

UNIVERSIDADE DE SÃO PAULO – USP  
ESCOLA DE ENGENHARIA DE SÃO CARLOS – EESC  
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA ELÉTRICA E DE COMPUTAÇÃO  
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

**Ellen Cristina Cruz de Souza**

**Um Método Baseado em Consciência Situacional para a  
Percepção de Eventos em Sistemas de Distribuição**

São Carlos – SP  
2023



**Ellen Cristina Cruz de Souza**

**Um Método Baseado em Consciência Situacional para a  
Percepção de Eventos em Sistemas de Distribuição**

Dissertação apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica da Escola de Engenharia de São Carlos, como parte dos requisitos para obtenção do título de Mestra em Ciências.

Área de Concentração: Sistemas Elétricos de Potência

Orientador: Prof. Dr. Eduardo Nobuhiro Asada

São Carlos – SP

2023

**Trata-se da versão corrigida da dissertação. A versão original se encontra disponível na EESC/USP que aloja o Programa de Pós-Graduação de Engenharia Elétrica.**

AUTORIZO A REPRODUÇÃO TOTAL OU PARCIAL DESTE TRABALHO, POR QUALQUER MEIO CONVENCIONAL OU ELETRÔNICO, PARA FINS DE ESTUDO E PESQUISA, DESDE QUE CITADA A FONTE.

Ficha catalográfica elaborada pela Biblioteca Prof. Dr. Sérgio Rodrigues Fontes da EESC/USP com os dados inseridos pelo(a) autor(a).

S719u Souza, Ellen Cristina Cruz  
Um método baseado em consciência situacional para a percepção de eventos em sistemas de distribuição / Ellen Cristina Cruz Souza; orientador Eduardo Nobuhiro Asada. São Carlos, 2023.

Dissertação (Mestrado) - Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica e Área de Concentração em Sistemas Elétricos de Potência -- Escola de Engenharia de São Carlos da Universidade de São Paulo, 2023.

1. Análise de segurança. 2. Consciência situacional. 3. Sistemas de distribuição. 4. Geração distribuída. I. Título.

## FOLHA DE JULGAMENTO

Candidata: Engenheira **ELLEN CRISTINA CRUZ DE SOUZA**.

Título da dissertação: "Um método baseado em consciência situacional para a percepção de eventos em sistemas de distribuição".

Data da defesa: 09/02/2023.

### Comissão Julgadora

### Resultado

Prof. Associado **Eduardo Nobuhiro Asada**  
**(Orientador)**

(Escola de Engenharia de São Carlos – EESC/USP)

APROVADA

Profa. Associada **Fernanda Caseño Trindade Arioli**  
(Universidade Estadual de Campinas/UNICAMP)

APROVADA

Profa. Associada **Debora Rosana Ribeiro Penido Araujo**  
(Universidade Federal de Juiz de Fora/UFJF)

APROVADA

Coordenador do Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica:  
Prof. Dr. **João Bosco Augusto London Junior**

Presidente da Comissão de Pós-Graduação:  
Prof. Titular **Murilo Araujo Romero**



*Ao meu pai Rubens por sempre estar ao meu lado e me fazer sorrir.*

*À minha mãe Anunciada (in memoriam) por ainda me inspirar a ser uma pessoa melhor.*

*Dedico.*



# AGRADECIMENTOS

---

---

Gostaria de expressar minha sincera gratidão a todas as pessoas que me apoiaram ao longo deste caminho. Primeiramente, agradeço ao meu pai, por seu amor incondicional, conselhos sábios e apoio constante. Seu exemplo de superação e garra foi uma inspiração para mim e me ajudou a chegar até aqui.

Também gostaria de agradecer aos meus irmãos, Kênio, Leonardo e Ana, que mesmo de longe estiveram sempre presentes em minha vida. Obrigada por suas ligações, visitas e apoio em todos os momentos difíceis e felizes que passei. Às minhas amigas de longa data, Bruna, Heloisa, Hiadyna, Jocasta e Nicolle, e ao Allan, que sempre estiveram ao meu lado e hoje fazem parte da minha família, minha gratidão eterna.

Não posso deixar de agradecer ao meu orientador, professor Dr. Eduardo Asada, por sua confiança, paciência, dedicação e horas de orientação que me ajudaram e incentivaram a melhorar este trabalho. Obrigada também por todo o apoio prestado durante esses anos.

À minha professora, orientadora na graduação e amiga, Dra. Camila dos Anjos Fantin, que me incentivou a ingressar no programa de mestrado e me ajudou a encontrar o meu propósito. Obrigada por sempre acreditar em minha capacidade. Agradeço também à professora Dra. Walkyria Gonçalves Martins, que tem sido minha grande inspiração até hoje. Sua determinação me ajudou a continuar minha jornada acadêmica.

Não posso esquecer de mencionar meus colegas do Laboratório de Análise de Sistemas de Energia Elétrica (LASEE), com quem convivi durante os últimos anos. Sua amizade e a troca de experiências foram essenciais para o meu desenvolvimento pessoal e profissional.

Por fim, gostaria de agradecer às amigas que fiz durante a realização do mestrado, em especial a Jéssica Alves e Wandry Rodrigues. Agradeço também a minha maior motivadora, Gabriela Nunes, que me acompanha desde o primeiro dia da graduação e continua a me apoiar na pós-graduação. Sou grata a todos por fazerem parte da minha jornada e contribuírem para o meu crescimento.

O presente trabalho foi realizado com o apoio da Coordenação de Aperfeiçoamento de Pessoal de Nível Superior - Brasil (CAPES) - Código de Financiamento 001.



*“You can hear other people’s wisdom, but you’ve got to re-evaluate the world for yourself.”*

*(Mae Jemison)*



# RESUMO

SOUZA, E. C. C. **Um Método Baseado em Consciência Situacional para a Percepção de Eventos em Sistemas de Distribuição**. 111 p. Dissertação de Mestrado – Escola de Engenharia de São Carlos, Universidade de São Paulo, São Carlos, 2023.

A crescente penetração da geração distribuída apresenta desafios significativos para a operação segura e eficiente dos sistemas de distribuição modernos, adicionando variabilidade e incerteza às redes. A fim de minimizar os impactos negativos da geração distribuída na operação do sistema de distribuição, é necessário desenvolver novas metodologias que aprimorem a consciência situacional dos operadores no centro de controle. Esta dissertação propõe um método baseado em consciência situacional para auxiliar o processo de tomada de decisão dos operadores, levando em consideração os critérios de operação de segurança, qualidade de energia e desempenho da rede. O objetivo é melhorar a percepção dos eventos na rede, identificando corretamente seu estado de operação, a fim de implementar ações de controle de acordo com os objetivos do operador. O método proposto é baseado nos três níveis da consciência situacional: percepção, compreensão e projeção do estado de operação da rede. No nível de percepção, são definidas as informações necessárias para identificar a condição de operação da rede. Na etapa de compreensão, é utilizada a lógica *fuzzy* para tratar e sintetizar as informações coletadas na primeira etapa. Por fim, o nível de projeção consiste na elaboração de um modelo computacional para a validação do método proposto por meio de estudos de caso, bem como o desenvolvimento de uma ferramenta de visualização gráfica da operação da rede. Dessa forma, a metodologia proposta fornece as ferramentas necessárias para sintetizar os dados de operação da rede obtidos por meio de simulações em um sistema de distribuição teste no *software* OpenDSS gerenciado via *Python*. Os resultados indicam que o método desenvolvido é capaz de detectar distúrbios na rede e auxiliar o operador a tomar decisões com mais eficiência. Em conclusão, a dissertação propõe uma nova abordagem para enfrentar os desafios da geração distribuída na operação de sistemas de distribuição.

**Palavras-chave:** Análise de Segurança. Consciência Situacional. Geração Distribuída. Sistemas de Distribuição.



# ABSTRACT

SOUZA, E. C. C. **A method based on Situational Awareness for the Perception of Events in Distribution Systems.** 111 p. Master Dissertation – São Carlos School of Engineering, University of São Paulo, São Carlos, 2023.

The increasing penetration of distributed generation presents significant challenges for the optimal and safe operation of distribution systems, adding variability and uncertainty to modern networks. To reduce the negative impacts of distributed generation on the operation of the distribution system, new methodologies need to be developed to enhance the situational awareness of operators in the control center. In this context, this dissertation proposes a situational awareness-based method to assist in the decision-making process of operators, considering the criteria of security operation, power quality, and network performance. The goal is to improve the perception of events in the network, correctly identifying their operating state to implement control actions according to the operator's objectives. The proposed method is based on the three levels of situational awareness: perception, comprehension, and projection of the network's operating state. In the perception level, the necessary information is defined to identify the network's operating condition. In the comprehension stage, fuzzy logic is used to process and synthesize the information collected in the first stage. Finally, the projection level consists of developing a computational model for validating the proposed method through case studies, as well as the development of a graphical visualization tool for network operation. Thus, the proposed methodology provides the necessary tools to synthesize network operation data obtained through simulations on a test distribution system in the OpenDSS software managed via Python. The results show that the developed method is capable of detecting disturbances in the network and assisting the operator in making decisions more efficiently. In conclusion, the dissertation proposes a new approach to address the challenges of distributed generation in the operation of distribution systems.

**Keywords:** Distribution System. Distributed Generation. Security Analysis. Situational Awareness.



# LISTA DE ILUSTRAÇÕES

---

---

Figura 1 – Modelo de três níveis da consciência situacional. . . . .	7
Figura 2 – Informações necessárias para a consciência situacional adequada em sistemas elétricos de potência. . . . .	7
Figura 3 – Estados de operação do sistema elétrico de potência. . . . .	13
Figura 4 – Modelo de consciência situacional proposto. . . . .	20
Figura 5 – Índices para representação dos critérios operacionais. . . . .	21
Figura 6 – Definição da margem de estabilidade representada pela diferença entre o ponto de operação atual e o ponto crítico de estabilidade de tensão. . . . .	24
Figura 7 – Contribuição da geração distribuída no nível de curto-circuito. . . . .	25
Figura 8 – Sistema IEEE 34 Barras com fusíveis e religadores alocados. . . . .	25
Figura 9 – Coordenograma entre o fusível F4 e os religadores R1 e R2 alocados ao sistema IEEE 34 Barras. . . . .	27
Figura 10 – Nível de tensão em regime permanente ao longo do alimentador sem geração distribuída. . . . .	30
Figura 11 – Nível de tensão em regime permanente ao longo do alimentador com geração distribuída. . . . .	31
Figura 12 – Determinação da capacidade de hospedagem por meio do índice de performance. . . . .	37
Figura 13 – Fluxograma da determinação da capacidade de hospedagem. . . . .	37
Figura 14 – Representação dos conjuntos do tamanho de uma fila de carros sob a perspectiva da (a) lógica clássica e (b) lógica <i>fuzzy</i> . . . . .	39
Figura 15 – Estrutura básica de um sistema baseado em regras <i>fuzzy</i> . . . . .	39
Figura 16 – Fluxograma do método computacional usado para determinar o universo de discurso das variáveis <i>fuzzy</i> . . . . .	42
Figura 17 – Representação gráfica das variáveis do sistema <i>fuzzy</i> proposto de acordo com os critérios de (a) segurança, (b) qualidade e (c) desempenho. . . . .	45
Figura 18 – Representação gráfica dos consequentes do sistema <i>fuzzy</i> proposto retratando a (a) segurança (b) qualidade e (c) desempenho. . . . .	46
Figura 19 – Estruturas dos sistemas <i>fuzzy</i> propostos retratando os critérios de (a) segurança, (b) qualidade e (c) desempenho. . . . .	47
Figura 20 – Sistema de testes do IEEE 34 Barras modificado. . . . .	48
Figura 21 – Sistema teste do IEEE de 34 Barras nas configurações (a) 1 (b) 2 e (c) 3. . .	50

Figura 22 – Fluxograma geral da metodologia implementada nas simulações computacionais. . . . .	51
Figura 23 – Fluxograma do desenvolvimento da ferramenta de visualização gráfica da consciência situacional. . . . .	52
Figura 24 – Exemplo da ferramenta de visualização gráfica do modelo de CS proposto. . . . .	52
Figura 25 – Dados de geração e carga da simulação diária ao longo das 24 horas. . . . .	56
Figura 26 – Índices de desempenho da rede ao longo de 24 horas nas configurações 1, 2 e 3, sendo (a) Perdas Técnicas (PT) e (b) Capacidade de Hospedagem (CH). . . . .	58
Figura 27 – Nível do critério de desempenho geral do sistema ao longo de 24 horas nas configurações 1, 2 e 3. . . . .	59
Figura 28 – Índices de segurança da rede ao longo de 24 horas nas configurações 1, 2 e 3, sendo (a) Índice de Descoordenação da Proteção (IDP), (b) Margem de Estabilidade de Tensão (MET) e (c) Carregamento das Linhas (CL). . . . .	60
Figura 29 – Nível do critério de segurança geral do sistema ao longo de 24 horas nas configurações 1,2 e 3. . . . .	61
Figura 30 – Índices de qualidade da rede ao longo de 24 horas nas configurações 1,2 e 3, sendo (a) Tensão em Regime Permanente (TRP) mínima, (b) TRP máxima, (c) Fator de Desequilíbrio de Tensão (FDT) e (d) Variação de Tensão de Curta Duração (VTCD). . . . .	63
Figura 31 – Nível do critério de qualidade geral do sistema ao longo de 24 horas nas configurações 1,2 e 3. . . . .	64
Figura 32 – Visualização gráfica do cenário operacional de detecção de sobretensão para os níveis por barra de (a) segurança e (b) qualidade. . . . .	67
Figura 33 – Visualização gráfica do cenário operacional de mitigação de sobretensão para os níveis por barra de (a) segurança e (b) qualidade. . . . .	70
Figura 34 – Visualização gráfica do cenário operacional de mitigação de sobretensão para os níveis de qualidade por barra na configuração 3. . . . .	71
Figura 35 – Visualização gráfica do nível de segurança do sistema por barra na (a) operação normal e (b) durante o sombreamento parcial. . . . .	73
Figura 36 – Visualização gráfica do nível de qualidade do sistema por barra na (a) operação normal e (b) durante o sombreamento parcial. . . . .	75
Figura 37 – Visualização gráfica do nível de segurança do sistema por barra nas configurações (a) 2 e (b) 3. . . . .	77
Figura 38 – Visualização gráfica do nível de qualidade do sistema por barra nas configurações (a) 2 e (b) 3. . . . .	79
Figura 39 – Visualização gráfica do nível de segurança do sistema por barra após a reparametrização dos reguladores de tensão nas configurações (a) 1 e (b) 3. . . . .	82
Figura 40 – Visualização gráfica do nível de qualidade do sistema por barra após a reparametrização dos reguladores de tensão nas configurações (a) 1 e (b) 3. . . . .	83

Figura 41 – Visualização gráfica do nível de segurança do sistema por barra após a compensação de reativo na barra 890 nas configurações (a) 1 e (b) 3. . . . .	86
Figura 42 – Visualização gráfica do nível de qualidade do sistema por barra após a compensação de reativo na barra 890 nas configurações (a) 1 e (b) 3. . . . .	88



# LISTA DE QUADROS

---

---

Quadro 1 – Atributos das variáveis <i>fuzzy</i> para representar o critério operacional de segurança. . . . .	41
Quadro 2 – Atributos das variáveis <i>fuzzy</i> para representar o critério operacional de qualidade de energia. . . . .	42
Quadro 3 – Atributos das variáveis <i>fuzzy</i> para representar o critério operacional de desempenho. . . . .	42
Quadro 4 – Atributos dos consequentes para o sistema <i>fuzzy</i> proposto . . . . .	46



# LISTA DE ALGORITMOS

---

---

Algoritmo 1 – Algoritmo para o cálculo da severidade da variação de tensão de curta duração. . . . .	34
--	----



# LISTA DE TABELAS

---

---

Tabela 1 – Corrente nominal e tipo dos fusíveis alocados ao sistema de distribuição teste.	25
Tabela 2 – Dados dos religadores alocados ao sistema de distribuição teste. . . . .	26
Tabela 3 – Parâmetros da função temporizada do relé de acordo com o tipo de curva característica. . . . .	26
Tabela 4 – Faixas aplicadas à tensão nominal superior a 1 kV e inferior a 69 kV. . . . .	31
Tabela 5 – Resultados dos índices para condição de carga leve e níveis de penetração da GD 0%, 20% e 50% da potência nominal nas configurações da rede 1 e 2. .	43
Tabela 6 – Resultados dos índices para condição de carga média e níveis de penetração da GD 0%, 20% e 50% da potência nominal nas configurações da rede 1 e 2.	43
Tabela 7 – Resultados dos índices para condição de carga pesada e níveis de penetração da GD 0%, 20% e 50% da potência nominal nas configurações da rede 1 e 2.	44
Tabela 8 – Nível dos critérios de operação do sistema no cenário operacional de detecção de sobretensão. . . . .	66
Tabela 9 – Resultados obtidos para os índices da CS no cenário operacional de detecção de sobretensão. . . . .	66
Tabela 10 – Nível da segurança e seus índices por barra no cenário operacional de detecção de sobretensão. . . . .	68
Tabela 11 – Nível da qualidade e seus índices por barra no cenário operacional de detecção de sobretensão. . . . .	68
Tabela 12 – Nível dos critérios de operação do sistema no cenário operacional de mitigação de sobretensão. . . . .	68
Tabela 13 – Resultados obtidos para os índices da CS no cenário operacional de mitigação de sobretensão. . . . .	69
Tabela 14 – Nível da segurança e seus índices por barra no cenário operacional de mitigação de sobretensão. . . . .	69
Tabela 15 – Nível da qualidade e seus índices por barra no cenário operacional de mitigação de sobretensão. . . . .	69
Tabela 16 – Nível do desempenho geral do sistema e seus índices na operação normal e durante o sombreamento parcial. . . . .	72
Tabela 17 – Nível da segurança geral do sistema e seus índices na operação normal e durante o sombreamento parcial. . . . .	72
Tabela 18 – Nível da segurança e seus índices por barra na operação normal e durante o sombreamento parcial. . . . .	73

Tabela 19 – Nível da qualidade geral do sistema e seus índices na operação normal e durante o sombreamento parcial. . . . .	74
Tabela 20 – Nível da qualidade e seus índices por barra na operação normal e durante o sombreamento parcial. . . . .	74
Tabela 21 – Nível do desempenho geral do sistema e seus índices após a reconfiguração de rede para as configurações 2 e 3. . . . .	76
Tabela 22 – Nível da segurança geral do sistema e seus índices após a reconfiguração de rede para as configurações 2 e 3. . . . .	76
Tabela 23 – Nível da segurança e seus índices por barra nas configurações 2 e 3. . . . .	77
Tabela 24 – Nível da qualidade geral do sistema e seus índices após a reconfiguração de rede para as configurações 2 e 3. . . . .	78
Tabela 25 – Nível da qualidade e seus índices por barra nas configurações 2 e 3. . . . .	78
Tabela 26 – Nível do desempenho geral do sistema e seus índices após a reparametrização dos reguladores de tensão nas configurações 1 e 3. . . . .	80
Tabela 27 – Nível da segurança geral do sistema e seus índices após a reparametrização dos reguladores de tensão nas configurações 1 e 3. . . . .	81
Tabela 28 – Nível da segurança e seus índices por barra após a reparametrização dos reguladores de tensão nas configurações 1 e 3. . . . .	81
Tabela 29 – Nível da qualidade geral do sistema e seus índices após a reparametrização dos reguladores de tensão nas configurações 1 e 3. . . . .	82
Tabela 30 – Nível da qualidade e seus índices por barra após a reparametrização dos reguladores de tensão nas configurações 1 e 3. . . . .	84
Tabela 31 – Nível do desempenho geral do sistema e seus índices após a compensação de reativo na barra 890 nas configurações 1 e 3. . . . .	85
Tabela 32 – Nível da segurança geral do sistema e seus índices após a compensação de reativo na barra 890 nas configurações 1 e 3. . . . .	85
Tabela 33 – Nível da segurança e seus índices por barra após a compensação de reativo na barra 890 nas configurações 1 e 3. . . . .	86
Tabela 34 – Nível da qualidade geral do sistema e seus índices após a compensação de reativo na barra 890 nas configurações 1 e 3. . . . .	87
Tabela 35 – Nível da qualidade e seus índices por barra após a compensação de reativo na barra 890 nas configurações 1 e 3. . . . .	87
Tabela 36 – Resultados dos índices nas configurações selecionadas. . . . .	108
Tabela 37 – Dados das cargas distribuídas do sistema IEEE 34 barras. . . . .	109
Tabela 38 – Dados das cargas concentradas do sistema IEEE 34 barras. . . . .	110
Tabela 39 – Dados dos reguladores de tensão do sistema IEEE 34 barras. . . . .	110
Tabela 40 – Dados dos capacitores do sistema IEEE 34 barras. . . . .	110
Tabela 41 – Dados dos transformadores do sistema IEEE 34 barras. . . . .	110
Tabela 42 – Dados das linhas do sistema IEEE 34 barras. . . . .	111

Tabela 43 – Dados dos geradores inseridos no sistema IEEE 34 barras. . . . . 111



# LISTA DE SIGLAS

---

---

<b>AMI</b>	<i>Infraestrutura de Medição Avançada, do inglês Advanced Metering Infrastructure</i>
<b>CS</b>	<i>Consciência Situacional</i>
<b>CDA</b>	<i>Centro de Área</i>
<b>CH</b>	<i>Capacidade de Hospedagem</i>
<b>CL</b>	<i>Carregamento da Linha</i>
<b>COM</b>	<i>Modelo de Objeto Componente, do inglês Component Object Model</i>
<b>FDT</b>	<i>Fator de Desequilíbrio de Tensão</i>
<b>GD</b>	<i>Geração Distribuída</i>
<b>GIS</b>	<i>Sistema de Informação Geográfica, do inglês Geographic Information System</i>
<b>IEEE</b>	<i>Institute of Electrical and Electronics Engineers</i>
<b>IED</b>	<i>Dispositivo Eletrônico Inteligente, do inglês Intelligent Electronic Device</i>
<b>MET</b>	<i>Margem de Estabilidade de Tensão</i>
<b>IDP</b>	<i>Índice de Descoordenação da Proteção</i>
<b>ONS</b>	<i>Operador Nacional do Sistema Elétrico</i>
<b>PRODIST</b>	<i>Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional</i>
<b>PMU</b>	<i>Unidade de Medição Fasorial, do inglês Phasor Measurement Unit</i>
<b>PT</b>	<i>Perdas Técnicas</i>
<b>RED</b>	<i>Recurso Energético Distribuído</i>
<b>SEP</b>	<i>Sistema Elétrico de Potência</i>
<b>SCADA</b>	<i>Sistema de Supervisão e Aquisição de Dados</i>
<b>OpenDSS</b>	<i>Open Distribution System Simulator</i>
<b>TRP</b>	<i>Tensão em Regime Permanente</i>
<b>VTCD</b>	<i>Variação de Tensão de Curta Duração</i>



# SUMÁRIO

---

---

<b>1</b>	<b>INTRODUÇÃO</b>	<b>1</b>
1.1	JUSTIFICATIVA E OBJETIVOS	2
1.2	ORGANIZAÇÃO DO TRABALHO	3
<b>2</b>	<b>CONSCIÊNCIA SITUACIONAL</b>	<b>5</b>
2.1	APLICAÇÃO DA CONSCIÊNCIA SITUACIONAL NA OPERAÇÃO DE SISTEMAS ELÉTRICOS DE POTÊNCIA	5
2.2	TÉCNICAS PARA APRIMORAR A CONSCIÊNCIA SITUACIONAL	8
2.3	CONSCIÊNCIA SITUACIONAL NA SEGURANÇA DO SISTEMA	13
2.4	TRABALHOS QUE CONSIDERAM A CONSCIÊNCIA SITUACIONAL EM SISTEMAS ELÉTRICOS DE POTÊNCIA	14
2.5	CONSIDERAÇÕES FINAIS SOBRE O CAPÍTULO	17
<b>3</b>	<b>MODELO BASEADO NA CONSCIÊNCIA SITUACIONAL DA OPERAÇÃO DE SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO</b>	<b>19</b>
3.1	DESCRIÇÃO DO PROBLEMA	19
3.2	PROPOSTA DO MODELO DE CONSCIÊNCIA SITUACIONAL	20
3.3	FORMAÇÃO DO NÍVEL DE PERCEPÇÃO DA CONSCIÊNCIA SITUACIONAL	21
3.3.1	Índices de Segurança	22
3.3.1.1	Estabilidade de Tensão	22
3.3.1.2	Índice de Descoordenação da Proteção	24
3.3.1.3	Carregamento das Linhas	27
3.3.2	Índices de Qualidade	28
3.3.2.1	Tensão em Regime Permanente	29
3.3.2.2	Desequilíbrio de Tensão	31
3.3.2.3	Variação de Tensão de Curta Duração	33
3.3.3	Índices de Desempenho	34
3.3.3.1	Perdas Técnicas	35
3.3.3.2	Capacidade de Hospedagem	36
3.4	FORMAÇÃO DO NÍVEL DE COMPREENSÃO DA CONSCIÊNCIA SITUACIONAL	37
3.4.1	Lógica <i>Fuzzy</i>	38
3.4.2	Aplicação da Lógica <i>Fuzzy</i> no Nível de Compreensão	40
3.5	FORMAÇÃO DO NÍVEL DE PROJEÇÃO DA CONSCIÊNCIA SITUACIONAL	48



---

# INTRODUÇÃO

---

Ao longo dos anos, o sistema de distribuição tradicional tem sofrido diversas mudanças em sua infraestrutura devido à alta integração dos Recursos Energéticos Distribuídos (REDs) à rede (ENEH; ORAH; EMEKA, 2019). Em geral, o sistema de distribuição possui configuração radial, o que determina apenas um caminho para o fluxo de potência, da subestação aos consumidores finais. Desse modo, a operação do sistema de distribuição pode ser previsível, tornando possível a predefinição da posição de reguladores de tensão e banco de capacitores para manter a tensão dentro dos limites de operação e de equipamentos de proteção para responderem a falhas com correntes unidirecionais (STREZOSKI; STEFANI; BRBAKLIC, 2019).

No entanto, com a crescente inserção dos REDs, os sistemas de distribuição passivos tradicionais estão gradualmente evoluindo para sistemas de distribuição ativos que apresentam diferentes modos de operação. Desse modo, tais sistemas demandam novas práticas de planejamento com o aumento da complexidade do Sistema Elétrico de Potência (SEP) (FANG *et al.*, 2020). Isso se deve a natureza diversificada dos REDs, que são compostos pela Geração Distribuída (GD), dispositivos de armazenamento de energia, gerenciamento de demanda e veículos elétricos e suas estruturas para recarga. A GD é caracterizada principalmente pela potência injetada em diferentes pontos da rede de distribuição em baixa ou média tensão, proveniente de pequenas ou médias unidades geradoras de energia de fontes renováveis. Assim, o nível de penetração da GD não é determinado pela carga, mas sim por condições meteorológicas que acrescentam mais uma variável ao monitoramento da operação da rede (TARAZONA *et al.*, 2009). Em vista disso, a GD adiciona um alto nível de incerteza e variabilidade na operação das redes de distribuição.

Para diminuir os impactos negativos da GD no sistema de distribuição é preciso coordenar o seu modo de operação com o modo de operação da rede (BARKER; MELLO, 2000). Desse modo, faz-se necessária a modernização do sistema de distribuição, aprimorando as ferramentas clássicas de supervisão, análise e previsão de rede. Isso se dá de forma que considerem os

impactos das injeções de potência da GD a fim de melhorar a segurança da operação do SEP. Conseqüentemente, uma maneira mais sofisticada, dinâmica e inteligente para gerenciar a operação de redes de distribuição deve ser implementada a fim de tornar os operadores de rede mais influentes nos processos de operação do sistema de distribuição. Dessa forma, faz-se necessário manter altos níveis de Consciência Situacional (CS) a fim de compreender corretamente o estado atual da operação complexa e dinâmica do SEP e projetar com sucesso o estado futuro do sistema para responder de forma apropriada (LENOX; CONNORS; ENDSLEY, 2011).

A aplicação da CS na operação é um fator chave na preservação da segurança do sistema elétrico, pois permite a tomada de decisões e reações eficazes por parte dos operadores em incidentes. Além disso, garante a disponibilidade das funções necessárias para fornecer suporte à projeção de operação e identificação de riscos potenciais (LIN *et al.*, 2016). A CS inadequada do sistema resulta em respostas atrasadas, incorretas ou deficientes por parte dos operadores, colocando em risco a estabilidade do sistema (PANTELI *et al.*, 2013). Dentro desse contexto, é de suma relevância entender os fatores que regem a CS no centros de controle para a identificação de emergências e assim evitar o progresso de um blecaute.

Em vista disso, esta pesquisa desenvolve um método baseado em CS para a percepção de eventos em sistemas de distribuição com a presença de GD com o intuito de identificar corretamente o estado de operação da rede sob a perspectiva dos critérios operacionais de segurança, qualidade e desempenho da rede. O método segue a estrutura de três níveis da CS: percepção, compreensão e projeção do estado de operação da rede. Assim, cada nível é construído de forma que as informações obtidas contribuam na identificação rápida e eficiente da operação da rede e auxiliem o operador na tomada de decisão. Para tanto, foram realizadas simulações no *software Open Distribution System Simulator* (OpenDSS) gerenciado via *Python*, e os resultados obtidos sintetizados utilizando a lógica *fuzzy*. Além disso, uma ferramenta de visualização gráfica foi desenvolvida para auxiliar na identificação da origem de distúrbios.

## 1.1 JUSTIFICATIVA E OBJETIVOS

A principal justificativa para a realização deste trabalho se dá no aumento de distúrbios no sistema elétrico devido à falha da identificação de condições emergenciais na operação. As abordagens propostas na literatura para aumentar a segurança do SEP com base no desenvolvimento da CS na sua operação utilizam índices para a representação dos critérios de segurança da rede. No entanto, essas metodologias falham em não considerar a influência dos requisitos de desempenho e qualidade no modo operacional do sistema. Nesse contexto, torna-se importante desenvolver a CS para a percepção de eventos no sistema de distribuição frente a diversos requisitos operacionais.

Nessa perspectiva, o objetivo geral deste trabalho é elaborar um método para a percepção de eventos em sistemas de distribuição ativos para auxiliar na tomada de decisão do operador

visando os critérios operacionais de segurança, qualidade e desempenho da rede. Para isso, os seguintes itens devem ser alcançados:

- **Domínio do problema:** buscar na literatura os métodos baseados em CS para a compreensão da operação de sistemas de distribuição ativos e, assim, identificar seus gargalos;
- **Elaboração do método:** definir quais informações devem ser obtidas para entender o estado de operação da rede e desenvolver ferramentas para sintetizá-las.
- **Modelagem computacional:** modelar o sistema de distribuição teste com a GD fotovoltaica e realizar diferentes estudos de caso afim de viabilizar os testes do método proposto;
- **Análise de resultados:** as simulações realizadas deverão ser analisadas em relação a diferentes distúrbios, níveis de demanda do sistema e penetração da GD e configurações de rede.

## 1.2 ORGANIZAÇÃO DO TRABALHO

Além da seção introdutória, apresentada no neste capítulo, o texto está dividido em cinco capítulos, conforme descrito a seguir:

- **Capítulo 2:** apresenta o conceito da CS na operação do SEP, discutindo as suas principais características e desafios, bem como uma revisão bibliográfica acerca das principais técnicas e metodologias desenvolvidas para aprimorar a CS;
- **Capítulo 3:** elucida a metodologia empregada neste trabalho, desde a estrutura do método baseado em CS até o método computacional empregado;
- **Capítulo 4:** apresenta os resultados obtidos com o uso do método de percepção de eventos proposto em diversos cenários operacionais;
- **Capítulo 5:** expõe as considerações finais da presente pesquisa com base nos resultados obtidos no capítulo anterior.



---

## CONSCIÊNCIA SITUACIONAL

---

Neste capítulo é apresentado o conceito da CS em SEPs, englobando as suas principais características e desafios para a implementação prática, bem como uma revisão bibliográfica acerca das principais técnicas e estruturas desenvolvidas para aprimorar a CS. Assim, serão discutidos os objetivos, critérios e perspectivas dos pesquisadores ao desenvolverem aplicações para melhorar a CS em sistemas de transmissão e distribuição com a inserção de fontes renováveis de energia.

### 2.1 APLICAÇÃO DA CONSCIÊNCIA SITUACIONAL NA OPERAÇÃO DE SISTEMAS ELÉTRICOS DE POTÊNCIA

A CS é um conceito utilizado em diversas áreas do conhecimento para auxiliar no processo de tomada de decisão em sistemas dinâmicos e complexos. Esse conceito consiste em fornecer informações corretas e atualizadas no momento certo e de forma eficaz para permitir a projeção do estado futuro de um sistema em tempo hábil ([ENDSLEY; CONNORS, 2017](#)). No SEP, a CS ajuda o operador do centro de controle a manter a sua operação segura e de qualidade, e assim, aumentar a confiabilidade do sistema.

Manter um alto nível de CS é essencial para tomada de decisão eficaz, uma vez que os erros dos operadores podem iniciar um distúrbio elétrico ou contribuir ao seu desenvolvimento. Falhas nos sistemas de informação, dados desatualizados ou insuficientes influenciam na formação da CS até de operadores mais experientes. A CS inadequada pode resultar em reações ineficazes a falhas do sistema, como nenhuma ação, ação correta atrasada ou ação incorreta por parte do operador, colocando em risco a estabilidade do sistema ([PANTELI \*et al.\*, 2013](#)). Um distúrbio bastante conhecido é o blecaute de 2003 nos Estados Unidos, em que a CS inadequada foi apontada por [U.S.– Canada Power System Outage Task Force \(2004\)](#) como uma das principais

causas da degradação da operação do sistema. Irregularidades no sistema de informação e a falta de compartilhamento de informações entre os operadores do sistema levaram a uma CS inadequada e, conseqüentemente, a uma resposta atrasada à falha elétrica inicial, resultando na propagação da perturbação. Dessa forma, o operador precisa formar uma imagem precisa da operação do sistema para entender o problema, identificar riscos potenciais e implementar ações rápidas para evitar falhas em cascata (LIN *et al.*, 2016).

