

**UNIVERSIDADE FEDERAL DO ESPÍRITO SANTO
CENTRO TECNOLÓGICO
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA ELÉTRICA
PROJETO DE GRADUAÇÃO**

MATHEUS BASSANI LUCHINI

**ANÁLISE DO IMPACTO DA GERAÇÃO DISTRIBUÍDA EM REDES
DE DISTRIBUIÇÃO SOB A ÓTICA TOPOLÓGICA DA TEORIA DE
GRAFOS**

**VITÓRIA
2021**

MATHEUS BASSANI LUCHINI

**ANÁLISE DO IMPACTO DA GERAÇÃO DISTRIBUÍDA EM REDES
DE DISTRIBUIÇÃO SOB A ÓTICA TOPOLÓGICA DA TEORIA DE
GRAFOS**

Parte manuscrita do Projeto de Graduação do aluno **Matheus Bassani Luchini**, apresentado ao Departamento de Engenharia Elétrica do Centro Tecnológico da Universidade Federal do Espírito Santo, como requisito parcial para obtenção do grau de Engenheiro Eletricista.

Orientadora: Profa. Dra. Marcia Helena Moreira Paiva

Coorientador: Prof. Dr.Sc. Oureste Elias Batista

VITÓRIA
2021

MATHEUS BASSANI LUCHINI

ANÁLISE DO IMPACTO DA GERAÇÃO DISTRIBUÍDA EM REDES DE DISTRIBUIÇÃO SOB A ÓTICA TOPOLÓGICA DA TEORIA DE GRAFOS

Parte manuscrita do Projeto de Graduação do aluno **Matheus Bassani Luchini**, apresentado ao Departamento de Engenharia Elétrica do Centro Tecnológico da Universidade Federal do Espírito Santo, como requisito parcial para obtenção do grau de Engenheiro Eletricista.

Aprovada em 13 de maio de 2021.

COMISSÃO EXAMINADORA:

Profa. Dra. Marcia Helena Moreira Paiva
Universidade Federal do Espírito Santo
Orientadora

Prof. Dr. Alcebíades Dal Col Júnior
Universidade Federal do Espírito Santo
Examinador

Prof. Dr. Augusto César Rueda Medina
Universidade Federal do Espírito Santo
Examinador

Aos meus pais, por estarem incondicionalmente ao meu lado.

AGRADECIMENTOS

Agradeço a Deus por ter me abençoado em todos os momentos da minha vida. Agradeço ao meus pais por serem meus exemplos, por sempre estarem ao meu lado e serem a razão de todo meu esforço e dedicação. Sem vocês teria sido impossível chegar até aqui. Agradeço aos meus familiares por me apoiarem, torcerem e acreditarem em mim, entendendo minha ausência em alguns momentos.

Agradeço aos meus amigos pelos tantos momentos compartilhados, bons e ruins. Tê-los ao meu lado faz com que toda essa jornada faça mais sentido e tenha sido muito mais leve. Vocês marcaram minha vida e os levarei comigo em meu coração para sempre.

Agradeço a professora Marcia e ao professor Oureste por aceitarem o desafio de me orientar e por sempre me mostrarem um caminho, mesmo quando ele parecia não existir. Serei eternamente grato pela disponibilidade, mesmo em um formato tão diferente e desafiador. Levarei os ensinamentos que me passaram pelo resto da minha vida. Um agradecimento especial a Mariana, por ter contribuído imensamente no desenvolvimento deste trabalho.

Por fim, agradeço a Universidade Federal do Espírito Santo pelo ensino público, gratuito e de qualidade e a todos os professores e funcionários do Departamento de Engenharia Elétrica por contribuírem na minha formação. Cada um de vocês tem, sem dúvida, participação no que me tornei pessoal e profissionalmente.

RESUMO

O fornecimento de energia elétrica é um serviço essencial não apenas por si só, mas também para que outros sistemas funcionem adequadamente. É imprescindível, então, que as redes de transmissão e distribuição sejam corretamente planejadas e operadas a fim de garantir uma energia com qualidade, confiabilidade e continuidade. Com o surgimento de novos elementos e tecnologias, como os sistemas de geração distribuída, essa tarefa tem se mostrado ainda mais necessária e complexa, o que torna importante a execução de estudos sobre o assunto e a elaboração de novas ferramentas para análise do sistema elétrico de potência. O objetivo desta pesquisa experimental é avaliar como os geradores distribuídos impactam em uma rede de distribuição de energia de forma a afetar os valores de grandezas elétricas nos alimentadores. Foi utilizado como modelo a rede de distribuição de 13 barras do *Institute of Electrical and Electronics Engineers* (IEEE). Como metodologia, este sistema foi implementado no *Simulink*, responsável por calcular o fluxo de potência no alimentador, bem como representado via grafo. Os geradores distribuídos fotovoltaicos foram posicionados de forma combinada ao longo da rede, em 9 pontos distintos, criando 512 diferentes cenários, os quais foram analisados eletricamente e utilizando métricas de centralidade tradicionais, bem como uma métrica ponderada proposta neste trabalho. Com isso, foi possível identificar os pontos de maior importância, em termos da variação de corrente, para o sistema. Neste sentido, a comparação dos resultados obtidos mostrou que a adoção de grafos se apresenta como uma metodologia promissora na análise em questão, visto que os resultados mostraram forte correlação com os valores de corrente obtidos via simulação no *Simulink*, embora alguns desvios tenham sido observados em casos nos quais os nós possuem características extremas de potência e centralidade.

Palavras-chave: Geração distribuída. Teoria de grafos. Métricas de centralidade.

ABSTRACT

Electricity supply is an essential service not only by itself, but also in insuring properly operation of other services. Therefore, electrical transmission and distribution networks should be meticulously planned and operated in order assure quality, reliability, and continuity of the energy supply. Considering the emergence of new elements and technologies, e.g., distributed generation, this task has been shown even more necessary and complex, what makes indispensable performing new studies about the subject and the development of new tools to analyze power systems. This experimental work aims to evaluate how the distributed photovoltaic generation impacts on an electricity distribution network concerning the effects on the values of the electricals quantities in the feeders. The model adopted was the *Institute of Electrical and Electronics Engineers* (IEEE) radial distribution 13-bus test feeder. The methodology basis itself on the implementation of this system on the Simulink environment of the Matlab software, responsible for calculating the power flow on the feeder, and on its representation as a graph. The distributed photovoltaic generation systems were positioned in a combined way along the network, in 9 distinct points, creating 512 different scenarios, which were electrically analyzed by using the software and traditional centrality indicator as well as a weighted one proposed in this present work. Thereby, it was possible to identify the more important points of the system according to the definitions adopted in this work. The comparison of the results showed that the adoption of graphs is a promising methodology in the present analysis, since the results presented strong correlation with the current values obtained by Simulink simulation, although some deviations were observed in cases which the nodes own extreme characteristics of power and centrality.

Keywords: Distributed generation. Graph theory. Centrality indicators.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 – As sete pontes de Königsberg	15
Figura 2 – Grafo do problema das sete pontes de Königsberg.....	15
Figura 3 – Exemplo de grafo (6,7)	24
Figura 4 – Exemplos de redes com 10 nós (a) completa, (b) árvore, (c) árvore enraizada e (d) estrela.....	26
Figura 5 – Diagrama unifilar do alimentador de 13 nós do IEEE	32
Figura 6 – Modelo do A13N no Simulink com as modificações executadas.....	34
Figura 7 – Alimentador AN13 com a indicação dos nós com geração distribuída	35
Figura 8 – Modelo do A13N no Simulink com as modificações executadas para obtenção de um alimentador equilibrado	36
Figura 9 – Diagrama usual de um gerador fotovoltaico conectado à rede	37
Figura 10 – Modelo simplificado do sistema fotovoltaico	37
Figura 11 – Modelo do sistema fotovoltaico implementado no Simulink	38
Figura 12 – Grafo do alimentador A13N.....	39
Figura 13 – Fluxograma do procedimento adotado na avaliação da importância do nó com base na variação de corrente do alimentador	42

LISTA DE GRÁFICOS

Gráfico 1 – Evolução no número de unidades consumidoras com geração distribuída no Brasil	14
Gráfico 2 – Corrente no nó 650 para as fases A, B e C nos 512 casos simulados	40
Gráfico 3 – Participação dos nós na variação da corrente do alimentador, fase A	42
Gráfico 4 – Participação dos nós na variação da corrente do alimentador, fase B.....	43
Gráfico 5 – Participação dos nós na variação da corrente do alimentador, fase C.....	44
Gráfico 6 – Métricas de centralidade do grafo	45
Gráfico 7 – Métrica proposta, antes da ponderação pela potência	46
Gráfico 8 – Classificação dos nós pela MPP, fase A.....	47
Gráfico 9 – Classificação dos nós pela MPP, fase B.....	48
Gráfico 10 – Classificação dos nós pela MPP, fase C.....	49
Gráfico 11 – Dispersão entre corrente e a MPP do nó para (a) nó 675, (b) nó 671	50
Gráfico 12 – Dispersão entre métrica geral e corrente do alimentador desequilibrado para as fases A, B e C	51
Gráfico 13 – Dispersão entre métrica geral e corrente do alimentador equilibrado.....	52

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 – Interpretação para os coeficientes de correlação	29
Tabela 2 – Correntes obtidas no nó 650 sem inserção de GD, máxima (com GD) e mínima (com GD)	41
Tabela 3 – ρ de Spearman entre corrente do alimentador e métrica dos nós	51
Tabela 4 – Coeficiente de correlação entre corrente do alimentador e a métrica geral.....	52

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

ABSOLAR	Associação Brasileira de Energia Solar
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
CO ₂	Dióxido de Carbono
CONFAZ	Conselho Nacional de Política Fazendária
FP	Fator de Potência
GD	Geração Distribuída
GDVF	Geração Distribuída Fotovoltaica
GW	Gigawatts
ICMS	Imposto sobre Operações relativas à Circulação de Mercadorias e sobre Prestações de Serviços de Transporte Interestadual e Intermunicipal e de Comunicação
IDE	<i>Integrated Development Environment</i>
IEEE	<i>Institute of Electrical and Electronics Engineers</i>
IPCC	<i>Intergovernmental Panel on Climate Change</i>
kV	quilovolt
kvar	quilovolt-ampere reativo
kW	quilowatt
MPP	Métrica Ponderada Proposta
PRODIST	Procedimentos de Distribuição de Energia no Sistema Elétrico Nacional
REN	Resolução Normativa
REN21	<i>Renewable Energy Policy Network for the 21st Century</i>
SEP	Sistema Elétrico de Potência
SIN	Sistema Interligado Nacional
UCs	Unidades Consumidoras
UFES	Universidade Federal do Espírito Santo

LISTA DE SÍMBOLOS

G	Grafo
V	Conjunto de vértices
v	Vértice
E	Conjunto de arestas
e	Aresta
n	Número de vértices
m	Número de arestas
$\deg_G v$	Grau de um vértice v de um grafo G
$\delta(G)$	Grau mínimo de um vértice de G
$\Delta(G)$	Grau máximo de um vértice de G
P	Caminho
C_n	Ciclo
$d_G(u, v)$	Distância entre dois vértices, u e v , de um grafo G
$A(G)$	Matriz de adjacências de um grafo G
C_v	Centralidade de grau
C_b	Centralidade de <i>betweenness</i>
C_e	Centralidade de autovetor
C_c	Centralidade de <i>closeness</i>

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO.....	13
2	OBJETIVOS.....	18
2.1	Objetivo Geral.....	18
2.2	Objetivos Específicos	18
3	REFERENCIAL TEÓRICO	19
3.1	Geração Distribuída	20
3.1.1	Benefícios da geração distribuída	21
3.1.2	Impacto da penetração de geração distribuída na rede	22
3.2	Teoria de Grafos	24
3.2.1	Definições	24
3.2.2	Métricas de centralidade	26
3.2.3	Aplicações em sistemas de energia.....	28
3.3	Correlação	29
3.3.1	Coeficiente de correlação de Spearman.....	30
4	METODOLOGIA E ETAPAS DE DESENVOLVIMENTO	31
4.1	Metodologia	31
4.2	Etapas de Desenvolvimento.....	31
4.2.1	Modelagem do alimentador no <i>Simulink</i>	33
4.2.2	Modelagem dos sistemas fotovoltaicos	37
4.2.3	Simulações no Matlab/Simulink.....	38
4.2.4	Representação do alimentador via grafos	39
5	RESULTADOS E DISCUSSÕES.....	40
5.1	Simulações no <i>Matlab/Simulink</i>	40
5.2	Grafos.....	44
5.3	Coeficientes de Correlação.....	49
6	CONCLUSÃO	53
	REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....	55

1 INTRODUÇÃO

A evolução da sociedade ao longo dos anos, em especial após a Primeira Revolução Industrial, impactou de maneira relevante a forma como diversos bens são gerados, transportados e consumidos. Em se tratando de itens tais como energia, água e alimentos, verifica-se que a distribuição destes tem se tornado mais complexa não apenas pela demanda por maiores quantidades, mas também pela inserção de novos elementos no processo. Diante deste cenário, é imprescindível o desenvolvimento de mecanismos que auxiliem na análise e subsidiem a operação segura e contínua dos sistemas, garantindo assim o abastecimento dos consumidores e, finalmente, o adequado funcionamento das demais atividades que deles dependem.

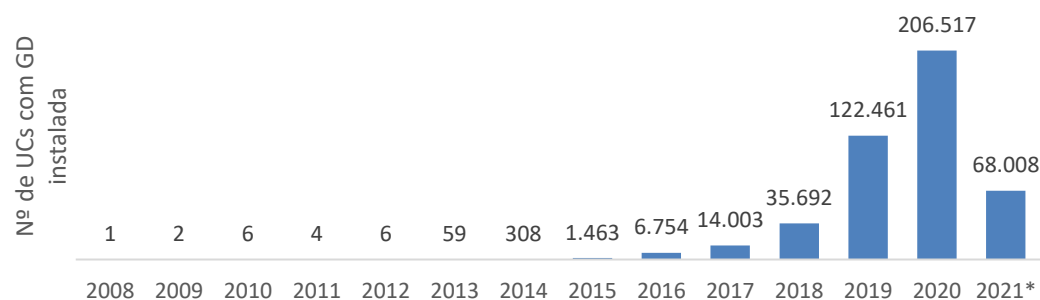
Dos sistemas mencionados, os de transmissão e distribuição de energia elétrica destacam-se como especialmente complexos, principalmente por serem compostos por uma variedade de componentes e diferentes tecnologias. Nesse sentido, é fundamental o desenvolvimento de novas tecnologias e ferramentas para lidar com as redes nas configurações que se apresentam atualmente e para o que se espera delas no futuro, conforme mostrado por *National Academies Of Sciences, Engineering And Medicine* (2016). No Brasil, o Sistema Interligado Nacional (SIN) dispõe de mais de 140.000 km de linhas de transmissão que são responsáveis por entregar 99% da energia elétrica produzida no país (OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA, 2020).

A característica de geração centralizada adotada no Brasil devido à predominância de grandes usinas, principalmente hidrelétricas, e às dimensões continentais do país resultam em um sistema bastante extenso, conforme mencionado anteriormente. Essa peculiaridade resulta em perdas relevantes no processo, as quais são inerentes ao transporte de energia (e a transformações que ocorrem nesse processo), e que chegaram, em 2018, a 7,5% da energia injetada (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, 2019).

