumas sugestões para trabalhos futuros:

- Analisar o HC com variações do fator de potência da GD.
- Realizar o levantamento mais detalhado do alimentador em termos de distribuição de carga e pontos mais prováveis para alocação dos GDFVs de modo a avaliar os pontos em que haverá necessidade de reforços na rede.

REFERÊNCIAS

ANEEL. **Perdas de Energia Elétrica na Distribuição**. 2019.

ANEEL. GERAÇÃO DISTRIBUÍDA. Disponível em: <<https://app.powerbi.com/view?r=eyJrljoiZjM4NjM0OWYtN2IwZS00YjViLTl1MjltN2E5MzBkN2ZlMzVklwidCI6IjQwZDZmOWI4LWVjYTctNDZhMi05MmQ0LWVhNGU5YzAxNzBIMSIsImMiOjR9>>. Acesso em: 5/6/2021a.

ANEEL. PRODIST Módulo 8 – Qualidade da Energia Elétrica. , p. 88, 2021b.

BLASI, T. M. **PLANEJAMENTO DE OPERAÇÃO DE SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO ATIVA COM BATERIAS E FONTES DE ENERGIA RENOVÁVEIS**. Curitiba, 2019.

BLASI, T. M.; FERNANDES, T. S. P.; GEVERS, D. N.; AOKI, A. R. **Análise do índice de estabilidade de tensão para uma rede de distribuição com sistemas fotovoltaicos e de armazenamento de energia por bateria**. PARIS, 2020.

BLASI, T. M.; LUIZ, C. M.; MAIA, M. M.; SILVA, B. E. DA. **Avaliação da disponibilidade de conexão de geração distribuída em alimentadores de distribuição considerando a potência de curto-circuito**. CURITIBA, 2020.

CAPITANESCU, F.; OCHOA, L. F.; MARGOSSIAN, H.; HATZIARGYRIOU, N. D. Avaliação do potencial de reconfiguração de rede para melhorar a capacidade de hospedagem de geração distribuída em sistemas de distribuição ativos. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 30, n. 1, p. 346–356, 2015. Disponível em: <<http://ieeexplore.ieee.org/document/6818426/>>. .

CEMIG. MAPA DE DISPONIBILIDADE. Disponível em: <<https://geo.cemig.com.br/mca/Home/IndexData?tipoAcesso=1>>. .

CIGRE. Brochura técnica: Capacidade de Alimentadores de Distribuição para Hospedar Recursos de Energia Distribuída. , 2014.

CODDINGTON, M. **Práticas atuais de triagem de serviços públicos, ferramentas técnicas, estudos de impacto e estratégias de mitigação para interconexão fotovoltaica nos sistemas de distribuição elétrica**. Golden, CO (United States), 2014.

EPRI. PVSystem and InvControl Element. , 2020a.

EPRI. **O Processo de Hosting Capacity**. PALO ALTO/CA, 2020b.

FARRELL, J. A análise da capacidade de hospedagem pode simplificar a interconexão da rede para recursos de energia distribuída. Disponível em: <<https://cleantechnica.com/2021/04/19/hosting-capacity-analysis-could-simplify-grid-interconnection-for-distributed-energy-resources/>>. .

IRENA. **Transição da Energia Mundial: Panorama - Caminha para 1.5°C**. Abu Dhabi, 2021.

JENSEN, B.; UYEHARA, R. Capacidade de hospedagem: uma ferramenta para modernizar a rede. 2020 IEEE Conferência de tecnologias para sustentabilidade (SusTech). **Anais...** . p.1–4, 2020. IEEE. Disponível em: <<https://ieeexplore.ieee.org/document/9150515/>>. .

PALMINTIER, B.; BRODERICK, R.; MATHER, B.; et al. **No caminho para o SunShot. Problemas Emergentes e Desafios na Integração Solar com o Sistema de Distribuição**. Golden, CO (United States), 2016.

PIZZALI, L. F. O. **CÁLCULO DE FLUXO DE POTÊNCIA EM REDES DE DISTRIBUIÇÃO COM MODELAGEM A QUATRO FIOS**. Ilha Solteira/SP, 2003.

RADATZ, P. Evolução e Aplicação de Análise de Capacidade de Acomodação em Sistemas de Distribuição pelo Software DRIVE - EPRI. Disponível em: <<https://www.youtube.com/watch?v=ywPG9I3ktTU>>. .

ROCHA, C.; RADATZ, P. **Algoritmo de Fluxo de Potência do OpenDSS**. São Paulo, 2018.

SCHWAEGERL, C.; BOLLEN, M. H. J.; KAROUI, K.; YAGMUR, A. Controle de tensão em sistemas de distribuição como limitação da capacidade de hospedagem de recursos energéticos distribuídos. 18º Conferência Internacional e exibição da Eletricidade Distribuída (CIRED 2005). **Anais...** . v. 2005, p.v4-31-v4-31, 2005. IEE. Disponível em: <https://digital-library.theiet.org/content/conferences/10.1049/cp_20051229>. .

SOUZA, V. C. DE. **Controle Local de Potência Reativa em Geradores Fotovoltaicos para a Melhoria da Regulação de Tensão em Redes de Distribuição**. Belém/PA, 2017.