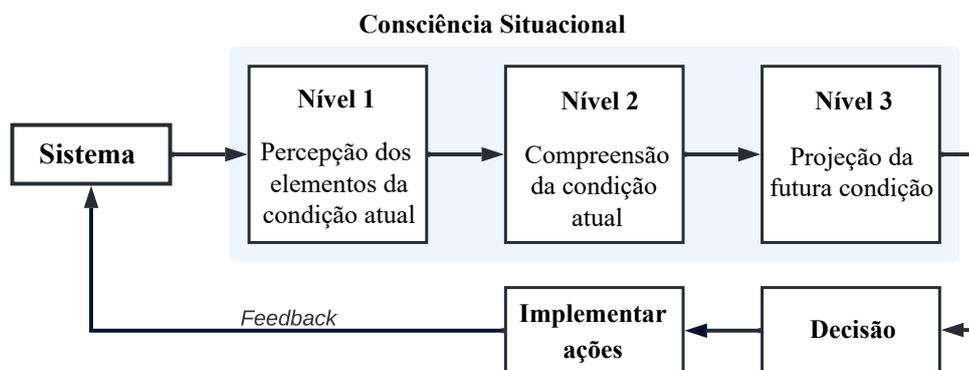
Entretanto, possuir acesso a todos os dados da condição do sistema não garante a CS do operador. Segundo Connors, Endsley e Jones (2007), as dificuldades do operador em desenvolver CS devem-se à interação entre as capacidades humanas de processamento de dados e o *design* dos sistemas de informação, haja vista que os dados da operação do sistema são fornecidos em partes e devem ser combinados mentalmente pelo operador. Algumas dessas dificuldades, chamadas de "demônios da CS", são: sobrecarga de dados, memória a curto prazo e redirecionamento de foco do operador e aumento da complexidade do sistema. Assim, os operadores são submetidos a classificar manualmente dados de diversos aplicativos, como estimação de estado, análise de contingência, diagramas, dados meteorológicos, alarmes e Sistema de Supervisão e Aquisição de Dados (SCADA) para determinar a condição de operação da rede e tomar uma única decisão. Por isso, é indispensável a utilização de ferramentas que integrem os dados do estado da rede para aumentar a CS do operador e assim facilitar o processo de tomada de decisão (ENDSLEY; CONNORS, 2008).

De acordo com Endsley (1995), a CS é a “percepção dos elementos do ambiente dentro de um volume de tempo e espaço, a compreensão de seu significado e a projeção de seu estado em um futuro próximo”. Dessa forma, a CS pode ser separada em três fases hierárquicas: percepção, compreensão e projeção. A Figura 1 apresenta os três níveis da CS descritos a seguir (PANTELI *et al.*, 2013; LIN *et al.*, 2016; ENDSLEY; CONNORS, 2017):

- Percepção: o nível básico da CS consiste na percepção dos estados, atributos e dinâmicas atuais do sistema analisado. Em SEPs, essas informações consistem em medições em tempo real, dados históricos de operação, estado dos alarmes e dados de aplicações de controle e otimização, que são coletados e analisados no centro de controle;
- Compreensão: as informações coletadas no primeiro nível são sintetizadas e as mais críticas são priorizadas de acordo com os objetivos do operador para auxiliar no processo de decisão. Operadores com um bom nível de compreensão são capazes de assimilar o impacto imediato de uma falha no sistema ou que determinada informação não corresponde ao valor esperado;
- Projeção: a habilidade de projetar o comportamento dos elementos do sistema com base na compreensão do seu estado atual forma o terceiro nível da CS. Neste nível, os operadores são capazes de desenvolver estratégias e respostas a eventos, evitando

situações incontroláveis. Qualquer informação incompreendida no segundo nível pode promover uma decisão falha e prejudicar a estabilidade do sistema.

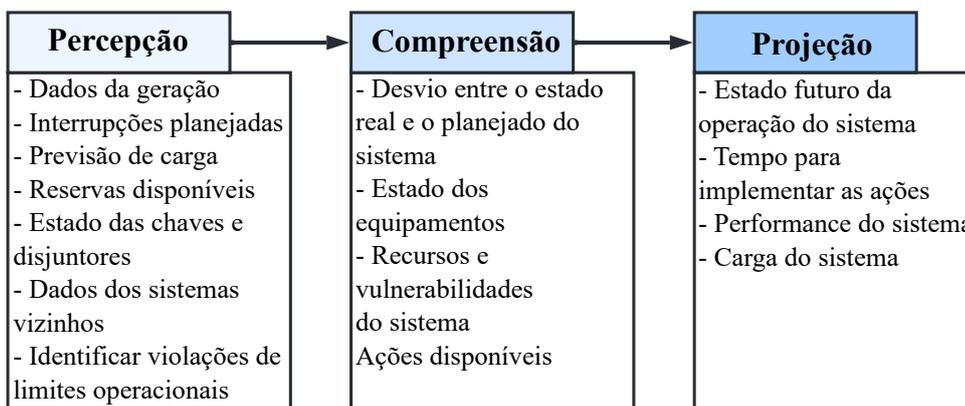
Figura 1 – Modelo de três níveis da consciência situacional.



Fonte: Adaptada de Panteli *et al.* (2013).

A Figura 2 apresenta algumas informações que o operador do sistema deve obter em cada nível da CS (SOBAJIC, 2011). Observa-se o nível hierárquico das informações em cada etapa, que devem ser recebidas gradualmente de acordo com objetivos dos operadores para formar uma imagem completa da área de controle e prever o estado do sistema. É necessário verificar se a carga do sistema está sendo atendida de acordo com os limites operacionais de segurança e desempenho dos equipamentos, e também, se haverá mudanças no sistema como no valor da demanda ou manutenções planejadas. Assim, é possível compreender a situação da operação da rede e constatar a diferença entre o estado real e o planejado, e em seguida, tomar decisões de acordo com as ações disponíveis. Por fim, é realizada a projeção do sistema baseando-se em seu estado atual e nas ações implementadas. Dessa forma, caso alguma informação esteja ausente, atrasada ou incorreta, há riscos da CS ser insuficiente para preservar a segurança do sistema e antecipar condições de operação que possam levar a falhas catastróficas.

Figura 2 – Informações necessárias para a consciência situacional adequada em sistemas elétricos de potência.



Fonte: Adaptada de Sobajic (2011).

Ainda assim, a CS em SEPs está sendo desafiada por várias fontes de incertezas, como erros em medições, saída estocástica de REDs e parâmetros de rede imprecisos. Dessa forma, a seguir será realizada uma revisão bibliográfica a respeito das técnicas de aprimoramento da CS.

## 2.2 TÉCNICAS PARA APRIMORAR A CONSCIÊNCIA SITUACIONAL

Diversos fatores limitam o acesso a informações e prejudicam o monitoramento e controle do sistema necessário para desenvolver a CS. De acordo com [Panteli et al. \(2013\)](#), as principais dificuldades encontradas nos centros de controle são:

- Aplicações de *hardware* e *software*: defeitos em qualquer aplicação de análise, monitoramento e controle do sistema, como estimador de estado, analisador de contingência e alarmes. Essas falhas causam a omissão de informações responsáveis por indicar a condição do sistema que auxiliam o operador a programar respostas a distúrbios;
- Medições em tempo-real: informações ausentes ou inconsistentes por imprecisões de dispositivos de medição ou comunicação podem resultar na CS insuficiente ao deixar o operador inconsciente a eventos no sistema. Além disso, a utilização de dados assíncronos, isto é, que não são obtidos em tempo-real, fornece uma falsa sensação de segurança e impede a implementação de ações de controle corretivas ou preventivas adequadas;
- Automação: apesar de reduzir a carga de trabalho, sistemas altamente automatizados deixam os operadores alheios ao estado real da operação da rede. Além disso, os operadores podem fracassar em detectar falhas de automação ou problemas para os quais ações manuais são necessárias;
- Fatores individuais: a falta de experiência e treinamento dos operadores em determinadas tecnologias faz com que esses recursos sejam utilizados de forma incorreta, comprometendo assim a resposta efetiva dos operadores em situações críticas. Além disso, a incapacidade dos operadores de seguir procedimentos e políticas coloca em risco a confiabilidade do sistema;
- Compartilhamento de dados e informações: a comunicação insuficiente entre os operadores em uma ou mais salas de controle pode resultar na falta de conhecimento dos elementos-chave que afetam na estabilidade do sistema.
- Interface Gráfica do Usuário: cada *software* utiliza um esquema de cores e fontes diferentes, além de alarmes e animações que desviam o foco do operador. A falta de padronização das aplicações confunde o usuário, exigindo mais esforço para manter a concentração em mudanças nos monitores;

- Quantidade de dados: para aprimorar a CS é necessário fornecer os dados de operação em tempo real ao operador. Porém, sem uma plataforma para sintetizar e classificar esses dados, a sua análise torna-se uma tarefa complexa, que apenas operadores mais experientes conseguem completar.

Assim, diversas ferramentas e tecnologias já estão sendo estudadas ou utilizadas para aprimorar a CS. O uso de Unidades de Medição Fasorial, do inglês *Phasor Measurement Units* (PMUs), é considerado essencial para fornecer medições em tempo-real do sistema. Tradicionalmente, o monitoramento do sistema é realizado pelo SCADA, que fornece medições de tensão, frequência e potência ativa e reativa a cada 4-10 segundos. Em seguida, o estimador de estado processa esses dados por pelo menos 30 segundos (ZUHAIB; RIHAN, 2017), fornecendo apenas o estado estático da rede, com medições de baixa resolução, não sincronizadas e incompletas (USMAN; FARUQUE, 2019). Por outro lado, as PMUs proporcionam até 60 amostras por ciclo de parâmetros como frequência, amplitude e ângulo, que garantem maior observabilidade da rede para a operação correta de dispositivos de proteção e controle.

Segundo Usman e Faruque (2019), as principais aplicações de PMUs para aumentar a CS em sistemas de transmissão e distribuição consistem em monitorar estabilidade de tensão, monitorar e detectar oscilações, aprimorar a estimação de estado, identificar e localizar faltas, detectar ilhamento, estimar distorções harmônicas e modelar cargas. No trabalho de Zhang *et al.* (2011), por exemplo, é desenvolvida uma plataforma que sintetiza grandes quantidades de medições de PMUs para promover detecção e localização de eventos, aviso prévio de potenciais problemas de estabilidade e análise pós-evento utilizando medições reais do banco de dados. Entretanto, a implementação de PMUs ainda apresenta alguns desafios, como: capacidade e segurança da comunicação entre o dispositivo e o centro de controle, processamento de grandes volumes de dados e priorizar dados críticos de operação. Em 2021, Shrivastava, Siddiqui e Verma (2021) apresentam um índice utilizando dados em tempo real fornecidos por PMUs para detectar, classificar e localizar distúrbios como curto-circuito e interrupção em geradores ou cargas em apenas 300 ms. Dessa forma, o método proporciona uma detecção rápida de distúrbios, garantindo um tempo de resposta maior aos operadores para impedir falhas em cascata no sistema.

As medições em tempo real permitem monitorar a estabilidade de tensão para aumentar a segurança do sistema, possibilitando a implementação de ações preventivas a fim de evitar o colapso da rede (TANABE *et al.*, 2014; PÉREZ-LONDOÑO; OLIVAR-TOST; MORA-FLOREZ, 2017; NETTO; BORGES, 2020). O trabalho de Tanabe *et al.* (2014) tem como objetivo fornecer uma aplicação para a avaliação e aprimoramento da estabilidade de tensão do SEP. Inicialmente, os dados das PMUs são coletados e relacionados com o SCADA para disponibilizar o modelo da atual condição do sistema por meio da estimação de estado. Em seguida, a aplicação realiza a análise do modelo do sistema para planejar ações de controle desenvolvidas para cada contingência que poderá causar instabilidade do sistema. Essas ações são enviadas ao Dispositivo

Eletrônico Inteligente, do inglês *Intelligent Electronic Device* (IED) próximo ao equipamento a ser controlado a fim de aumentar a margem de estabilidade do sistema.

Dessa forma, a aplicação de [Tanabe et al. \(2014\)](#) baseia-se nos três níveis de CS. Primeiramente, são obtidas as informações da operação do sistema e é calculada a margem de estabilidade de tensão baseando-se em contingências causadas por interrupções em geradores, cargas, linhas e transformadores. Em seguida, cada contingência é classificada de acordo com o seu nível de emergência e é realizada a análise detalhada das contingências mais críticas por meio das curvas P-V e Q-V. Por fim, são elaboradas ações para, se possível, aprimorar a margem de estabilidade de tensão, como o acionamento de dispositivos de compensação de potência reativa, comutadores de derivação sob carga, comutadores de fase e tensão no terminal de geradores. O artigo de [Tanabe et al. \(2014\)](#) ainda propõe a análise das incertezas que as fontes renováveis introduzem às contingências. É proposta uma abordagem estocástica, como Monte Carlo, para gerar cenários baseados na probabilidade de distribuição e correlação das fontes renováveis. Assim, é desenvolvido um índice de segurança de acordo com as estatísticas computadas para lidar com o aumento de cenários possíveis devido à alta inserção de fontes renováveis.

Outro trabalho que também verifica a estabilidade de tensão para aumentar a CS é o de [Pérez-Londoño, Olivar-Tost e Mora-Florez \(2017\)](#). São executadas diversas simulações para determinar possíveis condições de operação do sistema. Essas condições de operação são usadas para formar um banco de dados contendo tensões nodais, fluxos de potência nas linhas e índices de estabilidade. Em seguida, é realizada a análise de agrupamento de dados para definir as áreas de fraca estabilidade de tensão no sistema. Dessa forma, é possível relacionar os dados de tensão e fluxo de potência medidos em tempo real com os protótipos obtidos na fase de agrupamento, e assim, identificar as áreas com baixa estabilidade na atual condição de operação. Essa análise auxilia o operador a tomar decisões e determinar estratégias de controle com a identificação dos nós problemáticos da rede.

[Netto e Borges \(2020\)](#) defendem que uma análise probabilística, ao contrário de uma lista predeterminada de possíveis contingências, é mais adequada para determinar o nível de insegurança de uma zona instável do sistema. Considerando a taxa de falha dos componentes do sistema, é possível avaliar a segurança da rede de acordo com a probabilidade da ocorrência de contingências e assim apresentar as regiões com diferentes níveis de riscos de violação de tensão. Para auxiliar na compreensão do operador, o trabalho desenvolve um mapa em que cada cor representa um nível de risco da região.

Conforme mencionado anteriormente, aplicações de *software* como o estimador de estado são essenciais para verificar a vulnerabilidade do sistema, diagnosticar a causa de eventos e tomar decisões corretivas. Os estimadores de estado convencionais utilizam métodos iterativos baseando o ponto inicial de solução em condições de operação anteriores. Entretanto, durante situações de estresse do sistema, como sobrecarga ou contingências, o estimador de estado pode não convergir ([CHEN et al., 2016](#)). A fim de aumentar a confiabilidade do estimador de

estado garantindo a sua convergência, [Chen et al. \(2016\)](#) propõem um sistema que relaciona um estimador de estado linear com as medições sincronizadas de PMUs para fornecer uma visibilidade dinâmica da rede. O sistema possui uma plataforma de CS que permite maior interação com o usuário que a personaliza conforme sua necessidade, utilizando gráficos, mapas, alarmes, eventos específicos, mudança de cor no diagrama unifilar da rede a partir de condições lógicas, como zonas que apresentam sobretensão. A estimação de estado linear para aprimorar a qualidade dos dados de PMUs também é utilizada por [Zhang et al. \(2017\)](#) em um projeto piloto que valida o método ao fornecer maior observabilidade da rede. Recentemente, [Zhang e Lai \(2020\)](#) propuseram a utilização do mesmo método para aumentar a CS em sistemas de distribuição, que serve como base para aplicações como análise de faltas e controle de tensão.

Com as inovações em medição, comunicação e controle, novos dados estão sendo disponibilizados em grande quantidade e velocidade. Logo, é necessário desenvolver abordagens de gerenciamento e análise de dados providos pela infraestrutura controlável e interoperável do sistema para fornecer CS, e assim, proporcionar suporte a decisões com mais precisão e agilidade para evitar interrupções e mitigar potenciais ameaças à rede ([SIMMINS; MYRDA; TAUBE, 2013](#)). A análise de *Big Data* em SEP surge para lidar com a complexidade computacional, segurança de dados e integração de dados para estruturas de planejamento e operação do sistema com o objetivo de transformar uma grande quantidade de dados heterogêneos em ações ([BHATTARAI et al., 2019](#)).

De acordo com [Bhattarai et al. \(2019\)](#), alguns dos principais desafios na implantação da análise *Big Data* são: volume de dados provenientes de medidores inteligentes, PMUs, unidades terminais remotas, sensores em transformadores e chaves, SCADA, Sistema de Informação Geográfica, do inglês *Geographic Information System (GIS)*, informações meteorológicas e redes sociais; incertezas dos dados devido às imprecisões de sensores, atrasos na comunicação, dados não sincronizados e danos físicos aos equipamentos; sincronização de dados para que estejam na mesma referência de tempo; padronização e regulação de interfaces de armazenamento e processamento; ciberataques, que são outra forma de contingência do sistema, que exploram as vulnerabilidades de dispositivos de controle e links de comunicação para corromper sinais de controle e medição. O trabalho [Pan, Morris e Adhikari \(2015\)](#), por exemplo, propõe a utilização de dados síncronos para a classificação de distúrbios e ataques cibernéticos, que muitas vezes estão disfarçados de ações de controle ou distúrbios, prejudicando a CS do operador e conduzindo-o a decisões incorretas que causam impactos negativos na operação do sistema.

O volume de dados em SEPs com alto nível de automação é considerado como uma grande vulnerabilidade do sistema. As estruturas de automação trabalham com dispositivos e aplicações interconectados, fornecendo dados uns aos outros, e o mau funcionamento de qualquer elemento por fator externo ou interno, afeta a performance do outro e prejudica a integridade do sistema. Dessa forma, a CS em sistemas de grande porte é comprometida pela falta de identificação de falhas em dispositivos. Para aprimorar a CS do sistema de automação,

Mohagheghi (2014) propõe um esquema com base no conceito teórico de grafos de mapas cognitivos *fuzzy* para que, caso ocorra uma falha interna ou externa em um ou mais elementos do sistema, ocorra a identificação dos *links* fracos e da aplicação mais afetada.

Para diminuir as dificuldades de armazenamento, processamento e complexidade dos esquemas de controle de sistemas com grande volume de dados, Saunders *et al.* (2016) propõem uma plataforma distribuída orientada a dados para análise e controle de sistemas de distribuição. Essa estrutura conceitual, apesar de descentralizada, é hierárquica a fim de fornecer o controle e observabilidade necessário para o desenvolvimento da CS. Assim, apesar de cada agente do sistema possuir o seu próprio banco de dados, é possível consultar as informações de agentes de níveis inferiores para calcular parâmetros como tensão e fluxo de potência da rede.

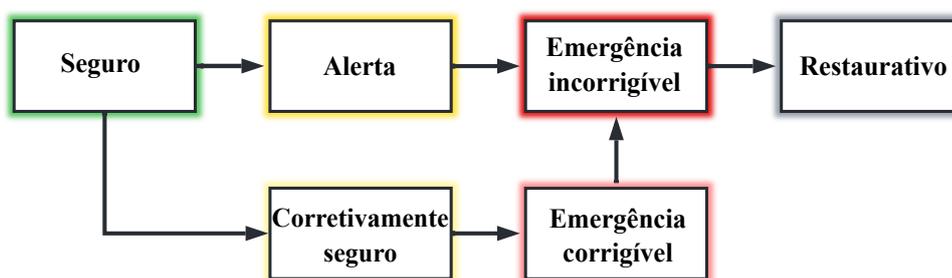
A análise de *Big Data* combinada com mecanismos de visualização como mapas, alarmes gráficos, animações de fluxo de potência e contornos melhoram a percepção de informações essenciais do sistema que são extraídas de grandes bases de dados. No trabalho de Lawanson *et al.* (2018), por exemplo, são integrados dados heterogêneos provenientes do SCADA, GIS e da Infraestrutura de Medição Avançada, do inglês *Advanced Metering Infrastructure* (AMI), sistemas de gerenciamento de interrupções e distribuição e modelos do circuito. Esses dados são utilizados pra fornecer visualização de violações de tensão e da conexão entre transformadores e medidores, porém a ferramenta apresentada pode ser utilizada para gerenciamento de ativos, reconhecimento de interrupções e otimização da rede. Desse modo, usando os dados coletados é possível reproduzir uma sequência de falhas que resultou em uma interrupção complexa para diminuir o tempo de localização da origem, por exemplo. A visualização de dados geográficos é utilizada por Overbye *et al.* (2021a) e Overbye *et al.* (2021b) em que as informações geográficas embutidas no modelo elétrico do sistema são usadas para desenhar símbolos com diferentes cores e tamanhos para representar a quantidade de potência ativa e reativa de geradores ou capacitores. Isso permite que o operador reconheça rapidamente se alguma área do sistema está operando próxima de seu limite operacional, para que em seguida, obtenha detalhes da operação dessa região e implemente alguma ação de controle para a adequação do sistema.

Em conclusão, as abordagens citadas nesta seção utilizam técnicas para solucionar alguma das dificuldades no desenvolvimento da CS, como dados incompletos ou assíncronos, grande quantidade de dados e falta de ferramentas para apresentar as informações de forma padronizada e resumida. Embora essas técnicas auxiliem na evolução da CS, ainda faz-se necessário elaborar metodologias completas que lidem com a sua estrutura de três níveis para permitir a análise de segurança do SEP. Assim, na sequência será discutido o papel da CS na análise de segurança do sistema, e por fim, serão abordados trabalhos com propostas de estruturas completas para desenvolver e avaliar a CS no SEP.

## 2.3 CONSCIÊNCIA SITUACIONAL NA SEGURANÇA DO SISTEMA

De maneira geral, o SEP é planejado para operar de forma segura, atendendo toda a carga do sistema, sem violação dos limites de operação e sem sobrecarga de equipamentos. Entretanto, a ocorrência de algum evento no sistema pode alterar o seu estado de operação, conforme apresenta a Figura 3.

Figura 3 – Estados de operação do sistema elétrico de potência.



Fonte: Adaptada de Monticelli (1983).

O estado de operação do sistema transita de seguro a alerta quando os níveis operacionais de segurança encontram-se quase abaixo dos limites adequados. Nesse estado não há a possibilidade da implementação de ações de controle preventivas para evitar a evolução do estado alerta ao de emergência não-corrígível caso ocorra alguma contingência, ou mesmo com a evolução da demanda. No estado de emergência não-corrígível são constatadas violações de limites de operação, e não há ações de controle disponíveis sem que haja perda de carga. O estado restaurativo é atingido quando o sistema continua operando com limites violados, provocando assim contingências em cascata que resultam na perda de carga.

O estado corretivamente seguro é alcançado quando os limites operacionais estão quase fora da faixa normal, porém existe a possibilidade de aprimorar o nível de segurança com ações de controle preventivas. As ações preventivas são implementadas para mover o estado o sistema para um ponto de operação com indicadores mais seguros, evitando violações caso ocorram contingências e desviando do ponto de instabilidade. Por fim, o estado de emergência corrigível é obtido caso algum evento no sistema gere violações nos limites operacionais, mas podem ser eliminadas com a implementação de ações corretivas para estabilizar o sistema e conduzi-lo a um novo ponto de equilíbrio estável (QUINTELA, 2002).

O papel da CS na segurança do SEP é evitar o estado restaurativo do sistema para que não ocorra perda de carga. A CS possibilita a rápida identificação de eventos na rede por meio da compreensão das informações fornecidas ao centro de controle e determina o estado de operação no qual o sistema se encontra e quais são as ações de controle preventivas e corretivas disponíveis para restaurar a segurança e evitar contingências em cascata.

Por isso, os trabalhos presentes na literatura procuram aprimorar as três principais funções da análise de segurança do sistema: monitoramento, análise de contingência e otimização de ações preventivas e corretivas. Na seção seguinte serão apresentados alguns trabalhos desenvolvidos para aprimorar essas funções da análise de segurança utilizando diferentes ferramentas, algoritmos, estratégias e índices com base em diversas perspectivas e critérios para a análise de segurança da operação.

## 2.4 TRABALHOS QUE CONSIDERAM A CONSCIÊNCIA SITUACIONAL EM SISTEMAS ELÉTRICOS DE POTÊNCIA

Tradicionalmente, a análise de contingência simula contingências pré-selecionadas, modelando corretamente os componentes do sistema, para assim verificar a estabilidade do sistema em diferentes estados de operação. No entanto, essa análise é realizada em tempo real somente sobre uma lista de contingências com maior probabilidade de ocorrência devido à dimensão do SEP. O trabalho de [Diao, Vittal e Logic \(2010\)](#) apresenta um esquema para avaliação de segurança em tempo real baseado nos índices de violação da magnitude de tensão, violação do limite térmico, estabilidade de tensão e estabilidade transitória. É construído um modelo preditivo com simulações *offline* para avaliar os quatro índices de segurança em diferentes condições de operação usando uma lista de contingências pré-selecionadas. Em seguida, esses dados são utilizados para treinar árvores de decisão para cada tipo de problema de segurança. Para a avaliação *online* são utilizados dados de PMUs selecionados pelas árvores para obter resultados de predição rápida em relação à gravidade potencial de certas contingências. Além disso, as árvores podem identificar se o sistema está operando em uma região de risco e sugerir controles preditivos para aumentar a segurança e evitar a contingência.

Em [Chen, Huang e Zhou \(2011\)](#) é apresentada uma plataforma para aprimorar a CS em centros de controle solucionando problemas como a necessidade de alta capacidade computacional, aumento das incertezas e variabilidades do sistema devido à alta inserção de fontes renováveis e a falta de ferramentas avançadas para análise e visualização do sistema. A plataforma sugere a utilização do método gradiente conjugado pré-condicionado para solucionar a estimação de estado com modelos do sistema e medições em tempo real fornecidas pelo SCADA, diminuindo o tempo de solução da estimação para poucos segundos. A velocidade na solução da estimação de estado é essencial, pois a ferramenta serve como ponto de partida para outras aplicações da plataforma. A estimação de estado é utilizada na previsão do estado futuro do sistema juntamente com o uso de redes neurais artificiais para prever variáveis como a carga do sistema e a geração de fontes renováveis. Em seguida, é indicada a utilização de um algoritmo de centralidade de intermediação para a seleção de contingências  $N - x$  e um esquema distribuído de processadores para otimizar o esforço computacional da análise de contingências.

Por fim, é indicada a visualização gráfica da análise de contingências ao invés da forma tabular. A ferramenta de visualização inclui visualização e análise de mudanças nos níveis de risco em violações dos limites operacionais, previsão das consequências de problemas potenciais analisando padrões de impacto e avaliação dos efeitos das ações dos operadores para identificar a melhor ação.

Outra proposta de CS para avaliar a segurança  $N - 0$  e  $N - 1$  em sistemas de distribuição em tempo real e sem a necessidade de simulações iterativas extensas é a de [Xiao, Zhang e Luo \(2019\)](#), que se fundamenta no método de distância de segurança. Após a coleta de dados da operação da rede, como fluxo de potência no alimentador, magnitude e ângulo de fase das tensões nos nós e estado de comutação, é calculado o indicador de segurança do sistema. Esse índice corresponde a faixa operacional máxima da rede satisfazendo o critério de segurança  $N - 1$ . Em seguida, é realizada a projeção da operação e do nível de segurança com simulações de série temporal a fim de auxiliar o operador tomar medidas preventivas com antecedência.

Ademais, a crescente inserção das fontes renováveis aumenta a necessidade de aprimorar a CS do operador. Diferentemente das fontes de energia convencionais, como hidrelétricas, termoelétricas e nucleares, as fontes renováveis não geram energia sob demanda devido à sua natureza descontínua. A geração eólica, por exemplo, tende a aumentar à noite quando a carga do sistema é mais baixa e pode ser bastante variável em tempo e intensidade. O gerador fotovoltaico apresenta os mesmos desafios de variabilidade e confiabilidade. Embora existam ferramentas de previsão de geração para as fontes renováveis, a baixa confiabilidade ainda é uma preocupação para a operação da rede. Os operadores buscam incluir as características variáveis das fontes renováveis à programação diária de operação, porém o aumento de incertezas no sistema dificulta o desenvolvimento da CS ([ENDSLEY; CONNORS, 2017](#)).

No trabalho de [Wei et al. \(2019\)](#), por exemplo, é considerada a influência da natureza intermitente do gerador fotovoltaico em distúrbios no sistema de transmissão. A fim de melhorar a CS dos operadores, é proposta a simplificação da rede com o agrupamento dos geradores síncronos com comportamento semelhante pós-distúrbio, apresentando o resultado em um mapa com a cor que os representam. Além disso, são utilizadas PMUs para transmitir dados dinâmicos em tempo quase real. Esses dados são utilizados para calcular dois índices que verificam a vulnerabilidade dos geradores e do SEP sob a variação do gerador fotovoltaico ou distúrbios no sistema, como faltas nos barramentos da rede. Dessa forma, o artigo procura melhorar a CS ao fornecer medições em tempo real, fornecer índices para facilitar a compreensão da condição do sistema e apresentar as zonas críticas de operação visualmente.

Em [Zhang et al. \(2019\)](#) é avaliado o estado de segurança da operação de SEPs do ponto de vista do sistema em tempo real com alta inserção de fontes renováveis de energia. São utilizados 6 índices chaves de performance que demonstram a influência das fontes renováveis na operação do SEP, que são: capacidade reserva de potência das fontes tradicionais para lidar com as flutuações das fontes renováveis; abundância de recursos de rampa, uma vez que a taxa

de aumento das fontes tradicionais deve responder rapidamente às flutuações de potência tanto da demanda quanto das fontes renováveis; desvio de frequência causado pela alta penetração de fontes renováveis; margem de fluxo de potência nas linhas de transmissão; estabilidade de tensão devido à forte relação entre tensão e potência reativa, em que o aumento da demanda de potência reativa afeta diretamente a estabilidade da tensão e prejudica a regulação da tensão; e margem de estabilidade do ângulo que reflete a estabilidade de operação de geradores síncronos. Esses índices são sintetizados pelo método de árvore de decisão para monitorar os estados de operação do sistema (normal, alerta e emergencial) e podem ser armazenados para formar uma base de dados que indica a tendência de operação do sistema e assim ajudar na previsão da condição futura de operação.

O trabalho de [Zhang \(2020\)](#) desenvolve uma estrutura de CS para monitoramento e controle de sistemas de distribuição utilizando métodos de otimização, aprendizado de máquina e inteligência artificial. A estrutura apresenta uma estimação de estado eficiente para lidar com as incertezas dos REDs, baixa observabilidade e parâmetros imprecisos da rede. Além disso, o algoritmo descentralizado da estimação de estado baseado em dados do SCADA e uma quantidade limitada de PMUs é usado para localizar faltas e detectar ataques cibernéticos, reconhecendo discordâncias e anomalias nos dados de medição. Por fim, é desenvolvido um algoritmo de otimização para controle Volt/Var descentralizado via aprendizagem de reforço com o uso de inversores inteligentes de geradores distribuídos.

Em [Ge et al. \(2021\)](#) é apresentada uma metodologia para avaliar o nível de CS em um sistema de distribuição inteligente por meio de 18 indicadores para analisar a percepção, compreensão e projeção da operação atual da rede. Na camada de percepção da CS são avaliados: observabilidade, que indica a quantidade de medições em relação ao número de nós do sistema; redundância da medição que garante a precisão da estimação de estado e a confiabilidade do cálculo do fluxo de potência; identificabilidade que indica o grau de dados ruins provenientes da comunicação e medição do sistema; profundidade não observável do sistema, comum em redes rurais com pouca automação; e atraso médio da comunicação entre os componentes.

Na camada de compreensão da CS são avaliados: capacidade de potência do alimentador de baixa tensão; capacidade de potência do alimentador de média tensão; o desvio médio de tensão em relação a tensão nominal em cada nó; grau de conectividade da rede para auxiliar na formulação da estratégia de transferência de carga pós-falta; risco de tensão fora do limite quando há reconfiguração de rede devido à falhas ou manutenção; risco de fluxo de potência fora do limite nas linhas; tempo médio de reparo de falhas para detectar falhas, responder de acordo e restaurar a operação normal; taxa de operação incorreta do operador.

Por fim, na camada de projeção da CS são considerados: grau de flutuação de carga tendo em vista a variação da GD e carregamento de veículos elétricos; erro relativo médio de previsão de carga em cada nó; equilíbrio do sistema devido à influência da GD; proporção de cargas ininterruptíveis na rede; precisão de previsão de carga. O artigo utiliza um sistema de

ponderação híbrido para calcular o peso dos indicadores propostos. A plataforma proposta é capaz de determinar os pontos fortes e fracos da CS em relação a qualidade do produto e do serviço do sistema, uma vez que considera os limites operacionais da rede e a continuidade de fornecimento do sistema. Esse tipo de análise é interessante para verificar a qualidade da CS atual e dar suporte ao planejamento da operação, programação e manutenção do sistema de distribuição.

Os autores de [Lin et al. \(2016\)](#) apresentam uma estrutura de gerenciamento de distribuição ativa dividido em dois subsistemas principais: CS e gerenciamento de operação. O subsistema de CS adapta os três níveis de tomada decisão para acomodar as incertezas que os REDs introduzem na operação. O nível de percepção é responsável pela aquisição de dados relacionados à rede, medição, histórico de operação, etc. Em seguida, é formulado o modelo matemático da rede de distribuição ativa através dos aplicativos de análise de topologia e formulação de modelo. A estimação de estado é habilitada para corrigir os dados de medição incorretos e verificar a precisão do modelo.

Na compreensão são estimadas as incertezas da GD para avaliar as suas variações de potência ao longo do período de controle interessado. Os efeitos das incertezas são verificados para localizar os distúrbios mais significativos na rede ativa e em seguida são mitigados por meio de REDs controláveis e fontes de resposta de demanda contratadas. Por fim, no nível de projeção são fornecidas as previsões de geração da GD. São simulados cenários para avaliar os riscos de possíveis comportamentos futuros da rede. Ações de ajustes programadas como despacho de REDs, chaveamento de capacitores e ajustes de *tap* também são simulados. Os cenários com riscos mais elevados são escolhidos para alertar os operadores da rede ativa juntamente com recomendações de respostas de controle. O papel do gerenciador de operação é receber as informações do subsistema de CS, sintetizá-las e agendar as operações. As ações de operação são retornadas para o subsistema CS. Essa estrutura de CS é capaz de mitigar sobretensões causadas pelo aumento repentino da geração de energia da GD, aliviar congestionamentos causados pela sobrecarga na rede e ainda verificar a segurança da rede considerando diversos planos de ação.

Em conclusão, há uma grande diversidade de métodos baseados no conceito de CS para avaliar a operação de SEPs, com diferentes abordagens e prioridades. Por outro lado, é evidente a necessidade da elaboração de um novo método específico para sistemas de distribuição com inserção de GD.

## 2.5 CONSIDERAÇÕES FINAIS SOBRE O CAPÍTULO

Neste capítulo foi realizada uma revisão bibliográfica acerca das técnicas e métodos desenvolvidos para aumentar a CS na operação de SEPs. Ao analisar os trabalhos previamente abordados, nota-se que algumas focam em fornecer estratégias de otimização para ações de controle corretivo e preventivo, outras aumentam a observabilidade e monitoramento da rede e

algumas baseiam-se em índices para verificar a segurança do sistema, como de estabilidade de tensão, distância entre a faixa operacional máxima do alimentador e desvio de frequência. No entanto, além de obedecer os critérios de segurança, a operação do SEP também é submetida a avaliações de qualidade de produto, economia, desempenho e flexibilidade. Embora muitos trabalhos busquem melhorar apenas um aspecto da operação da rede, é preciso relacionar esses critérios no desenvolvimento da CS, uma vez que uma ação de controle para aumentar a segurança do sistema possa comprometer a adequação de desempenho preestabelecido pelo operador. Assim, faz-se necessária uma metodologia para inicialmente identificar esses diferentes critérios de operação e compreender como eles conversam entre si para então disponibilizar ao operador as ações de controle adequadas conforme o seu objetivo.