Diante deste cenário, percebe-se a necessidade de maior utilização de fontes localizadas próximas aos consumidores, no que se denomina geração distribuída (GD). Em diversos países, essa modalidade de geração de energia já está consolidada (CASTRO; DANTAS, 2018). No Brasil, embora as primeiras unidades consumidoras (UCs) com GD tenham sido homologadas em 2008, somente em 17 de abril de 2012 a atividade foi regulamentada pela Resolução Normativa nº482/2012 da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL). A partir daí, o

crescimento foi acelerado no país, chegando em abril de 2021 a 454.873 consumidores responsáveis por gerar sua própria energia, contribuindo com mais de 5,4 GW de potência instalada na matriz elétrica (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, 2021). O Gráfico 1 mostra essa evolução ao longo dos últimos anos.

Gráfico 1 – Evolução no número de unidades consumidoras com geração distribuída no Brasil



Fonte: Agência Nacional De Energia Elétrica (2021).

Nota: Adaptado pelo autor.

*Até 10 de abril de 2021.

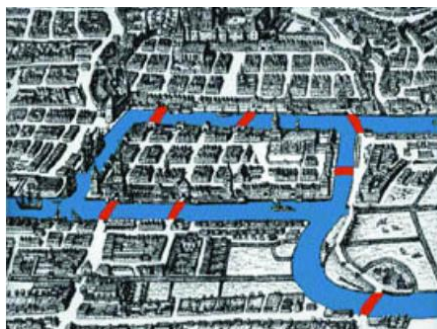
Além da descentralização proporcionada e das vantagens ambientais considerando que a geração distribuída é representada por fontes renováveis em praticamente a sua totalidade (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, 2021), esses novos elementos trazem ainda diversos desafios aos setores responsáveis pelo planejamento e operação dos sistemas elétricos de potência (SEP). Diversos autores, como Balamurugan, Srinivasan e Reindl (2012), Walling (2008) e Pepermans e outros (2005), discutem os impactos provocados pela inserção de geradores distribuídos no SEP. Entre as principais constatações, destacam-se alterações no perfil de tensão da rede, a necessidade de reajustar-se os dispositivos de proteção, mudança nos procedimentos para definição da previsão de demanda, a inversão do fluxo de potência (agora bidirecional), entre outros.

Em alguns desses estudos, no entanto, como em Mendes (2018), não foi possível determinar um fator, como a potência ou a quantidade de geradores instalados, que resultou em um cenário de maior alteração nos valores de corrente nominal dos alimentadores. Uma hipótese levantada foi tratar-se de um problema topológico, ou seja, a posição desses equipamentos na rede pode caracterizar um impacto maior ou menor.

A topologia diz respeito a um conjunto de elementos e as relações (conexões) entre eles, dando origem, dessa forma, a uma rede. Nesse contexto, credita-se a Leonhard Euler um possível pioneirismo na utilização de conceitos da teoria de grafos para a solução de um problema real. Conhecido como as sete pontes de Königsberg, o problema foi analisado por Euler em 1736, quando o matemático sanou a dúvida de muitos moradores desta pequena cidade da antiga Prússia.

Na cidade de Königsberg, 6 pontes conectavam a cidade à duas de suas ilhas às margens do Rio Pregel e uma sétima fazia a ligação entre tais ilhas, conforme ilustrado na Figura 1. O desafio posto aos moradores da região era de passear pela cidade visitando as sete pontes e, atravessando apenas uma vez cada uma delas, retornar, no fim do percurso, ao ponto de partida da caminhada. Euler provou ser impossível tal façanha.

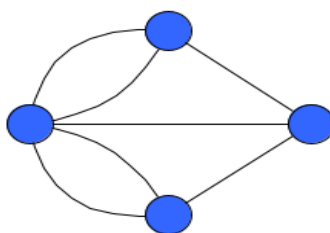
Figura 1 – As sete pontes de Königsberg



Fonte: Araújo (2021)

Para alcançar tal feito, foi necessário eliminar variáveis irrelevantes para a análise, como distância e formato das pontes, as quais ficam evidentes na Figura 1 e, com isso, foi elaborada uma representação para o problema com o que é considerado um dos primeiros grafos da história (HARARY, 1969), o qual é apresentado na Figura 2.

Figura 2 – Grafo do problema das sete pontes de Königsberg



Fonte: Produção do próprio autor.

Embora Euler tenha apresentado uma solução simples para um problema não muito complicado, o raciocínio desenvolvido foi fundamental para a elaboração da teoria de grafos (ou teoria de redes). Por meio desta, possibilitou-se representar de maneira clara os elementos de um sistema e as conexões entre eles, o que justifica um esforço maior dos pesquisadores em desenvolver estudos nessa área (BARABÁSI; PÓSFAL, 2016). A simplicidade inerente a essa ferramenta se mostra fundamental tendo em vista o aumento na complexidade dos sistemas reais da atualidade, no que, devido a esse número cada vez maior de elementos e interconexão entre eles, denomina-se redes complexas.

Na sociedade moderna, o conceito introduzido anteriormente aparece nas mais diferentes áreas do conhecimento, dentre as quais podemos citar: biologia, logística, redes de computadores e internet (BARABÁSI; PÓSFAL, 2016), etc. É importante salientar que as métricas utilizadas na análise de tais redes, bem como as características dadas aos elementos dos grafos devem ser especificadas de acordo com a aplicação em questão. Além das áreas citadas, a rede elétrica aparece como uma candidata relevante para utilização da teoria de grafos e redes complexas devido a sua já citada complexidade e importância para a humanidade (PAGANI; AIELLO, 2013).

Os esforços atuais dos pesquisadores que utilizam as ferramentas aqui mostradas em redes de transmissão/distribuição de energia têm se concentrado em analisar a vulnerabilidade da rede elétrica quando em contingência (retirada de um ou mais nós/arestas). As redes analisadas, em sua maioria, estão localizadas nos EUA e na Europa. Além disso, utilizam-se modelos reais ou ainda aqueles criados para esse fim, grupo este que tem como maior exemplo as redes modeladas pelo Instituto de Engenheiros Eletricistas e Eletrônicos (IEEE, do inglês *Institute of Electrical and Electronics Engineers*) (PAGANI; AIELLO, 2013).

No âmbito da modelagem das redes por grafos, os primeiros estudos a realizavam sem a adoção de propriedades (como peso, por exemplo), para as arestas e sem caracterização dos vértices, como nos trabalhos de Holmgren (2006) e Sun (2005). No entanto, alguns estudos passaram a adotar propriedades elétricas das redes elétricas para caracterização dos grafos, como abordado por Bompard, Napoli e Xue (2009) e Hines, Cotilla-Sanches e Blumsack (2010).

Percebe-se que os estudos nessa área muitas vezes não abordam todos os elementos do SEP. Em Bessani (2019), por exemplo, é realizada uma análise da vulnerabilidade e resiliência em redes de distribuição, abordando características dinâmicas e diferentes cenários climáticos. O trabalho, no entanto, não considera a presença de geradores distribuídos, sugerindo a inserção desses elementos em trabalhos futuros.

Diante do exposto e considerando se tratar de uma área em constante evolução, além do fato de que os SEP ao redor do mundo tem características topológicas e diversidade de elementos específicas, a justificativa do presente trabalho está no fato deste apresentar-se como uma extensão nas análises disponíveis das redes de distribuição para que os agentes responsáveis por planejá-las e operá-las tenham subsídios na busca por suprir a necessidade de sistemas cada vez mais robustos, seguros, sustentáveis e inteligentes. Além disso, os resultados podem contribuir para a criação, por parte das agências reguladoras e de órgãos públicos, de políticas públicas relacionadas à maior utilização de fontes renováveis por meio da GD e ainda ajudar na elaboração/atualização das resoluções normativas e normas técnicas do setor.

Assim, o problema de pesquisa a ser abordado neste Projeto de Graduação é: qual o impacto da inserção de geradores distribuídos na rede de distribuição de energia no que diz respeito à alteração dos valores de corrente e sua relação com a posição de instalação desses elementos ao longo do sistema?

2 OBJETIVOS

2.1 Objetivo Geral

O objetivo geral do projeto aqui proposto é avaliar como a posição dos geradores distribuídos em uma rede de distribuição de energia afeta os valores de grandezas elétricas nos alimentadores. O estudo de caso foi feito utilizando o modelo de 13 barras do IEEE.

2.2 Objetivos Específicos

Os objetivos específicos, os quais auxiliaram no cumprimento do objetivo geral, estão listados a seguir:

- Explorar sistemas de distribuição de energia elétrica como uma aplicação da teoria de grafos;
- Investigar representações via grafos para a rede de 13 barras do IEEE levando em conta características elétricas de seus elementos; e
- Avaliar a aplicação de métricas de centralidade para análise do impacto da penetração de geração distribuída na rede elétrica.

3 REFERENCIAL TEÓRICO

A centralização da geração de energia e sua transmissão em alta tensão por longas distâncias foi a estrutura escolhida por sistemas de países ao redor do planeta numa tendência global. Diversos são os benefícios que justificaram essa escolha: viabilidade técnica e econômica no transporte de grandes blocos de energia por elevadas distâncias, possibilidade de localização das usinas próximo às matérias primas de geração, etc (MARTÍN-MARTÍNEZ et al., 2017).

No entanto, ainda segundo Martín-Martínez e outros (2017), esse cenário vem sendo alterado com o surgimento de novas alternativas que lançam mão de conceitos distribuídos, tais como a GD, o armazenamento de energia e as redes inteligentes (do inglês *smart grids*). Essa nova abordagem se coloca como uma solução para alguns dos problemas apresentados pelo modelo anterior, como as perdas inerentes ao processo de transmissão e distribuição de energia e a necessidade de grandes investimentos para construção das linhas de transmissão.

Outra vantagem bastante relevante na transição de sistemas centralizados para os distribuídos se dá por motivos ambientais. As emissões de dióxido de carbono (CO₂) no setor energético são bastante relevantes em comparação a outras atividades, sendo assim responsável de maneira significativa pelas mudanças climáticas, em especial no aumento do efeito estufa (INTERGOVERNMENTAL PANEL ON CLIMATE CHANGE, 2014). Isso ocorre uma vez que grande parte da geração de energia no mundo provém de fontes que utilizam combustíveis fósseis, como as termelétricas. A fim de mitigar esse impacto negativo, o modelo distribuído é uma excelente alternativa, já que em geral conta com fontes alternativas de energia (solar, eólica, biomassa), sendo essa mudança na matriz elétrica mundial apontada como imprescindível para que os países alcancem os objetivos de diminuir as emissões de CO₂ em 50% até 2050 traçado pelos governos em um acordo mundial (HAN et al., 2012).

Embora o Brasil possua uma matriz majoritariamente renovável baseada na hidroeletricidade (EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA, 2020), a diversificação das fontes é sempre recomendada (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, 2016). Para chegar a essa conclusão, basta considerar, por exemplo, a crise hídrica vivida pelo país num passado recente (CIRILO, 2015).

3.1 Geração Distribuída

Dentre os conceitos abordados na seção anterior, a GD já se apresenta como bastante consolidada, e a expectativa para o futuro é animadora. Define-se como geração distribuída:

[...] a micro e a minigeração distribuída consistem na produção de energia elétrica a partir de pequenas centrais geradoras que utilizam fontes renováveis de energia elétrica ou cogeração qualificada, conectadas à rede de distribuição por meio de instalações de unidades consumidoras (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, 2016, p. 9).

Mais especificamente, rotula-se como microgeração quando a potência instalada é de até 75 kW e minigeração se maior que 75 kW e menor ou igual a 5 MW (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, 2015). Em termos regulatórios, dois documentos merecem atenção: o Módulo 3 dos Procedimentos de Distribuição de Energia no Sistema Elétrico Nacional (PRODIST) e a Resolução Normativa (REN) 687/2015 da ANEEL.

O PRODIST versa, no módulo citado, sobre o acesso ao sistema de distribuição, seja por geradores distribuídos ou não. Nele são abordados os critérios técnicos e operacionais, os requisitos de projeto, as informações, os dados e a implementação da conexão. São indicadas, por exemplo, todas as proteções elétricas necessárias para cada faixa de potência dos geradores instalados, dentre elas: elementos de desconexão e interrupção, proteção de sub e sobrefrequência e tensão, proteção contra ilhamento, etc (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, 2017).

Já a REN 687/2015, a qual atualizou a pioneira REN 482/2012 e alterou os Módulos 1 e 3 do PRODIST, aborda de maneira geral a GD, definindo, por exemplo, o sistema de compensação conforme segue:

[...] sistema no qual a energia ativa injetada por unidade consumidora com microgeração ou minigeração distribuída é cedida, por meio de empréstimo gratuito, à distribuidora local e posteriormente compensada com o consumo de energia elétrica ativa (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, 2015, p. 1).

Dessa forma, a energia injetada na rede, ou seja, a diferença entre a gerada e a consumida, é recebida pelo titular da unidade consumidora na forma de créditos, os quais podem ser consumidos na própria UC, no que se denomina autoconsumo, ou em outra UC sob mesma titularidade, na forma de autoconsumo remoto. Ainda, estão previstas as modalidades de geração compartilhada, para consórcios e cooperativas e empreendimento com múltiplas

unidades consumidoras, como é o caso dos condomínios. Os créditos podem ser utilizados em até 60 meses (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, 2016).

Sob o ponto de vista legislativo e de impostos, destaca-se a Lei nº 13.169, a qual desonerou o Programa de Integração Social (PIS) e o Programa de Formação do Patrimônio do Servidor Público (Pasep), além da Contribuição para o Financiamento da Seguridade Social COFINS da energia compensada por meio dos créditos obtidos após injeção na rede (BRASIL, 2015). Da mesma forma, o Convênio 16/2015 do Conselho Nacional de Política Fazendária (CONFAZ) formalizou a isenção de ICMS na energia consumida da concessionária após injeção na rede, com exceção da parcela referente ao custo de disponibilidade, à energia reativa e à demanda, aos encargos de conexão ou uso do sistema de distribuição, e a outras cobranças da distribuidora (CONSELHO NACIONAL DE POLÍTICA FAZENDÁRIA, 2015).

Por fim, destaca-se que o foco deste trabalho será na geração distribuída fotovoltaica (GDFV), já que esta fonte é a que está presente na grande maioria das UCs com GD instalada no Brasil (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, 2021). É relevante pontuar que o território brasileiro apresenta excelentes índices de radiação solar. A região de menor incidência solar no país assume valores maiores que a média nacional de diversos países europeus, como a Alemanha, onde o mercado de energia solar é mais consolidado quando comparado ao brasileiro (RENEWABLE ENERGY POLICY NETWORK FOR THE 21ST CENTURY, 2020).

3.1.1 Benefícios da geração distribuída

Além das vantagens já mencionadas para os sistemas distribuídos, outros benefícios são apontados por Viral e Khatod (2012) para explicar a maior difusão da GD, dentre eles:

- A proximidade das instalações ao consumo da energia diminui os custos com transmissão e distribuição (os quais tem aumentado);
- Os custos de instalação de geradores distribuídos têm diminuído;
- Os sistemas apresentam alta eficiência e elevada flexibilidade no que diz respeito à potência;
- Facilidade para encontrar locais de instalação;

- Menor custo de instalação e riscos de investimento não tão altos; e
- Existência de diferentes tecnologias que podem ser adotadas.

De maneira complementar, Jordehi (2015) aponta os seguintes benefícios, desde que os geradores sejam instalados em locais adequados e tenham sido corretamente dimensionados:

- Redução de perdas;
- Diminuição no estresse das linhas de transmissão;
- Em geral, são baseados em energias renováveis;
- Excelente alternativa para eletrificação rural ou de áreas isoladas; e
- Alívio na sobrecarga dos alimentadores.

3.1.2 Impacto da penetração de geração distribuída na rede

Muitos são os benefícios obtidos na utilização de geradores distribuídos conectados à rede de distribuição de energia, conforme mostrado na seção anterior. Não obstante, é importante ressaltar que diversas pesquisas têm encontrado impactos provocados por esta expansão no número de instalações.

Balamurugan, Srinivasan e Reindl (2012) analisaram o modelo de teste de 34 barras da IEEE e puderam observar melhoras nos níveis de tensão da rede e na diminuição das perdas. Por outro lado, chamaram atenção para a necessidade de realizar o correto balanceamento de fase nas instalações e, em alguns pontos específicos, observou-se a necessidade de utilizar capacitores ou reguladores de tensão para que esta se mantenha dentro dos limites estabelecidos pelas normas.

Muitas dessas alterações devem-se a uma mudança no fluxo de potência, que passa a ser bidirecional. Bhise, Kankale e Jadhaio (2017) apontam que essas mudanças nas características da rede, bem como a alteração dos níveis de corrente, nominal e de curto-circuito, têm impactado nos dispositivos de proteção, os quais precisarão ter seus ajustes revisados quando em redes com alta penetração de GD.

Dugan, McDermott e Ball (2001) destacam a importância do planejamento em redes com GD a fim de evitar os impactos negativos, considerando os apresentados anteriormente e ainda incluindo problemas com a frequência e, em se tratando de fontes como a solar e a eólica, a intermitência de geração destas.

Já Mendes (2018) utilizou um modelo próprio de gerador fotovoltaico e a rede de 13 barras do IEEE a fim de analisar o impacto da inserção de tais elementos, os quais foram posicionados em nove pontos distintos (individualmente e agrupados, gerando assim 512 cenários), no que diz respeito ao valor da corrente nominal em regime permanente nos ramos onde havia um dispositivo de proteção presente. As alterações verificadas dessa grandeza indicaram ser imprescindível que os ajustes dos dispositivos de proteção sejam repensados em redes com alta penetração de GD, uma vez que esse novo cenário pode não garantir a sensibilização e, portanto, a correta atuação destes.

Diante da situação apresentada, em 2019 a ANEEL realizou uma consulta pública para discutir a necessidade de adequação na regulamentação da GD no Brasil. Foi apontado por especialistas a não consideração, na análise da Agência, dos benefícios trazidos por essa modalidade de geração, o que resultou em sugestões no sentido de alterar o sistema de compensação de créditos de forma que a instalação de geradores distribuídos por parte dos consumidores se tornaria muito menos viável.

Além disso, a Associação Brasileira de Energia Solar (ABSOLAR) têm percebido um movimento das concessionárias de energia no sentido de dificultar o acesso das UCs ao sistema de distribuição, não cumprindo os prazos estabelecidos, exigindo componentes diferentes daqueles previstos nas normas e ainda tornando difícil o entendimento correto dos processos a serem seguidos para solicitar à incorporação da GD à rede. É imprescindível, então, que a academia se envolva na discussão, apresentando estudos que subsidiem decisões técnicas a serem adotadas em qualquer alteração da legislação vigente sobre o tema no Brasil (informação verbal)¹.

¹ Informações fornecidas por Rodrigo Lopes Sauaia, Presidente Executivo da Associação Brasileira de Energia Solar (ABENS), durante o VIII Congresso Brasileiro de Energia Solar (CBENS) realizado em outubro de 2020 em Fortaleza, Ceará, com transmissão pela internet para os inscritos.

3.2 Teoria de Grafos

Quando Leonhard Euler resolveu o problema das sete pontes de Königsberg (ver seção 1), a teoria de grafos começou a traçar seu caminho. O primeiro artigo puramente teórico a abordar o tema, no entanto, data de 1891 e é de autoria do matemático dinamarquês Julius Petersen (1839-1910). Acredita-se que, nesse trabalho, o nome grafo foi utilizado pela primeira vez (BENJAMIN; CHARTRAND; ZHANG, 2015).

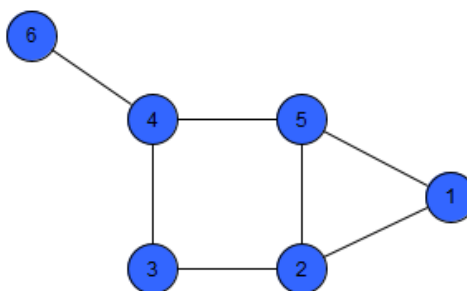
Desde então, esta ferramenta evoluiu e passou a ser utilizada nas mais diversas áreas do conhecimento, inclusive nos SEP, como alternativa para solução de problemas de ordem prática. Ao longo dos anos, as definições foram se estabelecendo e, até hoje, novas métricas têm sido elaboradas por estudiosos para que tal teoria, dada sua multidisciplinaridade, se adapte a aplicações específicas.

3.2.1 Definições

Diversas são as formas de definir um grafo, dentre as quais a apresentada por Benjamin, Chartrand e Zhang (2015), conforme segue.

Um grafo G consiste em um conjunto não vazio e finito V de elementos denominados vértices (ou pontos, nós) e um conjunto E de pares não ordenados de vértices distintos pertencentes a V . Cada elemento $e = \{u,v\}$ é uma aresta (ou linha) de G , e se diz que e conecta u e v . Além disto, quando existe a aresta $e = \{u,v\}$, os vértices u e v são ditos adjacentes. Dados esses conjuntos, um grafo é normalmente indicado por $G = (V,E)$. Um grafo com n vértices e m arestas é denominado grafo (n,m) . Um grafo $(6,7)$ é mostrado na Figura 3.

Figura 3 – Exemplo de grafo $(6,7)$



Fonte: Produção do próprio autor.

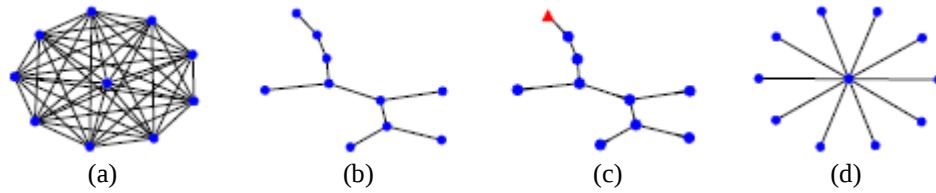
Vale ressaltar que a definição adotada de grafos não permite laços (uma aresta ligando um vértice a ele mesmo). Não admite, ainda, que um par de vértices seja ligado por mais de uma linha (aresta múltipla). Neste caso, tratar-se-ia de um multigrafo. Se laços e arestas múltiplas estiverem presentes, define-se um pseudografo. Com base nessas informações, o grafo da Figura 2, o qual representa a modelagem do problema das sete pontes de Königsberg, é, na verdade, um multigrafo.

É imprescindível que se conheçam outros conceitos fundamentais relacionados aos grafos. Ainda em Benjamin, Chartrand e Zhang (2015), algumas dessas características são apresentadas:

- Grau: refere-se ao número de arestas incidentes em um vértice v de um grafo G , e é representado como $\deg_G v$. Um vértice de grau 0 é isolado e um de grau 1 é um vértice terminal. O grau mínimo de um vértice de G é representado por $\delta(G)$ e o grau máximo por $\Delta(G)$;
- Caminho: um caminho P em um grafo G consiste em um subconjunto de G tal que os vértices podem ser listados de alguma forma, como $P = (u = v_0, v_1, \dots, v_k = v)$, com $\{v_0, v_1\}, \dots, \{v_{k-1}, v_k\}$ sendo arestas de P . P é, então, chamado um caminho $u - v$ de G ;
- Conexidade: um grafo G é conexo se é possível andar de um vértice qualquer a outro vértice qualquer por meio de arestas de G . Em outras palavras, se G possui pelo menos um caminho $u - v$ para cada par de vértices (u, v) ;
- Ciclo: um caminho C_n de um grafo G que começa e termina no mesmo vértice. Se $n = 3$, por exemplo, o grafo é um triângulo;
- Distância: representada por $d_G(u, v)$, é o menor número de arestas entre um vértice u e outro vértice v de G ; e
- Diâmetro: é a maior das distâncias em um grafo.

Além das características apresentadas, alguns modelos de redes representadas por grafos foram discutidos de maneira abstrata, não havendo, inicialmente, relação com redes reais. Hoje, no entanto, esses modelos são prontamente associados a diversas áreas. Alguns deles são: grafo completo, árvore, árvore enraizada (grafo direcionado), floresta e estrela, conforme apresentado em Cui, Kumara e Albert (2010). A Figura 4 ilustra alguns desses modelos.

Figura 4 – Exemplos de redes com 10 nós (a) completa, (b) árvore, (c) árvore enraizada e (d) estrela



Fonte: Bessani (2018).

O modelo de árvore, ou seja, uma rede com o menor número de arestas para garantir a conexidade, é especialmente interessante para o presente trabalho, uma vez que os sistemas de distribuição de energia elétrica usualmente possuem tal característica.

Por fim, é relevante comentar a representação matricial de um grafo. Define-se como matriz de adjacências, $A(G) = [a_{ij}]$, de um grafo G com n vértices, como a matriz $n \times n$ na qual $a_{ij} = 1$ se v_i é adjacente a v_j e 0 caso contrário (HARARY, 1969). A matriz de adjacências do grafo mostrado na Figura 3 é apresentada na equação (1).

$$A(G) = \begin{bmatrix} 0 & 1 & 0 & 0 & 1 & 0 \\ 1 & 0 & 1 & 0 & 1 & 0 \\ 0 & 1 & 0 & 1 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 1 & 0 & 1 & 1 \\ 1 & 1 & 0 & 1 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 1 & 0 & 0 \end{bmatrix} \quad (1)$$

Observa-se que a soma dos valores de uma linha resulta no grau do vértice correspondente.

3.2.2 Métricas de centralidade

As métricas de centralidade objetivam medir a importância de cada um dos vértices para o grafo. Devem ser escolhidas e aplicadas de maneira específica para cada situação a fim de obter-

se uma classificação dos elementos mais centrais para os menos centrais. A seguir serão apresentadas algumas das métricas de centralidade mais utilizadas na análise de grafos.

- Centralidade de grau (C_v)

O grau de um vértice v , conforme apresentado na seção anterior, por si só já define uma métrica de centralidade, ou seja, $C_v = \deg(v)$.

- Centralidade de *betweenness* (C_b)

A centralidade de intermediação (do inglês *betweenness*), definida por Freeman (1977) indica a frequência com que um vértice v encontra-se no menor caminho entre todos os pares de vértices do grafo. A equação (2) mostra a formulação matemática da métrica.

$$C_b(v) = \sum_{s \neq v \neq t \in V} \frac{\sigma_{st}(v)}{\sigma_{st}}, \quad (2)$$

onde $\sigma_{st}(v)$ é o número de menores caminhos que passam por v e ligam s a t e σ_{st} são todos os caminhos que conectam s a t . Vértices com valores mais elevados de C_b podem, então, ser mais importantes para a rede como um todo quando comparado àqueles que apresentam valores mais baixos.

- Centralidade de autovetor (C_e)

A centralidade de autovetor mede a importância de um vértice v por meio da avaliação dos vértices ao qual este está conectado (NEWMAN, 2010). Para um grafo G , considera-se $A(G)$ e seus respectivos autovalores e autovetores, λ e x , os quais satisfazem a igualdade $\lambda x = Ax$, sendo x diferente de zero. A formulação matemática para a centralidade de autovetor é mostrada na equação (3).

$$C_e(v_i) = \frac{1}{\lambda} \sum_{j=1}^j a_{ij} x_j, \quad (3)$$

onde x_j é o j -ésimo elemento do autovetor associado ao maior autovalor.

- Centralidade de *closeness* (C_c)

A centralidade de proximidade (do inglês *closeness*) é definida por meio do inverso da distância média entre um vértice v e todos os outros vértices do grafo (BOCCALETTI et al., 2006). A equação (4) indica matematicamente essa medida.

$$C_c(v) = \frac{1}{\frac{1}{n} \sum_{j=1}^n d_{ij}}, \quad (4)$$

onde d_{ij} é o comprimento do caminho geodésico (menor caminho) entre os vértices v_i e v_j e n é o número de vértices.

É importante ressaltar que as métricas apresentadas acima comumente são modificadas a fim de se adaptarem às aplicações propostas.

3.2.3 Aplicações em sistemas de energia

A modelagem de uma rede elétrica com um grafo se dá definindo os elementos (que podem ser cargas, barras do alimentador, transformadores, dispositivos de proteção, etc) como vértices e a conexão entre eles (linhas de distribuição, transmissão) como arestas. Embora possa parecer simples, escolher corretamente o modelo é imprescindível para que o resultado esperado seja alcançado.

Uma característica importantíssima a ser analisada é o peso dos componentes do grafo. É possível utilizar, para tal caracterização, informações elétricas tais como admitância e potência, ou ainda medidas como a distância física entre dois componentes e o número de consumidores conectados a um determinado ponto, por exemplo. A adoção desses pesos altera significativamente a análise do grafo, o que justifica que sua adoção ou não seja muito bem avaliada, como indica Coelho e outros (2015).

Por esse motivo, Coelho (2019) optou por adotar um modelo sem pesos para avaliar de maneira puramente topológica a vulnerabilidade em *smart grids*. Tal decisão levou a resultados que dialogaram de maneira mais convincente com a literatura clássica. Rosas-Casals, Valverde e Solé (2007) também utilizaram grafos sem peso nas arestas para analisar a vulnerabilidade de uma rede de energia europeia sob ataques e/ou erros. Os resultados encontrados foram

surpreendentes no que diz respeito a características semelhantes nas diferentes redes consideradas no trabalho, e concordaram com os achados de outros estudos.

A vulnerabilidade é uma característica bastante avaliada nos estudos desenvolvidos ao longo dos anos. Outro exemplo é Bessani (2017), o qual analisou diversas redes de distribuição (de Taiwan, do Brasil e ainda modelos apresentados em artigos de outros autores) com relação não apenas a vulnerabilidade, mas também a resiliência em cenários dinâmicos e de condições ambientais severas. Tal trabalho utilizou grafos sem e com pesos, sendo esse último cenário obtido por meio da modificação das métricas tradicionais.

3.3 Correlação

A correlação é uma ferramenta estatística com grande valor em pesquisas científicas uma vez que busca medir se existe uma relação (causal ou não causal) entre duas variáveis, além de apresentar uma medida de quão forte ela é, caso exista. Existem diversos coeficientes que fazem essa análise, sendo o de Pearson o mais comum (SCHOBER; BOER; SCHWARTE, 2018). Para situações nas quais este coeficiente não se aplica, os de Spearman e Kendall se apresentam como as soluções mais comumente adotadas. (WANG et al., 2015).