Além disso, embora a CS em sistemas de transmissão seja um tema bem difundido, ainda é um conceito novo e com diferentes desafios em sistemas de distribuição. A rede de distribuição possui obstáculos como a grande quantidade de nós do sistema que afeta a sua observabilidade, imprecisões dos parâmetros da rede que está em constante evolução, alta inserção de REDs que resulta em padrões de fluxo de potência altamente imprevisíveis e problemas de estabilidade sofisticados, o que, por sua vez, causam mais dificuldades para a precisão e eficácia da CS. Assim, os trabalhos desenvolvidos para aumentar a CS em sistemas de distribuição com a presença de GD focam em lidar com as incertezas das fontes renováveis e aumentar a observabilidade da rede. Entretanto, nota-se que poucos destacam quais são as informações de que os operadores realmente precisam entre a grande quantidade de dados que recebem, como isso muda dependendo da situação e qual é a melhor maneira de integrar e apresentar as informações a fim de maximizar o desempenho dos operadores e minimizar a probabilidade de erros humanos.

Logo, por meio do estudo realizado nesse capítulo, foi possível verificar as principais falhas e objetivos que devem ser avaliados para o desenvolvimento de um novo método baseado no conceito de CS para a percepção de eventos em sistemas de distribuição com a presença de GD sob as perspectivas de qualidade, desempenho e segurança da rede, que é o objetivo geral deste trabalho.

---

# MODELO BASEADO NA CONSCIÊNCIA SITUACIONAL DA OPERAÇÃO DE SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO

---

---

Neste capítulo é apresentado o modelo proposto para desenvolver a CS na operação de sistemas de distribuição com GD. Primeiramente é descrita a problemática do trabalho e discutida a metodologia geral. Posteriormente, é discutida a formação dos três estágios do modelo de CS: percepção, compreensão e projeção. A formação do nível de percepção aborda a metodologia utilizada na seleção das informações necessárias para identificar o estado de operação do sistema de distribuição diante da alta penetração da GD na rede. Em seguida, é apresentada a técnica implementada para sintetizar e tratar as informações coletadas no nível de percepção para o desenvolvimento do estágio de compreensão. Por fim, é abordado o método computacional e a ferramenta de visualização gráfica usada na análise da etapa de projeção da CS.

## 3.1 DESCRIÇÃO DO PROBLEMA

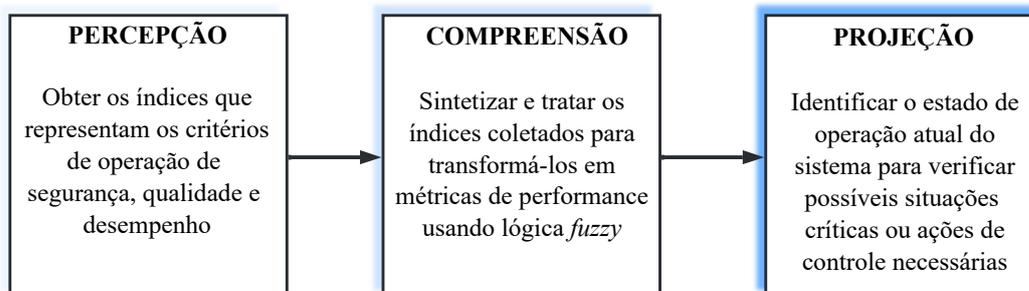
Conforme discutido no capítulo anterior, o principal objetivo da CS é aumentar a segurança do SEP com base na percepção, compreensão e projeção do seu estado de operação. Atualmente, a segurança do sistema é aprimorada por meio de novas estratégias na expansão do monitoramento da rede, análises de contingências em tempo-real e otimização das ações preventivas e corretivas de controle para manter a sua estabilidade. No entanto, com o aumento da demanda e da inserção da GD nos sistemas de distribuição, manter a estabilidade tornou-se uma dificuldade relevante devido à nova complexidade da operação da rede ativa. Dessa forma, as ações de controle planejadas para a rede passiva de distribuição baseadas no fluxo de potência unidirecional considerando apenas condições de máximo e mínimo carregamento do sistema não são mais suficientes para garantir a segurança da operação.

Portanto, desenvolver a CS na operação de sistemas de distribuição auxilia na identificação do seu estado de operação e no planejamento de ações de controle preventivas e corretivas para garantir a sua segurança. Entretanto, é necessário reconhecer que a operação da rede, além de seguir os requisitos de segurança do sistema, também deve cumprir requisitos de qualidade e desempenho. Dessa forma, o operador deve implementar ações de controle capazes de balancear os critérios de segurança, qualidade e desempenho do sistema.

## 3.2 PROPOSTA DO MODELO DE CONSCIÊNCIA SITUACIONAL

O modelo de CS proposto neste trabalho, ilustrado na Figura 4, segue a estrutura de três níveis discutidos no Capítulo 2: percepção, compreensão e projeção do estado de operação do sistema. Na fase de percepção são obtidas as informações necessárias para identificar o estado de operação do sistema sob as perspectivas de segurança, qualidade e desempenho. Em seguida, essas informações coletadas serão sintetizadas e combinadas para fornecer uma métrica indicando o estado de operação em relação aos três critérios de operação. Por fim, no nível de projeção da CS é analisado o estado de operação atual do sistema para avaliar se o sistema está caminhando para uma situação emergencial. Dessa forma, é possível verificar as ações de controle preventivas e corretivas disponíveis, estimando as possibilidades dos estados de operação de acordo com as decisões tomadas. Nessa etapa final é analisado, por exemplo, se a implementação de determinada ação corretiva para reparar alguma pequena violação de qualidade comprometerá outros aspectos da operação do sistema, ou mesmo se é vantajoso implementar alguma ação preventiva que aumente o desempenho do sistema, mas comprometa a sua segurança.

Figura 4 – Modelo de consciência situacional proposto.



Fonte: Elaborada pela autora.

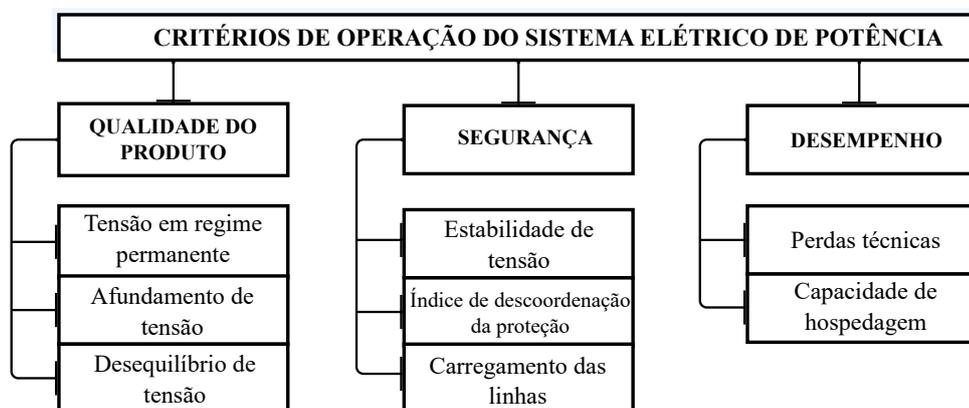
### 3.3 FORMAÇÃO DO NÍVEL DE PERCEPÇÃO DA CONSCIÊNCIA SITUACIONAL

O desenvolvimento da percepção na CS envolve a definição de quais informações o operador realmente precisa conhecer dentre a imensa quantidade de dados disponibilizados. Logo, o procedimento utilizado na seleção dessas informações, doravante chamadas de índices, acompanha os seguintes estágios:

- I. Determinação de quais critérios são essenciais para o planejamento da operação do sistema;
- II. Levantamento de índices que melhor representam cada critério;
- III. Avaliação do comportamento dos índices sob diferentes cenários de operação e como se relacionam com a presença da GD.

Como apresentado anteriormente, os diversos trabalhos da literatura utilizam índices que retratam somente a segurança do sistema. Neste trabalho, serão utilizados índices que representam não somente a segurança da operação da rede, como também a sua qualidade e desempenho, como ilustra a Figura 5. Além de serem requisitos fundamentais na operação adequada da rede, esses índices também são selecionados por apresentarem comportamentos dinâmicos no sistema de distribuição sob diferentes condições de operação, como as mudanças na demanda, topologia e controle da rede. Alguns parâmetros da GD também influenciam no desempenho dos índices, como tipo de geração, nível de penetração, ponto de conexão e modo de controle. Dessa forma, o comportamento dinâmico de cada índice é discutido nas subseções seguintes.

Figura 5 – Índices para representação dos critérios operacionais.



Fonte: Elaborada pela autora.

### 3.3.1 Índices de Segurança

A análise de segurança do sistema consiste na verificação do seu estado de operação diante de possíveis contingências, como perda de linhas ou aumento na demanda. Nessa análise deve ser garantida a capacidade do sistema em manter os seus limites operacionais adequados em condições normais e emergenciais de operação, e também assegurado que os equipamentos de operação do sistema atuem corretamente diante a ocorrência de distúrbios.

A conexão da GD ao sistema interfere na segurança do sistema por afetar positivamente ou negativamente no seu estado de operação. Como a GD influencia nos fluxos de potência ativa e reativa da rede, a GD apresenta efeitos significativos no perfil de tensão e na amplitude da corrente de falta, comprometendo a estabilidade de tensão, a coordenação dos equipamentos de proteção e os limites de operacionais dos componentes do sistema (MAHMUD; ZAHEDI, 2016). Dessa forma, a Margem de Estabilidade de Tensão (MET), o Índice de Descoordenação da Proteção (IDP) e o Carregamento da Linha (CL) são designados como índices de segurança para o modelo de CS proposto e melhor especificados nas subseções seguintes.

#### 3.3.1.1 Estabilidade de Tensão

A estabilidade de tensão é compreendida como a habilidade do sistema em manter as tensões de todas as suas barras dentro dos limites adequados sob a condição normal de operação e também após a ocorrência de distúrbios (KUNDUR; BALU, 1994). A condição de instabilidade do sistema é caracterizada pela redução progressiva da magnitude da tensão em uma ou mais barras do sistema. Ela provém de distúrbios na rede, acréscimo do carregamento, linhas sobrecarregadas, insuficiência de compensação de potência reativa e súbitas mudanças da condição de operação acarretando em mudanças incontroláveis nos níveis de tensão (CORTEZ *et al.*, 2016).

De maneira geral, a instabilidade de tensão está relacionada com a incapacidade de fornecer potência reativa à área fraca do sistema onde o aumento de carga produz maior variação de tensão. A instabilidade gerada na área fraca caracteriza uma área crítica do sistema, que sem ações corretivas de controle pode dar origem ao fenômeno de colapso de tensão possibilitando blecautes (ALVES, 2016). Algumas medidas previnem o colapso de tensão como compensação de potência reativa, coordenação de equipamentos de proteção e controle, controle de *tap* dos transformadores, corte de carga e redespacho da geração (QUINTELA, 2002).

O impacto da GD na estabilidade de tensão está relacionado ao seu índice de penetração no sistema, localização da instalação, fator de potência e tipo de geração. O trabalho de Alves (2016) avalia a estabilidade de tensão de um sistema de distribuição sob a influência de GD. Os resultados demonstram que quanto maior a capacidade da GD, maior a MET. Entretanto, o fluxo de potência reverso causa danos ao perfil de tensão do sistema e carregamento das linhas. Em relação ao fator de potência e a localização da GD foi relacionado que, a configuração que

apresentar menor índice de perdas, também irá trazer mais benefícios à margem de estabilidade.

A estabilidade de tensão pode ser analisada sob o ponto de vista dinâmico por meio de simulações no domínio do tempo ou frequência para estudos de coordenação de controles e proteções, ou de forma estática considerando o estudo de fluxo de potência do sistema. De acordo com [Chagas \(2016\)](#), a análise estática é mais indicada para estudos de estabilidade de tensão a pequenas perturbações, como aumento da carga do sistema, e proporciona informações como a curva PV da barra, a MET, limite máximo de carregamento, áreas críticas do sistema e a quantidade de potência reativa necessária para compensação.

Dessa forma, neste trabalho é utilizado o fluxo de potência continuado, que consiste no acréscimo de carga após cada solução do fluxo de potência até que se obtenha o ponto de máxima transferência do sistema. A cada solução do fluxo de potência é verificado se alguma barra do sistema encontra-se com o nível de tensão crítico, abaixo do limite de 0,90 p.u., conforme estabelecido pelo Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional (PRODIST) e apresentado na Tabela 4 da Subseção 3.3.2.1. Se a tensão de algum barramento estiver na faixa de tensão crítica, o atual nível de carregamento do sistema é considerado como o máximo ponto de carregamento para esse determinado barramento e a MET é calculada conforme a Equação (3.1) ([MELO, 2017](#)).

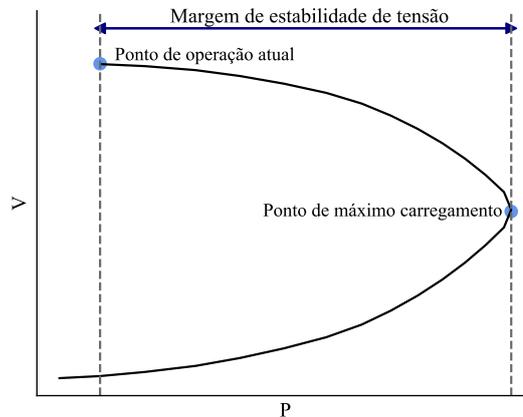
$$MET = \frac{\lambda_{PMC} - \lambda_{BASE}}{\lambda_{PMC}} \times 100 [\%] \quad (3.1)$$

Sendo  $\lambda_{PMC}$  a demanda no ponto de máximo de carregamento e  $\lambda_{BASE}$  a demanda na condição de operação atual do sistema.

Portanto, a MET é responsável por medir a proximidade do sistema a instabilidade de tensão, representada pela diferença entre a condição de operação atual e o ponto crítico da estabilidade de tensão, como ilustra a Figura 6. Vale ressaltar que não é considerado o mesmo ponto de máxima transferência de carga para todas as barras do sistema. Isso porque para tensões abaixo de 0,90 p.u., a regulação de tensão torna-se inviável, então outras ações de controle devem ser implementadas para evitar o colapso de tensão do sistema. Assim, a MET é obtida quando a barra atinge o valor de tensão crítica ou quando o fluxo de potência deixa de convergir devido ao alto carregamento do sistema.

O autor [Alves \(2016\)](#) ainda afirma que, em virtude da compensação de potência reativa, o nível de tensão dentro dos limites adequados não está diretamente relacionado a estabilidade de tensão. Assim, dependendo da configuração e modo de operação do sistema, ao tipo de distúrbio e aos parâmetros da GD, o sistema ainda tem a possibilidade de apresentar colapso de tensão. Portanto, a MET é um índice essencial para avaliar o estado de operação da rede e desenvolver ações preventivas e corretivas para evitar o estado restaurativo do sistema.

Figura 6 – Definição da margem de estabilidade representada pela diferença entre o ponto de operação atual e o ponto crítico de estabilidade de tensão.



Fonte: Adaptada de [Vilela \(2014\)](#).

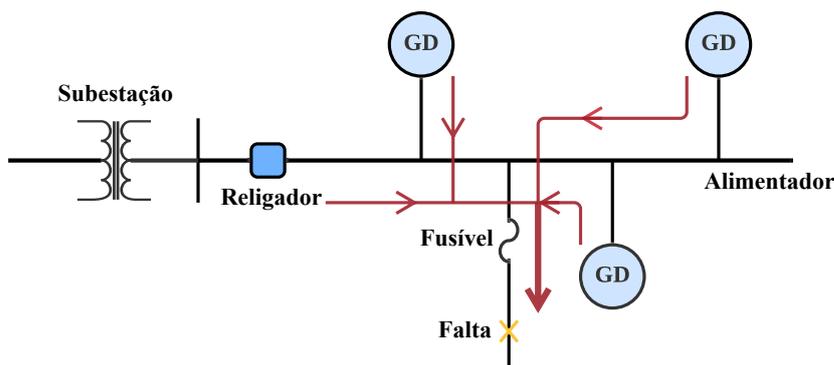
### 3.3.1.2 Índice de Descoordenação da Proteção

Em geral, a contribuição de uma pequena GD na corrente de falta não é muito relevante, no entanto, a soma das contribuições de várias pequenas unidades geradoras, ou poucas unidades grandes, são capazes de elevar a corrente de falta e causar impactos negativos na operação do sistema. O aumento da amplitude da corrente de curto-circuito prejudica a coordenação e capacidade de interrupção dos equipamentos de proteção, além de diminuir a vida útil de condutores e transformadores. A GD pode ainda provocar a atuação indesejada de religadores e disjuntores devido ao fluxo de potência reverso produzido no alimentador, e aumentar o tempo de detecção das faltas causando mais danos aos condutores e equipamentos ([FERREIRA, 2016](#)).

A Figura 7 ilustra a contribuição das unidades geradoras na corrente da falta localizada na ramificação lateral do alimentador. A corrente de falta, que antes dependia apenas da corrente fornecida pela subestação, agora será a soma de todas as fontes do sistema. Nota-se que os limites térmicos dos condutores e equipamentos no ramal lateral torna-se uma preocupação com o aumento da magnitude da corrente de falta. Além disso, a coordenação entre o religador e o fusível também é prejudicada. Supõe-se que nessa situação, o religador deve atuar antes para eliminar a falta rapidamente e reestabelecer o fornecimento de energia. No entanto, como a corrente de falta detectada pelo fusível é maior devido à contribuição das unidades geradoras, ele irá fundir antes da atuação do religador e interromper o fornecimento ao ramal ([TEIXEIRA, 2019](#)).

Portanto, o presente trabalho também utiliza o IDP como índice de segurança de operação devido à contribuição da GD na amplitude da corrente de falta que afeta diretamente na coordenação da proteção do sistema. Dessa forma, dois religadores e seis chaves fusíveis foram alocados ao sistema teste de 34 barras do *Institute of Electrical and Electronics Engineers* (IEEE) ([IEEE Distribution System Analysis Subcommittee, 2010](#)) para a análise da coordenação e seletividade do sistema de proteção, conforme ilustra a Figura 8. A corrente nominal e o tipo de

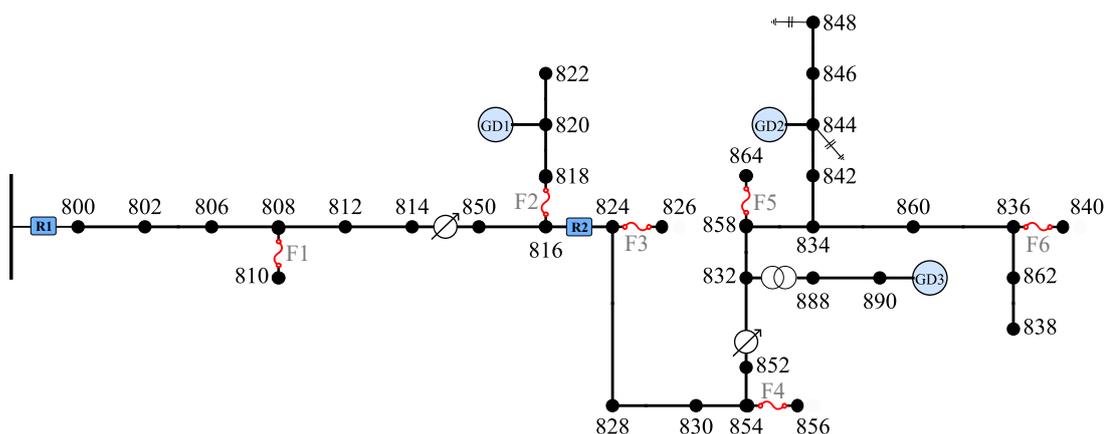
Figura 7 – Contribuição da geração distribuída no nível de curto-circuito.



Fonte: Adaptada de Barker e Mello (2000).

cada fusível, assim como os dados de configuração dos religadores são baseados no trabalho de Momesso *et al.* (2022) e apresentados nas Tabelas 1 e 2, respectivamente.

Figura 8 – Sistema IEEE 34 Barras com fusíveis e religadores alocados.



Fonte: Adaptada de Momesso *et al.* (2022).

Tabela 1 – Corrente nominal e tipo dos fusíveis alocados ao sistema de distribuição teste.

Fusível	Corrente e Tipo	Fusível	Corrente e Tipo
F1	40T	F4	12T
F2	20T	F5	10T
F3	15T	F6	12T

Fonte: Adaptada de Momesso *et al.* (2022).

Os religadores possuem atuação instantânea, função 50 (fase) e 50N (neutro) do relé, e temporizada, função 51 (fase) e 51N (neutro). Assim, se a corrente no religador estiver acima da corrente de acionamento  $I_p$ , ele terá o tempo de atuação instantâneo  $t_R^{50}$  de acordo com a Equação (3.2), onde  $TD$  é o tempo baseado na razão entre a corrente fluindo pelo religador e o fusível. Dessa forma, a função 50/50N do relé é considerada de atuação rápida por atuar sempre no mesmo tempo calculado, independente da corrente ser pouco ou muito maior do que  $I_p$ . Já o tempo de atuação  $t_R^{51}$  da função 51/51N, de atuação lenta e temporizada, é calculado por

Tabela 2 – Dados dos religadores alocados ao sistema de distribuição teste.

Religador	50		50N		51			51N		
	Ip	TD	Ip	TD	Ip	Curva de operação	TD	Ip	Curva de operação	TD
R1	51	2	17	2	56	Moderadamente inversa	8,5	63	Moderadamente inversa	2
R2	39	1	7	1	39	Moderadamente inversa	1,5	26	Extremamente inversa	1,5

Fonte: Adaptada de Momesso *et al.* (2022).

meio da Equação (3.3), onde  $I$  é a corrente medida pelo relé,  $I_p$  é a corrente de acionamento e os parâmetros  $A$ ,  $B$  e  $p$  são termos definidos pelo tipo de curva de operação do religador, demonstrados no Tabela 3.

$$t_R^{50} = 0,05 \times TD \quad (3.2)$$

$$t_R^{51} = \left( \frac{A}{(I/I_p)^p - 1} + B \right) \times TD \quad (3.3)$$

Tabela 3 – Parâmetros da função temporizada do relé de acordo com o tipo de curva característica.

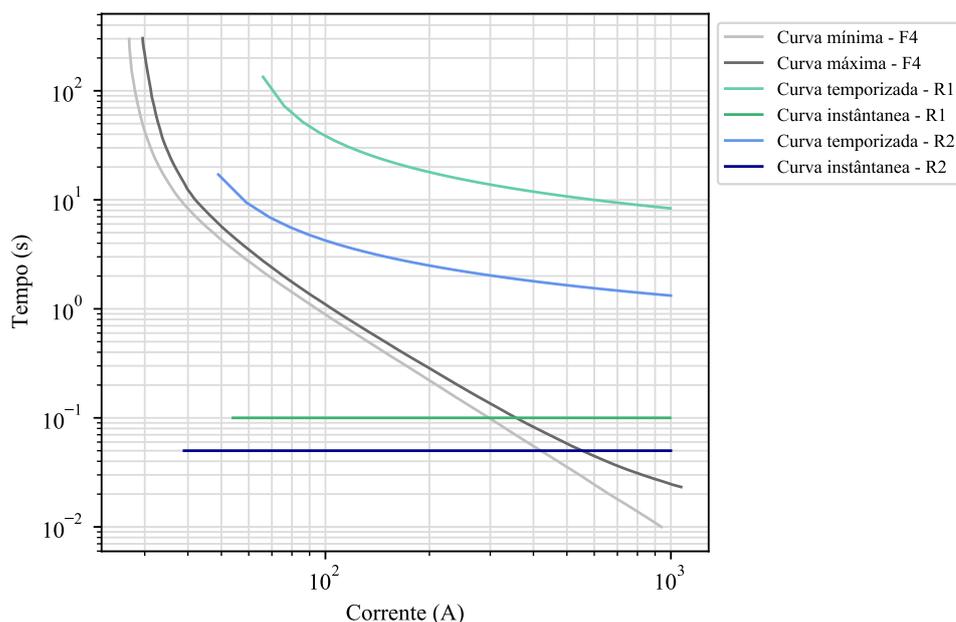
Curva característica	$A$	$B$	$p$
Moderadamente inversa	0,0515	0,114	0,02
Extremamente inversa	28,2	0,1217	2

Fonte: Adaptada de Momesso *et al.* (2022).

Para avaliar a coordenação e seletividade dos equipamentos de proteção são simuladas onze tipos de faltas (trifásicas, bifásicas e monofásicas) em todas as barras do sistema. Em cada falta simulada é analisada a coordenação e seletividade do sistema de proteção. Assim, o sistema de proteção é considerado coordenado se atender as seguintes orientações, também exemplificadas no coordenograma apresentado na Figura 9:

- O tempo de atuação entre as proteções de sobrecorrente temporizada (função 51 e 51N do relé) dos dois religadores deve ser maior ou igual que 200 ms ( $t_{R1}^{51} \geq t_{R2}^{51} + 0,2$ ), sendo 200 ms o valor adotado para o intervalo de coordenação em Momesso *et al.* (2022);
- O tempo de atuação mínimo do fusível deve ser maior ou igual que 1,35 vezes o tempo da proteção de sobrecorrente instantânea (função 50 do relé) do religador R1 ( $t_f^{min} \geq t_{R1}^{50} \times 1,35$ );
- O tempo de atuação da proteção 51 do religador (R1 ou R2, dependendo da localização do fusível) deve ser maior ou igual que a soma entre o tempo máximo de atuação do fusível e 200 ms ( $t_R^{51} \geq t_f^{max} + 0,2$ ).

Figura 9 – Coordenograma entre o fusível F4 e os religadores R1 e R2 alocados ao sistema IEEE 34 Barras.



Fonte: Elaborada pela autora.

Além disso, o sistema é considerado não-seletivo se algum equipamento que não eliminaria a falta atuar ou atuar fora da ordem correta. Por fim, é verificado em quantos casos de falta dentre as todas simuladas o sistema de proteção falha em função da descoordenação ou não-seletividade. Dessa forma, o IDP é calculado conforme a Equação (3.4).

$$IDP = \frac{N_f}{N_t} \times 100[\%] \quad (3.4)$$

Sendo  $N_f$  o número de falhas da proteção no cenário de operação atual e  $N_t$  o número total de falhas possíveis simuladas.

### 3.3.1.3 Carregamento das Linhas

Como visto previamente no Capítulo 2, o estado de operação do sistema depende da presença de violações nos limites operacionais de segurança. Um parâmetro muito utilizado como limite operacional é o carregamento dos condutores da rede em consequência dos seus limites térmicos. Geralmente, em sistemas de distribuição radiais as correntes seguem da subestação com sentido à carga. Com a conexão da GD próxima à carga, o fluxo de potência proveniente da subestação diminui, reduzindo o carregamento das linhas de distribuição. No entanto, se o nível de penetração do gerador for maior do que a sua demanda local, é produzido um fluxo de corrente reverso nos cabos possibilitando a violação dos seus limites térmicos. Dessa forma, com a presença da GD esse limite fica vulnerável não apenas à demanda do sistema, mas também ao nível de penetração do gerador.

O trabalho de [Shayani \(2010\)](#), por exemplo, utiliza os limites de tensão e de capacidade térmica de transformadores e ampacidade de condutores como critérios de penetração máxima de GD em sistemas radiais de distribuição. O autor observa que, mesmo que os limites de tensão estejam dentro de uma faixa de operação adequada, os limites de capacidade máxima dos condutores podem estar violados.

O autor de [Borges \(2014\)](#) analisa a influência da demanda do sistema, e da localização e fator de potência das unidades geradores na sobrecarga dos condutores. Observa-se que durante no cenário de demanda pesada é permitida maior penetração da GD, uma vez que a inversão do sentido do fluxo de corrente se dá para um valor maior de potência do gerador. Além disso, verifica-se que o fluxo de potência reverso tem mais impacto nos condutores próximos ao ponto de conexão do gerador e que o seu fator de potência também interfere na magnitude da corrente fluindo nos condutores.

Desse modo, o carregamento das linhas da rede de distribuição é utilizado como um índice de segurança neste trabalho. Isso porque, além de depender das condições do sistema, também é vulnerável às características da GD, e a violação desse limite operacional compromete o estado de operação seguro do sistema. Assim, o índice CL é calculado por meio da Equação (3.5), em que  $I_{atual}$  é o valor do fluxo da corrente presente no condutor e  $I_{máx}$  é a corrente máxima permitida para essa especificação de cabo.

$$CL = \frac{I_{atual}}{I_{máx}} \times 100 [\%] \quad (3.5)$$

### 3.3.2 Índices de Qualidade

A qualidade da energia elétrica é um critério essencial para a avaliação da operação do sistema de distribuição. De forma geral, a qualidade de energia é definida como a ausência de qualquer desvio na magnitude, forma de onda ou frequência da tensão e/ou corrente elétrica que possa acarretar falhas ou operações indevidas de equipamentos elétricos ([PAULILO, 2013a](#)). Dessa forma, além de garantir a continuidade do fornecimento de energia elétrica, também é papel das distribuidoras de energia assegurar tensões senoidais, equilibradas e com amplitude e frequência constantes.

Os principais distúrbios associados à qualidade da energia consistem em desvios no fator de potência, presença de distorções harmônicas, variação de frequência, flutuação de tensão, desequilíbrio de tensão e variações de tensão de curta e longa duração. Apesar desses distúrbios serem presentes em qualquer sistema de distribuição, a inserção de GD os tornam ainda mais relevantes. Isso se dá devido aos impactos negativos que a alta penetração de GD pode produzir, como o fluxo de potência reverso, elevação da tensão da rede, aumento da operação de dispositivos de regulação de tensão e elevação das perdas técnicas.

Assim, o efeito da GD na qualidade da energia depende de vários fatores, como o tipo,

localização e porte do gerador, a capacidade do gerador em relação ao porte do sistema, a potência das cargas próximas a esses geradores e a estratégia de regulação de tensão do alimentador de distribuição (EL-SAMAHY; EL-SAADANY, 2005). Diversos trabalhos investigam os efeitos da inserção da GD na qualidade da energia elétrica considerando diferentes variações desses fatores (EL-SAMAHY; EL-SAADANY, 2005; OLATOKE; DARWISH, 2012; BRAGA, 2019; GIMENES, 2020). O trabalho de El-Samahy e El-Saadany (2005), por exemplo, avalia a diferença entre os impactos de geradores síncronos e fotovoltaicos na regulação de tensão, afundamento de tensão e distorções harmônicas. De acordo com os autores, a GD influencia de forma pronunciada na regulação de tensão, melhorando o perfil de tensão do sistema e atenuando a magnitude do afundamento de tensão. Já o gerador fotovoltaico, apesar de não influenciar tanto quanto o gerador síncrono no perfil tensão desse sistema, aumentou a distorção harmônica da corrente em 14,5%, segundo os autores.

Os trabalhos de Braga (2019) e Gimenes (2020) analisam os impactos da geração fotovoltaica conectados em baixa tensão nos sistemas de distribuição. O autor Braga (2019) determina a máxima quantidade de GD que o sistema pode receber sem deteriorar o desempenho da sua operação e avalia que os índices de sobretensão e desequilíbrio de tensão são os principais parâmetros de qualidade responsáveis por limitar essa capacidade de hospedagem. Já a autora Gimenes (2020) analisa a variação e desequilíbrio de tensão e a distorção harmônica considerando a variação de carga do sistema, a variação da penetração e alocação da GD. É concluído que as variações de tensões em baixa tensão possuem pouco efeito no perfil de tensão e desequilíbrio em média tensão. Entretanto, a distorção harmônica de corrente causa impacto na média tensão do sistema se a barra na qual está conectado o ramal com inversores possuir baixa corrente. Já as análises em baixa tensão demonstraram que os inversores podem melhorar o perfil de tensão do ramal no qual estão conectados e, conseqüentemente, reduzem o desequilíbrio de tensão. Além disso, é observado que as distorções harmônicas tendem a se propagar pelo sistema em direção ao transformador de distribuição.

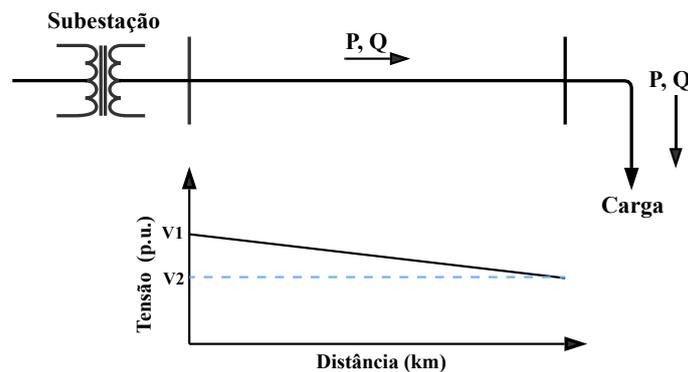
Dessa forma, com base nos trabalhos discutidos anteriormente, verifica-se que a GD influencia na qualidade da energia elétrica, principalmente na Tensão em Regime Permanente (TRP), no Fator de Desequilíbrio de Tensão (FDT) e na Variação de Tensão de Curta Duração (VTCD). Por isso, o presente trabalho utiliza esses parâmetros como índices de qualidade no modelo de CS proposto por influenciarem no modo de operação do sistema e nas ações de controle implementadas pelo operador. Por isso, esses índices serão melhor especificados nas subseções seguintes.

### 3.3.2.1 Tensão em Regime Permanente

A TRP é um indicador básico para o controle de qualidade da energia fornecida aos consumidores, uma vez que os distúrbios relacionados à tensão são os problemas mais comuns associados à operação do sistema de distribuição. Tradicionalmente, o sistema de distribuição

dispõe de uma estrutura radial, projetado para operar com fluxo de potência unidirecional. Conseqüentemente, a queda de tensão ao longo do alimentador depende do fluxo de potência presente nas linhas de distribuição, conforme apresenta a Figura 10. Dessa forma, o controle da tensão em sistemas de distribuição é realizado por reguladores de tensão com comutadores de *tap* automáticos que estimam a tensão na barra controlada remotamente utilizando os parâmetros construtivos do sistema, ou por bancos de capacitores fixos ou chaveados para suprir a potência reativa das cargas e reduzir a quantidade fornecida pela subestação.

Figura 10 – Nível de tensão em regime permanente ao longo do alimentador sem geração distribuída.

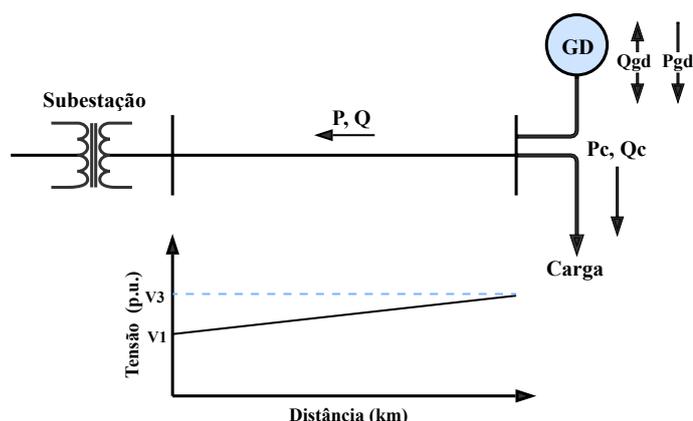


Fonte: Adaptada de Paludo (2014), Mahmud e Zahedi (2016).