Os três métodos citados oferecem como resultado um valor entre -1 e 1 que expressa a força da correlação entre duas variáveis, sendo -1 e 1 relações perfeitas, e 0 a indicação de que não há correlação. Para valores diferentes dos extremos, não há consenso entre pesquisadores. Na Tabela 1, apresenta-se um exemplo de interpretação para os coeficientes, apresentados em módulo. No entanto, uma interpretação mais adequada pode ser utilizada de acordo com as características do objeto em análise (SCHOBER; BOER; SCHWARTE, 2018).

Tabela 1 – Interpretação para os coeficientes de correlação

Coeficiente	Interpretação
1,00 – 0,90	Correlação muito forte
0,70 – 0,89	Correlação forte
0,40 – 0,69	Correlação moderada
0,10 – 0,39	Correlação fraca
0,00 – 0,09	Correlação desprezível

Fonte: Schober, Boer e Schwarte (2018).

Nota: Adaptado pelo autor.

É importante destacar que a escolha pela utilização de uma dessas medidas deve ser precedida da análise do diagrama de dispersão das variáveis de forma a compreender qual delas melhor se enquadra na situação em estudo (SCHOBER; BOER; SCHWARTE, 2018). A seguir, mais detalhes serão dados a respeito do coeficiente de Spearman, considerado mais adequado para as análises em questão após avaliação dos demais comentados nos parágrafos anteriores.

3.3.1 Coeficiente de correlação de Spearman

No método proposto por Spearman, os valores reais das grandezas em análise não são utilizados diretamente no cálculo do coeficiente, e sim a classificação dessas variáveis no conjunto de amostras. Dessa forma, busca-se uma função monótona, não necessariamente linear, que represente a relação entre duas variáveis (WANG et al., 2015).

Nos casos em que não houver repetição dos postos (classificação das variáveis), o cálculo do coeficiente de Spearman (ou ρ de Spearman) se dá como mostrado na equação (5).

$$\rho = 1 - \frac{6 \sum d_i^2}{n(n^2 - 1)}, \quad (5)$$

onde d é a diferença entre os postos de cada observação e n é o número total de observações.

Uma outra possibilidade para aplicação em casos em que a relação não é linear é o coeficiente (ou τ) de Kendall (KENDALL, 1938).

4 METODOLOGIA E ETAPAS DE DESENVOLVIMENTO

A fim de alcançar os objetivos traçados, este trabalho utilizará os métodos e seguirá as etapas descritas nas duas seções seguintes.

4.1 Metodologia

No que diz respeito à classificação deste trabalho, conclui-se ser uma pesquisa aplicada quanto à sua natureza, uma vez que se espera a aplicação dos resultados obtidos não apenas em outros trabalhos, mas também por parte dos órgãos regulamentadores/concessionárias do setor de energia elétrica no país.

Em se tratando dos objetivos, trata-se de uma pesquisa explicativa, já que “Visa a identificar os fatores que determinam ou contribuem para a ocorrência dos fenômenos” (PRODANOV; FREITAS, 2013, p. 53) ao investigar os fatores relacionados aos geradores distribuídos que impactam em grandezas elétricas de uma rede de distribuição. Isso será possível com a análise de tal rede após ser modelada utilizando os conceitos da teoria de grafos.

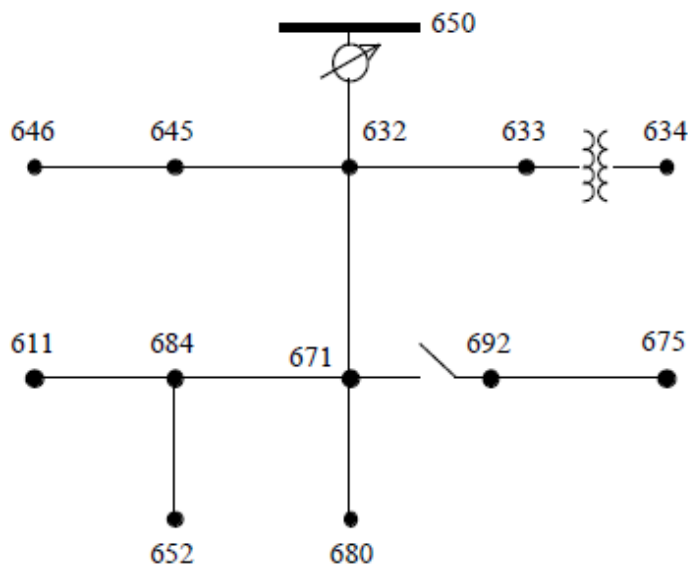
Já quanto aos procedimentos técnicos, o presente trabalho é uma pesquisa experimental, uma vez que adotado um sistema modelo do IEEE de 13 barras (INSTITUTE OF ELECTRICAL AND ELECTRONICS ENGINEERS, 1992), este terá suas variáveis manipuladas a fim de que seja possível observar, quando sob controle, as influências delas no funcionamento deste objeto de estudo (PRODANOV; FREITAS, 2013). Por fim, o problema apresentado será analisado sob uma perspectiva quantitativa, por meio das métricas de centralidade de grafos.

4.2 Etapas de Desenvolvimento

Inicialmente, foi necessário aprofundar os estudos dos temas pertinentes à pesquisa, em especial: teoria de grafos e geração distribuída. Inicialmente, escolheu-se a rede de distribuição que seria utilizada na análise. Optou-se pela desenvolvida por um grupo de estudos do IEEE. Resultado de vários anos de pesquisa, o Instituto fornece modelos para diversas redes com características diferentes, os quais são mundialmente utilizados em avaliações referentes ao

fluxo de potência e a presença de GD. O modelo adotado foi o de 13 barras, A13N (INSTITUTE OF ELECTRICAL AND ELECTRONICS ENGINEERS, 1992), cujo diagrama unifilar é mostrado na Figura 5.

Figura 5 – Diagrama unifilar do alimentador de 13 nós do IEEE



Fonte: Institute of Electrical and Electronics Engineers (1992).

Trata-se de um alimentador de 115 kV com um transformador no nó 650, o qual reduz a tensão para 4,16 kV. É majoritariamente trifásico, mas apresenta trechos mono e bifásicos. A potência total consumida pelas cargas é de 3.466 kW e 2.102 kvar. Mais informações e uma análise completa da rede estão disponíveis em Kersting (2001).

Após a modelagem do alimentador no *Simulink*, foram criados os cenários com os geradores distribuídos fotovoltaicos e as simulações foram realizadas, conforme detalhado nas seções seguintes. Na sequência, a rede de distribuição adotada na análise foi representada por um grafo. Para tal, utilizou-se a linguagem *Python* (ROSSUM, 1995) e a biblioteca de código aberto *networkX* (HAGBERG; SCHULT; SWART, 2008), a qual conta com a implementação de diversas funções de representação e análise de grafos. Neste ponto, foram verificadas as melhores formas de representar os geradores distribuídos no grafo e ainda quais pesos serão utilizados e de que forma serão incorporados à representação proposta.

Prosseguiu-se, então, com a avaliação e seleção das métricas de centralidade disponíveis para análise dos grafos, as quais foram aplicadas na análise dos casos. Nesse processo, foram

utilizados os coeficientes de correlação citados na seção 3.3, sendo o de Spearman o escolhido como mais adequado e aplicado de fato na análise. Ressalta-se que, para as métricas clássicas, a análise de correlação não foi realizada uma vez que o resultado esperado é evidentemente de baixa relação, uma vez que estariam sendo comparadas uma variável constante (métrica) e uma variante de acordo com os cenários (corrente).

Ressalta-se que as etapas do trabalho foram devidamente documentadas e registradas para que se pudesse relatar fielmente o desenvolvimento da pesquisa neste relatório, elaborado ao longo do Projeto de Graduação executado para obtenção do grau de Engenheiro Eletricista. As seções seguintes detalham essas etapas e os resultados obtidos em cada uma delas.

4.2.1 Modelagem do alimentador no *Simulink*

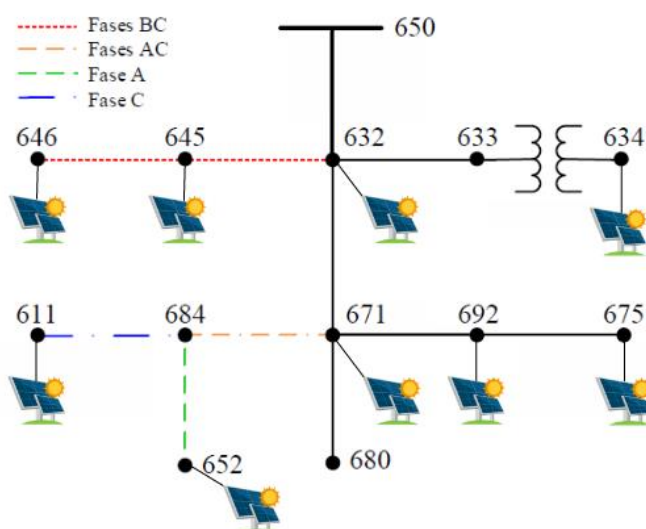
A fim de obter medidas das grandezas elétricas do alimentador adotado neste trabalho, optou-se por utilizar um modelo presente no *Simulink* (ferramenta incorporada ao *Matlab*). No entanto, algumas modificações foram realizadas a fim de melhor adequar o modelo ao alimentador de 13 nós do IEEE. Dentre tais mudanças, merecem destaque: o acréscimo do trecho que liga os nós 650-632, a tensão de referência do nó 650, definida em 1 pu para as três fases, e ângulos obedecendo a sequência positiva (0° , -120° e 120°). Isso levou ao circuito apresentado na Figura 6, o qual foi validado por Mendes (2018). Vale destacar que o nó 650 é representado no modelo pela fonte de 4,16 kV no canto superior esquerdo.

Para a validação, os resultados obtidos via simulação do fluxo de potência do alimentador por meio do *Simulink*, o qual adota para isso o método de Newton-Raphson, foram comparados com os apresentados pelo relatório oficial do IEEE (KERSTING, 2001) e os resultados podem ser acompanhados em detalhes no trabalho desenvolvido pela Mendes (2018). Destaca-se, no entanto, que se verificou uma diferença máxima de aproximadamente -7% na magnitude da corrente. Essa variação ocorreu apenas no trecho que liga os nós 632 e 671.

No restante do alimentador, as variações observadas foram menores que $\pm 1\%$. O desvio mais relevante pode ser explicado pela carga conectada ao referido trecho, uma vez que é do tipo distribuída. O relatório oficial não indica qual o modelo utilizado neste caso, e foi adotado neste trabalho a alocação de metade da carga no início e a outra metade no final do trecho.

definido com base na carga do ponto. A Figura 7 esclarece os nós do alimentador nos quais foi considerada a presença dos sistemas fotovoltaicos.

Figura 7 – Alimentador AN13 com a indicação dos nós com geração distribuída



Fonte: Vargas (2018).

Nota: Adaptado pelo autor.

É importante esclarecer que algumas modificações foram implementadas no diagrama unifilar da Figura 7 em comparação ao da Figura 5. Uma delas é a retirada do regulador de tensão entre a barra 650 e a 632. Além disso, o disjuntor entre os pontos 671 e 692 não foi conectado (considerado sempre fechado). Tais mudanças tornam a execução das simulações mais rápida e não trazem efeitos consideráveis tendo em vista a aplicação aqui proposta.

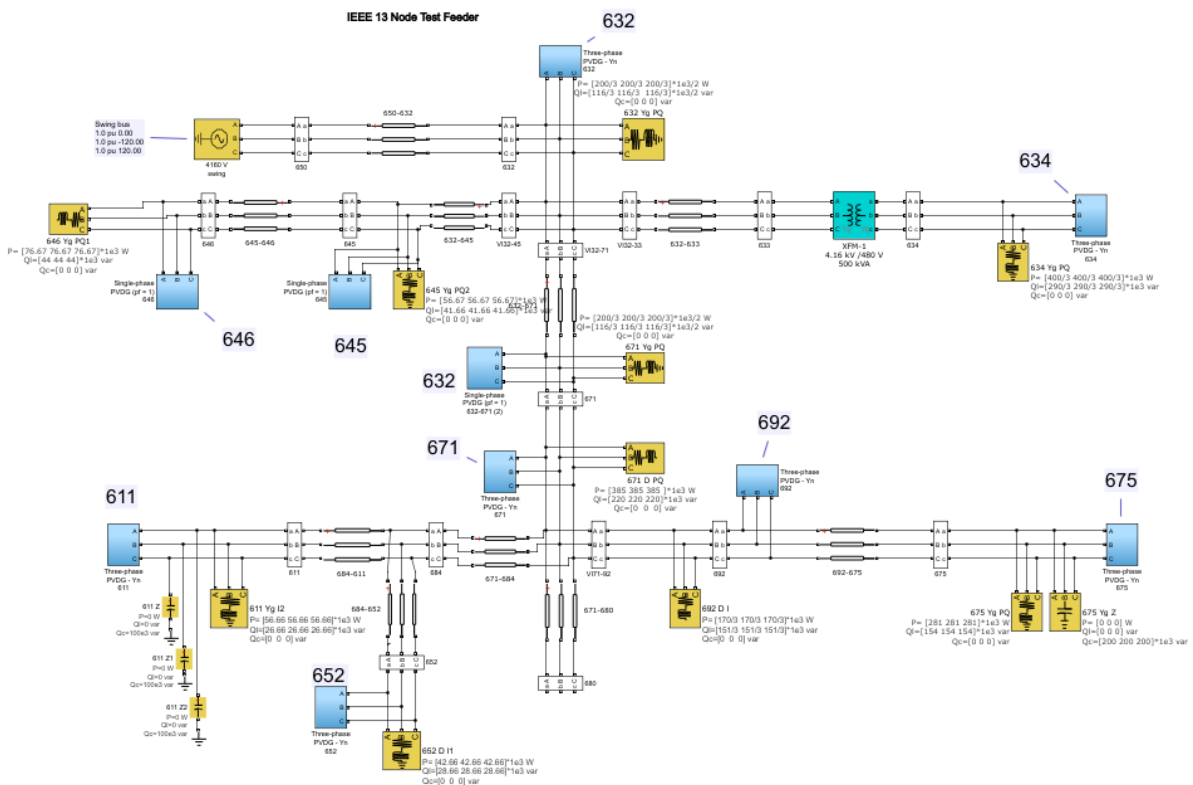
Ainda na Figura 6, as caixas amarelas modelam as cargas conectadas aos nós, sendo elas mono, bi ou trifásicas. Podem representar, também, bancos de capacitores destinados à correção do fator de potência, como ocorre nos nós 611 e 675.

No que diz respeito à implementação dos sistemas fotovoltaicos no *software*, o *Simulink* já possui um modelo para sistemas fotovoltaicos, o *power PV array 3500 W*. No entanto, trata-se de uma solução de lenta execução, o que torna inviável sua aplicação em cenário com alta penetração de GD, que é o caso aqui proposto. Por isso, o modelo adotado neste trabalho é o que foi proposto por Mendes e outros (2019), conforme discutido na seção 4.2.2, o qual apresenta tempo de execução até 200 vezes menor que o sistema nativo do *Simulink*.