Com a inserção de GD para o suprimento de cargas locais, há uma redução na demanda de carga na subestação e, por conseguinte, na queda de tensão no alimentador, como mostra a Figura 11 (PALUDO, 2014). Entretanto, se o fornecimento de potência da GD for superior ao consumo da carga local, o fluxo de potência reverso pode gerar um aumento de tensão no ponto de conexão do gerador e causar a violação dos padrões de qualidade relacionados a amplitude da TRP (KULMALA, 2014). Sendo assim, dependendo da condição de operação do sistema e da penetração da GD, esse aumento de tensão pode auxiliar no controle de tensão diminuindo a operação dos dispositivos de regulação, ou causar sobretensões excessivas irreparáveis. Além disso, devido à sua natureza intermitente, a variação da geração das fontes renováveis de energia pode causar flutuações de tensão no sistema e aumentar a frequência de operação dos equipamentos de regulação de tensão (MAHMUD; ZAHEDI, 2016).

Por esses motivos, o impacto da GD na TRP é sempre analisado em trabalhos relacionados a qualidade da energia elétrica, como em El-Khattam e Salama (2002), Lei, Han e Wang (2015), Khan e Khan (2016). O trabalho de Lei, Han e Wang (2015), por exemplo, avalia a influência da GD no perfil de tensão do sistema variando a sua localização e tamanho. É observado que a GD aumenta os níveis de tensão do sistema independentemente do seu ponto de acesso, contudo exerce um papel mais significativo conectada às barras mais distantes da subestação por reduzir o fluxo de potência nas linhas e, conseqüentemente, a queda de tensão ao longo do alimentador. Além disso, o suporte de tensão também aumenta com o nível de inserção

Figura 11 – Nível de tensão em regime permanente ao longo do alimentador com geração distribuída.



Fonte: Adaptada de Paludo (2014), Mahmud e Zahedi (2016).

da GD, também impactando o perfil de tensão do sistema.

Diante disso, a TRP é empregada neste trabalho como um indicador de qualidade para auxiliar na compreensão do estado de operação do sistema. Como referência para critérios de qualidade, é utilizado o Módulo 8 do documento PRODIST que estabelece os procedimentos relativos à qualidade de energia elétrica em sistemas de distribuição no Brasil. Nesse documento são definidas terminologias e indicadores, caracterizados fenômenos e estabelecidas metodologias de medição, limites operacionais e valores de referência relativos à conformidade da TRP (ANEEL, 2018). A Tabela 4 apresenta as faixas operacionais adequadas, precárias e críticas da tensão de atendimento ao longo do alimentador em condições normais de operação adotadas neste trabalho.

Tabela 4 – Faixas aplicadas à tensão nominal superior a 1 kV e inferior a 69 kV.

Tensão de atendimento	Faixa de variação da Tensão de Leitura (TL) em relação à Tensão de Referência (TR)
Adequada	$0,93TR \leq TL \leq 1,05TR$
Precária	$0,90TR \leq TL \leq 0,93TR$
Crítica	$TL < 0,90TR$ ou $TL > 1,05TR$

Fonte: Adaptada de ANEEL (2018).

### 3.3.2.2 Desequilíbrio de Tensão

O desequilíbrio de tensão é um fenômeno caracterizado pela diferença na amplitude ou defasagem angular de  $120^\circ$  entre as tensões de fase em um determinado sistema elétrico trifásico (ANEEL, 2018). Esse fenômeno ocorre geralmente em sistemas de distribuição devido à combinação de cargas monofásicas e trifásicas desigualmente distribuídas entre as três fases do sistema e à disposição assimétrica dos condutores em linhas de distribuição aéreas (PAPACHRISTOU *et al.*, 2018). Assim, o desequilíbrio de tensão é considerado um índice de qualidade de energia,

pois pode provocar danos no funcionamento de alguns equipamentos elétricos, como motores de indução, dispositivos eletrônicos e dispositivos de regulação de tensão, comprometendo em seu desempenho e vida útil (PAULILO, 2013b).

A inserção da GD em sistemas de distribuição pode diminuir ou aumentar a magnitude do desequilíbrio de tensão, dependendo do seu tamanho, localização e conexão (monofásica ou trifásica). O trabalho de Gimenes (2020), por exemplo, analisa a magnitude do desequilíbrio considerando diferentes alocações e níveis de penetração de inversores em um sistema de distribuição. Os resultados obtidos mostraram que o desequilíbrio de tensão se comporta de maneira diferente para cada barra do sistema de acordo com a variação da carga. Assim, quando os inversores são inseridos em barras que apresentam uma carga maior, e por consequência um nível de tensão menor, o suporte de tensão fornecido pelos inversores tendem a diminuir o desequilíbrio de tensão. Entretanto, se houver alta penetração de inversores na rede ou o sistema estiver operando em carga leve, a GD pode elevar a tensão mais do que o necessário, causando aumento no desequilíbrio entre as tensões de fase. Dessa forma, é possível constatar que a GD tende a aprimorar o nível de desequilíbrio de tensão se for inserida na fase mais carregada do sistema.

O trabalho de Papachristou *et al.* (2018) investiga a relação entre GD e reguladores de tensão, monofásicos e trifásicos, no desequilíbrio de tensão em um sistema de distribuição canadense real. Os autores concluíram que a GD trifásica tende a reduzir o desequilíbrio de tensão quando instalada mais distante da subestação, pois aprimora o perfil de tensão das barras que apresentam menor nível de tensão do sistema. Entretanto, também foi constatado que a utilização de três reguladores de tensão monofásicos no lugar de um trifásico aumenta o nível de desequilíbrio do sistema devido à diferença da posição dos *taps* entre as fases. Já a conexão da GD monofásica demonstrou aumentar o desequilíbrio de tensão para todas as variações de potências injetadas e configuração de *taps* do regulador de tensão.

Assim, é possível notar que a conexão da GD pode manifestar um impacto negativo ou positivo no nível de desequilíbrio de tensão do sistema. Por isso, é um indicador dinâmico da qualidade da energia elétrica, que varia de acordo com as condições de operação do sistema e da localização, potência e conexão dos geradores. Neste trabalho, o FDT é calculado de acordo com a Equação (3.6), disponível em ANEEL (2018), em que  $V_+$  e  $V_-$  correspondem à magnitude da tensão eficaz de sequência positiva e negativa, respectivamente. O limite do FDT para tensões entre 1 kV e 230 kV é de 2% (ANEEL, 2018).

$$FDT = \frac{V_-}{V_+} \times 100 [\%] \quad (3.6)$$

### 3.3.2.3 Variação de Tensão de Curta Duração

As VTCDs são caracterizadas por desvios na amplitude da tensão durante um intervalo de tempo inferior a três minutos causados principalmente pela ocorrência de curto-circuitos no sistema. Geralmente, quando ocorre uma falta no alimentador, as cargas são primeiramente submetidas a VTCDs e, em seguida, a interrupção do fornecimento para a eliminação da falta. Entretanto, a VTCD também tende a propagar-se a outros alimentadores do mesmo sistema de distribuição, durando o tempo de eliminação da falta. Assim, a VTCD é classificada em relação à sua magnitude e duração, consistindo em elevações ou afundamentos de tensão. De acordo com o Módulo 8 do PRODIST, a elevação de tensão é determinada pelo aumento na amplitude da tensão em 1,1 p.u., enquanto o afundamento de tensão é a redução entre 0,1 p.u. e 0,9 p.u. da tensão de referência (ANEEL, 2018).

Em geral, a conexão da GD à rede de distribuição tende a afetar a VTCD ao influenciar na amplitude da corrente de falta e da tensão de pré-falta das barras do sistema. Assim, conforme discutido na Subseção 3.3.1.2, a GD pode dessensibilizar os equipamentos de proteção do sistema durante a falta e estender a sua duração. Dessa forma, a duração do afundamento de tensão produzido pelo curto-circuito é prolongada com a presença da GD, e a sua severidade depende do tipo de gerador instalado ao sistema (MARTINS; JÚNIOR; JÚNIOR, 2019). Usualmente, a duração da VTCD corresponde ao tempo de eliminação do curto-circuito pelos dispositivos de proteção, de três a trinta ciclos, dependendo da magnitude da corrente de falta e do tipo da proteção de sobrecorrente utilizada (VENMATHI *et al.*, 2011).

Dessa forma, as VTCDs oriundas de curto-circuitos são avaliadas e utilizadas como índice de qualidade neste trabalho devido ao impacto da GD em sua amplitude. O valor da amplitude da VTCD é obtido durante o regime permanente da corrente de falta, e não durante o regime transitório onde a variação de tensão é mais severa devido às especificações do *software* utilizado neste trabalho. No entanto, na análise em regime permanente ainda é possível verificar a influência da GD e dos parâmetros de operação da rede no comportamento do índice e na identificação do estado de operação do sistema.

O algoritmo a seguir demonstra o passo a passo para o cálculo da severidade das VTCDs em um cenário de operação específico. A VTCD é avaliada de acordo com as Equações (3.7) e (3.8) para calcular a sua intensidade baseando-se na tensão medida durante a falta ( $V_{medida}$ ) em p.u. e na amplitude da tensão que caracteriza o afundamento ou a elevação de tensão, 0,9 p.u. e 1,1 p.u., respectivamente.

$$VTCD_{afundamento} = \left(1 - \frac{V_{medida}}{0,9}\right) \times 100 [\%] \quad (3.7)$$

$$VTCD_{elevação} = \left(\frac{V_{medida}}{1,1} - 1\right) \times 100 [\%] \quad (3.8)$$

---

**Algoritmo 1:** Algoritmo para o cálculo da severidade da variação de tensão de curta duração.

---

**para** todas as barras **faça**  
  **para** para todos os tipos de falta possíveis **faça**  
    obter as tensões de todas as barras em p.u.  
    **para** todas as tensões **faça**  
      **se**  $0,1 \leq V_{medida} < 0,9$  **então**  
         $VTCD_{afundamento} = (1 - V_{medida}/0,9) \times 100$   
      **fim se**  
      **se**  $V_{medida} > 1,1$  **então**  
         $VTCD_{elevação} = (V_{medida}/1,1 - 1) \times 100$   
      **fim se**  
    **fim para**  
    calcular a média das severidades encontradas para essa falta  
  **fim para**  
  obter a máxima severidade encontrada dentre todos os tipos de falta para essa barra  
**fim para**  
calcular a média da severidade de todas as barras

---

### 3.3.3 Índices de Desempenho

Além do compromisso com os requisitos de qualidade e segurança do sistema, as distribuidoras de energia também são submetidas à avaliações de desempenho de operação. Com a modernização do sistema de distribuição, que passa de rede passiva a ativa devido à presença de REDs, o interesse em otimizar a sua performance para elevar a capacidade de acomodação da GD se intensificou. Aumentar a inserção de GD na rede de distribuição tem o potencial de melhorar a sua operação, evitar a sua total reestruturação devido ao aumento de demanda e ainda cumprir metas governamentais ambientais com a utilização de fontes renováveis de energia. Assim, ampliar a instalação de unidades geradoras tem a possibilidade de fornecer suporte à rede para reduzir as perdas e também evitar investimentos em controle, como novos reguladores de tensão e bancos de capacitores.

Desse modo, aprimorar a eficiência da rede e estimular a inserção de GD são objetivos guiados principalmente pela regulação baseada em incentivos econômicos fornecidos às distribuidoras que alcançam as suas metas de desempenho. A análise das Perdas Técnicas (PT) é considerada como a principal métrica para avaliar o desempenho dos sistemas de distribuição, e com a inclusão de GD, submete-se a novos procedimentos de mensuração e refinamento. Além disso, conhecer a Capacidade de Hospedagem (CH) de GD no sistema auxilia o operador a investigar os potenciais impactos negativos das unidades geradores, assegurar uma integração segura e melhorar o desempenho da operação do sistema. Em conclusão, as PT e a CH são índices de desempenho que afetam as distribuidoras financeiramente e, portanto, também devem ser incluídos no modelo de CS por influenciar no modo de operação do sistema. Esses índices serão melhor discutidos nas subseções seguintes.

### 3.3.3.1 Perdas Técnicas

As PT ocorrem devido ao transporte e transformação da energia elétrica no sistema, e dependem principalmente dos aspectos estruturais da rede, como comprimento e dimensionamento dos condutores das linhas de distribuição, transformadores de distribuição distantes das cargas, baixo fator de potência e desbalanceamento da corrente de carga. A minimização das PT consistem em estratégias como reconfiguração de rede, adição de banco de capacitores, recondutoramento e melhoria do perfil de tensão do sistema por meio do ajuste adequado dos dispositivos de regulação (OLIVEIRA, 2016).

As unidades de GD possuem impacto semelhante aos capacitores nas PT, com a vantagem de influenciar tanto no fluxo de potência ativa quanto reativa (BARKER; MELLO, 2000). Diante disso, assim como alguns estudos investigam a alocação ótima de capacitores para redução de perdas, vários trabalhos desenvolvem metodologias para potencializar a alocação de unidades geradoras e, assim, maximizar a performance do sistema (WANG; NEHRIR, 2004; ATWA *et al.*, 2010; HUNG; MITHULANANTHAN, 2013). No entanto, de acordo com Ochoa e Harrison (2011), muitas pesquisas falham em examinar a redução das PT apenas na condição de pico de carga do sistema, uma vez que em períodos de pouca demanda e alta penetração de GD, as PT passam a aumentar com o fluxo de potência reverso.

Além da localização dos geradores, o impacto da GD nas PT também depende de outros parâmetros, como observado por Quezada, Abbad e Román (2006). O estudo demonstra que, embora o nível de penetração da GD seja o parâmetro com maior influência nas PT do sistema, a dispersão, tipo de gerador, localização e tipo de controle também são fatores determinantes em seu desempenho. Os autores verificam que quanto mais dispersas as unidades geradoras estiverem, maior impacto possuem nas PT. Entretanto, nota-se que três unidades de GD estrategicamente posicionadas no sistema provocam o mesmo benefício que múltiplas unidades geradores dispersas. Além disso, observa-se que turbinas eólicas possuem menos impacto do que GD fotovoltaica. Por fim, é demonstrado que o tipo de controle da unidade geradora, como por exemplo de fator de potência constante ou de tensão, também é um parâmetro influente nas PT do alimentador.

Os autores de Sousa *et al.* (2021) investigam de forma mais completa a influência do tipo de controle da GD nas PT na subestação, transformadores e linhas de distribuição. São simulados diversos cenários de operação variando o modo de controle da GD, como fator de potência unitário, capacitivo, indutivo e controle local de tensão Volt/Var. Embora o modo de controle com fator de potência unitário proporcione o menor valor de perdas nas linhas do sistema, o modo de controle de tensão Volt/Var garante o menor valor de PT por reduzir as perdas do transformador da subestação.

Desse modo, a magnitude das PT é um índice essencial para avaliar o desempenho do sistema. Além de depender de fatores como o nível de carregamento do sistema, configuração da

rede e localização dos capacitores, a análise de PT passa a depender também dos parâmetros de operação da GD. Neste trabalho, as PT são obtidas de forma geral, englobando as perdas na subestação, nas linhas de distribuição e transformadores, e apresentadas em porcentagem em relação à demanda total na subestação do sistema, como demonstra a Equação (3.9).

$$PT = \frac{P_{perdas}}{P_{demanda}} \times 100 [\%] \quad (3.9)$$

### 3.3.3.2 Capacidade de Hospedagem

Com o interesse em aumentar a produção de energia de fontes renováveis surge a necessidade da determinação da quantidade máxima de geração que pode ser conectada ao sistema de distribuição - a CH. Conforme previamente discutido, o desempenho do sistema pode melhorar ou piorar com a adição de GD e torna-se uma preocupação quando compromete os limites de operação do sistema e a sua segurança. Assim, a quantificação da CH tornou-se uma prática essencial dentre as distribuidoras para o planejamento da futura rede de distribuição.

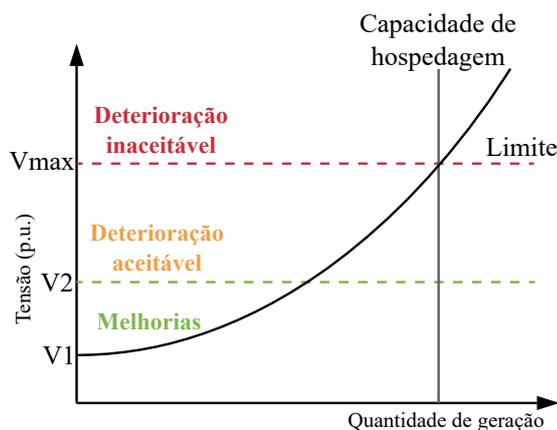
O primeiro passo para determinar a CH do sistema é definir quais parâmetros de qualidade serão utilizados para limitá-la, como por exemplo sobretensão, PT, desequilíbrio de tensão, sobrecorrente/sobrecarga ou distorções harmônicas. Em seguida, são definidos os limites adequados para o parâmetro escolhido e analisar o desempenho desse índice em função da quantidade de GD. Por fim, quando o limite do fenômeno for violado, é calculada a CH da rede (CAMPOS, 2019). Em outras palavras, para qualquer parâmetro de desempenho haverá um limite que não deve ser ultrapassado.

A Figura 12 ilustra a relação entre o desempenho do parâmetro de sobretensão e a quantidade de GD no sistema. Observa-se que conforme a quantidade de geração aumenta, há uma melhora no nível de tensão. Após o nível de tensão  $V_2$ , a magnitude de tensão entra na faixa de deterioração aceitável, em que o nível de sobretensão ainda está em um intervalo adequado. Por fim, a CH é definida quando a tensão de alguma barra do sistema atinge  $V_{max}$ , ultrapassando o valor limite da área de deterioração aceitável.

A CH é um índice dinâmico que varia de acordo com a condição de operação do sistema e características dos geradores. Neste trabalho, o parâmetro de performance utilizado para determinar a CH é a sobretensão. Dessa forma, as mesmas circunstâncias de operação que influenciam no nível de tensão do sistema também afetam na CH, como a demanda e topologia do sistema, a localização, porte, tipo, dispersão e tipo de controle dos geradores. O limite de sobretensão utilizado é de 1,05 p.u., conforme estabelecido pelo PRODIST e apresentado na Tabela 4 na Subseção 3.3.2.1.

O fluxograma da Figura 13 representa o processo determinístico para determinar a CH neste trabalho em termos de sobretensão no sistema. Inicialmente, é processado o fluxo de potência sem a GD e verificado se há violações de tensão nas barras do sistema. Caso não

Figura 12 – Determinação da capacidade de hospedagem por meio do índice de performance.

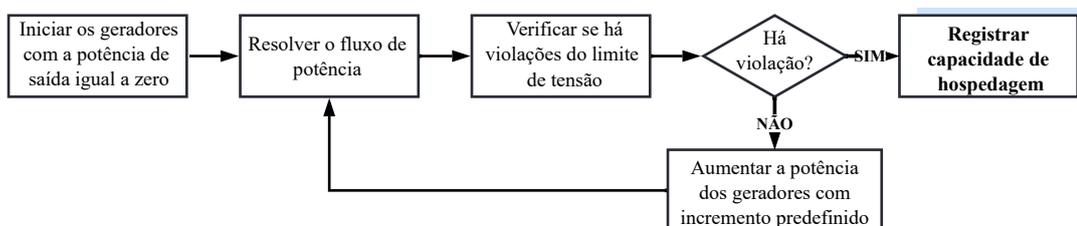


Fonte: Adaptada de Etherden e Bollen (2011).

apresente sobretensões, a potência de saída de todos os geradores é incrementada, repetindo esse processo até que o limite de tensão seja ultrapassado, para assim, definir a CH.

Esse método determinístico baseado na análise tradicional do fluxo de potência é suficiente para definir a CH quando é examinado determinado cenário de operação e os parâmetros dos geradores são conhecidos. Entretanto, para sistemas de grande porte com várias unidades geradoras, faz-se necessária a implementação de métodos estocásticos ou de séries temporais para lidar com as incertezas da GD em diversas condições de operação (LIMA, 2021).

Figura 13 – Fluxograma da determinação da capacidade de hospedagem.



Fonte: Elaborada pela autora.

### 3.4 FORMAÇÃO DO NÍVEL DE COMPREENSÃO DA CONSCIÊNCIA SITUACIONAL

O nível de compreensão da CS consiste na sintetização e tratamento das informações obtidas durante a etapa de percepção. Esse estágio auxilia o operador a compreender o estado de operação atual da rede para que, em seguida, possa projetar o seu comportamento e desenvolver estratégias e respostas a eventos. Dessa forma, faz-se necessária uma técnica para combinar as informações coletadas para otimizar o tempo de reação do operador a possíveis falhas na operação do sistema e evitar contingências em cascata.

Em vista disso, a lógica *fuzzy* é aplicada neste trabalho para desenvolver um algoritmo que auxilie no processo de tomada de decisão do operador de rede. A principal vantagem do uso dessa técnica inteligente é viabilizar a modelagem de um sistema computacional para tomadas de decisões baseadas em informações abstratas se assemelhando ao processo de decisão humano. As seções seguintes descrevem os principais conceitos da lógica *fuzzy* e como essa técnica é implementada neste trabalho.

### 3.4.1 Lógica Fuzzy

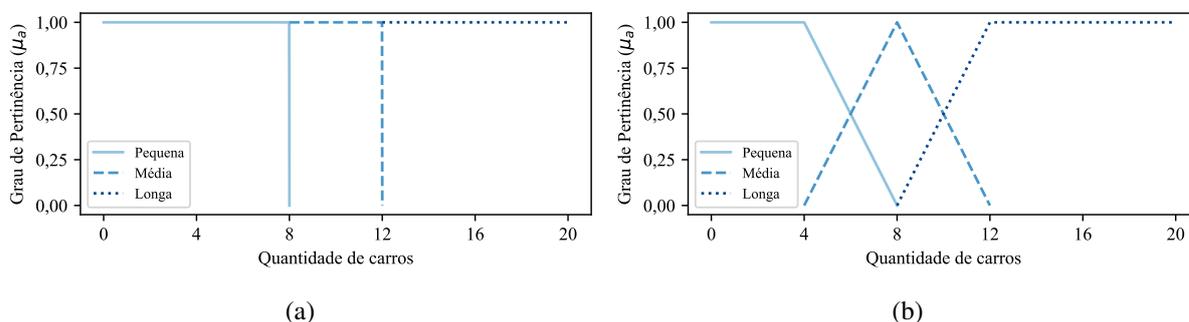
A lógica *fuzzy* é um método inteligente responsável por converter expressões verbais imprecisas ou qualitativas, como "alto", "baixo", "quente" ou "frio", em valores numéricos. É uma ferramenta amplamente utilizada em sistemas inteligentes complexos que geralmente necessitam da observação humana especialista como base para as regras linguísticas que gerenciam o processo de tomada de decisão do sistema. Os sistemas *fuzzy* são bons para lidar com as incertezas do raciocínio humano, se diferenciando da lógica clássica em que a variável apenas pertence ou não a determinado conjunto.

A Figura 14 exemplifica a diferença entre a lógica clássica e a lógica *fuzzy*, representando graficamente os conjuntos da extensão de uma fila em um semáforo de acordo com a quantidade de carros presentes. Observa-se que, de acordo com a lógica clássica, uma fila com um carro e outra com sete carros possuem o mesmo grau de pertencimento ao conjunto de comprimento "pequena". Contudo, nota-se que essas mesmas quantidades de carros possuem graus de pertinência diferentes ao conjunto "pequena" pela perspectiva da lógica *fuzzy*. Isso possibilita uma análise mais aproximada ao ponto de vista humano, de forma que, uma fila com sete carros não pertence inteiramente ao mesmo grupo de uma com apenas um carro. Assim, a Equação (3.10) mostra que o grau de pertinência  $\mu_A$  de uma variável  $x$  a um conjunto  $A$  varia de 0 a 1, sendo que quanto mais próximo do valor unitário maior o grau de pertinência de  $x$  ao conjunto  $A$ .

$$\mu_A(x) : A \rightarrow [0, 1]; x \in A \quad (3.10)$$

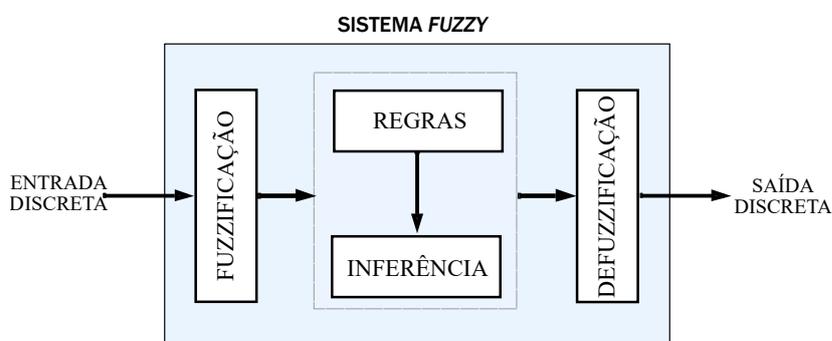
A Figura 15 apresenta os principais elementos que compõem os sistemas *fuzzy*: regras, *fuzzificação*, sistema de inferência e *defuzzificação*. O conjunto de regras linguísticas gerencia os conjuntos de cláusulas para obter consequentes, como: **Se** <premissa> **Então** <conclusão>. Dessa forma, para criar a regra é preciso primeiramente avaliar o seu antecedente e, em seguida, aplicar o resultado no consequente (MARRO *et al.*, 2010). A decisão de qual regra ativar depende do sinal de entrada entregue ao sistema *fuzzy*, que geralmente possui valor quantitativo. Essa entrada deve passar pelo processo de *fuzzificação* para determinar o seu grau de pertinência e a qual conjunto linguístico pertence. Cada variável linguística é previamente definida de acordo com os seus atributos, como: nome da variável, conjunto de termos linguísticos, universo de discurso e funções de pertinência.

Figura 14 – Representação dos conjuntos do tamanho de uma fila de carros sob a perspectiva da (a) lógica clássica e (b) lógica *fuzzy*.



Fonte: Elaborada pela autora.

Figura 15 – Estrutura básica de um sistema baseado em regras *fuzzy*.



Fonte: Adaptada de Tanscheit (2003).

Após a *fuzzificação*, o sistema de inferência combina as regras *fuzzy* ativas a fim de mapear os conjuntos *fuzzy* de entrada no conjunto *fuzzy* de saída de acordo com o grau de satisfação de cada regra. O método de inferência mais utilizado, também aplicado neste trabalho, é o modelo Mamdani (MAMDANI; ASSILIAN, 1975) que utiliza a inferência *máx – min*. Os seguintes passos devem ser considerados nesse modelo:

- Encontrar todas as regras que estejam ativas;
- Determinar a saída *fuzzy* de cada uma das regras ativadas;
- Agregar todas as saídas *fuzzy* calculadas.

Primeiramente, para determinar as regras ativas em dado momento, é preciso identificar quais delas possuem variáveis com grau de pertinência não nulo após o processo de *fuzzificação*. Dessa forma, todas as regras ativas contribuirão para o cálculo da saída do sistema de inferência.

Em seguida, a saída *fuzzy* de cada regra é determinada pelo valor do seu consequente. No caso de regras com mais de um antecedente são implementados operadores lógicos para obter um único resultado, sendo eles: operador *e*, que intersecta os graus de pertinência da

regra, e operador *ou* que calcula a operação de união entre os graus de pertinência (SOUSA, 2009). Assim, o método de Mamdani *máx – min* aplica o operador matemático mínimo *e* entre os antecedentes da sentença “Se...Então” e, posteriormente, utiliza o operador lógico máximo *ou* para agregar a saída de cada regra em um único conjunto de saída *fuzzy*. Esse processo de inferência é demonstrado pela função de pertinência do subconjunto *fuzzy* de saída *M* dada pela Equação (3.11).

$$\mu_M(x, u) = \text{máximo}_{1 \leq j \leq n} \{ \text{mínimo}[\mu_{A_j}(x), \mu_{B_j}(u)] \} \quad (3.11)$$

Na qual *n* é o número de regras que compõem a base de regras, e  $\mu_{A_j}(x)$  e  $\mu_{B_j}(u)$  são os graus com que *x* e *u* pertencem aos conjuntos *fuzzy*  $A_j$  e  $B_j$ , respectivamente.

Desse modo, para um conjunto *n* de regras, o modelo Mamdani é representado pela Equação (3.12).

$$\begin{aligned} R_j : SE \ x_1 \ \acute{e} \ A_{1j} \ e \ x_2 \ \acute{e} \ A_{2j} \ e \ x_k \ \acute{e} \ A_{kj} \ ENT\tilde{A}O \ u \ \acute{e} \ B_j \\ j = 1, 2, \dots, n \end{aligned} \quad (3.12)$$

Onde  $R_j$  é a *j*-ésima regra,  $x_1, x_2, \dots, x_k$  são as variáveis de entrada,  $A_{1j}, A_{2j}, \dots, A_{kj}$  são os conjuntos *fuzzy* correspondentes às variáveis de entrada, *u* é a variável de saída e  $B_j$  é o conjunto *fuzzy* correspondente à variável de saída.

Por fim, uma vez gerado o conjunto *fuzzy* de saída é possível utilizá-lo diretamente como diagnóstico qualitativo de tomada de decisão ou convertê-lo em um valor numérico por meio da *defuzzificação*. Existem vários métodos de *defuzzificação*, e a eficiência de cada um depende de cada aplicação. A técnica mais empregada é a do Centro de Área (CDA) que busca o valor do centro de gravidade da distribuição do conjunto de saída do sistema *fuzzy*. A Equação (3.13) apresenta o cálculo do CDA também adotado neste trabalho.

$$CDA = \frac{\sum_{x=a}^b \mu(x) \cdot x}{\sum_{x=a}^b \mu(x)} \quad (3.13)$$

### 3.4.2 Aplicação da Lógica Fuzzy no Nível de Compreensão

A implementação da lógica *fuzzy* para desenvolver o nível de compreensão da CS tem como principal objetivo auxiliar no processo de tomada de decisão do operador de rede. O problema do planejamento da operação dos sistemas de distribuição ativos é que além de ser um sistema complexo, também é imprevisível devido às mudanças de demanda, flutuações das GD oriundas de fontes renováveis e possíveis contingências. Essa imprevisibilidade dificulta a implementação de soluções ótimas para garantir a operação segura, eficiente e de qualidade do sistema.

Além disso, planejar a operação da rede baseando-se em restrições nos limites operacionais não permite que o operador consiga identificar precisamente o estado de operação atual e futuro do sistema. Por exemplo, pelo ponto de vista da lógica clássica seria possível apenas especificar se a TRP de algum barramento do sistema pertence ou não ao conjunto de tensão considerado adequado. Contudo, com a lógica *fuzzy* é possível verificar o grau de pertinência da tensão a esse conjunto, e ainda se essa variável está caminhando para o conjunto de TRP precária.

Dessa maneira, a decisão *fuzzy* é usada para indicar, de 0 a 100%, três métricas para auxiliar na compreensão crítica dos requisitos de operação abordados na Seção 3.3: segurança, qualidade e desempenho. O estado de operação do sistema é analisado sob a perspectiva destes três critérios separadamente, e cada um é representado pelo seu conjunto de variáveis constituídos pelos índices apresentados anteriormente. Conforme discutido anteriormente, esses índices foram selecionados devido ao seus comportamentos dinâmicos sob diferentes condições de operação e parâmetros da GD.

Desse modo, os oito índices são estruturados como variáveis *fuzzy* no sistema de gerenciamento modelado. Os Quadros 1, 2 e 3 apresentam os atributos das variáveis *fuzzy* dos critérios de segurança, qualidade e desempenho do sistema. O conjunto de termos linguísticos das variáveis é elaborado a fim de identificar a magnitude de cada índice no estado de operação atual com as expressões: pequeno, médio e grande. Somente o índice TRP possui diferentes conjuntos linguísticos: subtensão, adequado e sobretensão. Além disso, é dividido nas variáveis TRP mínima e TRP máxima uma vez que são dois sinais de entrada no sistema *fuzzy*: os valores da menor e da maior TRP encontradas na rede.

Quadro 1 – Atributos das variáveis *fuzzy* para representar o critério operacional de segurança.

Atributos	Variáveis <i>fuzzy</i> para o critério de segurança		
	MET	IDP	CL
Nome			
Conjunto de termos linguísticos	Pequeno, Médio e Grande	Pequeno, Médio e Grande	Pequeno, Médio e Grande
Universo de discurso	[0,100]	[0,100]	[0,100]
Função de pertinência	Triangular: Pequeno e Médio; Trapezoidal: Grande	Triangular: Pequeno e Médio; Trapezoidal: Grande	Triangular: Pequeno e Médio; Trapezoidal: Grande

Fonte: Elaborada pela autora.

O universo de discurso de cada variável, ou seja, o domínio do sinal de entrada do sistema *fuzzy*, foi obtido empiricamente por meio de simulações computacionais modificando a topologia da rede (configurações 1 e 2), a demanda do sistema (leve, média e pesada) e o nível de penetração da GD (inserção de 0%, 20% e 50% do valor da carga média). A Figura 16 ilustra o método computacional implementado, sendo que o *software* OpenDSS foi utilizado para a execução do fluxo de potência das simulações computacionais, gerenciado via *Python* (ROSSUM; JR, 1995). Dessa forma, para cada configuração de rede foram simulados três níveis

Quadro 2 – Atributos das variáveis *fuzzy* para representar o critério operacional de qualidade de energia.

Atributos	Variáveis <i>fuzzy</i> para o critério de qualidade de energia			
	Nome	TRP Mínima	TRP Máxima	FDT
Conjunto de termos linguísticos	Subtensão e Adequada	Adequada e Sobretensão	Pequeno, Médio e Grande	Pequeno, Médio e Grande
Universo de discurso	[0,75,1,05]	[1,1,1.15]	[0,5]	[0,100]
Função de pertinência	Triangular	Triangular	Triangular: Pequeno e Médio; Trapezoidal: Grande	Triangular: Médio; Trapezoidal: Pequeno e Grande

Fonte: Elaborada pela autora.

Quadro 3 – Atributos das variáveis *fuzzy* para representar o critério operacional de desempenho.

Atributos	Variáveis <i>fuzzy</i> para o critério de desempenho	
	PT	CH
Conjunto de termos linguísticos	Pequeno, Médio e Grande	Pequeno, Médio e Grande
Universo de discurso	[0,30]	[0,100]
Função de pertinência	Triangular: Pequeno e Médio; Trapezoidal: Grande	Triangular: Pequeno e Médio; Trapezoidal: Grande

Fonte: Elaborada pela autora.

de carga, e em cada nível de carga, três casos de inserção de GD, totalizando 18 cenários de operação. Em cada cenário de operação foram obtidos os oito índices da CS. Assim, foi possível formar uma base de dados para cada índice ao construir diferentes condições de operação, com situações ideais e críticas.

Vale ressaltar que o sistema *fuzzy* proposto neste trabalho é elaborado exclusivamente para o sistema de distribuição teste modificado de 34 barras do IEEE ([IEEE Distribution System Analysis Subcommittee, 2010](#)) dado que cada sistema teria especificações diferentes. Os dados do sistema, assim como das topologias e GDs utilizadas são apresentadas na seção seguinte.