Por fim, uma última alteração no modelo da Figura 6 foi executada para permitir a simulação de um cenário diferente: um alimentador equilibrado. Foram realizadas, então, as seguintes alterações: manteve-se a carga dos nós (e, consequentemente, da GD a ele conectada) distribuindo-as igualmente entre as três fases mantendo, assim, o carregamento do alimentador. Para os trechos mono e bifásicos, os circuitos foram transformados em trifásicos mantendo-se as características dos condutores.

Com isso, obteve-se o modelo apresentado na Figura 8. Esse modelo foi utilizado para verificar a correlação entre a métrica proposta e os valores de corrente no alimentador em uma situação diferente daquela utilizada inicialmente, não tendo seus resultados analisados individualmente como no caso do alimentador desequilibrado.

Figura 8 – Modelo do A13N no *Simulink* com as modificações executadas para obtenção de um alimentador equilibrado



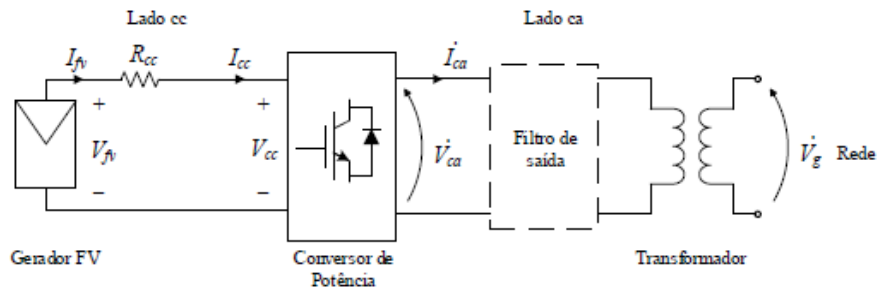
Fonte: Mendes (2018).

Nota: Adaptado pelo autor.

4.2.2 Modelagem dos sistemas fotovoltaicos

O modelo escolhido para representar os sistemas fotovoltaicos em regime permanente foi o desenvolvido por Mendes (2018) e Vargas (2018). De maneira geral, cada parte do sistema (corrente contínua, inversor e corrente alternada) é abordada separadamente. A configuração usual de um gerador fotovoltaico é apresentada na Figura 9.

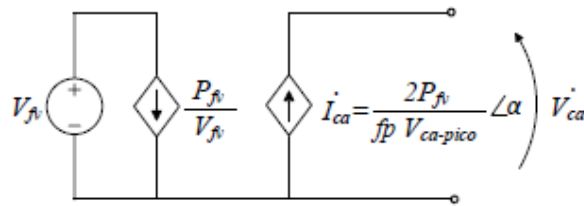
Figura 9 – Diagrama usual de um gerador fotovoltaico conectado à rede



Fonte: Vargas (2018).

Diversas simplificações foram consideradas uma vez que a aplicação se daria em regime permanente e levando em conta que se buscava um modelo de mais rápido processamento. Com isso, o circuito da Figura 10 foi utilizado para representar o sistema.

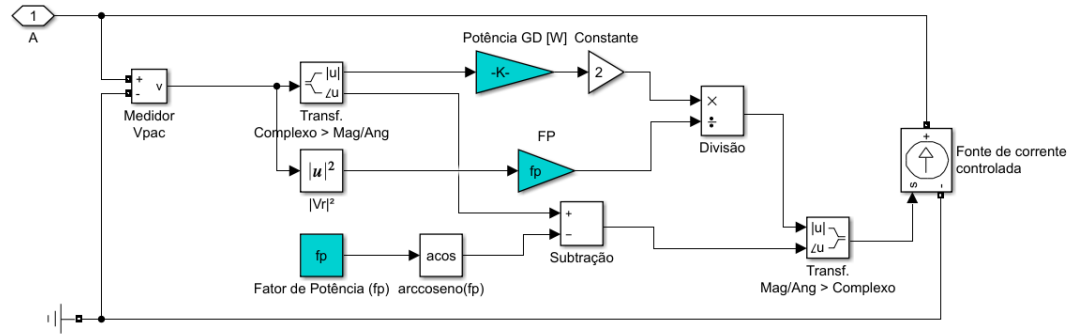
Figura 10 – Modelo simplificado do sistema fotovoltaico



Fonte: Mendes (2018).

O modelo da Figura 10 foi então implementado no *Simulink* para validação e posterior utilização nos alimentadores das Figura 6 e Figura 8. O diagrama de blocos montado no *software* é apresentado na Figura 11.

Figura 11 – Modelo do sistema fotovoltaico implementado no *Simulink*



Fonte: Mendes (2018).

Nota: Adaptado pelo autor

Após a implementação, o modelo foi validado tendo como base os resultados obtidos via simulação utilizando a ferramenta nativa do *Simulink* (*power PV array 3500 W*). Com um mesmo alimentador e cargas iguais, os dados obtidos por meio dos dois modelos diferem em no máximo 6,28% na potência reativa de saída, sendo considerado aceitável para as aplicações propostas e tendo em vista uma redução de, em média, 120 segundos no tempo de simulação escolhendo-se o modelo proposto (MENDES et al., 2019).

4.2.3 Simulações no Matlab/Simulink

Diante das informações apresentadas na seção 4.2.1, foram simulados no *Simulink* os cenários referentes às 512 combinações possíveis dos 9 geradores conectadas à rede, começando pelo caso padrão (sem GD), passando pelos casos em que apenas uma unidade de geração distribuída estava ligada por vez, depois agrupadas de duas em duas, e assim por diante até o caso no qual todos os nove sistemas fotovoltaicos foram conectados ao alimentador.

A forma como os 9 sistemas fotovoltaicos foram combinados, conforme descrito no parágrafo anterior, resulta em $NC = 512$ casos. Matematicamente, a expressão para obter NC pode ser representada pela equação (6).

$$NC = 1 + \sum_{k=1}^9 \binom{9}{k} \quad (6)$$

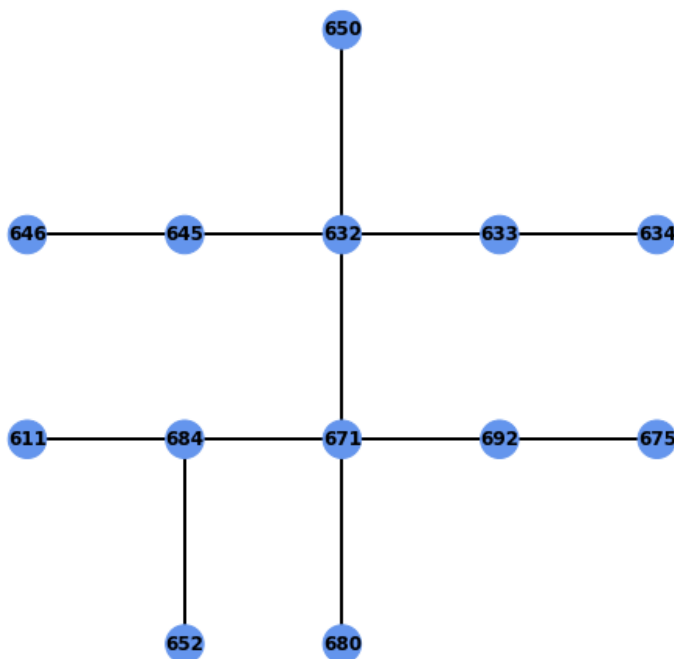
Para cada situação foram obtidos os valores de corrente em cada um dos nós do sistema, considerando as fases A, B e C. O procedimento descrito acima foi aplicado nos alimentadores

desequilibrado e equilibrado das Figura 6 e Figura 8, respectivamente. De posse desses valores, diversas análises foram realizadas e terão seus resultados apresentados na seção 5.

4.2.4 Representação do alimentador via grafos

Após a análise elétrica do alimentador via *Matlab/Simulink*, o grafo mostrado na Figura 12 foi desenvolvido em *Python*, utilizando os recursos da biblioteca *NetworkX*. Tal tarefa foi realizada na plataforma *Google Colaboratory*.

Figura 12 – Grafo do alimentador A13N



Fonte: Produção do próprio autor.

Os nós do grafo representam os nós do alimentador e as arestas representam os condutores. O passo seguinte foi o cálculo de diversas métricas, desde as tradicionais, sem ponderação, até uma métrica elaborada para utilização neste trabalho.

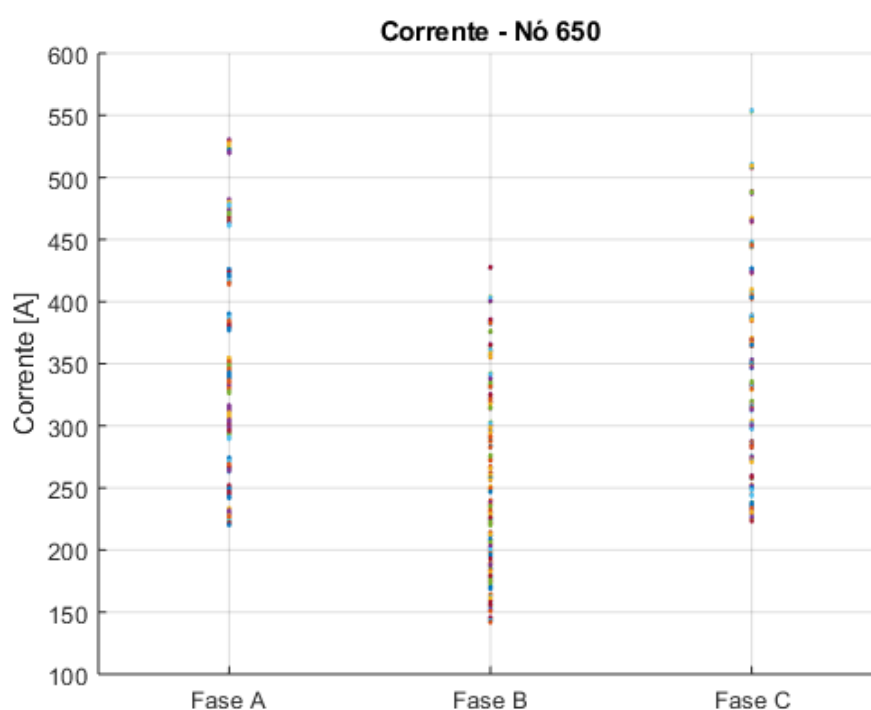
As métricas obtidas para cada cenário foram então utilizadas em análises cujos resultados serão apresentados na seção 5.

5 RESULTADOS E DISCUSSÕES

5.1 Simulações no *Matlab/Simulink*

O circuito mostrado na Figura 6 foi utilizado na simulação dos 512 casos com as possíveis combinações de GDs conectadas à rede e o valor da corrente que sai da subestação (nó 650) em cada cenário foi registrado para as fases A, B e C. O resultado pode ser visto no Gráfico 2.

Gráfico 2 – Corrente no nó 650 para as fases A, B e C nos 512 casos simulados



Fonte: Produção do próprio autor.

A Tabela 2 resume os valores obtidos para a corrente no caso em que não há geradores inseridos no alimentador. Além disso, apresenta os valores máximos e mínimos por fase obtidos nos outros 511 cenários considerados, nos quais há ao menos um sistema fotovoltaico conectado à rede.

Tabela 2 – Correntes obtidas no nó 650 sem inserção de GD, máxima (com GD) e mínima (com GD)

FASE	CORRENTE [A]		
	SEM GD	MÁX.	MIN.
A	529,27	530,54	220,19
B	427,60	427,97	141,72
C	553,50	554,39	223,27

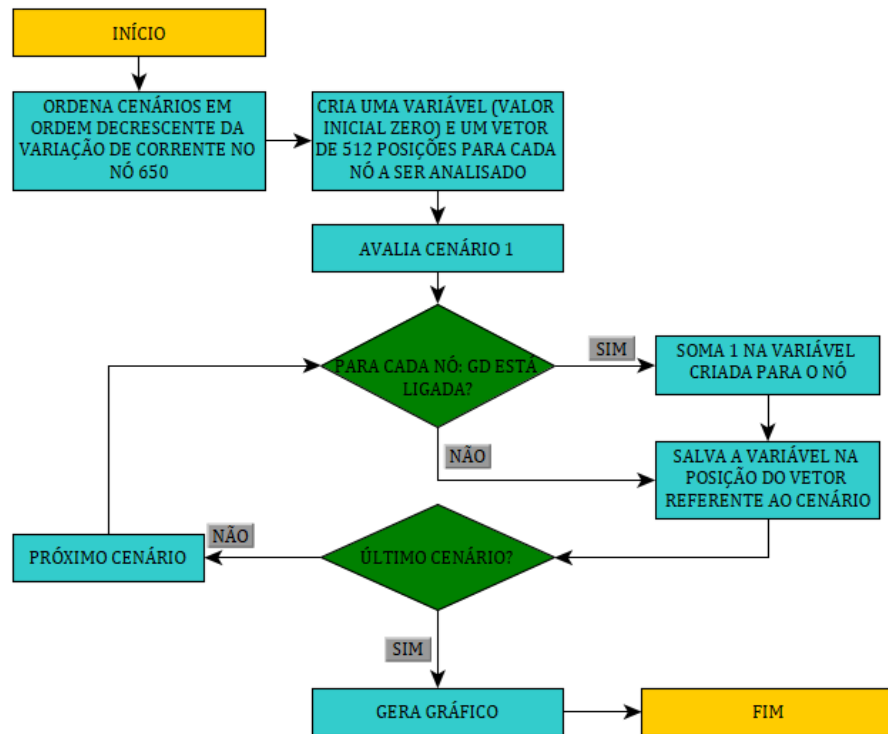
Fonte: Produção do próprio autor.

É possível perceber uma redução considerável no valor da corrente com a inserção dos sistemas fotovoltaicos. Por outro lado, tal ação não aumentou de maneira relevante esta grandeza em nenhum dos casos simulados. As alterações observadas trazem impactos relevantes para o funcionamento e operação da rede, conforme discutido nas seções iniciais. Vale destacar que, para as fases A e B, os menores valores de corrente foram observados nos cenários em que todos os sistemas fotovoltaicos estão conectados, ao contrário da fase C, em que apenas 8 estão ligados. Os maiores valores de corrente, por sua vez, ocorreram nos casos em que, para as fases A e B, 2 geradores estavam ligados, e, para a fase C, apenas 1.

É relevante comentar que os casos extremos considerados, nos quais todas as GD estão conectadas, representam uma situação em que o sistema funcionaria de maneira praticamente isolada, uma vez que todas as cargas seriam supridas pelos sistemas fotovoltaicos.

A seguir, buscou-se encontrar os nós que, quando possuem GD a ele conectada, mais impactam no valor de corrente do alimentador. Para tal, os 512 cenários foram classificados em função da variação observada na corrente do nó 650, da maior para a menor alteração. Com isso, verificou-se quais geradores estavam conectados em cada um dos cenários, somando-se cumulativamente suas participações, ou seja, adicionou-se um a uma variável definida inicialmente como zero para cada um dos nós, toda vez que o sistema fotovoltaico a ele conectado é considerado inserido na rede em determinado cenário. Este procedimento está representado no fluxograma da Figura 13.