Figura 16 – Fluxograma do método computacional usado para determinar o universo de discurso das variáveis *fuzzy*.

Fonte: Elaborada pela autora.

As Tabelas 5, 6 e 7 mostram os resultados das simulações para três níveis de demanda que permitiram obter a faixa de operação de cada variável para determinar o seu universo de discurso, assim como definir os pontos da função de pertinência de cada conjunto de termos linguísticos. Analisando os resultados obtidos para as PT, por exemplo, nota-se que o seu valor mínimo de 2,16% ocorre em um cenário operacional favorável, no qual o nível de demanda é médio, mas apresenta alta penetração da GD. Já o seu valor máximo de 20,47% surge em uma

condição crítica de operação, de alta demanda e sem inserção de GD. Dessa forma, é possível padronizar o universo de discurso das PT para um sinal de entrada entre 0 e 30%.

Tabela 5 – Resultados dos índices para condição de carga leve e níveis de penetração da GD 0%, 20% e 50% da potência nominal nas configurações da rede 1 e 2.

Índices	Demanda Leve					
	0%		20%		50%	
	C1 <sup>a</sup>	C2 <sup>b</sup>	C1	C2	C1	C2
IDP <sup>c</sup> (%)	3,4	10,88	4,42	11,56	6,8	11,22
MET <sup>d</sup> (%)	55,54	45,86	64,93	60,55	71,63	70,04
CL <sup>e</sup> (%)	15,15	15,14	8,25	7,46	8,4	7,46
TRP <sup>f</sup> mín. (p.u.)	0,9702	0,9499	1,0071	0,9988	1,0204	1,0209
TRP máx. (p.u.)	1,05	1,05	1,05	1,05	1,0817	1,082
FDT <sup>g</sup> (%)	0,5251	0,5144	0,6109	0,3488	0,8237	0,7638
VTCD <sup>h</sup> (%)	48,91	50,72	47,76	50,17	46,07	48,38
PT <sup>i</sup> (%)	7,07	5,04	3,95	2,5	4,2	3
CH <sup>j</sup> (%)	31,27	31,89	31,27	31,89	31,27	31,89

Fonte: Elaborada pela autora.

Nota 1: <sup>a</sup> Configuração 1, <sup>b</sup> Configuração 2, <sup>c</sup> Índice de Descoordenação da Proteção, <sup>d</sup> Margem de Estabilidade de Tensão, <sup>e</sup> Carregamento das Linhas, <sup>f</sup> Tensão em Regime Permanente, <sup>g</sup> Fator de Desequilíbrio de Tensão, <sup>h</sup> Variação de Tensão de Curta Duração, <sup>i</sup> Perdas Técnicas, <sup>j</sup> Capacidade de Hospedagem.

Nota 2: A escala de cores nas tabelas indica o estado do índice no determinado cenário de operação. A cor branca representa o melhor valor encontrado para o índice dentre os 18 cenários simulados, a cor cinza indica o seu valor médio e a cor azul aponta o pior valor encontrado. Quanto mais escuro o azul, mais inadequado o valor do índice.

Além disso, a base de dados do índice PT auxilia a determinar o intervalo dos conjuntos linguísticos: o índice pode pertencer ao conjunto “pequeno” se variar entre 0 a 7%, ao “médio” se variar entre 0 a 16% e ao “grande” se variar entre 7 a 30%. Destaca-se que, embora os índices apresentem os mesmos conjuntos linguísticos (pequeno, médio e grande), o significado de cada um pode ser distinto. Para os índices IDP, CL, FDT, VTCD e PT, quanto maior o seu grau de pertinência ao conjunto “pequeno”, mais adequado é o valor do índice. Já para os índices MET e CH, o valor do índice é mais satisfatório ao pertencer ao conjunto linguístico “grande”.

Tabela 6 – Resultados dos índices para condição de carga média e níveis de penetração da GD 0%, 20% e 50% da potência nominal nas configurações da rede 1 e 2.

Índices	Demanda Média					
	0%		20%		50%	
	C1	C2	C1	C2	C1	C2
IDP (%)	3,74	13,61	3,06	11,22	5,78	12,24
MET (%)	13,35	0	30,98	23,05	44,07	41,37
CL (%)	30,21	30,25	20,19	20,01	10,26	9
TRP mín. (p.u.)	0,9162	0,892	0,9542	0,9341	0,9935	0,9821
TRP máx. (p.u.)	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05
FDT (%)	1,1937	1,1896	0,9829	0,7674	1,146	0,7861
VTCD (%)	53,18	56,08	52,3	55,29	50,52	53,05
PT (%)	12,61	9,4	7,45	5,22	3,35	2,16
CH (%)	71,12	72,74	71,12	72,74	71,12	72,74

Fonte: Elaborada pela autora.

Tabela 7 – Resultados dos índices para condição de carga pesada e níveis de penetração da GD 0%, 20% e 50% da potência nominal nas configurações da rede 1 e 2.

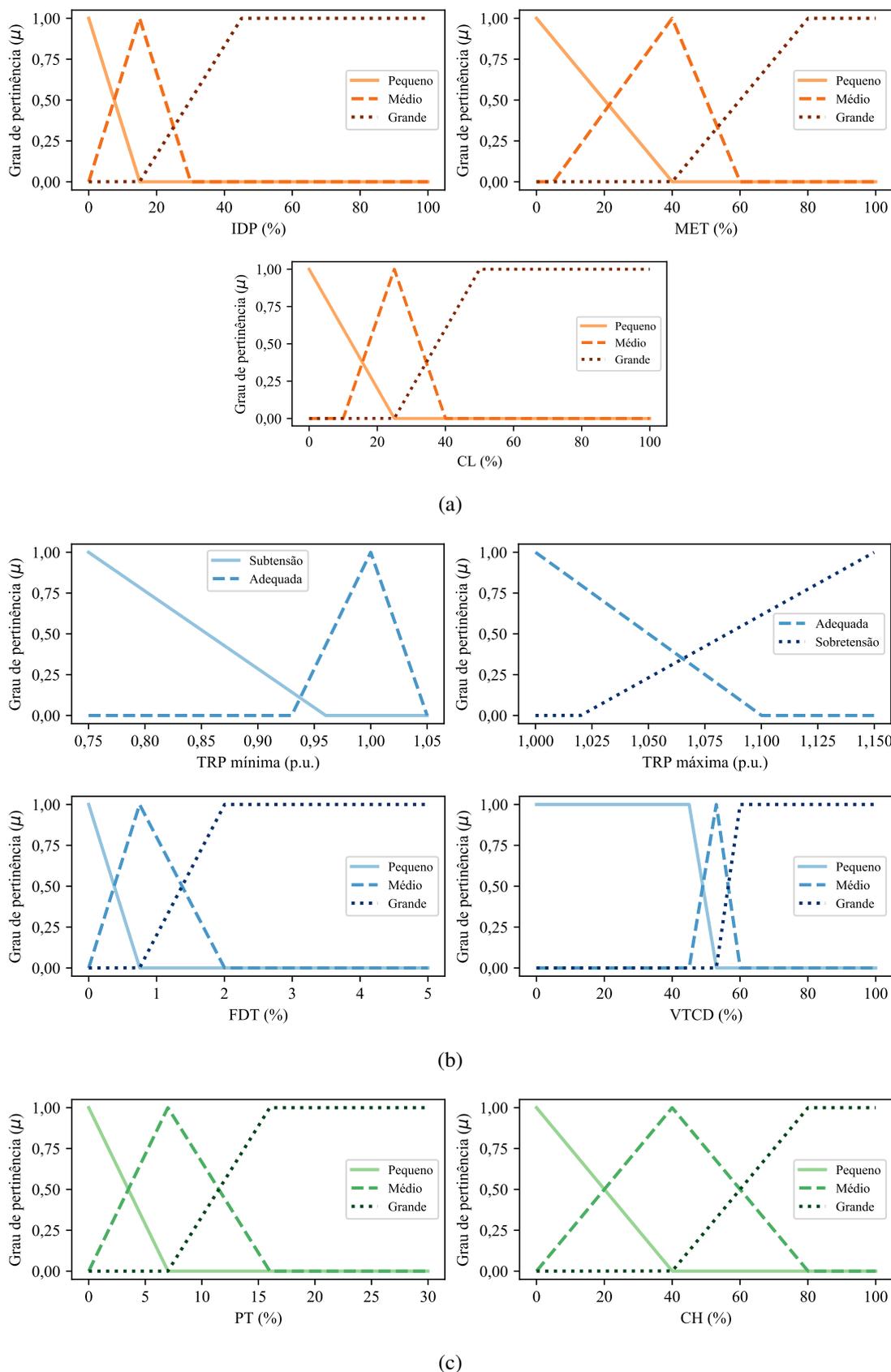
Índices	Demanda Pesada					
	0%		20%		50%	
	C1	C2	C1	C2	C1	C2
IDP (%)	25,51	42,52	21,09	28,23	3,4	10,88
MET (%)	0	0	0	0	17,33	13,29
CL (%)	45,08	45,13	34,65	34,63	22,58	21,59
TRP mín. (p.u.)	0,7918	0,7728	0,8894	0,8568	0,949	0,9275
TRP máx. (p.u.)	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05
FDT (%)	2,7562	2,066	1,6631	1,3661	1,815	1,3312
VTCD (%)	52,51	55,73	52,3	56,03	52,68	55,84
PT (%)	20,47	15,11	14,55	10,3	8,5	5,66
CH (%)	97,8	98,2	97,8	98,2	97,8	98,2

Fonte: Elaborada pela autora.

Por fim, a função de pertinência de cada conjunto é definida de acordo com o contexto e conceituação dos valores das variáveis linguísticas, tendo em vista que não há regras definitivas para a escolha dessas funções. A determinação da função de pertinência é uma etapa essencial da construção do sistema *fuzzy* e depende principalmente da percepção do especialista responsável por desenvolvê-lo (SANTOS, 2003). A Figura 17 mostra graficamente os atributos de cada variável *fuzzy* utilizada.

Após a determinação dos antecedentes é preciso elaborar a base de regras responsável por gerenciar o sistema *fuzzy* e os seus consequentes. Cada critério de operação possui o seu próprio sistema *fuzzy* e conjunto de regras que usam as combinações possíveis entre suas variáveis. Os sistemas para os critérios segurança, qualidade e desempenho são compostos por 27, 36 e 9 regras, respectivamente. No Apêndice A são listadas todas as regras fuzzy implementadas. As regras são definidas de acordo com a sentença “Se...Então” com a utilização do operador matemático *e* para interseccionar seus antecedentes.

Figura 17 – Representação gráfica das variáveis do sistema *fuzzy* proposto de acordo com os critérios de (a) segurança, (b) qualidade e (c) desempenho.



Fonte: Elaborada pela autora.

Nota 1: Índice de Descoordenação da Proteção (IDP), Margem de Estabilidade de Tensão (MET), Carregamento das Linhas (CL), Tensão em Regime Permanente (TRP), Fator de Desequilíbrio de Tensão (FDT), Variação de Tensão de Curta Duração (VTCD), Perdas Técnicas (PT), Capacidade de Hospedagem (CH).

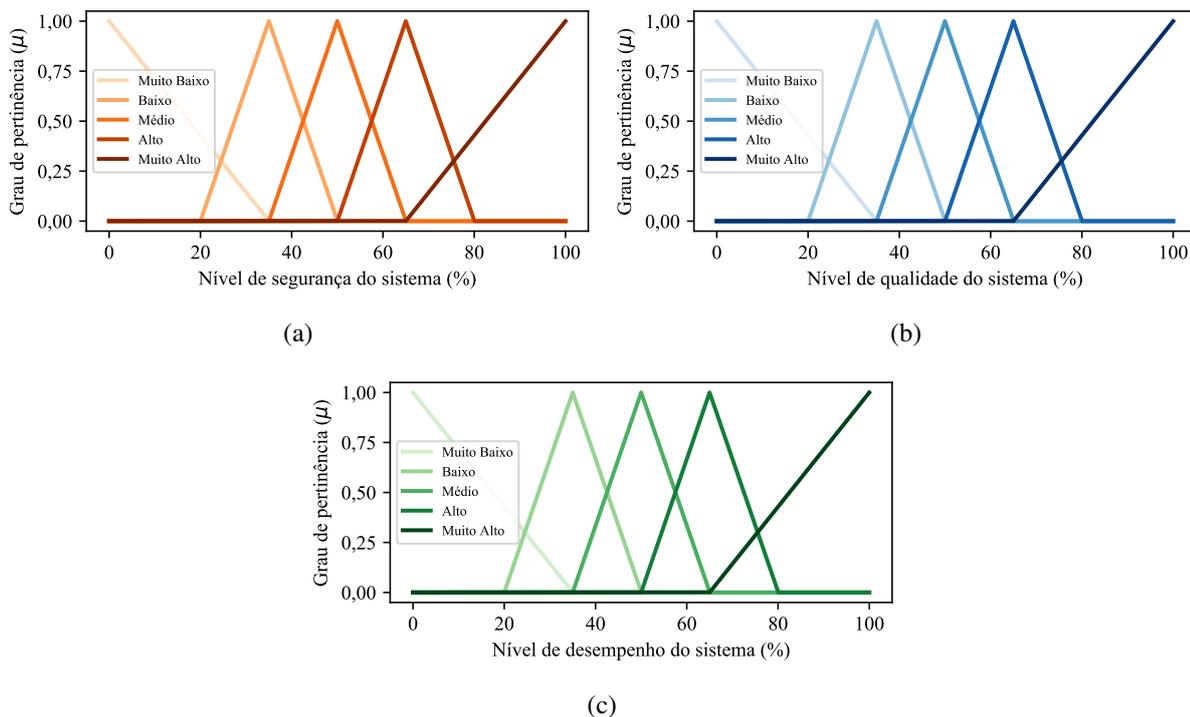
São utilizados três consequentes chamados de segurança, qualidade e desempenho, como é demonstrado na Figura 18 e especificado no Quadro 4. Cada consequente possui cinco conjuntos de termos linguísticos: muito baixo, baixo, médio, alto, muito alto. Desse modo, o objetivo da regra é combinar os índices operacionais de modo que a saída discreta do sistema fuzzy indique, de 0 a 100%, o estado de cada critério de operação. O Exemplo 1 a seguir apresenta a estrutura de uma regra elaborada para verificar o critério de segurança da rede:

**Exemplo 1.** SE MET é Pequena e IDP é Grande e CL é Grande ENTÃO a Segurança é **MUITO BAIXA**

Quadro 4 – Atributos dos consequentes para o sistema *fuzzy* proposto

Atributos	Consequentes <i>fuzzy</i>		
	Segurança	Qualidade	Desempenho
Nome	Segurança	Qualidade	Desempenho
Conjunto de termos linguísticos	Muito Baixo, Baixo, Médio, Alto, Muito Alto	Muito Baixo, Baixo, Médio, Alto, Muito Alto	Muito Baixo, Baixo, Médio, Alto, Muito Alto
Universo de discurso	[0,100]	[0,100]	[0,100]
Função de pertinência	Triangular	Triangular	Triangular

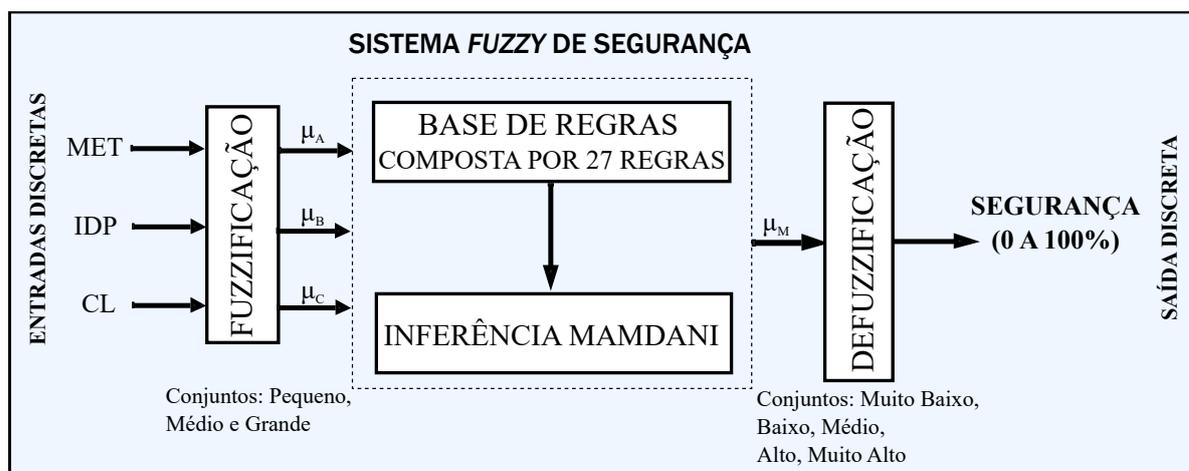
Figura 18 – Representação gráfica dos consequentes do sistema *fuzzy* proposto retratando a (a) segurança (b) qualidade e (c) desempenho.



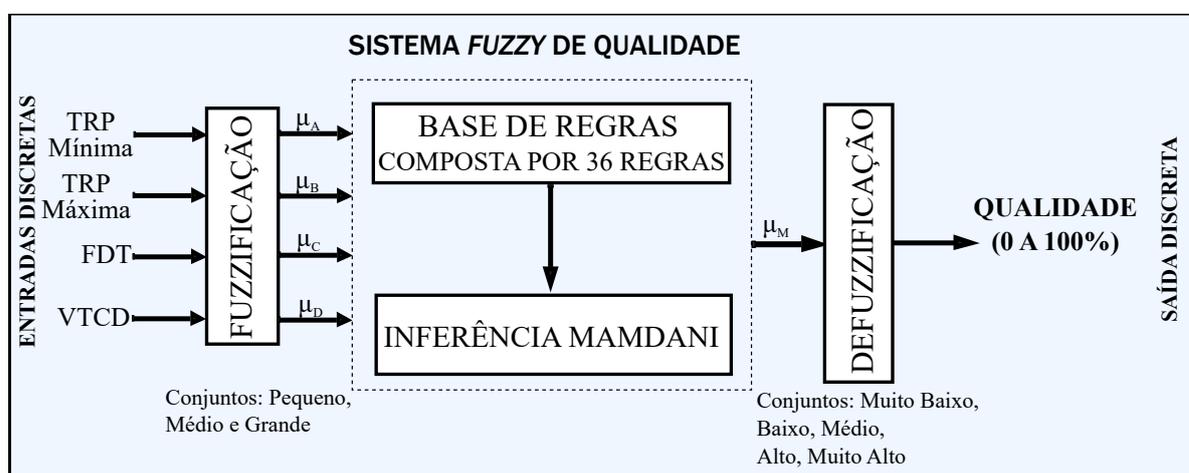
Fonte: Elaborada pela autora.

Por fim, o processo de *defuzzificação* é realizado com o método de CDA para obter um valor discreto de 0 a 100% para indicar o estado de cada critério de operação. A Figura 19 apresenta a estrutura completa dos três sistemas *fuzzy* desenvolvidos, nos quais as saídas *fuzzy* representam os níveis de segurança, qualidade e desempenho da operação.

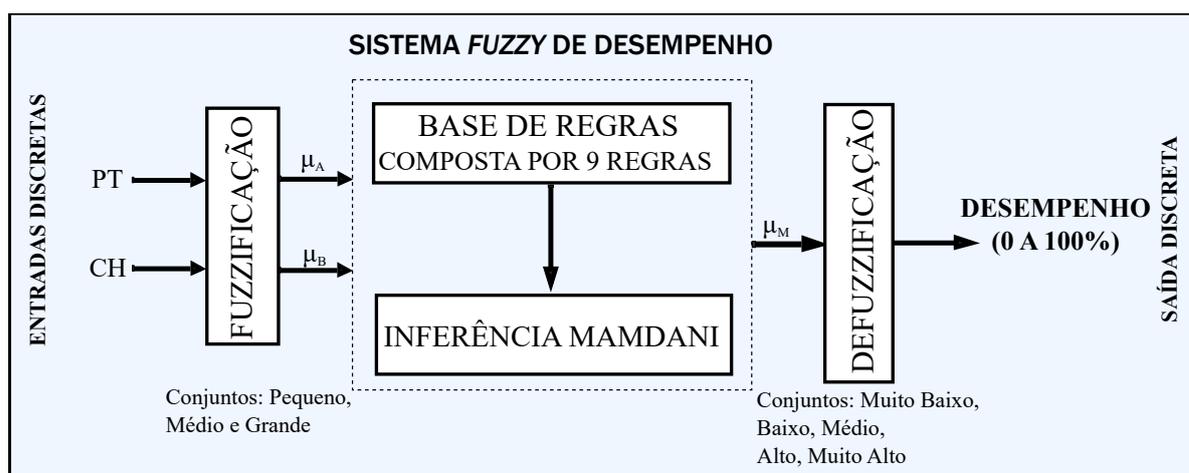
Figura 19 – Estruturas dos sistemas *fuzzy* propostos retratando os critérios de (a) segurança, (b) qualidade e (c) desempenho.



(a)



(b)



(c)

Fonte: Elaborada pela autora.

## 3.5 FORMAÇÃO DO NÍVEL DE PROJEÇÃO DA CONSCIÊNCIA SITUACIONAL

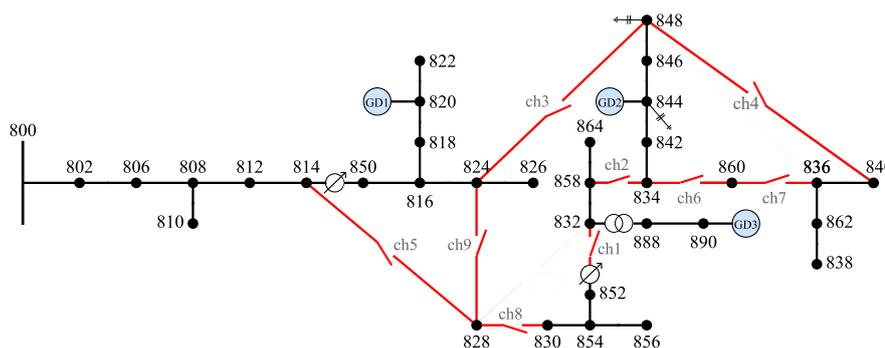
O nível de projeção da CS depende da compreensão adequada do estado de operação atual do sistema para que o operador elabore resposta a eventos eficazes a fim de evitar situações perigosas ou indesejadas. Dessa forma, o estágio de projeção do estado da operação da rede é analisado a partir de estudos de caso a fim de avaliar a eficácia da metodologia de detecção de eventos em sistemas de distribuição ativos previamente apresentada. Assim, o método inicialmente é validado em uma simulação diária em um sistema de distribuição teste modificado com a inserção de GD fotovoltaica. Posteriormente, um ponto crítico da operação é escolhido para demonstrar o processo de tomada de decisão do operador e como a implementação de uma ação de controle afeta distintivamente os critérios de operação de segurança, qualidade e desempenho da rede.

Sendo assim, a seguir é abordado o método computacional utilizado no nível de projeção da CS, envolvendo a modelagem do sistema teste simulado com as modificações empregadas para as análises deste trabalho, assim como uma breve descrição do *software* utilizado. Além disso, é abordado o desenvolvimento da ferramenta de visualização gráfica elaborada para identificar a condição de operação dos barramentos da rede. Os resultados e análises dos estudos de caso simulados são apresentados no próximo capítulo.

### 3.5.1 Método computacional

Para a realização das simulações foi utilizado o sistema teste modificado de 34 barras do IEEE, ilustrado na Figura 20. Esse sistema é frequentemente usado por pesquisadores devido às suas características realísticas por ser baseado em um alimentador de distribuição real localizado no Arizona, nos Estados Unidos da América. A rede é radial e desequilibrada, operando com tensão nominal de 24,9 kV e potência total das cargas igual a 1769 kW e 1044 kvar. Além disso, o sistema dispõe de cargas distribuídas e concentradas e de diferentes modelos de carga, dois reguladores de tensão, dois bancos de capacitores e ramificações laterais trifásicas e monofásicas.

Figura 20 – Sistema de testes do IEEE 34 Barras modificado.



Fonte: Adaptada de [IEEE Distribution System Analysis Subcommittee \(2010\)](#).

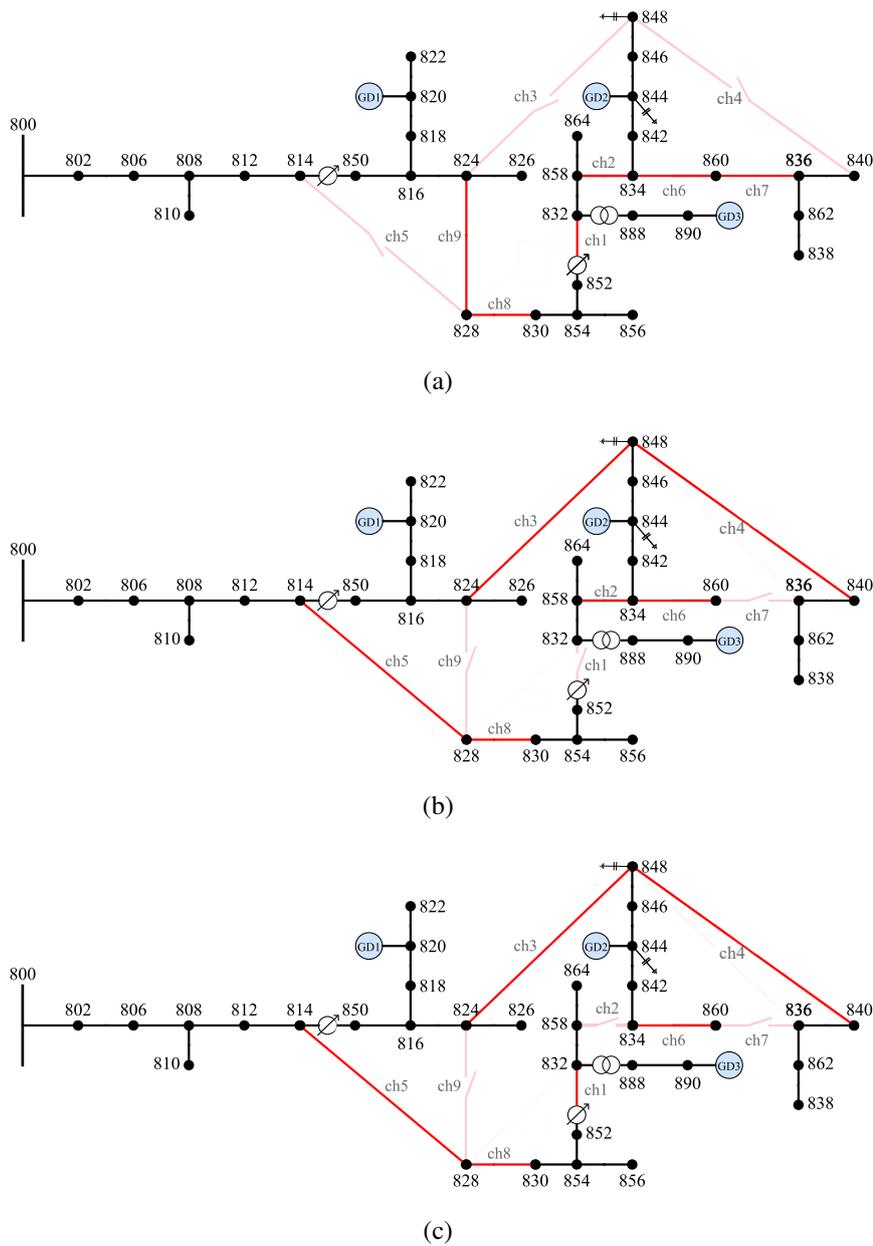
Dentre as modificações implementadas no sistema tem-se a adição de três geradores fotovoltaicos nas barras 820, 890 e 844. Os dados do sistema de distribuição utilizado e os parâmetros dos geradores encontram-se no Anexo A. Além disso, nove chaves são adicionadas para possibilitar implementação da reconfiguração da rede por parte do operador. As três topologias simuladas são constituídas da seguinte forma:

- Configuração 1: é a configuração original do sistema, em que as chaves ch9, ch8, ch7, ch6, ch2 e ch1 estão fechadas, e o restante abertas, conforme ilustra a Figura 21a;
- Configuração 2: de acordo com [Gangwar, Singh e Chakrabarti \(2019\)](#), é a configuração do sistema que apresenta o menor valor de perdas técnicas considerando a radialidade da rede e TRP mínima como restrições operacionais. A topologia é desenvolvida para a condição normal de operação da rede e com a conexão de três geradores com nível de penetração igual a 20% da carga nominal do sistema. Nesta situação, as chaves ch8, ch6, ch5, ch4, ch3 e ch2 estão fechadas, e o restante abertas, conforme ilustra a Figura 21b.
- Configuração 3: é a configuração elaborada para este trabalho considerando a performance dos oito índices da CS. Para o desenvolvimento da topologia foram simuladas todas as combinações de chaves que, além de atender todas as cargas do sistema, também respeitassem a radialidade da rede. Em seguida, a TRP mínima foi utilizada como restrição a fim de selecionar as topologias com melhor performance no cenário operacional complexo de alta demanda e sem inserção de GD. Por fim, foram calculados todos os índices da CS para essas topologias (conforme apresentado no Apêndice B), e a configuração com os resultados mais adequados foi escolhida. A Figura 21c mostra a estrutura da configuração 3, com as chaves ch8, ch6, ch5, ch4, ch3 e ch1 fechadas, e o restante abertas.

As modificações implementadas no sistema têm como objetivo representar a operação dinâmica do sistema de distribuição ativo na qual a intermitência da geração fotovoltaica e as ações de controle influenciam nos critérios de segurança, qualidade e desempenho da operação da rede. Vale destacar que para a análise do IDP também são considerados os equipamentos de proteção apresentados previamente na Figura 8 da subseção 3.3.1.2.

A Figura 22 ilustra o método computacional utilizado para desenvolver a CS na operação de sistemas de distribuição ativos. Inicialmente são definidos os parâmetros da simulação a ser executada, incluindo a topologia da rede e o tipo de simulação, como modo diário (*daily*) ou modo instantâneo (*snapshot*), e, em seguida, é executado o fluxo de potência com o *software* OpenDSS acionado via *Python* por meio da plataforma Modelo de Objeto Componente, do inglês *Component Object Model* (COM). O uso da interface COM auxilia na alteração dinâmica dos parâmetros do sistema simulado e também no tratamento dos dados obtidos do fluxo de

Figura 21 – Sistema teste do IEEE de 34 Barras nas configurações (a) 1 (b) 2 e (c) 3.

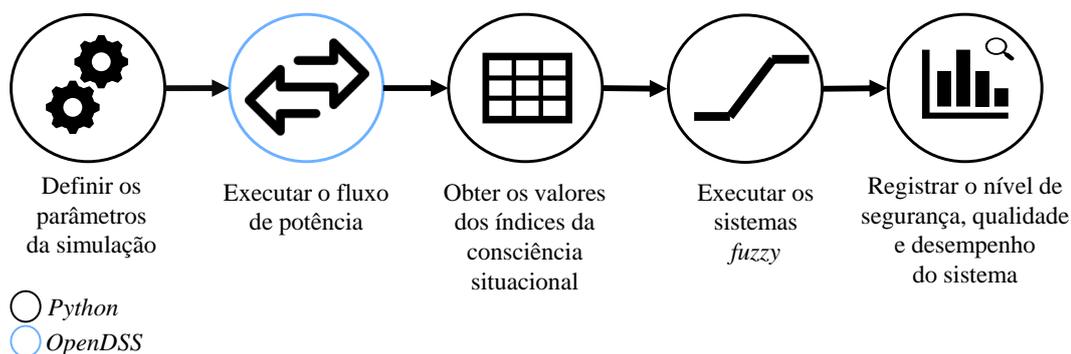


Fonte: Adaptada de [IEEE Distribution System Analysis Subcommittee \(2010\)](#).

potência realizado no OpenDSS, formando um banco de dados de forma rápida e possibilitando uma análise mais eficiente.

Posteriormente, os valores dos índices da CS são calculados e usados como entrada nos sistemas *fuzzy* desenvolvidos. Finalmente, os sistemas *fuzzy* são executados para obter o nível de segurança, qualidade e desempenho do sistema em geral, ou de cada barra a fim de identificar se há alguma área da rede que está operando em baixa performance.

Figura 22 – Fluxograma geral da metodologia implementada nas simulações computacionais.



Fonte: Elaborada pela autora.

### 3.5.2 Ferramenta de Visualização Gráfica

As ferramentas de visualização gráfica, principalmente as que representam o diagrama unifilar da rede e sua condição de operação, influenciam diretamente no desenvolvimento da CS do operador. Em vista disso, a visualização gráfica do modelo de CS proposto é elaborada de forma que o operador consiga identificar o impacto da ocorrência de eventos no sistema e a condição de operação de determinadas regiões e barras da rede e, assim, projetar como determinada ação de controle afetará a operação do sistema.

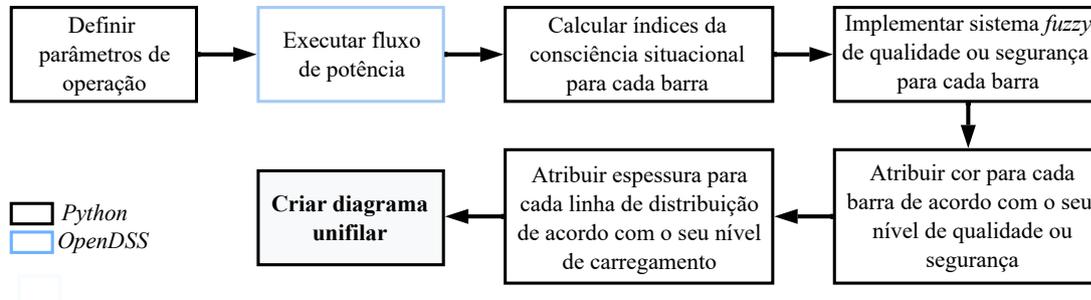
Dessa forma, o processo de tomada de decisão do operador pode seguir as etapas:

1. Verificar os níveis de segurança, qualidade e desempenho do sistema como um todo;
2. Se a qualidade ou segurança estiver baixa, utilizar a visualização gráfica para verificar o nível do critério operacional de cada barra e, assim, identificar onde se encontra o problema: em uma barra específica, uma região da rede ou no sistema todo;
3. A partir da determinação da origem do problema, é possível verificar qual índice está comprometendo o estado de operação do sistema e, se possível, implementar ações de controle para correção.

A ferramenta proposta demonstra a visualização gráfica do diagrama unifilar do sistema teste de 34 Barras do IEEE, onde um esquema de cores é utilizado para indicar o nível de segurança ou qualidade de energia de cada barramento da rede. O fluxograma da Figura 23 resume o processo de elaboração da ferramenta. Inicialmente são definidos os parâmetros de operação do sistema: configuração de rede, nível da demanda e penetração da GD. Posteriormente, é executado o fluxo de potência no OpenDSS para que, em seguida, sejam calculados os índices da CS para cada barra do sistema. Desse modo, os índices são utilizados para determinar o nível de segurança ou qualidade de energia de cada barramento da rede com os sistemas *fuzzy*. Conforme o nível de qualidade ou segurança da barra, que está na faixa de 0 a 100%, é atribuída

uma cor ao barramento de acordo com o esquema de cores preestabelecido. Além disso, são atribuídas diferentes espessuras para cada linha de distribuição da rede de acordo com o índice CL, a fim de identificar as regiões mais carregadas do sistema.

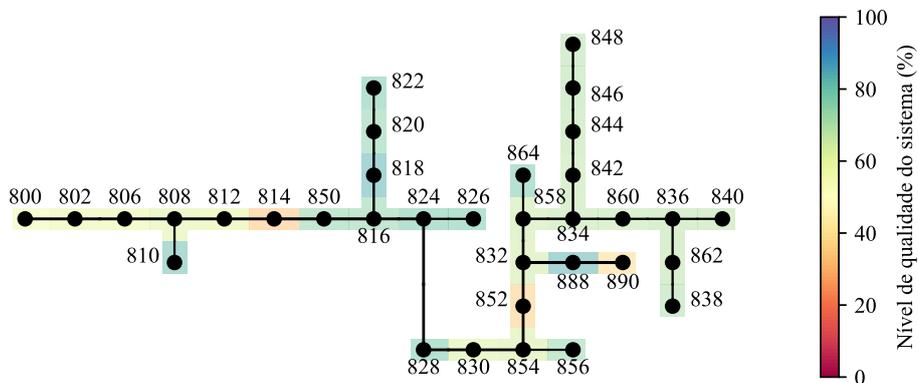
Figura 23 – Fluxograma do desenvolvimento da ferramenta de visualização gráfica da consciência situacional.



Fonte: Elaborada pela autora.

Um exemplo da visualização gráfica do sistema é mostrado na Figura 24. Observa-se o nível de qualidade de energia em todos os barramentos da rede conforme o esquema de cores apresentado na barra ao lado. De acordo com a ilustração, o nível de qualidade das barras 814, 852 e 890 é inferior em relação aos outros barramentos do sistema. Com base nisso, o operador pode verificar qual índice de qualidade está inadequado e, assim, tomar uma decisão para corrigi-lo.

Figura 24 – Exemplo da ferramenta de visualização gráfica do modelo de CS proposto.



Fonte: Elaborada pela autora.

### 3.6 CONSIDERAÇÕES FINAIS SOBRE O CAPÍTULO

Neste capítulo foi apresentado o método baseado no conceito de CS para a percepção de eventos em sistemas de distribuição ativos. O método é baseado nos três níveis da CS: percepção, compreensão e projeção. Na etapa de percepção foram apresentadas e justificadas as informações necessárias para desenvolver a CS nos critérios de desempenho, segurança e qualidade da operação de sistemas de distribuição com inserção de GD. No segundo estágio da

CS, a compreensão da operação do sistema é aprimorada por meio da síntese das informações coletadas durante o nível de percepção com a utilização da lógica *fuzzy*. Por fim, a etapa de projeção da operação é constituída por meio de um método computacional e uma ferramenta de visualização gráfica do sistema para auxiliar na determinação de ações de controle por parte do operador.

Por fim, com a metodologia proposta, espera-se fornecer as informações necessárias, de forma sintetizada, para o aperfeiçoamento do processo de tomada de decisão do operador a partir da detecção de eventos em sistemas de distribuição ativos. Desse modo, o próximo capítulo apresenta os resultados alcançados nas simulações, evidenciando a efetividade da metodologia.



---

## ESTUDOS DE CASO

---

Neste capítulo são apresentados e analisados os resultados dos estudos de caso desenvolvidos para avaliar como a metodologia de detecção de eventos em sistemas de distribuição ativos auxilia na tomada de decisão do operador de rede. Primeiramente são expostos os resultados obtidos para uma simulação diária com a inserção de geração fotovoltaica ao sistema para avaliar se o método proposto é capaz de detectar as mudanças do nível de demanda e penetração da GD, bem como da topologia da rede. Em seguida, o mesmo sistema é utilizado para simular diferentes eventos na operação da rede e, assim, verificar o impacto das ações de controle do operador nessas situações.

### 4.1 SIMULAÇÃO DIÁRIA

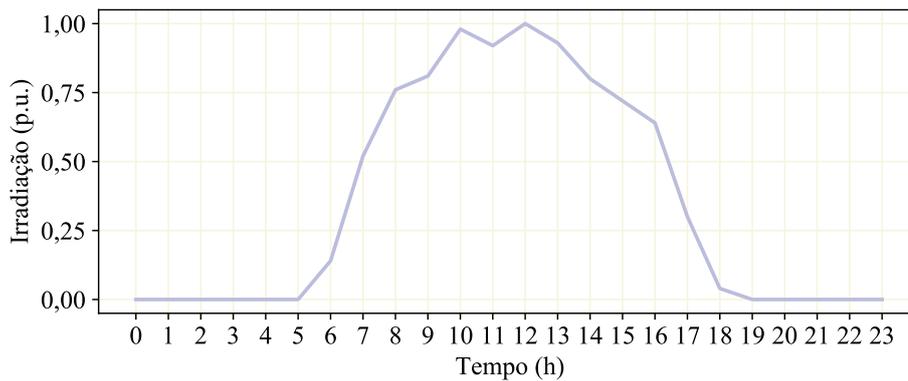
A simulação diária da operação da rede de distribuição é realizada para verificar como as variações do nível de demanda e penetração dos geradores fotovoltaicos afetam os critérios de operação do sistema ao longo do dia. Além disso, as análises são realizadas para as três configurações da rede teste para verificar se a reconfiguração melhora o desempenho do sistema independentemente de outros parâmetros da operação. Assim, também é avaliado como a reconfiguração afeta os critérios de segurança e qualidade.

Desse modo, foi realizada a simulação no modo *daily* do *software* OpenDSS para um período de 24 horas, com a aplicação de curvas de demanda e geração fotovoltaica preestabelecidas a cada hora. A Figura 25a apresenta a curva de irradiação utilizada nos três geradores fotovoltaicos alocados ao sistema, obtida na base de dados técnicos brasileira do Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) (ONS, 2022). Verifica-se que a GD injeta potência entre as 6h e as 18h, com o período de alta geração entre as 9h e as 14h.

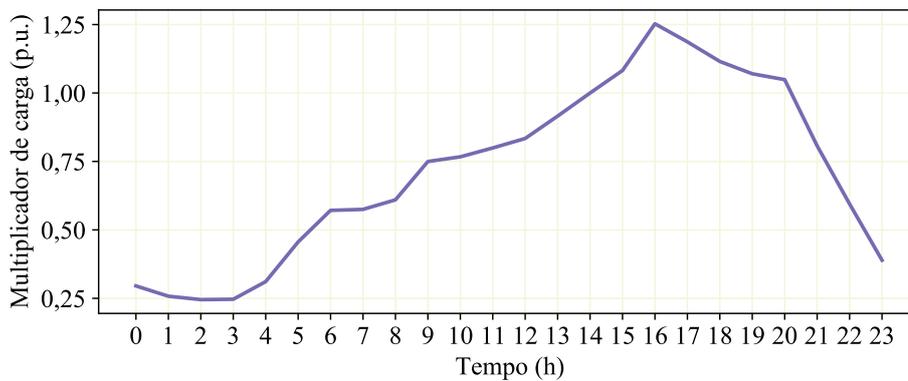
A Figura 25b apresenta o perfil de carga do tipo residencial, oriundo da base de dados apresentada em Angizeh, Ghofrani e Jafari (2020), que foi aplicado em todas as cargas da rede

teste. Observa-se que o período de baixa demanda (multiplicador de carga baixo de 0,5 p.u.) ocorre durante a madrugada, entre as 0h e as 5h, e o período de alta demanda (multiplicador de carga acima de 1 p.u.) entre as 15h e as 20h. Por fim, a curva da demanda final, vista pela subestação, é ilustrada na Figura 25c. Nota-se que a curva do multiplicador de carga e da demanda apresentam um perfil diferente devido ao suprimento das cargas locais próximas à GD. Dessa forma, o período de alta demanda visto pela subestação ocorre entre as 16h e as 20h.

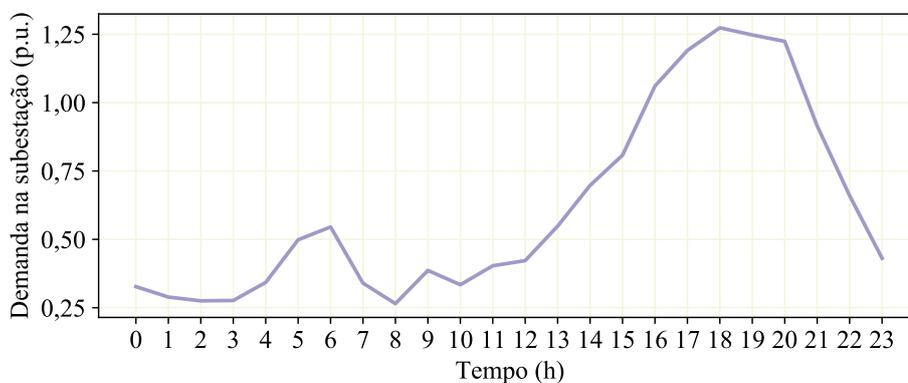
Figura 25 – Dados de geração e carga da simulação diária ao longo das 24 horas.



(a) Curva de irradiação aplicada nos geradores fotovoltaicos.



(b) Multiplicador de carga para representar a demanda diária do sistema.



(c) Curva de demanda na subestação.

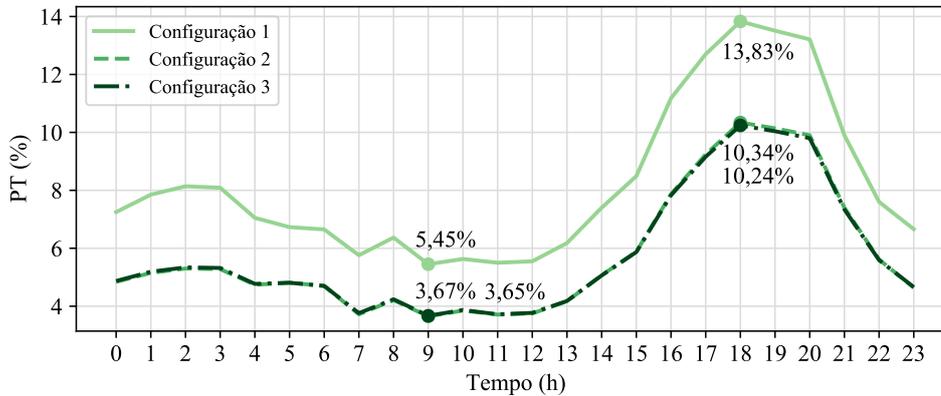
Para analisar o método de CS, são apresentados os níveis de desempenho, segurança e qualidade do sistema geral para cada hora, assim como os resultados dos oito índices representativos. Essa análise é realizada em conjunto a fim de entender a relação entre o comportamento dos índices com o seu critério operacional. Vale ressaltar que os resultados obtidos previamente nas Tabelas 5, 6 e 7 auxiliam as análises realizadas neste capítulo, a fim de entender se o valor de determinado índice está de acordo com o seu cenário de operação.

A Figura 26 mostra os resultados dos índices de desempenho PT e CH, que compreendem os estudos de perdas técnicas e capacidade de hospedagem, nas configurações 1, 2 e 3. Como é observado na Figura 26a, as PT são relativamente baixas até às 14h nas três configurações, mesmo com o aumento da demanda, em vista do aumento da penetração da geração fotovoltaica. Os valores mínimos das PT ocorrem às 9h com o aumento da GD, sendo 5,45%, 3,65% e 3,67% para as configurações 1, 2 e 3, respectivamente. Nota-se que nas configurações 2 e 3 as PT são menores ao longo do dia, indicando que as novas topologias melhoram o desempenho do sistema mesmo com a variação de demanda e penetração da GD. Ademais, o pico das PT é alcançado às 18h, quando há alta demanda e a GD já não mais injeta potência na rede, correspondendo a 13,83%, 10,24% e 10,34% para as configurações 1, 2 e 3, respectivamente. Apesar do índice PT ser ligeiramente maior na configuração 3 (desenvolvida neste trabalho) em relação à configuração 2, a diferença é muito baixa. Além disso, as vantagens da topologia proposta são observadas nos resultados de outros índices mais adiante.

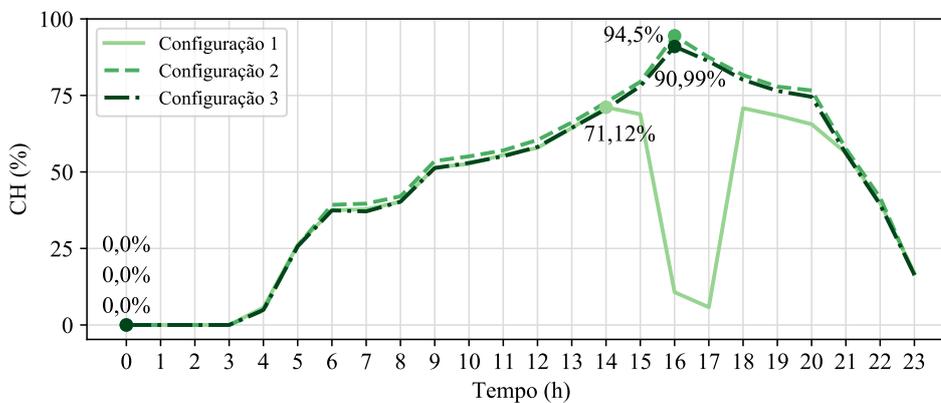
A performance do índice de CH, calculada em termos de sobretensão, é determinada principalmente pelo nível de demanda. Durante as primeiras horas do dia o índice é nulo devido às sobretensões na rede no período de baixa carga. A CH aumenta ao longo do dia com a demanda, com os valores máximos de 94,5% 90,99% às 16h para as configurações 2 e 3, respectivamente, e 71,12% às 14h na configuração 1. Nota-se que, em geral, a CH manteve-se semelhante nas três configurações, com exceção do período entre as 15h e as 20h, onde o índice diminui consideravelmente na configuração 1, mesmo estando em um período de alta demanda. Isso ocorre em vista do posicionamento dos *taps* do regulador de tensão, que regula a tensão nas outras barras do sistema, mas também gera sobretensão nas barras próximas às GDs.

Após analisar os índices PT e CH, é possível compreender o desempenho do sistema ao longo das 24 horas para as configurações 1, 2 e 3, mostrado na Figura 27. Nota-se que o sistema apresenta maior nível de desempenho na configuração 2 durante todo o dia, com o mínimo igual a 39,24% às 2h e máximo de 69,28% às 15h. Isso demonstra que a reconfiguração de rede melhora o desempenho do sistema independentemente do nível de demanda e penetração da GD. A configuração 3 demonstra um comportamento semelhante à configuração 2, assim como visto nos índices PT e CH. Assim, a configuração 3 apresenta o valor mínimo de desempenho igual a 39,16% às 2h e máximo de 69,28%. Como esperado, a configuração 1 apresenta um desempenho menor em relação às configurações 2 e 3, com o máximo igual a 63,08% às 12h e mínimo de 23,76% às 17h.

Figura 26 – Índices de desempenho da rede ao longo de 24 horas nas configurações 1, 2 e 3, sendo (a) Perdas Técnicas (PT) e (b) Capacidade de Hospedagem (CH).



(a)



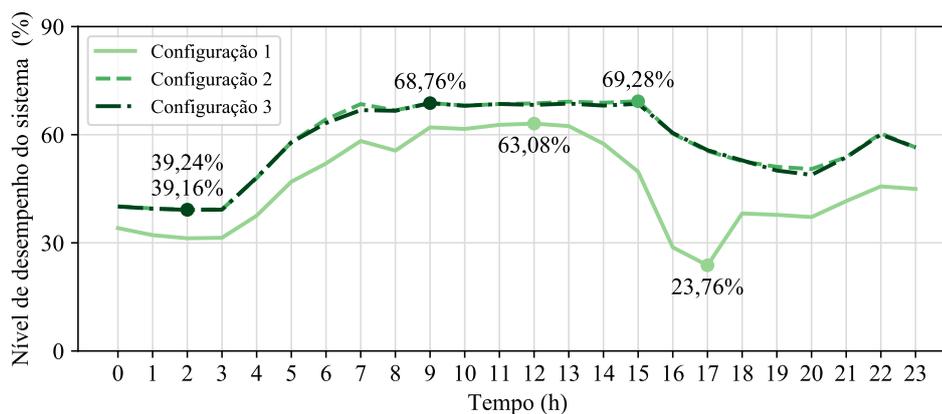
(b)

Fonte: Elaborada pela autora.

É interessante observar que durante as primeiras horas do dia, embora o índice de PT esteja baixo, o desempenho do sistema não é alto, uma vez que a CH é nula. Além disso, nota-se que o desempenho do sistema mantém-se alto entre as 7h e as 14h, pois com o crescimento da demanda, aumenta-se a CH, além de ser um período de alta geração fotovoltaica, o que garante a baixa PT da rede. Por fim, o desempenho da rede diminui a partir das 15h com o aumento das PT, principalmente na configuração 1, com a queda do índice CH.

A Figura 28 apresenta os resultados dos índices de segurança IDP, MET e CL, que representam os estudos de descoordenação do sistema de proteção, margem de estabilidade de tensão e nível do carregamento das linhas, nas configurações 1, 2 e 3 durante 24 horas. Para o índice de IDP, destaca-se na Figura 28a o aumento da descoordenação da proteção da rede nas configurações 2 e 3 em relação à configuração original da rede. Como a reconfiguração muda a topologia e, desse modo, a impedância do sistema entre a subestação e a barra de falta, as correntes de falta aumentam consideravelmente nessas topologias, implicando na descoordenação do sistema de proteção. Assim, enquanto a configuração 1 apresenta o valor máximo de IDP igual

Figura 27 – Nível do critério de desempenho geral do sistema ao longo de 24 horas nas configurações 1, 2 e 3.



Fonte: Elaborada pela autora.

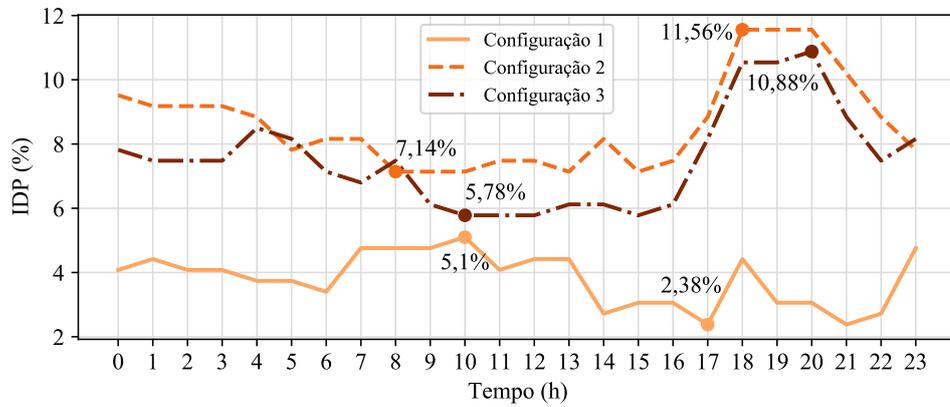
a 5,1% às 10h, as configurações 2 e 3 alcançam 11,56% às 18h e 10,88% às 20h, respectivamente.

Durante o período de baixa demanda, entre as 0h e 4h, nota-se nas Figuras 28b e 28c que o sistema opera como esperado, com alta MET e baixo CL uma vez que o nível de carga é a principal influência no nível de tensão e fluxo de potência do sistema. Os dois índices permanecem dentro do limite de segurança a despeito do aumento da demanda, tendo em vista que também ocorre o aumento da penetração da GD, responsável por diminuir o fluxo de potência nas linhas ao suprir as cargas em sua proximidade. Além disso, ao reduzir o carregamento, ocorre a minimização das PT.

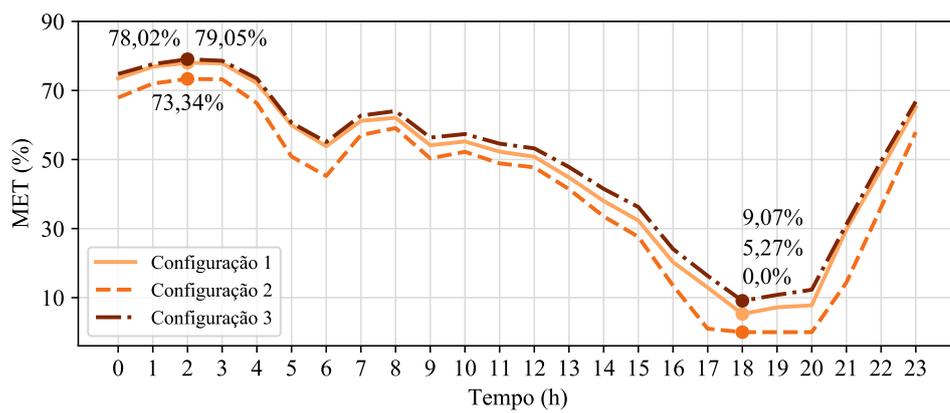
Observa-se ainda que às 18h, o CL alcança o seu valor máximo nas três configurações, com 33,04%, 32,97% e 32,98% nas configurações 1, 2 e 3, respectivamente. No entanto, mesmo que o limite térmico máximo do condutor não tenha sido atingido, a MET reduz neste horário para 5,27%, 0% e 9,07% nas configurações 1, 2 e 3. Isso significa que o carregamento do sistema dispõe de uma margem de aumento de apenas 5,27% e 9,07% antes da sua TRP atingir um nível crítico nas configurações 1 e 3. Entretanto, a TRP crítica de 0,90 p.u. é atingida na configuração 2, representada pelo índice MET igual a 0%. Assim, ainda que a configuração 2 melhore o desempenho do sistema ao diminuir as PT, essa configuração não afeta consideravelmente o valor máximo do CL, além de comprometer outros índices como a MET, causando instabilidade de tensão.

Essa é uma consequência interessante, pois demonstra que a otimização desenvolvida em [Gangwar, Singh e Chakrabarti \(2019\)](#) para alcançar o melhor desempenho da operação da rede é adequada para apenas o cenário de operação de carga nominal e 20% de GD. Assim, outros aspectos operacionais do sistema não estão sendo considerados, tornando o estado de operação da rede vulnerável. Dessa forma, embora a configuração 3 não apresente o menor valor de PT, ela é capaz de melhorar o desempenho da rede com pouco impacto no IDP e ainda aprimorar a MET em relação à configuração original do sistema.

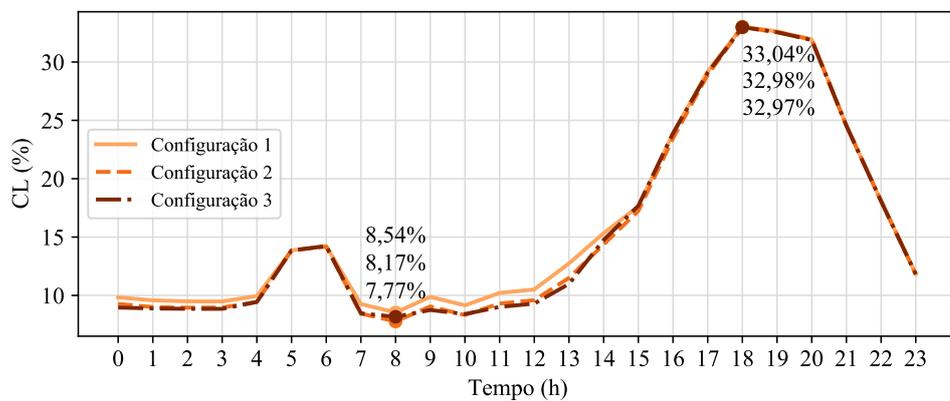
Figura 28 – Índices de segurança da rede ao longo de 24 horas nas configurações 1, 2 e 3, sendo (a) Índice de Descoordenação da Proteção (IDP), (b) Margem de Estabilidade de Tensão (MET) e (c) Carregamento das Linhas (CL).



(a)



(b)

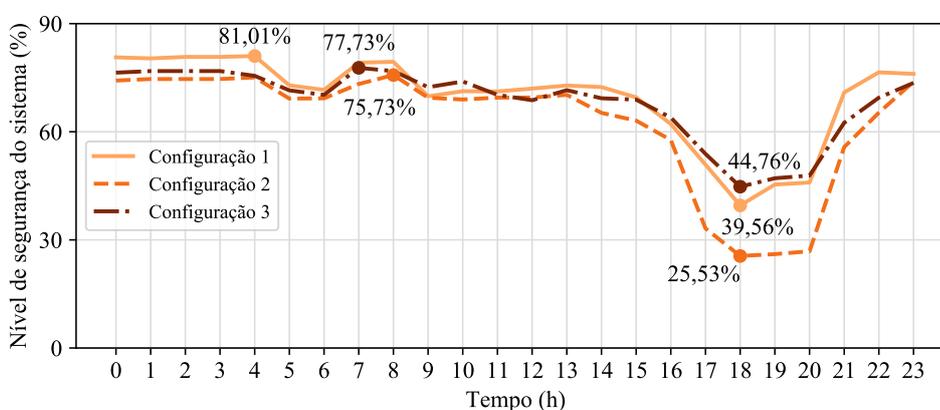


(c)

Fonte: Elaborada pela autora.

O nível de segurança do sistema é mostrado na Figura 29. Conforme previamente apontado, o nível de segurança do sistema permanece alto ao longo do dia, apresentando o seu pico às 4h na configuração 1 com 81,01%, às 8h na configuração 2 com 75,73%, e às 7h na configuração 3 com 77,73%. O sistema fica com níveis críticos de segurança a partir das 18h com o aumento da demanda e saída da GD, atingindo os valores mínimos de 39,56%, 25,53% e 44,76% nas configurações 1, 2 e 3, respectivamente. Como esperado, o nível de segurança da rede geralmente é maior na configuração 1, principalmente em razão do menor nível de descoordenação do sistema de proteção nesta topologia. No entanto, a configuração 3 possui um nível de segurança maior durante o período de alta demanda e sem GD (18h às 22h) em função da MET.

Figura 29 – Nível do critério de segurança geral do sistema ao longo de 24 horas nas configurações 1,2 e 3.



Fonte: Elaborada pela autora.

Em relação aos índices de qualidade da CS, verifica-se na Figura 30a que a TRP mínima é superior na configuração 3 em relação às outras topologias ao longo do dia. O valor máximo do índice é visto às 10h, igual à 1,0191 p.u., durante o horário de alta penetração da GD. A topologia apresenta níveis de TRP precárias entre as 17h e as 20h devido à saída dos geradores durante a alta demanda, apresentando o valor mínimo de 0,9145 p.u. às 18h.

Comparando as configurações 1 e 2, nota-se que os níveis da TRP mínima decresceram na configuração 2 em relação a configuração de rede original. Essa redução é preocupante, pois causa violações no limite mínimo de tensão adequada. Enquanto a configuração 1 apresenta o valor mínimo de 0,9074 p.u. às 18h, já violando o limite inferior de tensão adequada de 0,93 p.u., na configuração 2 a TRP reduz para 0,8843 p.u., correspondendo à faixa crítica de tensão de atendimento. Além disso, o período de TRP precária é maior na configuração 2, entre as 16h e as 21h, enquanto na configuração 1 é ocorre entre às 17h e 20h. Ainda assim, as reconfigurações não impediram o surgimento de sobretensões durante a madrugada, como é visto entre as 0h e 3h na Figura 30b, bem como às 8h enquanto a demanda ainda está abaixo de 0,5 p.u. e o nível de geração fotovoltaica continua aumentando.

Em relação ao FDT, observa-se na Figura 30c que o índice tende a elevar com o aumento

da carga do sistema ao longo do dia, visto que esta é a principal fonte de desequilíbrio em sistemas de distribuição. Nota-se que as configurações 2 e 3 reduziram o FDT em relação a topologia original durante o período de geração da GD, entre as 6h e 18. Neste período o índice apresenta menores valores nas configurações 2 e 3, com a penetração da GD, diminuindo o desequilíbrio entre as fases com a redução do carregamento do sistema. Assim, a configuração 1 apresenta o valor máximo de FDT igual a 1,6306 % às 16h, e as configurações 2 e 3 são os valores de 1,3245% e 1,3339%, respectivamente, às 18h.

A Figura 30d ilustra o comportamento do índice que representa a severidade das VTCDs na rede de distribuição. Observa-se que o índice tem o mesmo comportamento ao longo do dia para as três topologias, apresentando uma curva semelhante à curva de demanda na subestação. Isso ocorre porque a amplitude do afundamento é diretamente proporcional à tensão pré-falta, assim quanto maior for essa tensão, menor será a severidade do afundamento. Dessa forma, durante os períodos de menor demanda, a tensão remanescente é maior. Ainda é possível verificar essa situação entre as configurações, onde a severidade da VTCD é maior na configuração 2, e a TRP mínima é menor na mesma topologia. O pico da severidade da VTCD na configuração 1 ocorre às 19h, igual a 54,09%, enquanto nas configurações 2 e 3 ocorrem às 18h, com os valores de 56,34% e 56,20%, respectivamente.

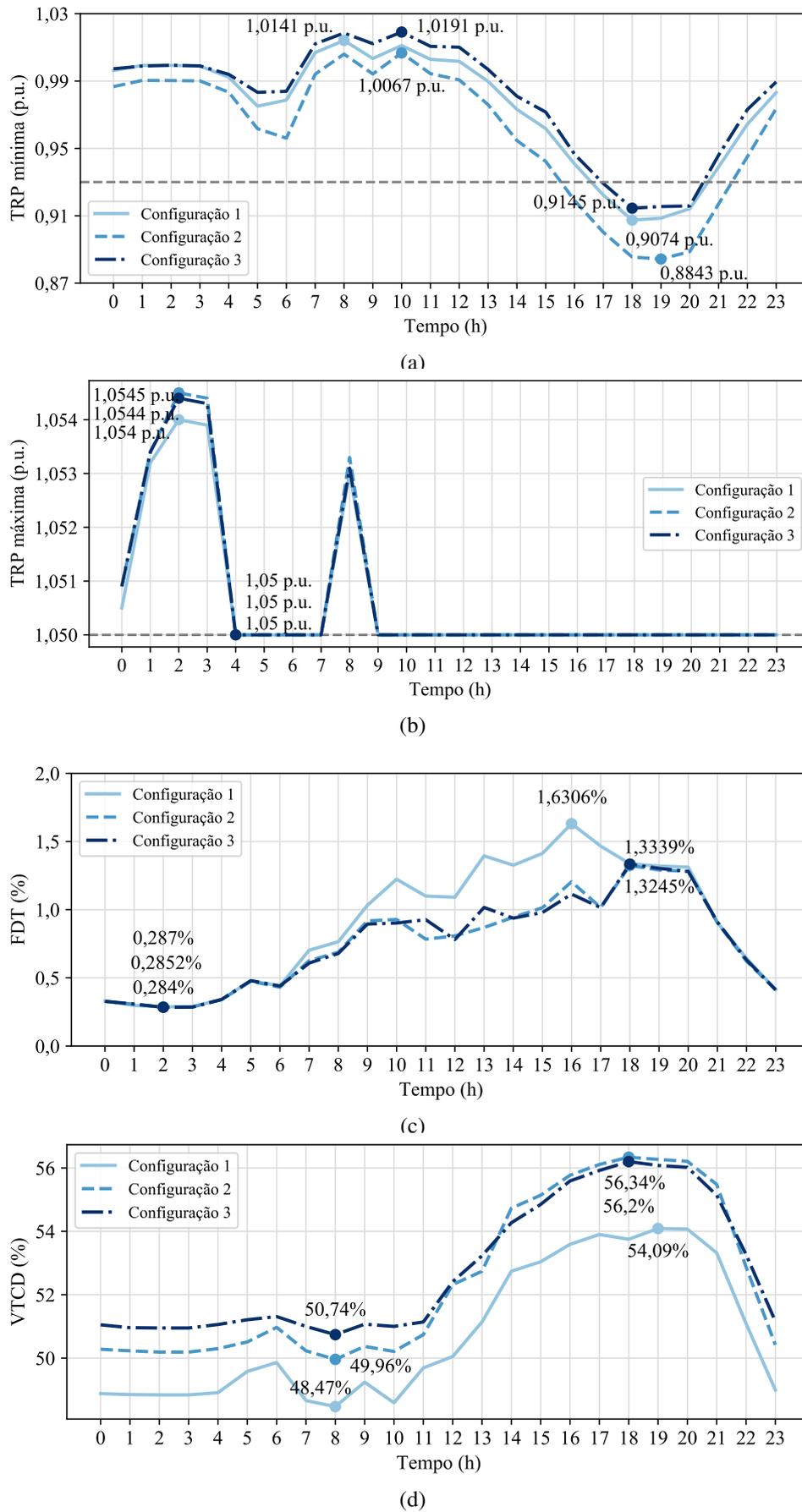
Com base nessas análises, é possível compreender o nível de qualidade de energia do sistema ao longo dia apresentado na Figura 31. Em geral, o critério de qualidade de energia do sistema permanece alto durante o dia, com o máximo de 74,81% às 4h da manhã nas três configurações. Isso condiz com a base de regras criadas para o sistema *fuzzy*, pois ainda que o FDT e VTCD apresentem um pequeno aumento durante o dia, o índice TRP possui um peso maior na determinação do nível de qualidade. Assim, o grau de qualidade diminui significativamente com o surgimento de tensões precárias e críticas na rede a partir das 15h, com a mínima de 31,69% às 20h na configuração 1, 31,20% às 19h na configuração 2, e 31,69% às 18h na configuração 3. Por fim, existe uma diferença no nível de qualidade entre as configurações, mas não é muito relevante, assim como nos índices de qualidade.

#### **4.1.1 Comentários Finais Sobre a Simulação Diária**

Com base na simulação diária dos índices e dos níveis dos critérios de operação para as três configurações propostas, têm-se as seguintes conclusões:

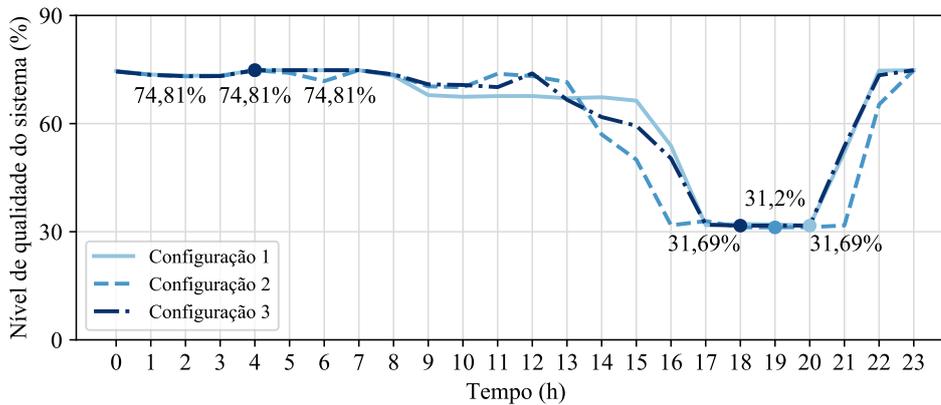
- A simulação diária permitiu validar metodologia de CS em diversos cenários de operação, visando a variação do nível de demanda, geração proveniente de fonte renovável e mudança da topologia da rede.
- Analisar o comportamento dos índices juntamente com os níveis dos requisitos operacionais permitiu compreender a origem das variações durante a operação dinâmica da rede;

Figura 30 – Índices de qualidade da rede ao longo de 24 horas nas configurações 1, 2 e 3, sendo (a) Tensão em Regime Permanente (TRP) mínima, (b) TRP máxima, (c) Fator de Desequilíbrio de Tensão (FDT) e (d) Variação de Tensão de Curta Duração (VTCD).