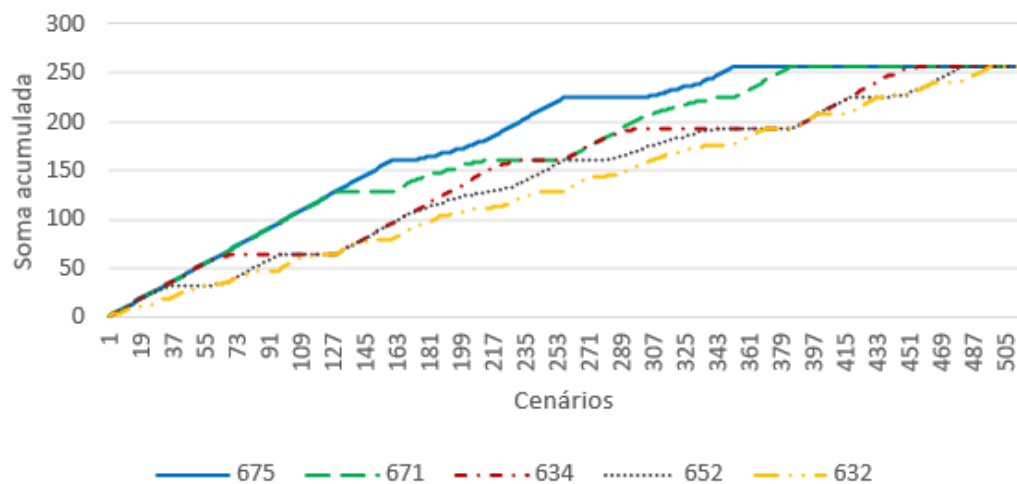
Figura 13 – Fluxograma do procedimento adotado na avaliação da importância do nó com base na variação de corrente do alimentador



Fonte: Produção do próprio autor.

Com isso, obteve-se o resultado explicitado no Gráfico 3 para a fase A. O cenário identificado como 1 é, portanto, o que resultou em maior variação na corrente do alimentador, e o 512 é o que provocou menor variação.

Gráfico 3 – Participação dos nós na variação da corrente do alimentador, fase A



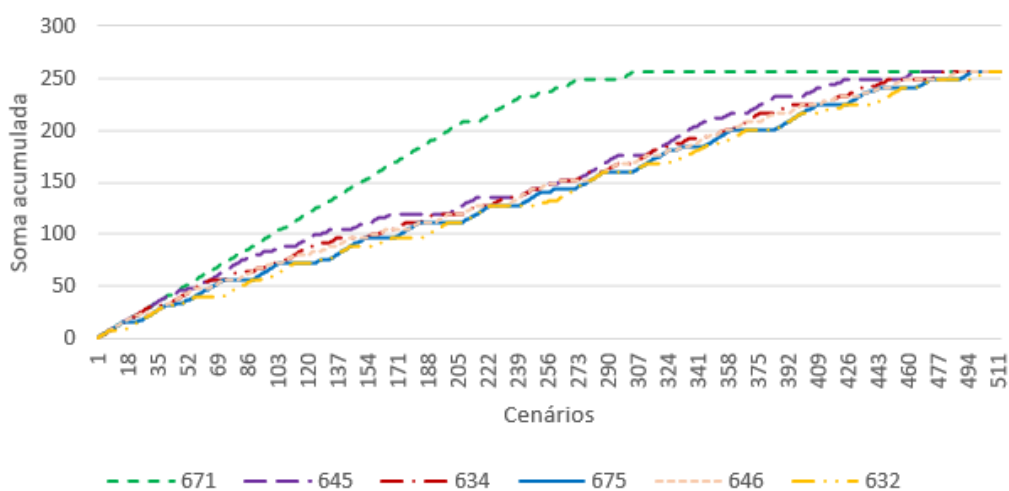
Fonte: Produção do próprio autor.

É possível observar que o nó 675 foi o que esteve mais presente nos casos em que foram observadas as maiores alterações na corrente do alimentador quando a GD conectada a ele é inserida na rede. Isso pode ser concluído verificando que este nó é o que atinge, em menos cenários, o valor final esperado. Além disso, ele aparece nos 159 casos de maior variação.

Na sequência, aparece o nó 671, nos 128 casos de maior variação da corrente, e então o 634, 652 e 632, nessa ordem, com comportamento mais semelhante entre si. Como as GDs podem estar conectadas ou não em cada um dos cenários, o valor máximo observado para todos os nós é 256, metade do total de casos.

O procedimento descrito acima foi repetido para as fases B e C, as quais possuem carregamento diferente do apresentado na fase A, inclusive no que diz respeito à quantidade de nós que possuem carga, a qual é maior na fase C e menor na fase já analisada, A. O Gráfico 4 apresenta os resultados da análise da simulação para a fase B.

Gráfico 4 – Participação dos nós na variação da corrente do alimentador, fase B

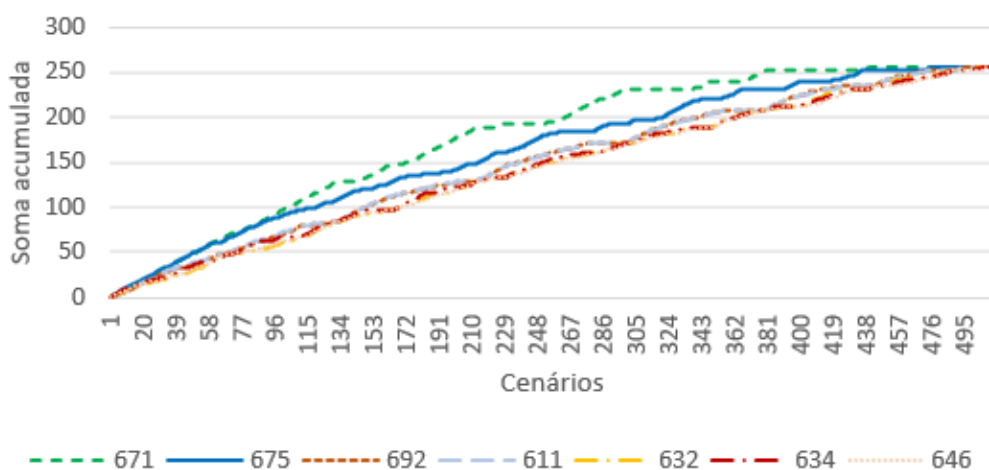


Fonte: Produção do próprio autor.

Agora, o nó 671 obteve um grande destaque no que diz respeito ao impacto na variação de corrente, tendo sua GD conectada à rede nos 208 cenários de maior alteração nesta grandeza. Considerando que a GD de cada nó é conectada à rede em 256 cenários, o 671 atingiu essa marca no 304º. Os demais nós tiveram comportamento parecido entre si, com o 645 se mostrando mais relevante, principalmente nos cenários iniciais (maiores variações de corrente).

O comportamento semelhante em diversos nós também foi observado na fase C, cujos resultados são apresentados no Gráfico 5. O fato dessas fases serem mais carregadas, possuindo mais nós com carga/GD, pode explicar tal achado.

Gráfico 5 – Participação dos nós na variação da corrente do alimentador, fase C



Fonte: Produção do próprio autor.

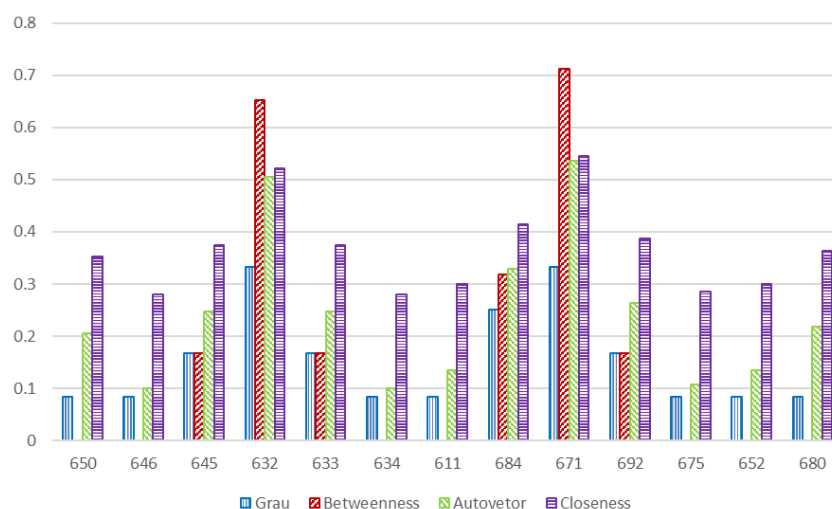
Novamente o nó de maior destaque foi o 671, seguido pelo 675. Embora os demais nós comportem-se de maneira semelhante, é possível observar uma relevância um pouco maior para o nó 692.

É importante destacar que nos Gráfico 4 e Gráfico 5 os nós que impactaram de maneira muito semelhante e em menor grau que os apresentando foram omitidos na representação a fim de tornar mais clara a visualização dos resultados. Esses nós eram representados praticamente sobrepostos e em uma linha reta partindo da origem e chegando ao valor máximo, comum aos nós, no último cenário.

5.2 Grafos

Finalizadas as simulações do circuito elétrico que representa o alimentador, as análises do grafo apresentado na Figura 12 foram iniciadas com a avaliação das métricas de centralidade. O Gráfico 6 mostra o resultado deste processo. Foram consideradas, inicialmente, as centralidades de grau, *betweenness*, autovetor e *closeness* e nenhum peso foi atribuído ao grafo e/ou às métricas.

Gráfico 6 – Métricas de centralidade do grafo



Fonte: Produção do próprio autor.

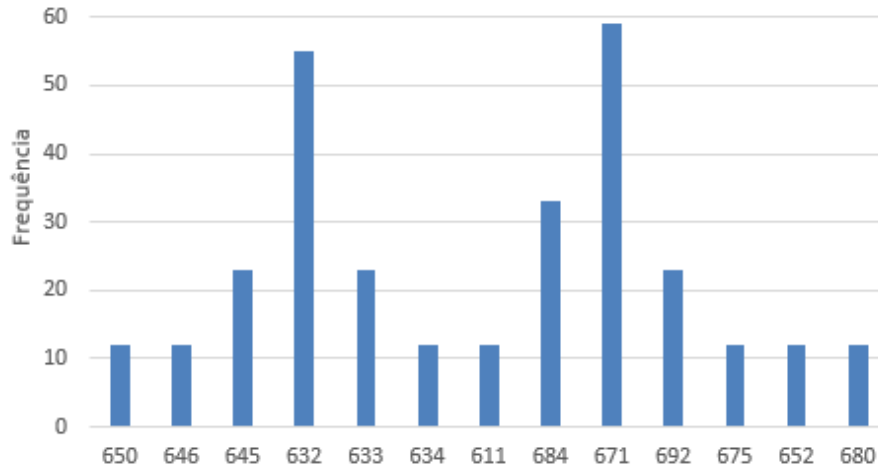
Os nós 632 e 671 se destacam como mais centrais do grafo em todas as métricas avaliadas. Por se tratar de um grafo do tipo árvore com um número relativamente pequeno de nós, constata-se uma uniformidade nas métricas de forma que os elementos sejam classificados de maneira semelhante. A principal diferença se dá nos nós terminais, os quais assumem valor zero para a *betweenness* e valores iguais para a centralidade de grau.

Ao comparar esses resultados com aqueles obtidos nas análises da seção 5.1, é possível observar diferenças importantes no que diz respeito a classificação de importância dos nós. Do ponto de vista topológico, os nós terminais têm pouca importância na centralidade da rede, como é o caso do 675. No entanto, por ter uma carga instalada de elevada potência, sua influência elétrica no alimentador é extremamente relevante.

Desta forma, foi proposta uma nova métrica, a qual é, agora, ponderada pela potência da carga/GD conectada ao nó, o que resulta em valores diferentes para cada um dos 512 cenários simulados.

O desenvolvimento se deu da seguinte forma: foram analisados os menores caminhos entre cada um dos pares de nós existentes no grafo. Somou-se, então, a participação de cada um dos nós nesses caminhos. O Gráfico 7 explicita o resultado obtido.

Gráfico 7 – Métrica proposta, antes da ponderação pela potência



Fonte: Produção do próprio autor.

O nó 671, por exemplo, faz parte de 59 menores caminhos entre todos os pares de nós. O 675, por ser terminal, faz parte de apenas 12 caminhos, ou seja, apenas naqueles em que faz parte do par analisado. Até este ponto, a métrica proposta se mostra semelhante com as tradicionais analisadas no Gráfico 6. Para torná-la mais adequada à aplicação desejada, prosseguiu-se com a atribuição de um peso para cada um dos nós, a depender do cenário.

Multiplicou-se, então, o valor da métrica por uma potência referente a carga do nó e que pode assumir dois valores: a potência aparente da carga, para os cenários onde a GD não é considerada, ou esse valor menos a potência (o sistema fotovoltaico foi implementado com FP unitário) da GD, caso esta esteja ligada no cenário em questão.

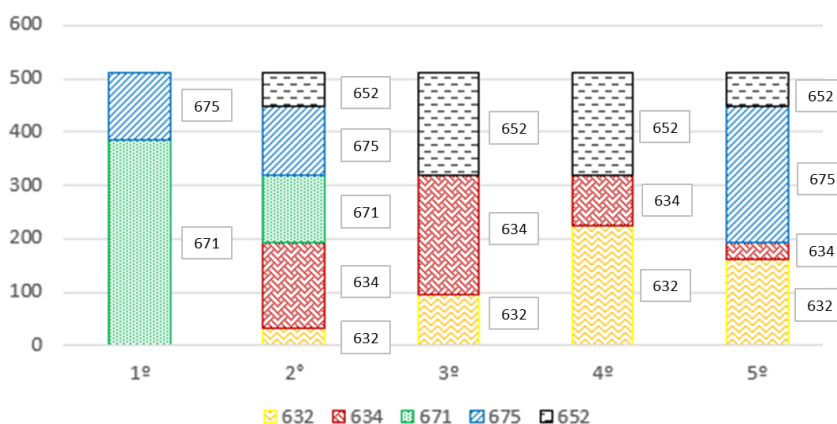
Com isso, obteve-se valores da métrica proposta ponderada (MPP), definida matematicamente pela equação (7), que caracterizam os nós em cada um dos 512 cenários. Vale ressaltar que o procedimento foi realizado para as fases A, B e C isoladamente.

$$\text{MPP}(v) = \begin{cases} S_{carga_v} \sum_{s \neq t, v \in V} \sigma_{st}(v), & \text{se } GD_v \text{ desligada} \\ (S_{carga_v} - P_{GD_v}) \sum_{s \neq t, v \in V} \sigma_{st}(v), & \text{se } GD_v \text{ ligada} \end{cases} \quad (7)$$

onde S_{carga_v} é a potência aparente da carga conectada ao nó v , P_{GD_v} é a potência ativa do gerador conectado ao nó v e $\sigma_{st}(v)$ é o número de menores caminhos que passam por v e ligam s a t .

De posse desses resultados, os nós foram novamente classificados de acordo com sua importância, sendo agora a métrica proposta a medida utilizada para tal ordenação. O Gráfico 8 mostra quantas vezes cada um dos nós se mostrou como mais importante (maior métrica), segundo mais importante, e assim sucessivamente, em cada um dos 512 cenários simulados para a fase A do alimentador.