Fonte: Elaborada pela autora.

Figura 31 – Nível do critério de qualidade geral do sistema ao longo de 24 horas nas configurações 1,2 e 3.



Fonte: Elaborada pela autora.

- Nota-se que o estado de operação da rede depende de diversos fatores, como da parametrização e nível de inserção da GD, bem como da configuração de rede e nível de demanda do sistema. Assim, os trabalhos citados durante a revisão bibliográfica acerca dos índices propostos falham ao generalizar que determinada configuração de GD aprimora ou deteriora a operação da rede. Desse modo, a importância da utilização dos índices no método proposto é evidenciada;
- Alguns índices possuem mais influência na determinação do nível do requisito operacional do que outros. Esse grau de influência é definido durante a criação dos conjuntos de regras *fuzzy*, onde o especialista é responsável por estabelecer a importância de cada índice no estado de operação do sistema;
- A configuração 2 melhorou apenas o desempenho da rede, enquanto piorou a sua segurança e impactou relativamente a qualidade. Ao simular essa configuração foi possível verificar que ao implementar uma solução ótima para um índice operacional, como o das PT, não significa a melhoria de outros aspectos operacionais;
- A configuração 3, que foi elaborada tendo em vista não apenas os índices de desempenho da rede, mas também de qualidade de energia e segurança, demonstrou-se vantajosa para os três critérios de operação propostos. Assim, a configuração cumpriu o seu objetivo ao diminuir as PT sem prejudicar os outros índices da CS;
- O aumento da demanda e saída dos geradores no final da tarde prejudicou o desempenho, segurança e qualidade do sistema. No entanto, cada critério tem o seu próprio comportamento frente aos diferentes cenários operacionais, demonstrando a importância da avaliação de cada um para estabelecer o estado de operação da rede e assim possibilitar estratégias de controle que melhor atendam o sistema como um todo;
- O sistema *fuzzy* foi bem sucedido ao integrar os índices propostos a fim de identificar corretamente o estado de operação da rede e aumentar a CS do operador.

## 4.2 PERCEPÇÃO DE EVENTOS NO SISTEMA

A segunda etapa para validar o método de CS proposto é baseado na simulação de eventos que normalmente ocorrem em sistemas de distribuição ativos. O objetivo é verificar se a metodologia identifica corretamente a ocorrência do evento na rede, e se é capaz de auxiliar no processo de tomada de decisão do operador. Além de calcular os níveis gerais de desempenho, qualidade e segurança do sistema, também é medido o grau de qualidade e segurança de cada barramento da rede a fim de identificar as regiões que apresentam mais problemas em determinado cenário de operação. Essa classificação por barras é demonstrada por meio da visualização gráfica do diagrama unifilar da rede com um esquema de cores indicando de 0 a 100% a condição de operação de cada barra, em que 100% indica a condição de máximo nível de segurança ou qualidade. Além disso, o nível do fluxo de potência da rede é representado espessura das linhas do diagrama.

Desse modo, os estudos de caso realizados seguem as etapas:

1. **Percepção do evento:** o evento é inicialmente detectado pelas métricas que avaliam os níveis de segurança, qualidade e desempenho do sistema como um todo;
2. **Localização do distúrbio:** a ferramenta de visualização gráfica é utilizada para identificar as barras que apresentam algum tipo de distúrbio após a ocorrência do evento;
3. **Identificação do índice:** verificar quais índices estão comprometendo o nível de qualidade ou segurança das barras afetadas para facilitar a elaboração de uma estratégia de controle adequada.

Assim, as próximas seções apresentam os resultados dos estudos de caso escolhidos para a análise da metodologia de CS.

### 4.2.1 Detecção e Mitigação de Sobretensão

Inicialmente é simulado um distúrbio frequente em sistemas de distribuição ativos: a sobretensão (valor de TRP acima de 1,05 p.u.) proveniente da alta penetração da GD durante a baixa demanda da rede. Quando o fornecimento de potência da GD é superior a sua carga local, o fluxo de potência reverso pode gerar o aumento das PT, bem como da TRP no ponto de conexão da GD e nos barramentos iniciais do sistema. Desse modo, é considerado o cenário operacional previamente simulado, às 12h, no qual a penetração da GD está em seu pico, contudo, com a redução do multiplicador de carga para 0,5 p.u. a fim de introduzir os distúrbios de sobretensão no sistema. Além disso, também é demonstrado o estado de operação da rede após a implementação das ações de controle por parte do operador a fim de mitigar a sobretensão após a sua detecção. Assim, são analisadas as seguintes situações:

- Detecção de sobretensão: operação do sistema em sua configuração de rede original às 12h e com redução de demanda para 0,5 p.u.;
- Mitigação de sobretensão: operação do sistema após a implementação da ação de controle para mitigar a sobretensão.

As Tabelas 8 e 9 apresentam os resultados obtidos para os critérios de operação e seus índices, respectivamente, no cenário de detecção de sobretensão. Verifica-se que o nível de desempenho da rede de 12,11% é baixo tendo em vista o elevado índice de PT igual a 21,93%. Esse valor é considerado elevado para essa condição de carga leve que ocorre em função do fluxo reverso nas linhas oriundo da alta penetração da GD. Além disso, o índice de desempenho de CH possui o valor reduzido de 31,38% ao ser limitada pelo parâmetro de performance de sobretensão, condição que é rapidamente atingida devido a baixa demanda do sistema.

O nível do critério de segurança é alto, igual 80,28%, em conformidade com os valores adequados de 4,76%, 70,21% e 8,76% para os índices de IDP, MET e CL, respectivamente. No entanto, nota-se que a qualidade de energia é igual a 63,45%, valor que não corresponde ao esperado para essa condição de carga, na qual os índices não são deteriorados pelo alto carregamento do sistema. Assim, analisando os índices de qualidade verifica-se que o cenário operacional apresenta o distúrbio de sobretensão, com a TRP máxima igual a 1,0723 p.u.

Tabela 8 – Nível dos critérios de operação do sistema no cenário operacional de detecção de sobretensão.

Situação	Desempenho (%)	Segurança (%)	Qualidade (%)
Detecção de sobretensão	12,11	80,28	63,45

Fonte: Elaborada pela autora.

Tabela 9 – Resultados obtidos para os índices da CS no cenário operacional de detecção de sobretensão.

Índices	Detecção de sobretensão
PT <sup>a</sup> (%)	21,93
CH <sup>b</sup> (%)	31,38
IDP <sup>c</sup> (%)	4,76
MET <sup>d</sup> (%)	70,21
CL <sup>e</sup> (%)	8,76
TRP <sup>f</sup> mín. (p.u.)	1,0187
TRP máx. (p.u.)	1,0723
FDT <sup>g</sup> (%)	0,8655
VTCD <sup>h</sup> (%)	46,75

Fonte: Elaborada pela autora.

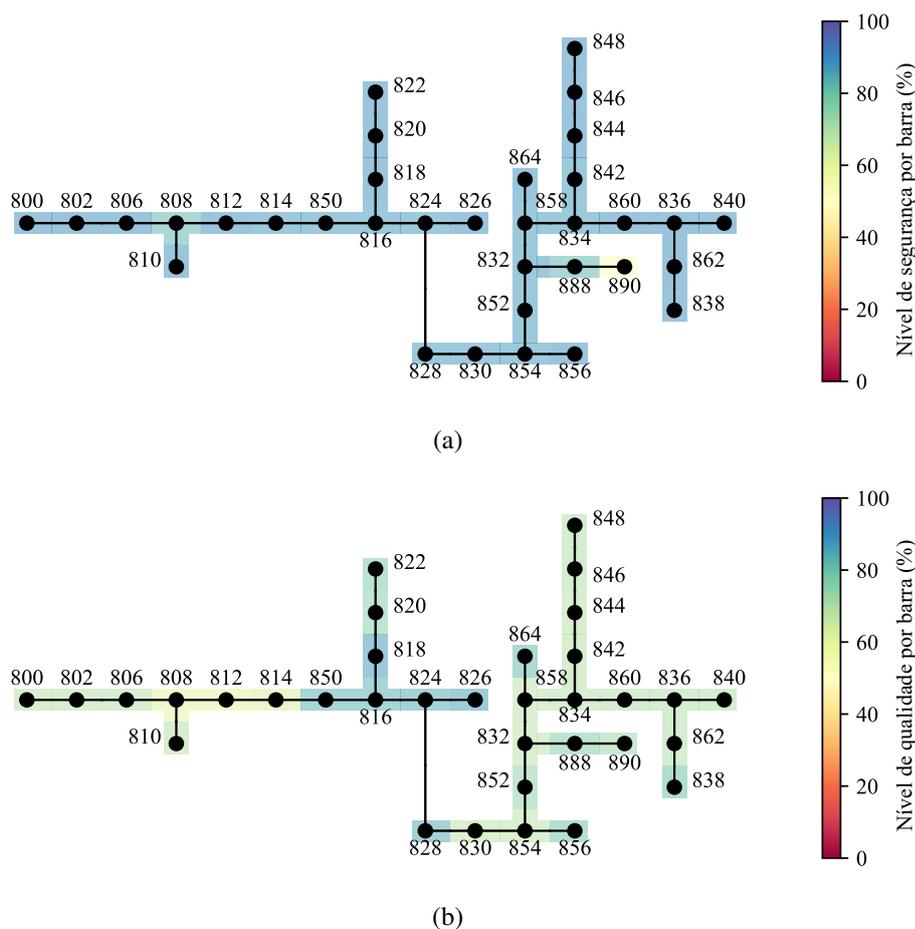
Nota 1: <sup>a</sup> Perdas Técnicas, <sup>b</sup> Capacidade de Hospedagem, <sup>c</sup> Índice de Descoordenação da Proteção, <sup>d</sup> Margem de Estabilidade de Tensão, <sup>e</sup> Carregamento das Linhas, <sup>f</sup> Tensão em Regime Permanente, <sup>g</sup> Fator de Desequilíbrio de Tensão, <sup>h</sup> Variação de Tensão de Curta Duração.

A fim de implementar ações de controle para solucionar mitigar a sobretensão, o operador deve saber qual parte do sistema está apresentando esse distúrbio. Dessa maneira, a ferramenta

de visualização gráfica que apresenta os níveis de segurança e qualidade de energia por barra pode ser utilizada para identificar a região da rede perturbada e ajudar no seu processo de decisão. A Figura 32 ilustra os níveis dos critérios operacionais na situação de sobretensão. Conforme é visto na Figura 32a, a rede possui alto nível de segurança, como esperado, com exceção da barra 890. De acordo com a Tabela 10, o nível de segurança do barramento é 50,30% devido à alta descoordenação do sistema de proteção de 54,55%, representada pelo IDP.

A Figura 32b mostra que, em geral, o nível de qualidade de cada barra está em torno de 70%. Contudo, é possível notar visualmente que o grau de qualidade das barras 808, 812 e 814 é menor em relação as outras. Assim, verificando o nível qualidade e seus índices por barra na Tabela 11, é evidente que a sobretensão é responsável por prejudicar o critério operacional, com os valores de TRP máxima iguais a 1,0581 p.u., 1,0661 p.u. e 1,0723 p.u. para as barras 808, 812 e 814, respectivamente.

Figura 32 – Visualização gráfica do cenário operacional de detecção de sobretensão para os níveis por barra de (a) segurança e (b) qualidade.



Fonte: Elaborada pela autora.

Dessa maneira, apesar da alta penetração da GD ter contribuído na introdução de sobretensões ao sistema ao reduzir o seu nível de demanda, o distúrbio surge nos barramentos

Tabela 10 – Nível da segurança e seus índices por barra no cenário operacional de detecção de sobretensão.

<b>Barra</b>	<b>Segurança (%)</b>	<b>IDP<sup>a</sup></b>	<b>MET<sup>b</sup> (%)</b>	<b>CL<sup>c</sup> (%)</b>
<b>890</b>	50,30	54,55	70,21	4,68

Fonte: Elaborada pela autora.

Nota 1: <sup>a</sup> Índice de Descoordenação da Proteção, <sup>b</sup> Margem de Estabilidade de Tensão, <sup>c</sup> Carregamento das Linhas.

Tabela 11 – Nível da qualidade e seus índices por barra no cenário operacional de detecção de sobretensão.

<b>Barra</b>	<b>Qualidade (%)</b>	<b>TRP<sup>a</sup> mín. (p.u.)</b>	<b>TRP máx. (p.u.)</b>	<b>FDT<sup>b</sup> (%)</b>	<b>VTCD<sup>c</sup> (%)</b>
<b>808</b>	60,08	1,0488	1,0581	0,1575	68,63
<b>812</b>	60,14	1,0481	1,0661	0,3110	54,58
<b>814</b>	62,40	1,0474	1,0723	0,4315	51,02

Fonte: Elaborada pela autora.

Nota 1: <sup>a</sup> Tensão em Regime Permanente, <sup>b</sup> Fator de Desequilíbrio de Tensão, <sup>c</sup> Variação de Tensão de Curta Duração.

iniciais da rede devido à baixa queda de tensão no trecho. Baseando-se na localização do evento é possível determinar que a ação de controle mais apropriada para mitigar a sobretensão é a atuação do comutador de *tap* sob carga localizado na subestação. Assim, reduzindo a tensão de referência na saída da subestação de 1,05 p.u. para 1,02 p.u. (valor definido por meio de simulações) espera-se eliminar o distúrbio de sobretensão no sistema.

As Tabelas 12 e 13 mostram os resultados obtidos para os critérios operacionais e seus índices, respectivamente, após a atuação do comutador de *tap* no transformador da subestação. Observa-se que o desempenho da rede aumentou de 12,11% para 19,30% após o controle de tensão em função do acréscimo de 21,02% na CH. Por meio da mudança do *tap*, a TRP é reduzida nas barras do sistema e, assim, maior inserção da GD é necessária para produzir sobretensões, ampliando a CH. O critério de segurança conta com um pequeno aumento de 80,28% para 81% após a redução do IDP de 4,76% para 4,08%.

Por fim, a qualidade de energia é elevada de 63,45% para 72,70% após a mitigação da sobretensão no sistema. A TRP mínima sofre uma pequena redução, passando de 1,0187 p.u. para 1,0122 p.u., enquanto a TRP máxima reduz de 1,0723 p.u. para 1,0465. Desse modo, a ação de controle implementada é capaz de eliminar o distúrbio e aprimorar a qualidade da rede.

Tabela 12 – Nível dos critérios de operação do sistema no cenário operacional de mitigação de sobretensão.

<b>Situação</b>	<b>Desempenho (%)</b>	<b>Segurança (%)</b>	<b>Qualidade (%)</b>
Mitigação de sobretensão	19,30	81	72,70

Fonte: Elaborada pela autora.

Analisando a segurança por barra no cenário operacional de mitigação de sobretensão na Figura 33a, verifica-se que o nível do critério na barra 890 aumentou após a atuação do comutador de *tap* no transformador da subestação. De acordo com a Tabela 14, o nível de

Tabela 13 – Resultados obtidos para os índices da CS no cenário operacional de mitigação de sobretensão.

Índices	Mitigação de sobretensão
PT <sup>a</sup> (%)	22,42
CH <sup>b</sup> (%)	52,40
IDP <sup>c</sup> (%)	4,08
MET <sup>d</sup> (%)	68,51
CL <sup>e</sup> (%)	8,77
TRP <sup>f</sup> mín. (p.u.)	1,0122
TRP máx. (p.u.)	1,0465
FDT <sup>g</sup> (%)	0,8704
VTCD <sup>h</sup> (%)	46,32

Fonte: Elaborada pela autora.

Nota 1: <sup>a</sup> Perdas Técnicas, <sup>b</sup> Capacidade de Hospedagem, <sup>c</sup> Índice de Descoordenação da Proteção, <sup>d</sup> Margem de Estabilidade de Tensão, <sup>e</sup> Carregamento das Linhas, <sup>f</sup> Tensão em Regime Permanente, <sup>g</sup> Fator de Desequilíbrio de Tensão, <sup>h</sup> Variação de Tensão de Curta Duração.

segurança da barra aumentou de 50,30% para 75,35% após a redução do IDP de 54,55% para 27,27%, influenciado pela mudança da tensão de pré-falta no barramento.

Finalmente, observa-se o comportamento da qualidade de energia das barras na Figura 33b após a redução da tensão de referência na subestação. Houve um leve aumento no nível de qualidade das barras do sistema, contudo, a melhoria é mais perceptível nas barras que apresentavam sobretensão: 808, 812 e 814. Assim, após a eliminação do distúrbio, o nível de qualidade desses barramentos é elevado, correspondendo ao restante do sistema. Nessa situação, as barras 808, 832 e 888 apresentam menor nível de qualidade em função do alto índice VTCD afetado pela alta penetração de GD, como mostra a Tabela 14.

Tabela 14 – Nível da segurança e seus índices por barra no cenário operacional de mitigação de sobretensão.

Barra	Segurança (%)	IDP <sup>a</sup>	MET <sup>b</sup> (%)	CL <sup>c</sup> (%)
890	75,35	27,27	68,51	4,67

Fonte: Elaborada pela autora.

Nota 1: <sup>a</sup> Índice de Descoordenação da Proteção, <sup>b</sup> Margem de Estabilidade de Tensão, <sup>c</sup> Carregamento das Linhas.

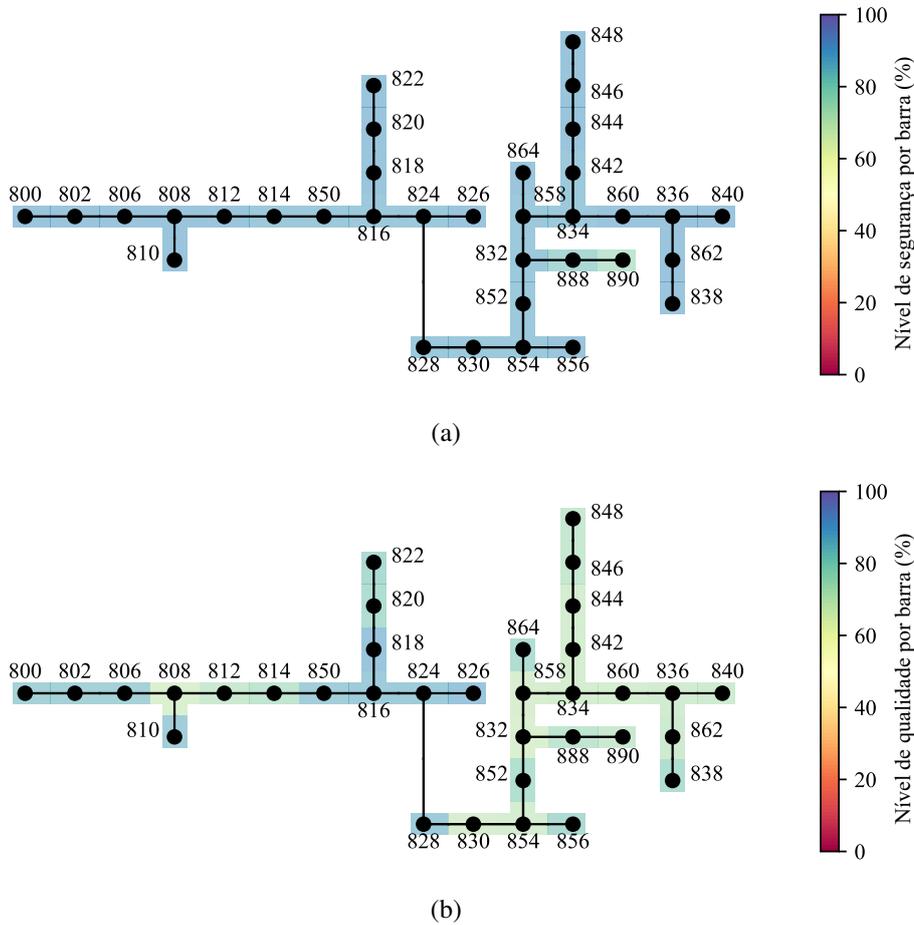
Tabela 15 – Nível da qualidade e seus índices por barra no cenário operacional de mitigação de sobretensão.

Barra	Qualidade (%)	TRP <sup>a</sup> mín. (p.u.)	TRP máx. (p.u.)	FDT <sup>b</sup> (%)	VTCD <sup>c</sup> (%)
808	67,27	1,0225	1,0320	0,1654	70,17
832	67,14	1,0293	1,0301	0,8643	54,94
858	67,86	1,0293	1,0302	0,8673	53,94

Fonte: Elaborada pela autora.

Nota 1: <sup>a</sup> Tensão em Regime Permanente, <sup>b</sup> Fator de Desequilíbrio de Tensão, <sup>c</sup> Variação de Tensão de Curta Duração.

Figura 33 – Visualização gráfica do cenário operacional de mitigação de sobretensão para os níveis por barra de (a) segurança e (b) qualidade.



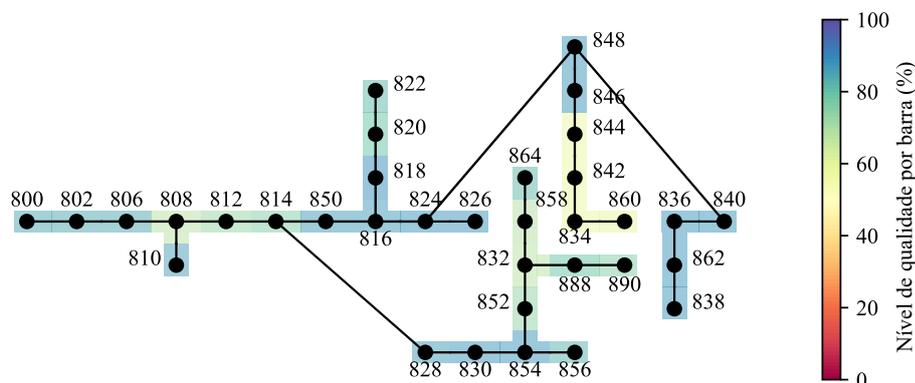
Fonte: Elaborada pela autora.

#### 4.2.1.1 Comentários finais sobre a detecção e mitigação de sobretensão

Além da alteração da tensão de referência do comutador de *tap* na subestação, também foi simulada a reconfiguração de rede com o objetivo de aumentar o critério de desempenho da operação. No entanto, apesar de minimizar as PT, essa redução não é significativa dado que grande parte do índice é proveniente do fluxo reverso nas linhas próximas a GD. Além disso, a reconfiguração de rede diminui a qualidade de energia ao aumentar a severidade da VTCD das barras 834, 842, 844 e 860, como ilustra a Figura 34. Desse modo, a ação de controle não foi apresentada como parte da solução para aprimorar a operação da sistema.

Em conclusão, por meio dos níveis gerais de segurança, qualidade e desempenho, e da visualização gráfica do grau de qualidade e segurança de cada barra do sistema, é possível aumentar a CS do operador ao detectar eventos e fornecer a informação de forma sucinta e visual. O método proposto demonstrou auxiliar na verificação de qual ação de controle é a melhor resposta para o tipo e localização do distúrbio detectado e como a sua implementação afetará

Figura 34 – Visualização gráfica do cenário operacional de mitigação de sobretensão para os níveis de qualidade por barra na configuração 3.



Fonte: Elaborada pela autora.

outros critérios operacionais e seus índices.

#### 4.2.2 Redução dos Impactos Produzidos Pelo Sombreamento Parcial na GD

O segundo evento simulado é a interrupção da geração de energia fotovoltaica devido às condições climáticas que afetam no grau de irradiação direta, produzindo sombras nos módulos fotovoltaicos. O sombreamento parcial reduz a geração total de energia devido à redução de energia solar fornecida ao módulo causado pela sombra, e também pelo aumento das perdas de energia nas células sombreadas, uma vez que a área sombreada passa a operar como carga (FARIA, 2014). Assim, a suspensão da produção de energia fotovoltaica afeta na operação do sistema de distribuição, principalmente em períodos de alta demanda, implicando em novas estratégias de controle por parte do operador para manter o estado seguro da operação.

Desse modo, o horário de maior demanda anteriormente simulado (16h) é selecionado para simular o estudo do evento de sombreamento parcial nos geradores alocadas ao sistema de 34 barras do IEEE em sua configuração de rede original. Inicialmente são analisadas as seguintes situações:

- Operação normal: operação do sistema em sua configuração de rede original durante o pico de demanda e operação correta dos geradores;
- Sombreamento parcial: operação do sistema em sua configuração de rede original durante o pico de demanda e com a interrupção total da GD a fim de simular a condição de operação mais crítica.

Assim, as Tabelas 16, 17 e 19 comparam os requisitos operacionais e seus índices nas duas situações simuladas. Verifica-se na Tabela 16 que o nível de desempenho da rede reduziu

de 28,75% para 12,33% com o sombreamento parcial dos geradores. Essa redução ocorre em função do aumento das PT de 11,18% para 16,37% com a saída dos geradores que supriam parte da carga do sistema.

Tabela 16 – Nível do desempenho geral do sistema e seus índices na operação normal e durante o sombreamento parcial.

Situação	Desempenho (%)	PT <sup>a</sup> (%)	CH <sup>b</sup> (%)
Operação normal	28,75	11,18	10,71
Sombreamento parcial	12,33	16,37	10,71

Fonte: Elaborada pela autora.

Nota 1: <sup>a</sup> Perdas Técnicas, <sup>b</sup> Capacidade de Hospedagem.

O nível de segurança geral da rede também reduz consideravelmente de 62,15% para 16,89%, como mostra a Tabela 17. Os três índices de segurança são impactados com a saída dos geradores: a MET decresce de 20,08% para 0%, o CL aumenta de 23,90% para 38,23%, e a descoordenação do sistema de proteção intensifica, como indica o IDP, aumentando de 3,06% para 13,27%.

Tabela 17 – Nível da segurança geral do sistema e seus índices na operação normal e durante o sombreamento parcial.

Situação	Segurança (%)	IDP <sup>a</sup> (%)	MET <sup>b</sup> (%)	CL <sup>c</sup> (%)
Operação normal	62,15	3,06	20,28	23,90
Sombreamento parcial	16,89	13,95	0	38,23

Fonte: Elaborada pela autora.

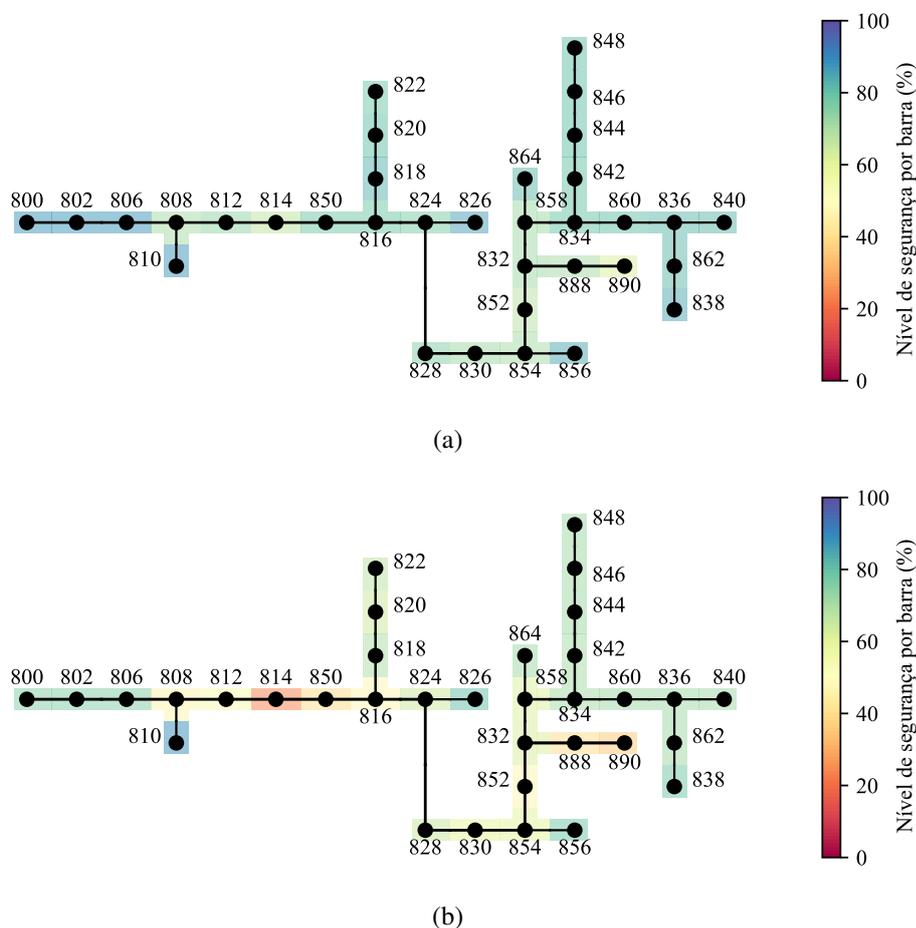
Nota 1: <sup>a</sup> Índice de Descoordenação da Proteção, <sup>b</sup> Margem de Estabilidade de Tensão, <sup>c</sup> Carregamento das Linhas.

Ao analisar a redução do critério de segurança geral do sistema, observa-se na Figura 35 que a maioria das barras da rede foram impactadas com o evento de sombreamento parcial. No entanto, é possível identificar as três barras com o menor nível do critério operacional: 814, 888 e 890. A Tabela 18 apresenta o nível da segurança e seus índices antes e depois do sombreamento parcial nestas barras. É possível observar que com o sobrecarregamento do sistema, houve o agravamento dos três índices de segurança: IDP, MET e CL. No entanto, ainda que essas barras apresentem os menores níveis de segurança, a ferramenta de visualização gráfica auxilia a demonstrar que grande parte do sistema é afetada pelo sombreamento parcial.

O nível de qualidade de energia do sistema também é impactado, reduzindo de 53,81% para 33,36%, como mostra a Tabela 19. Embora os índices TRP máxima, FDT e VTCD não apresentem alterações consideráveis, a TRP mínima reduz de 0,9408 p.u. para 0,8752 p.u., atingindo a faixa de tensão de atendimento crítica.

A Figura 36 apresenta o diagrama unifilar da rede com os níveis de qualidade de cada barra do sistema antes e durante o sombreamento parcial. Após verificar que o nível de qualidade de energia geral do sistema diminuiu com o sombreamento parcial da GD, o operador pode

Figura 35 – Visualização gráfica do nível de segurança do sistema por barra na (a) operação normal e (b) durante o sombreamento parcial.



Fonte: Elaborada pela autora.

Tabela 18 – Nível da segurança e seus índices por barra na operação normal e durante o sombreamento parcial.

Barra	Segurança (%)	IDP <sup>a</sup> (%)	MET <sup>b</sup> (%)	CL <sup>c</sup> (%)
<b>Operação normal</b>				
<b>814</b>	65,95	0	25	22,26
<b>888</b>	69,95	18,18	30,45	23,90
<b>890</b>	61,24	9,09	20,28	23,90
<b>Sombreamento parcial</b>				
<b>814</b>	22,63	36,36	4,02	35,04
<b>888</b>	38,51	27,27	16,74	38,23
<b>890</b>	35	9,09	0	38,23

Fonte: Elaborada pela autora.

Nota 1: <sup>a</sup> Índice de Descoordenação da Proteção, <sup>b</sup> Margem de Estabilidade de Tensão, <sup>c</sup> Carregamento das Linhas.

Tabela 19 – Nível da qualidade geral do sistema e seus índices na operação normal e durante o sombreamento parcial.

Situação	Qualidade (%)	TRP <sup>a</sup> mín. (p.u.)	TRP máx. (p.u.)	FDT <sup>b</sup> (%)	VTCD <sup>c</sup> (%)
Operação normal	53,81	0,9408	1,05	1,6306	53,59
Sombreamento parcial	33,36	0,8752	1,05	1,6323	53,36

Fonte: Elaborada pela autora.

Nota 1: <sup>a</sup> Tensão em Regime Permanente, <sup>b</sup> Fator de Desequilíbrio de Tensão, <sup>c</sup> Variação de Tensão de Curta Duração.

utilizar a ferramenta de visualização gráfica para verificar onde se encontra o problema. Nota-se que o nível de qualidade melhorou após a saída da GD em diversas barras do sistema, principalmente da barra 832 em diante, em função da redução do FDT causado pela GD. No entanto, as barras 814, 852 e 890 possuem os piores graus de qualidade em relação ao resto do sistema. Assim, observa-se na Tabela 20 que a redução da TRP mínima dessas barras é a principal fonte da deterioração do critério de qualidade de energia com a saída da GD, com valores iguais a 0,9080 p.u., 0,9316 p.u. e 0,8752 p.u. para as barras 814, 852 e 890, respectivamente. Além disso, a barra 814 possui o grau de qualidade mais baixo em função do FDT elevado de 1,6323%.

Tabela 20 – Nível da qualidade e seus índices por barra na operação normal e durante o sombreamento parcial.

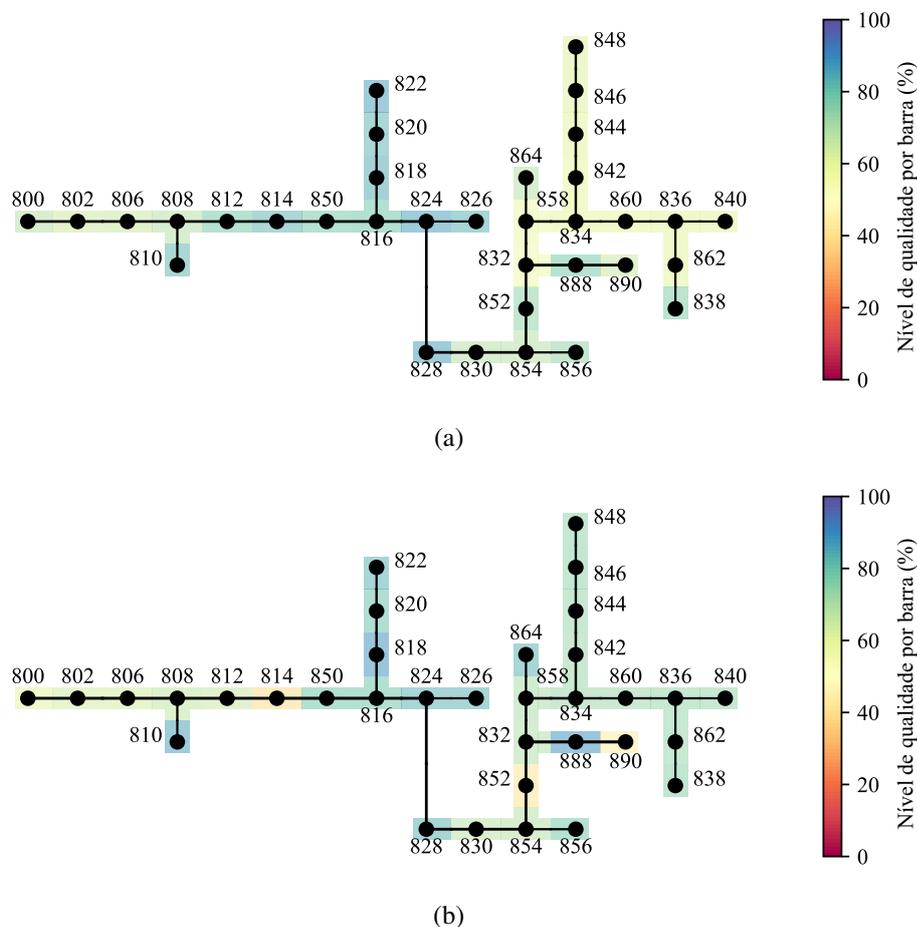
Barra	Qualidade (%)	TRP <sup>a</sup> mín. (p.u.)	TRP máx. (p.u.)	FDT <sup>b</sup> (%)	VTCD <sup>c</sup> (%)
<b>Operação normal</b>					
<b>814</b>	81,95	0,9647	0,9947	0,7120	51,82
<b>852</b>	74,37	0,9711	0,9766	1,1006	57,77
<b>890</b>	64,92	0,9408	0,9485	1,6306	23,39
<b>Sombreamento parcial</b>					
<b>814</b>	37,85	0,9080	0,9718	1,6323	52,51
<b>852</b>	40,35	0,9316	0,9619	0,8436	58,18
<b>890</b>	43,07	0,8752	0,9004	1,1799	26,15

Fonte: Elaborada pela autora.