Gráfico 8 – Classificação dos nós pela MPP, fase A



Fonte: Produção do próprio autor.

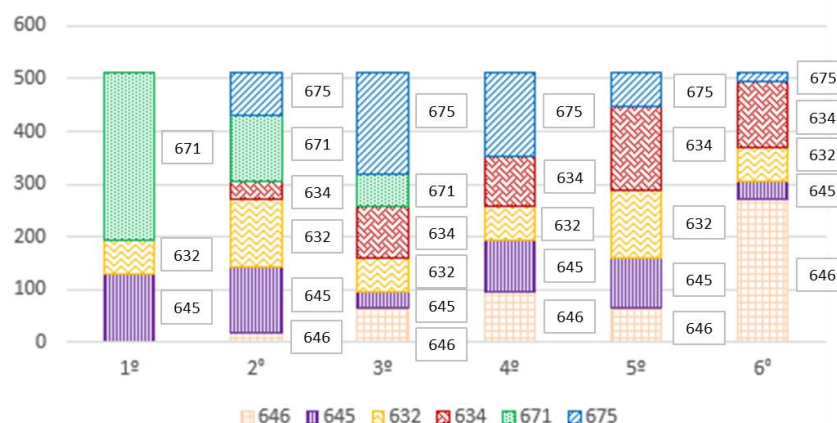
Ao observar a classificação dos nós de acordo com a MPP, fica evidente que adotá-la na análise resultou em uma maior adequação aos resultados obtidos via *Simulink*. O nó 632, por exemplo, teve sua importância reduzida quando comparado ao resultado das métricas de centralidade tradicionais, o que condiz com os achados do Gráfico 3, no qual o nó se mostrou menos relevante por conta da baixa potência da carga/GD a ele conectada.

O nó 675, por outro lado, apresentou-se com maior importância em comparação com as métricas anteriores, novamente concordando com a simulação no *Simulink*. Este nó, no entanto, merece atenção especial. Por se tratar de um nó terminal e de elevada potência, a medida elaborada não foi capaz de representar sua relevância para os cenários nos quais a GD a ele conectada estava ligada, uma vez que essa situação reduz o valor da ponderação adotada na métrica. Identifica-se tal comportamento ainda analisando o Gráfico 8, em sua 5ª coluna: o nó 675 aparece como menos importante em parte dos cenários.

Para a fase B, o Gráfico 9 apresenta os resultados obtidos. Em concordância com o resultado apresentado no Gráfico 4, com base nos resultados da simulação no *Simulink*, o nó 671 se

destaca. Ainda comparando os dois resultados, é possível observar que o nó 645 aparece como mais relevante ou segundo mais relevante em vários cenários, como ocorreu anteriormente.

Gráfico 9 – Classificação dos nós pela MPP, fase B



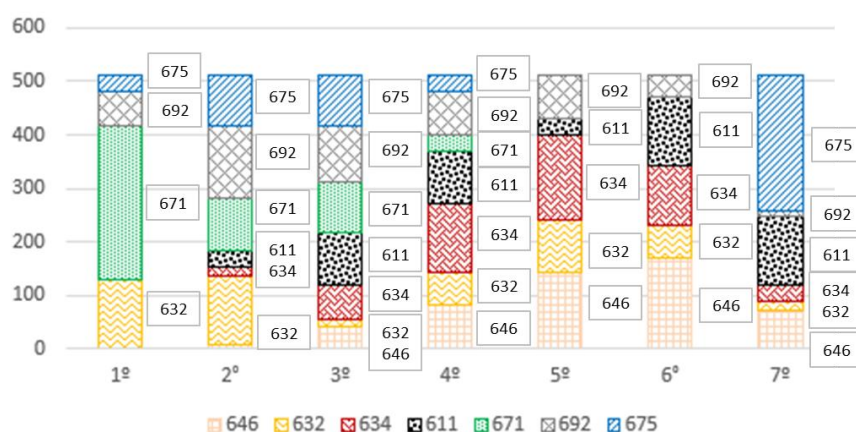
Fonte: Produção do próprio autor.

Os demais nós, novamente em resultado semelhante ao do discutido para o Gráfico 4, se mostram com comportamento semelhante, espalhando-se entre as demais posições da classificação.

Para a fase C, os resultados estão expostos no Gráfico 10. Mais uma vez o nó 671 se mostra como o mais impactante. Com relação ao 675, percebe-se novamente o que foi comentado para a fase A: a análise via *Simulink* mostrou uma relevância grande deste nó, uma vez que possui elevada potência. No grafo, no entanto, embora tenha aparecido entre os três mais importantes em vários cenários, em vários outros foi o que apresentou menor importância, por, como citado, se tratar de um nó terminal.

Para o 632, a situação é contrária: por ter uma métrica de centralidade elevada, foi classificado como mais importante em alguns cenários, o que não é possível perceber na análise da simulação do alimentador, devido a sua baixa potência.

Gráfico 10 – Classificação dos nós pela MPP, fase C



Fonte: Produção do próprio autor.

Quanto aos demais nós, não é possível observar uma distinção clara entre eles, como também ocorre no Gráfico 5.

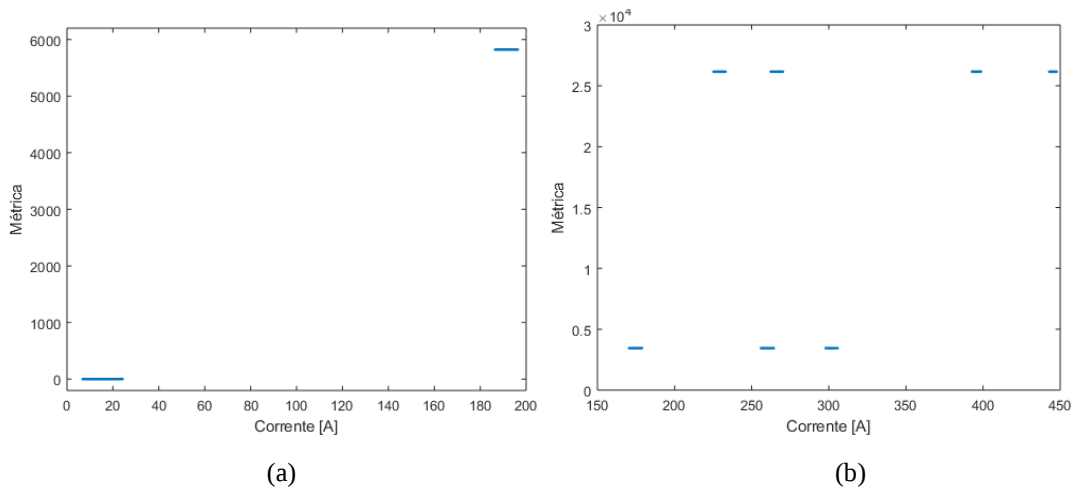
5.3 Coeficientes de Correlação

De posse dos resultados obtidos via *Simulink* e grafo, foram realizadas análises de correlação entre a corrente e a MPP no alimentador original e no desequilibrado proposto na Figura 8. O primeiro passo foi a obtenção dos gráficos de dispersão, uma vez que são fundamentais para a escolha do melhor coeficiente de correlação a ser utilizado.

É possível realizar comparações entre as diferentes variações da métrica e corrente, considerando os valores de um mesmo nó, sendo ele terminal ou não, métrica de cada nó com a corrente do alimentador, entre outros. Algumas dessas situações serão apresentadas a seguir.

O primeiro caso a ser analisado é, então, o da corrente e da métrica de um mesmo nó. Os gráficos de dispersão dessas variáveis para os nós 675 e 671 são apresentados no Gráfico 11. Os resultados dizem respeito à fase A.

Gráfico 11 – Dispersão entre corrente e a MPP do nó para (a) nó 675, (b) nó 671



Fonte: Produção do próprio autor.

Percebe-se a ocorrência de valores em apenas duas faixas de corrente e métrica para o caso do Gráfico 11 (a). Tal resultado é esperado uma vez que, por se tratar de um nó terminal, as duas medidas assumem apenas dois valores (no caso da corrente, valores numa pequena faixa de variação), quando a GD está ou não conectada. No Gráfico 11 (b), percebe-se a existência de apenas dois valores para a métrica, mas de diversos valores para a corrente, o que também é esperado uma vez que, em se tratando de um nó não terminal, embora a métrica referente a este nó altere apenas com a condição de haver ou não GD conectada para cada cenário, a corrente é impactada pelos nós do ramo, os quais não influenciam na métrica.

A análise de correlação para estes casos não parece, dado o que foi constatado acima, trazer resultados relevantes na análise. Pensou-se, então, em uma forma de usar tal medida em situações que forneçam uma melhor interpretação dentro da metodologia adotada. Dessa forma, considerou-se correlacionar a métrica dos nós com a corrente total do alimentador. Uma maior correlação entre as duas medidas pode indicar uma importância maior desse nó no impacto causado pela inserção de GD na rede no que diz respeito à variação de corrente.

A Tabela 3 mostra os resultados encontrados utilizando a correlação de Spearman para as fases A, B e C. Deve-se observar, nesse caso, não o valor individual dos coeficientes, e sim a comparação entre as medidas obtidas para cada nó.

Tabela 3 – ρ de Spearman entre corrente do alimentador e métrica dos nós

FASE	646	645	632	634	NÓ 611	671	692	675	652
A	-	-	0,060	0,295	-	0,559	-	0,740	0,183
B	0,231	0,347	0,125	0,26	-	0,842	-	0,172	-
C	0,187	-	0,200	0,214	0,291	0,672	0,291	0,482	-

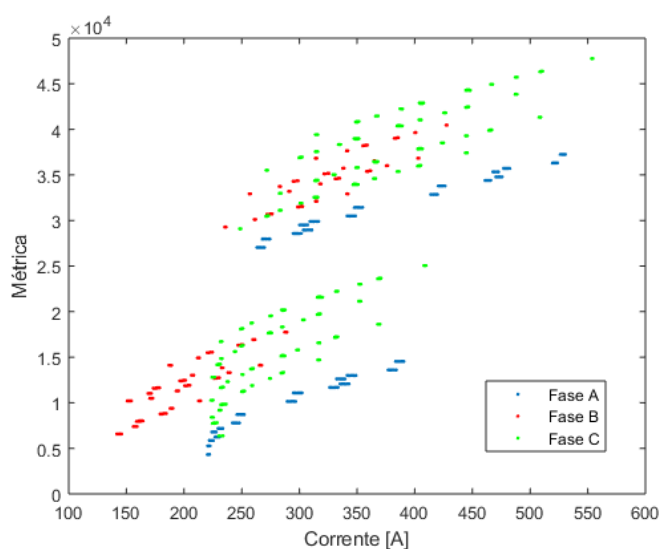
Fonte: Produção do próprio autor.

Dessa forma, nota-se que para as fases A, B e C os coeficientes foram maiores para os nós que se mostraram como mais relevantes nos Gráfico 3, Gráfico 4 e Gráfico 5, respectivamente.

Por fim, pensou-se em utilizar a correlação para avaliar de maneira mais geral a métrica desenvolvida. Para tal, é necessário a obtenção de uma métrica que caracterize os 512 cenários, e não cada um dos nós neles. Para isso, somou-se, em cada cenário, a MPP dos nós para obtenção de uma medida única, a qual foi comparada com a corrente do alimentador. Com isso, é possível perceber como essa medida se relaciona com as mudanças na corrente provocada pela inserção da geração distribuída.

Os resultados dessa avaliação estão mostrados no Gráfico 12 para as fases A, B e C do alimentador em análise. Além disso, os coeficientes da correlação de Spearman são apresentados na Tabela 4.

Gráfico 12 – Dispersão entre métrica geral e corrente do alimentador desequilibrado para as fases A, B e C



Fonte: Produção do próprio autor.

Tabela 4 – Coeficiente de correlação entre corrente do alimentador e a métrica geral

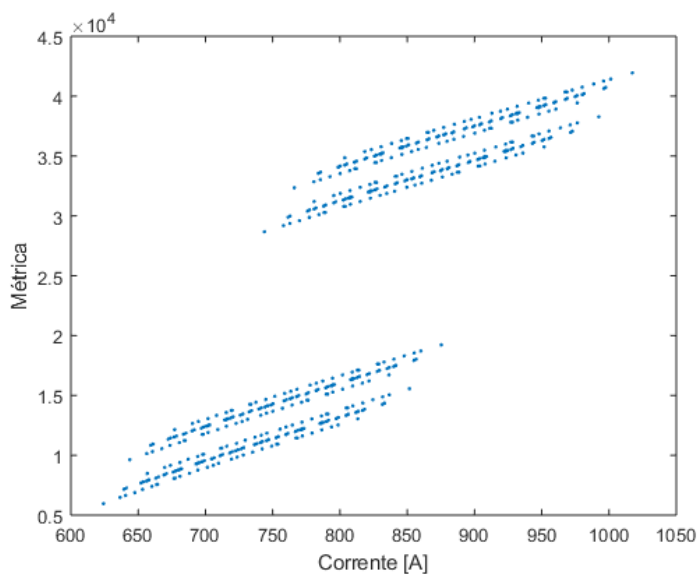
FASE	A	B	C
Coeficiente de Spearman	0.8908	0.9634	0.8741

Fonte: Produção do próprio autor.

Com base na classificação proposta na Tabela 1, os resultados das fases A e C indicam uma forte correlação entre os dados analisados e, para a fase B, correlação muito forte.

A fim de aplicar a MPP em um sistema com característica um pouco diferentes do adotado até então, a análise acima foi repetida para a proposta de alimentador apresentado na Figura 8 e o gráfico de dispersão resultado é mostrado no Gráfico 13.

Gráfico 13 – Dispersão entre métrica geral e corrente do alimentador equilibrado



Fonte: Produção do próprio autor.

O coeficiente de Spearman obtido nesse caso foi 0.9306, o que indica relação muito forte entre as variáveis.

Esses resultados indicam uma adequação da métrica à aplicação proposta, embora alguns ajustes possam ser realizados, conforme será sugerido na seção 6, a fim de melhorar os problemas que foram identificados na seção 5.2.

6 CONCLUSÃO

A geração distribuída apresenta-se como uma alternativa ambiental e economicamente favorável para suprir a crescente demanda por energia elétrica. A elevada inserção de sistemas fotovoltaicos nas redes de distribuição, no entanto, mostra-se um desafio para os SEP, uma vez que seus impactos ainda não são completamente conhecidos, sendo necessário a adoção de novas ferramentas e metodologias de análise a fim de que os operadores mantenham as redes operando com suas características desejadas: qualidade, continuidade e confiabilidade.

A teoria de grafos, por sua vez, amplamente utilizada para analisar estruturas das mais diversas áreas do conhecimento, tem sido utilizada com frequência também em sistemas elétricos, principalmente no que diz respeito a análises de contingências, avaliando a vulnerabilidade e resiliência desses sistemas.

Esta teoria foi utilizada neste trabalho em uma aplicação original tendo em vista a literatura: na avaliação do impacto causado pela elevada inserção de geração distribuída em redes de distribuição. Por meio de uma métrica ponderada proposta para esse fim, foi possível classificar os nós de acordo com sua importância na rede levando em conta sua centralidade e potência elétrica da carga/GD. O resultado obtido, em comparação com os resultados alcançados via simulação elétrica (*Simulink*, pelo cálculo do fluxo de potência no alimentador), mostrou-se satisfatório. Os desvios percebidos em casos específicos podem ser corrigidos realizando ajustes na métrica proposta. Uma sugestão é a utilização de ponderação das arestas, de forma que o valor dos vértices seja obtido por meio da soma dos pesos das arestas incidentes.

A avaliação dos coeficientes de correlação entre corrente elétrica e MPP mostrou-se como uma ferramenta interessante na confirmação dos resultados de classificação dos nós, e ainda evidenciou que há relação entre as medidas citadas tanto no alimentador utilizado, bem como na variação proposta para equilibrá-lo.

Como trabalhos futuros, sugere-se analisar eletricamente o alimentador a fim encontrar parâmetros (perdas, níveis de tensão, como exemplos) que possam ser utilizados na ponderação da métrica a fim de que os desvios mencionados possam ser corrigidos. Uma outra sugestão é utilizar a teoria de grafos para representar não o alimentador, e sim os cenários obtidos pela

combinação dos sistemas fotovoltaicos. Com a utilização de ferramentas de clusterização, espera-se conseguir identificar padrões que foram observados de maneira superficial ao longo do desenvolvimento deste trabalho, principalmente nos gráficos de dispersão apresentados na seção 5.3.

Além disso, é possível aprimorar o bloco que representa a geração distribuída no *Simulink* a fim de que seja possível inserir curvas de geração diária (e não um valor fixo de potência) para melhor representar a situação real desses sistemas. Não obstante, ferramentas de otimização serão necessárias à medida que o número de barras do alimentador e às características dos sistemas fotovoltaicos forem alterados. Estudos complementares, tais como estabilidade de tensão, serão imprescindíveis.

Por fim, em se tratando de uma abordagem pioneira, os resultados obtidos indicam que a metodologia é promissora para aplicação em SEP com elevada penetração de geração distribuída.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Perdas de Energia Elétrica na Distribuição**. Brasília, DF: ANEEL, 2019. 21 p. Disponível em https://www.aneel.gov.br/documents/654800/18766993/Relat%C3%B3rio+Perdas+De+Energia_+Edi%C3%A7%C3%A3o+1-2019.pdf/b43e024e-5017-1921-0e66-024fa1bed575. Acesso em: 21 out 2020.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Unidades Consumidoras com Geração Distribuída**: Informações compiladas e mapa. Brasília, DF, 2020. Disponível em: <https://app.powerbi.com/view?r=eyJrIjoiZjM4NjM0OWYtN2IwZS00YjViLTllMjltN2E5MzBkN2ZlMzVkIiwidCI6IjQwZDZmOWI4LWVjYTctNDZhMi05MmQ0LWVhNGU5YzAxNzBlMSIsImMiOiJR9>. Acesso em: 15 abr. 2021.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Micro e Minigeração Distribuída: Sistema de Compensação de Energia Elétrica**. 2. ed. Brasília, DF: ANEEL, 2016. (Cadernos Temáticos ANEEL)

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. Resolução Normativa Nº 687 de 24 de novembro de 2015. Altera a Resolução Normativa nº 482, de 17 de abril de 2012, e os Módulos 1 e 3 dos Procedimentos de Distribuição – PRODIST. **Diário Oficial da União**: seção 1, Brasília, DF, ano 152, n. 230, p. 45, 2 dez. 2015.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional**: Módulo 3 – Acesso ao Sistema de Distribuição. Brasília, DF: ANEEL, 2017.

ARAÚJO, A. **As pontes de Königsberg**. Departamento de Matemática da Universidade de Coimbra. Coimbra, 2021. Disponível em: <https://www.mat.uc.pt/~alma/escolas/pontes/>. Acesso em: 18 mai. 2021.

BALAMURUGAN, K.; SRINIVASAN, D.; REINDL, T. Impact of distributed generation on power distribution systems. **Energy Procedia**, Singapura, v. 25, p. 93-100, 2012. Disponível em: <https://reader.elsevier.com/reader/sd/pii/S1876610212011757?token=52FC5466F07431913000EE681666362F90A03833DCD64AD893DEDB8242167C51218CBCF96EA2EB9744FBD344A3CFE741>. Acesso em: 15 nov. 2020.

BARABÁSI, A.-L.; PÓSFAL, M. **Network Science**. Cambridge: Cambridge University, 2016.

BENJAMIN, A; CHARTRAND G.; ZHANG, P. **The Fascinating World of Graph Theory**. 1. ed. New Jersey: Princeton University, 2015.

BESSANI, M. **Resilience and vulnerability of power distribution systems**: approaches for dynamic features and extreme weather scenarios. 2018. Tese (Doutorado em Sistemas Dinâmicos) – Escola de Engenharia de São Carlos, Universidade de São Paulo, São Carlos,

2018. Disponível em: <https://teses.usp.br/teses/disponiveis/18/18153/tde-11072018-165318/publico/Michel.pdf>. Acesso em: 21 set. 2020.

BHISE, D. R.; KANKALE, R. S.; JADHAO, S. Impact of distributed generation on protection of power system. *In: INTERNATIONAL CONFERENCE ON INNOVATIVE MECHANISMS FOR INDUSTRY APPLICATIONS*, 1., 2017, Bangalore. **Proceedings** [...]. Bangalore: IEEE, 2017. p. 399-405.

BOCCALETTI, S.; LATORA, V.; MORENO, Y.; CHAVEZ, M.; HWANG, D.-U. Complex Network: Structure and dynamics. **Physics Reports**, [s. l.], v. 424, n. 4-5, p. 175-308, 2006.

BOMPARD, E.; NAPOLI, R.; XUE, F. Analysis of structural vulnerabilities in power transmission grids. **International Journal of Critical Infrastructure Protection**, [s. l.], v. 2, n. 1-2, p. 5-12, 2009.

BRASIL. Lei nº 13.169, de 6 de outubro de 2015. Altera a Lei nº 7.689, de 15 de dezembro de 1988 [...]. **Diário Oficial da União**: seção 1, Brasília, DF, ano 152, n. 192, p. 1, 7 out. 2015.

CASTRO, N. J.; DANTAS, G. (org.). **Experiências internacionais em geração distribuída: motivações, impactos e ajustes**. Rio de Janeiro: Publit, 2018. Disponível em: http://gesel.ie.ufrj.br/app/webroot/files/IFES/BV/livro_experiencias_internacionais_em_gd.pdf. Acesso em: 27 out. 2020.

CIRILO, J. A. Crise hídrica: desafios e superação. **Revista USP**, São Paulo, n. 106, p. 45-58, 2015. Disponível em: <https://www.revistas.usp.br/revusp/article/view/110102>. Acesso em: 12 nov. 2020.

COELHO, E. P. R. **Análise de Vulnerabilidade em Smart Grid Utilizando Métricas de Centralidade em Grafos**. 2019. Tese (Doutorado em Engenharia Elétrica) – Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, Universidade Federal do Espírito Santo, Vitória, 2019.

COELHO, E. P. R.; THOMAZELLI, J. C.; PAIVA, M. H. M.; SEGATTO, M. E. V. A complex network analysis of the brazilian power test system. *In: INNOVATIVE SMART GRID TECHNOLOGIES LATIN AMERICA*, 3., 2015, Montevideo. **Proceedings** [...]. Montevideo: IEEE, 2016. p. 113-118.

CONSELHO NACIONAL DE POLÍTICA FAZENDÁRIA. Convênio ICMS 16 de 22 de abril de 2015. Autoriza a conceder isenção nas operações internas relativas à circulação de energia elétrica [...]. **Diário Oficial da União**: seção 1, Brasília, DF, ano 56, n. 78, p. 28, 27 abr. 2015.

CUI, L.; KUMARA, S.; ALBERT, R. Complex networks: An engineering view. **IEEE Circuits and Systems Magazine**, New Jersey, v. 10, n. 3, p. 10-25, 2010.

DUGAN, R. C.; MCDERMOTT, T. E.; BALL, G. J. Planning for distributed generation. **IEEE Industry Applications Magazine**, New Jersey, v. 7, n. 2, p. 80-88, 2001.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. **Balanco Energético Nacional** – Ano Base 2019: Relatório Síntese. Rio de Janeiro: EPE, 2020. Disponível em: https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-479/topico-521/Relato%CC%81rio%20Si%CC%81ntese%20BEN%202020-ab%202019_Final.pdf. Acesso em: 14 out. 2020.

GOOGLE. **Google Colaboratory**. Mountain View, 2020. Disponível em: <https://colab.research.google.com/notebooks/intro.ipynb>. Acesso em: 08 nov. 2020.

HAGBERG, A. A.; SCHULT, D. A.; SWART, P. J. Exploring network structure, dynamics, and function using NetworkX. *In: PYTHON IN SCIENCE CONFERENCE*, 7., 2008, Pasadena. **Proceedings** [...]. Pasadena: SciPy, 2008. p. 11-15. Disponível em: <http://aric.hagberg.org/papers/hagberg-2008-exploring.pdf>. Acesso em: 29 out. 2020.

HAN, J.; FONTANOS, P.; FUKUSHI, K.; HERATH, S.; HEEREN, N.; NASO, V.; CECCHI, C.; EDWARDS, P.; TAKEUCHI, K. Innovation for sustainability: toward a sustainable urban future in industrialized cities. **Sustainability Science**, [s. l.], v. 7, p. 91-100, 2012.

HARARY, F. **Graph Theory**. 1. ed. [s. l.]: Addison-Wesley, 1969.

HINES, P.; COTILLA-SANCHES, E.; BLUMSACK, S. Do topological models provide good information about electricity infrastructure vulnerability? **Chaos: An Interdisciplinary Journal of Nonlinear Science**, Woodbury, v. 20, n. 3, p. 1-11, 2010. Disponível em: <https://arxiv.org/pdf/1002.2268.pdf>. Acesso em: 03 nov. 2020.

HOLMGREN, A. J. Using graph models to analyze the vulnerability of electric power networks. **Risk Analysis**, New Jersey, v. 26, n. 4, p. 955-969, 2006.

INSTITUTE OF ELECTRICAL AND ELECTRONICS ENGINEERS. **IEEE 13 Node Test Feeder**. New Jersey, 1992. Disponível em: <http://sites.ieee.org/pes-testfeeders/resources/>. Acesso em: 15 mar. 2021.

INTERGOVERNMENTAL PANEL ON CLIMATE CHANGE. **Climate Change 2014: Synthesis Report**. Geneva: IPCC, 2014.

KENDALL, M. G. A new measure of rank correlation. **Biometrika**, Oxford, v. 30, n. 1-2, p. 81-93, 1938.

KERSTING, W. H. Radial distribution test feeders. *In: POWER ENGINEERING SOCIETY WINTER MEETING*, 1., 2001, Columbus. **Proceedings** [...]. Columbus: IEEE, 2002. p. 908-912.

MARTÍN-MARTÍNEZ, F.; SÁNCHEZ-MIRALLES, A.; RIVIER, M.; CALVILLO, C. F. Centralized vs distributed generation. A model to assess the relevance of some thermal and electric factors. Application to the Spanish case study. **Energy**, [s. l.], v. 134, p. 850-863, 2017.

MENDES, M. A. **Análise dos Impactos da Alta Inserção de Geração Distribuída Fotovoltaica na Proteção de Sobrecorrente Temporizada**. 2018. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) – Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, Universidade Federal do Espírito Santo, Vitória, 2018.

MENDES, M. A.; VARGAS, M. C.; BATISTA, O. E.; YANG, Y.; BLAABJERG, F. Simplified Single-phase PV Generator Model for Distribution Feeders With High Penetration of Power Electronics-based Systems. *In: Brazilian Power Electronics Conference, 15.; Southern Power Electronics Conference, 5., 2019, Santos. Proceedings [...]*. Santos: IEEE, 2019. p. 1-7.

NATIONAL ACADEMIES OF SCIENCES, ENGINEERING, AND MEDICINE. **Analytic Research Foundations for the Next-Generation Electric Grid**. Washington, DC: The National Academies Press, 2016.

NEWMAN, M. E. J. **Networks: an introduction**. Oxford: OUP Oxford, 2010.

OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA. **O que é o SIN?** Brasília, DF: ONS, 2020. Disponível em: <http://www.ons.org.br/paginas/sobre-o-sin/o-que-e-o-sin>. Acesso em: 21 out 2020.

PAGANI, G. A.; AIELLO, M. The Power Grid as a complex network: a survey. **Physica A: Statistical Mechanics and its Applications**, [s. l.], v. 392, n. 11, p. 2688-2700, 2013.

PEPERMANS, G.; DRIESEN, J.; HAESLONCKX, D.; BELMANS, R.; D'HAESELEER, W. Distributed generation: definition, benefits and issues. **Energy Policy**, [s. l.], v. 33, n. 6, p. 787-798, 2005.

PRODANOV, C. C., FREITAS, C. E. **Metodologia do trabalho científico: métodos e técnicas da pesquisa e do trabalho acadêmico**. 2. ed. Novo Hamburgo: Feevale, 2013.

RENEWABLE ENERGY POLICY NETWORK FOR THE 21ST CENTURY. **Renewables 2020 Global Status Report**. Paris: REN21 Secretariat, 2020.

ROSAS-CASALS, M; VALVERDE, S; SOLÉ, R.V. Topological vulnerability of the European power grid under errors and attacks. **International Journal of Bifurcation and Chaos**, Singapore, v. 17, n. 07, p. 2465-2475, 2007.

ROSSUM, G. van. **Python tutorial**. Amsterdam: Stichting Mathematisch Centrum, 1995.

SCHOBER, P.; BOER, C.; SCHWARTE, L. A. Correlation Coefficients: Appropriate Use and Interpretation. **Anesthesia & Analgesia**, [s. l.], v. 126, n. 5, p. 1763-1768, 2008. Disponível em: https://journals.lww.com/anesthesia-analgesia/fulltext/2018/05000/correlation_coefficients__appropriate_use_and.50.aspx. Acesso em: 05 abr. 2021.

SUN, K., Complex networks theory: a new method of research in power grid. *In: TRANSMISSION AND DISTRIBUTION CONFERENCE AND EXHIBITION: ASIA AND PACIFIC, 1., 2005, Dalian. Proceedings [...]*. Nova Jersey: IEEE, 2005.

VARGAS, M. C. **Análise dos Impactos das Faltas na Proteção de Sobrecorrente em Redes de Distribuição com Elevada Penetração de Geração Distribuída Fotovoltaica**. 2018.

Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) – Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, Centro Tecnológico, Universidade Federal do Espírito Santo, Vitória, 2018.

WALLING, R. A. et al. Summary of distributed resources impact on power delivery systems. **IEEE Transactions on Power Delivery**. New Jersey, v. 23, n. 3, p. 1636-1644, 2008.

WANG, Y.; LI, Y.; CAO, H.; XIONG, M.; SHUGART, Y. Y., JIN, L. Efficient test for nonlinear dependence of two continuous variables. **BMC Bioinformatics**, London, v. 16, n. 1, p. 1-8, 2015.