Nota 1: <sup>a</sup> Tensão em Regime Permanente, <sup>b</sup> Fator de Desequilíbrio de Tensão, <sup>c</sup> Variação de Tensão de Curta Duração.

Com base nos níveis gerais de segurança, qualidade e desempenho, e na visualização gráfica do grau de qualidade e segurança de cada barra do sistema, antes e durante o evento de sombreamento, é possível aumentar a CS do operador para aprimorar o seu processo de decisão. De acordo com as informações obtidas até agora, nota-se que o nível de qualidade após a saída da GD foi comprometido principalmente pela redução da TRP mínima nas barras 814, 852 e 890. Além disso, a segurança é reduzida em diversas barras em função do sobrecarregamento do sistema. Dessa forma, o operador precisa implementar uma ação de controle que distribua mais adequadamente a carga da rede a fim de melhorar também o seu desempenho que se encontra em 12,33% devido ao aumento das PT.

Figura 36 – Visualização gráfica do nível de qualidade do sistema por barra na (a) operação normal e (b) durante o sombreamento parcial.



Fonte: Elaborada pela autora.

#### 4.2.2.1 Reconfiguração de rede

A solução mais evidente para lidar com o problema de sobrecarregamento do sistema é a reconfiguração de rede. Essa ação de controle, além de ser utilizada para minimizar as PT do sistema, também é utilizada para equilibrar as suas cargas de acordo com o nível de carregamento dos ramais. Dessa forma são simuladas as seguintes situações:

- Configuração 2: operação do sistema no pico de demanda e durante o sombreamento parcial da GD após a reconfiguração de rede para a configuração 2 desenvolvida por [Gangwar, Singh e Chakrabarti \(2019\)](#) e previamente apresentada na Figura 21b;
- Configuração 3: operação do sistema no pico de demanda e durante o sombreamento parcial da GD após a reconfiguração de rede para a configuração 3 elaborada para este trabalho e previamente apresentada na Figura 21c.

Dessa forma, as Tabelas 21, 22 e 24 apresentam os resultados obtidos para os três critérios

operacionais e seus índices após as duas reconfigurações de rede. Conforme mostra a Tabela 21, o nível de desempenho do sistema melhora nas configurações 2 e 3, aumentando de 12,33% para 48,50% e 48,68%, respectivamente. Grande parte dessa melhoria deve-se ao aumento da CH, porém esse índice não influencia nesse cenário operacional devido ao sombreamento parcial na GD. No entanto, as configurações 2 e 3 também aprimoram o índice de PT ao diminuir de 16,37% para 12,17% e 12,09%, respectivamente.

Tabela 21 – Nível do desempenho geral do sistema e seus índices após a reconfiguração de rede para as configurações 2 e 3.

Situação	Desempenho (%)	PT <sup>a</sup> (%)	CH <sup>b</sup> (%)
Configuração 2	48,50	12,17	94,50
Configuração 3	48,68	12,09	90,99

Fonte: Elaborada pela autora.

Nota 1: <sup>a</sup> Perdas Técnicas, <sup>b</sup> Capacidade de Hospedagem.

Em relação ao nível de segurança da rede apresentado na Tabela 22, o critério, igual a 16,89% durante o sombreamento, diminui para 16,81% e aumenta para 20,91% nas configurações 2 e 3, respectivamente. A configuração 2, apesar de melhorar o desempenho do sistema, aumenta o IDP de 13,27% para 22,11%, não aprimora a MET e reduz insignificamente o CL máximo da rede de 38,23% para 38,20%. Já na configuração 3 há uma melhora no IDP, que reduz para 10,20%, bem como no índice CL, igualando-se a 38,12%. Assim, a configuração 2 é responsável por diminuir o nível de segurança em relação a configuração original da rede, e embora a configuração 3 apresente uma melhoria no critério, não é muito relevante.

Tabela 22 – Nível da segurança geral do sistema e seus índices após a reconfiguração de rede para as configurações 2 e 3.

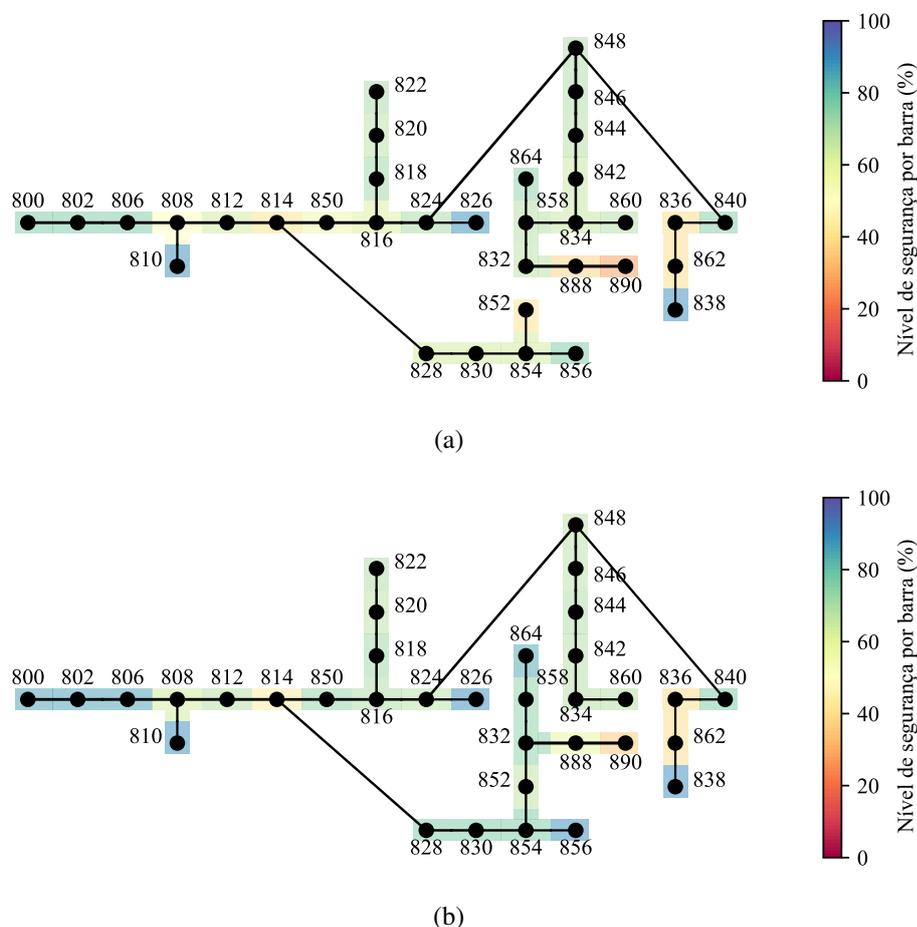
Situação	Segurança (%)	IDP <sup>a</sup> (%)	MET <sup>b</sup> (%)	CL <sup>c</sup> (%)
Configuração 2	16,81	22,11	0	38,20
Configuração 3	20,91	10,20	0	38,12

Fonte: Elaborada pela autora.

Nota 1: <sup>a</sup> Índice de Descoordenação da Proteção, <sup>b</sup> Margem de Estabilidade de Tensão, <sup>c</sup> Carregamento das Linhas.

Comparando o critério de segurança em cada barra nas duas configurações na Figura 37, nota-se que a configuração 2 apresenta um maior número de barras com níveis baixos de segurança. Embora o nível de segurança seja médio em grande parte do sistema, as barras 836, 862 e 890 apresentam os valores mais baixos da rede. A Tabela 23 mostra os níveis do critério de segurança e seus índices para essas barras. Nota-se que o índice MET continua representando um problema para a segurança do sistema nas duas configurações com valores próximos a 0%, e que IDP intensificou-se nas novas topologias em relação a configuração original alcançando 45,45% de descoordenação nas barras 836 e 862. Assim, ainda que o nível de segurança das barras mais inadequadas seja maior nas configurações 2 e 3 em relação a configuração original em função da redução do CL, o sistema precisa de mais uma solução para melhorar esse requisito operacional.

Figura 37 – Visualização gráfica do nível de segurança do sistema por barra nas configurações (a) 2 e (b) 3.



Fonte: Elaborada pela autora.

Tabela 23 – Nível da segurança e seus índices por barra nas configurações 2 e 3.

Barra	Segurança (%)	IDP <sup>a</sup> (%)	MET <sup>b</sup> (%)	CL <sup>c</sup> (%)
<b>Configuração 2</b>				
<b>836</b>	38,84	45,45	28,41	2,57
<b>862</b>	38,84	45,45	28,41	1,47
<b>890</b>	26,85	18,18	0	38,20
<b>Configuração 3</b>				
<b>836</b>	39,03	45,45	29,14	2,57
<b>862</b>	39,03	45,45	29,14	1,46
<b>890</b>	35	0	0	38,12

Fonte: Elaborada pela autora.

Nota 1: <sup>a</sup> Índice de Descoordenação da Proteção, <sup>b</sup> Margem de Estabilidade de Tensão, <sup>c</sup> Carregamento das Linhas.

A Tabela 24 mostra os resultados para a qualidade de energia e seus índices após as reconfigurações de rede. O nível de qualidade deteriorou em relação a configuração original, apresentando valores iguais a 31,57% e 31,31% nas configurações 2 e 3, respectivamente. Embora o FDT tenha diminuído de 1,6323% para 1,5235% na configuração 2, a TRP mínima que já se encontrava com o valor crítico de 0,8752 p.u. reduziu para 0,8418 p.u., e a severidade da VTCD aumentou de 53,36% para 55,62%. Já na configuração 3, a TRP mínima aumenta para 0,8920 p.u., o FDT reduz para 1,5761%, porém a VTCD acresce para 55,55%. Dessa forma, apenas a reconfiguração de rede não é capaz de melhorar o critério de qualidade do sistema.

Tabela 24 – Nível da qualidade geral do sistema e seus índices após a reconfiguração de rede para as configurações 2 e 3.

Situação	Qualidade (%)	TRP <sup>a</sup> mín. (p.u.)	TRP máx. (p.u.)	FDT <sup>b</sup> (%)	VTCD <sup>c</sup> (%)
Configuração 2	31,57	0,8418	1,05	1,5235	55,62
Configuração 3	31,31	0,8920	1,05	1,5761	55,55

Fonte: Elaborada pela autora.

Nota 1: <sup>a</sup> Tensão em Regime Permanente, <sup>b</sup> Fator de Desequilíbrio de Tensão, <sup>c</sup> Variação de Tensão de Curta Duração.

Observando a visualização gráfica da qualidade da operação nas duas configurações representada pela Figura 38, nota-se que o nível de qualidade das barras do sistema encontra-se, em geral, acima de 60%. No entanto, as barras 814 e 890 ainda representam um obstáculo para o critério operacional. Conforme mostra a Tabela 25, o nível de qualidade das barras 814 e 890 melhorou nas duas configurações em relação a topologia original tendo em vista a redução do FDT e VTCD, porém ainda apresenta valores precários e críticos de TRP nas duas situações.

Tabela 25 – Nível da qualidade e seus índices por barra nas configurações 2 e 3.

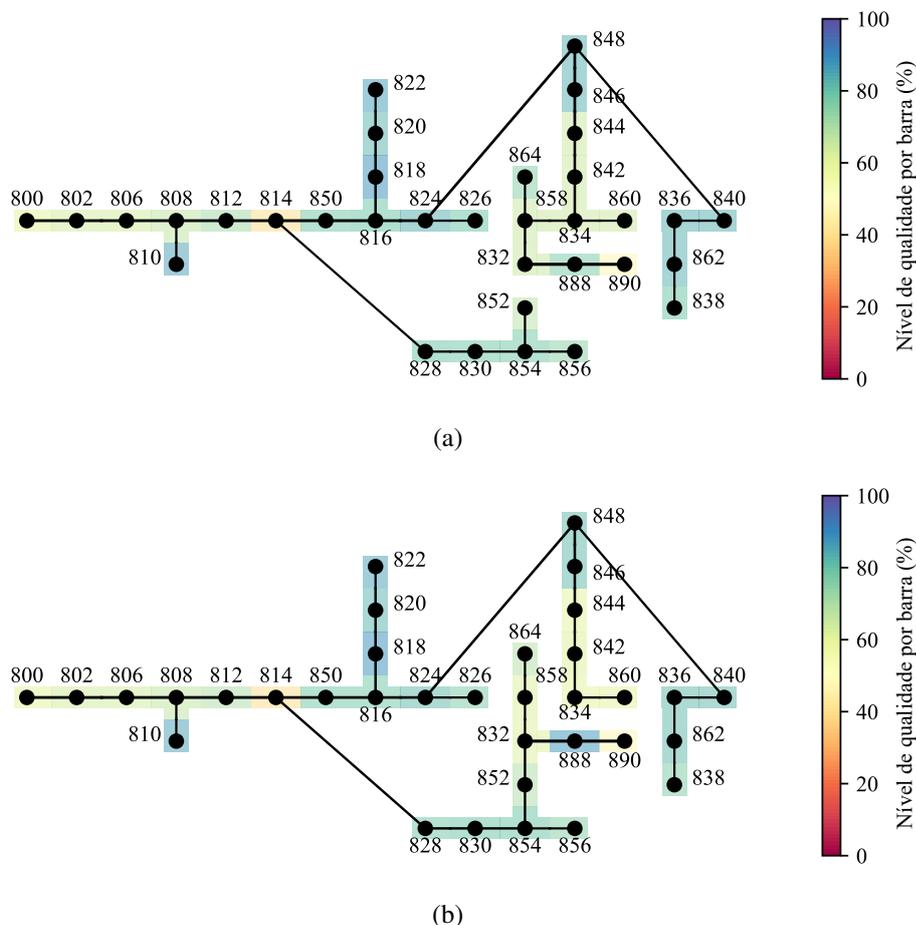
Barra	Qualidade (%)	TRP <sup>a</sup> mín. (p.u.)	TRP máx. (p.u.)	FDT <sup>b</sup> (%)	VTCD <sup>c</sup> (%)
<b>Configuração 2</b>					
<b>814</b>	38,64	0,9174	0,9778	1,5235	51,70
<b>890</b>	47,03	0,8418	0,8758	0,9119	22,96
<b>Configuração 3</b>					
<b>814</b>	38,80	0,9150	0,9774	1,5761	51,70
<b>890</b>	46,74	0,8920	0,9075	0,8693	22,44

Fonte: Elaborada pela autora.

Nota 1: <sup>a</sup> Tensão em Regime Permanente, <sup>b</sup> Fator de Desequilíbrio de Tensão, <sup>c</sup> Variação de Tensão de Curta Duração.

Em suma, as duas configurações de rede demonstram-se vantajosas para o aprimoramento do desempenho da rede ao diminuir o índice de PT que havia aumentado durante o sombreamento parcial. No entanto, a configuração 2 além de diminuir a segurança do sistema de 16,89% para 16,81%, também comprometeu a sua qualidade ao reduzir o seu nível de 33,36 para 31,57%. Já a configuração 3 aumentou o critério de segurança de 16,89% para 20,91%, e apesar de reduzir o nível de qualidade de 33,36% para 31,31% em função do aumento da VTCD, que aumentou o

Figura 38 – Visualização gráfica do nível de qualidade do sistema por barra nas configurações (a) 2 e (b) 3.



Fonte: Elaborada pela autora.

índice TRP mínima. Contudo, implementar apenas a reconfiguração de rede não demonstrou ser suficiente para aperfeiçoar a operação da rede. Assim, outras duas ações de controle são testadas simultaneamente a configuração 3: reparametrização dos reguladores de tensão existentes e implantação de um capacitor na barra 890, considerada a mais instável do sistema. Desse modo, essas ações de controle são simuladas somente nas configurações de rede 1 e 3, uma vez que a configuração 2 apresentou os níveis de segurança e qualidade mais baixos obtidos.

#### 4.2.2.2 Reparametrização dos reguladores de tensão

O sistema teste de 34 Barras do IEEE possui dois reguladores de tensão: um localizado entre as barras 814 e 850, e outro entre as barras 852 e 832. O primeiro está parametrizado com a tensão de referência igual a 1,01 p.u. em seu enrolamento secundário, e o segundo igual a 1,03 p.u. Como a operação da rede durante o sombreamento parcial apresenta problemas no índice TRP, a implementação da reparametrização da tensão de referência do enrolamento secundário dos reguladores é realizada com o intuito de elevar a TRP mínima das barras do sistema. Assim, a tensão de referência para os dois reguladores de tensão é alterada para 1,06 p.u.,

valor escolhido por apresentar os melhores resultados dentre as simulações realizadas. Desse modo, são simuladas as seguintes situações:

- Configuração 1 e reparametrização dos reguladores de tensão: operação do sistema no pico de demanda e durante o sombreamento parcial da GD com a tensão de referência dos reguladores de tensão igual a 1,06 p.u. na configuração de rede original;
- Configuração 3 e reparametrização dos reguladores de tensão: operação do sistema no pico de demanda e durante o sombreamento parcial da GD com a tensão de referência dos reguladores de tensão igual a 1,06 p.u. e reconfiguração de rede para configuração 3.

Observando os resultados obtidos para o desempenho da rede nas duas situações da Tabela 26, verifica-se que a configuração 3 continua a melhorar o nível de desempenho com a reparametrização dos reguladores em relação a configuração original ao diminuir as PT. A CH é limitada a 0% nas duas situações uma vez que o sistema agora apresenta sobretensões com a tensão de referência dos reguladores igual a 1,06 p.u.

Tabela 26 – Nível do desempenho geral do sistema e seus índices após a reparametrização dos reguladores de tensão nas configurações 1 e 3.

Situação	Desempenho (%)	PT <sup>a</sup> (%)	CH <sup>b</sup> (%)
Configuração 1 e reparametrização dos reguladores de tensão	11,67	16,29	0
Configuração 3 e reparametrização dos reguladores de tensão	21,69	12,18	0

Fonte: Elaborada pela autora.

Nota 1: <sup>a</sup> Perdas Técnicas, <sup>b</sup> Capacidade de Hospedagem.

Após a alteração da tensão de referência, o nível de segurança reduziu na configuração 1 e aumentou na configuração 3, como mostra a Tabela 27. A reparametrização influenciou somente no índice CL na configuração original, que cresceu de 38,23% para 38,32%, reduzindo o nível de segurança para 16,63%. Embora o índice também tenha apresentado um pequeno aumento na configuração 3, de 38,12% para 38,15%, o nível de segurança do sistema aumenta de 20,91% para 35,30% em função da MET. Isso quer dizer que nessa situação, as TRPs mínimas da rede estão acima de 0,9 p.u., proporcionando o valor de 6,66% para o índice MET.

Comparando o nível de segurança por barra nas duas situações na Figura 39, é evidente que a configuração 3 apresenta menos barras problemas de segurança em relação a configuração 1. No entanto, apesar de ter o seu nível de segurança elevado, a configuração 3 continua demonstrando barramentos com níveis de segurança em torno de 40% após a reparametrização.

Tabela 27 – Nível da segurança geral do sistema e seus índices após a reparametrização dos reguladores de tensão nas configurações 1 e 3.

<b>Situação</b>	<b>Segurança (%)</b>	<b>IDP<sup>a</sup> (%)</b>	<b>MET<sup>b</sup> (%)</b>	<b>CL<sup>c</sup> (%)</b>
Configuração 1 e reparametrização dos reguladores de tensão	16,63	13,95	0	38,32
Configuração 3 e reparametrização dos reguladores de tensão	35,30	10,20	6,66	38,15

Fonte: Elaborada pela autora.

Nota 1: <sup>a</sup> Índice de Descoordenação da Proteção, <sup>b</sup> Margem de Estabilidade de Tensão, <sup>c</sup> Carregamento das Linhas.

A Tabela 28 mostra os resultados para as três barras com níveis mais baixos de segurança nas duas situações. Nota-se que as duas situações apresentam barras com problemas nos índices IDP, alcançando 45,45% nas barras 836 e 862 na configuração 3. Por fim, ainda que a MET mínima aumente de 0% para 6,66% na configuração 3, o valor ainda é considerado baixo para garantir a operação segura do sistema.

Tabela 28 – Nível da segurança e seus índices por barra após a reparametrização dos reguladores de tensão nas configurações 1 e 3.

<b>Barra</b>	<b>Segurança (%)</b>	<b>IDP<sup>a</sup> (%)</b>	<b>MET<sup>b</sup> (%)</b>	<b>CL<sup>c</sup> (%)</b>
<b>Configuração 1 e reparametrização dos reguladores de tensão</b>				
<b>814</b>	22,73	36,36	4,72	34,97
<b>888</b>	37,43	27,27	15,11	38,32
<b>890</b>	35	9,09	0	38,32
<b>Configuração 3 e reparametrização dos reguladores de tensão</b>				
<b>814</b>	40,88	0	6,66	23,16
<b>836</b>	38,59	45,45	27,50	2,53
<b>862</b>	38,59	45,45	27,50	1,44

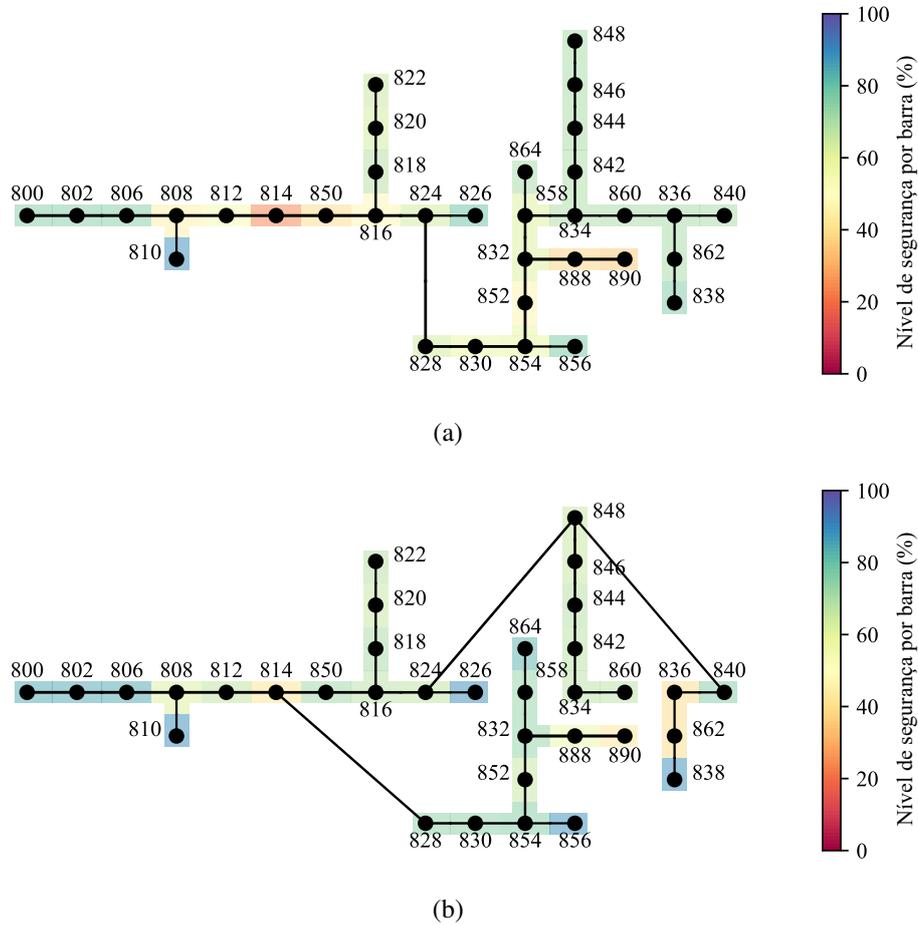
Fonte: Elaborada pela autora.

Nota 1: <sup>a</sup> Índice de Descoordenação da Proteção, <sup>b</sup> Margem de Estabilidade de Tensão, <sup>c</sup> Carregamento das Linhas.

A Tabela 29 apresenta os resultados do nível de qualidade e seus índices nas duas situações simuladas. Nota-se a redução do critério operacional na configuração 1 após a reparametrização dos reguladores de 33,36% para 23,94%. Isso ocorre porque, além de não auxiliar no aumento da TRP mínima, a alteração da tensão de referência introduziu sobretensão ao sistema, além de elevar o FDT de 1,6323% para 1,9956%, próximo do limite imposto ao desequilíbrio de tensão. Já na configuração 3, o reajuste dos reguladores aprimora a TRP mínima de 0,8920 p.u. para 0,9139 p.u., porém também aumenta a TRP máxima e FDT, instituindo um acréscimo de apenas 0,37% no nível de qualidade geral da rede.

Observando o nível de qualidade por barra nas configurações 1 e 3 da Figura 40, verifica-se que o problema de qualidade escalou de poucas barras para maior parte do sistema em estado de operação alerta após o reajuste dos reguladores. Dessa forma, mesmo que a reparametrização

Figura 39 – Visualização gráfica do nível de segurança do sistema por barra após a reparametrização dos reguladores de tensão nas configurações (a) 1 e (b) 3.



Fonte: Elaborada pela autora.

Tabela 29 – Nível da qualidade geral do sistema e seus índices após a reparametrização dos reguladores de tensão nas configurações 1 e 3.

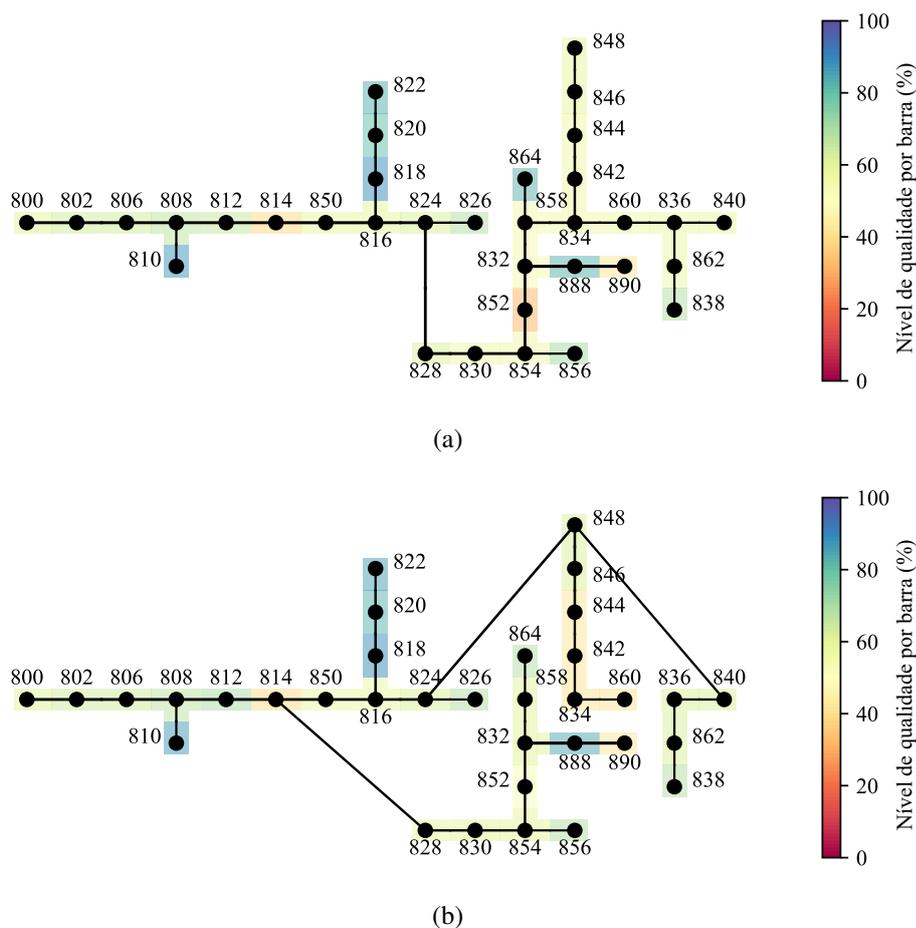
Situação	Qualidade (%)	TRP <sup>a</sup> mín. (p.u.)	TRP máx. (p.u.)	FDT <sup>b</sup> (%)	VTCD <sup>c</sup> (%)
Configuração 1 e reparametrização dos reguladores de tensão	23,94	0,8766	1,0648	1,9956	53,36
Configuração 3 e reparametrização dos reguladores de tensão	31,68	0,9139	1,0703	1,6504	55,55

Fonte: Elaborada pela autora.

Nota 1: <sup>a</sup> Tensão em Regime Permanente, <sup>b</sup> Fator de Desequilíbrio de Tensão, <sup>c</sup> Variação de Tensão de Curta Duração.

tenha proporcionado um pequeno aprimoramento no nível de segurança da rede, propagou os distúrbios de qualidade para diversas barras do sistema. De acordo com a Tabela 30, as barras com os níveis de qualidade mais baixos na configuração 1 apresentam TRPs mínimas precárias e críticas e elevado FDT. No caso dos barramentos na configuração 3, verifica-se problemas como níveis precários de TRPs mínimas e máximas e alta severidade de VTCD.

Figura 40 – Visualização gráfica do nível de qualidade do sistema por barra após a reparametrização dos reguladores de tensão nas configurações (a) 1 e (b) 3.



Fonte: Elaborada pela autora.

Em conclusão, a reparametrização dos reguladores de tensão não traz benefícios ao estado de operação da rede como um todo. Em geral, a configuração 3 possui melhores níveis de desempenho, qualidade e segurança após a alteração da tensão de referência dos reguladores, e ainda que a segurança do sistema tenha melhorado nessa situação, os distúrbios de qualidade passaram a abranger maior parte do sistema. Assim, como foi observado previamente nas Figuras 35 e 36, os distúrbios de segurança e qualidade durante o sombreamento parcial da GD estão atingindo barramentos específicos da rede. Dessa forma, na próxima seção será adotada uma estratégia de controle local a fim de solucionar os problemas encontrados sem prejudicar o restante da rede.

Tabela 30 – Nível da qualidade e seus índices por barra após a reparametrização dos reguladores de tensão nas configurações 1 e 3.

Barra	Qualidade (%)	TRP <sup>a</sup> mín. (p.u.)	TRP máx. (p.u.)	FDT <sup>b</sup> (%)	VTCD <sup>c</sup> (%)
<b>Configuração 1 e reparametrização dos reguladores de tensão</b>					
<b>814</b>	37,81	0,9086	0,9680	1,5468	52,51
<b>852</b>	30,61	0,9324	1,0009	1,9956	58,12
<b>890</b>	42,24	0,8766	0,9241	1,5394	26,15
<b>Configuração 3 e reparametrização dos reguladores de tensão</b>					
<b>814</b>	38,88	0,9139	0,9730	1,5235	51,70
<b>834</b>	41,15	0,9958	1,0602	1,5801	76,43
<b>860</b>	41,47	0,9957	1,0601	1,5804	76,28

Fonte: Elaborada pela autora.

Nota 1: <sup>a</sup> Tensão em Regime Permanente, <sup>b</sup> Fator de Desequilíbrio de Tensão, <sup>c</sup> Variação de Tensão de Curta Duração.

#### 4.2.2.3 Compensação de reativo na barra 890

De acordo com as simulações previamente realizadas, os distúrbios de qualidade e segurança estão localizados em barramentos específicos da rede, sendo a barra 890 a mais instável. Essa instabilidade ocorre principalmente em função da carga conectada ao barramento, que comporta 25% da demanda total do sistema. Dessa maneira, justifica-se a implantação de um controle local na barra a fim de mitigar distúrbios de segurança e qualidade e evitar a propagação do evento. Portanto, são simuladas as seguintes situações:

- Configuração 1 e compensação de reativo na barra 890: operação do sistema no pico de demanda e durante o sombreamento parcial da GD com a compensação de reativo via capacitor na barra 890 na configuração de rede original;
- Configuração 3 e compensação de reativo na barra 890: operação do sistema no pico de demanda e durante o sombreamento parcial da GD com a compensação de reativo via capacitor na barra 890 e reconfiguração de rede para configuração 3.

A Tabela 31 mostra o nível de desempenho e seus índices nas duas situações simuladas. Novamente, apesar da configuração 3 elevar o índice de CH, o dado não é relevante para essa condição de operação em função do sombreamento parcial na GD. No entanto, o valor de PT com a implantação do capacitor na barra 890 na configuração 3 é o menor obtido dentre todos os cenários e ações de controle simuladas até o momento, demonstrando-se uma vantagem ao caso simulado.

Em relação ao nível de segurança e seus índices após a compensação de reativo mostrados na Tabela 32, têm-se os valores de 26,99% e 45,72% para as configurações 1 e 3, respectivamente. A simulação com capacitor na barra 890 na configuração 3 apresenta, mais uma vez, o melhor valor obtido para o critério de segurança até o momento. Esse cenário além de proporcionar

Tabela 31 – Nível do desempenho geral do sistema e seus índices após a compensação de reativo na barra 890 nas configurações 1 e 3.

<b>Situação</b>	<b>Desempenho (%)</b>	<b>PT<sup>a</sup> (%)</b>	<b>CH<sup>b</sup> (%)</b>
Configuração 1 e compensação de reativo na barra 890	15,71	15,43	6,11
Configuração 3 e compensação de reativo na barra 890	48,24	11,13	77,02

Fonte: Elaborada pela autora.

Nota 1: <sup>a</sup> Perdas Técnicas, <sup>b</sup> Capacidade de Hospedagem.

um dos menores valores para o IDP de descoordenação do sistema de proteção, igual a 10,88%, também forneceu a maior MET, igual a 10,51%, e o menor valor de CL encontrado, igual a 34,26%.

Tabela 32 – Nível da segurança geral do sistema e seus índices após a compensação de reativo na barra 890 nas configurações 1 e 3.

<b>Situação</b>	<b>Segurança (%)</b>	<b>IDP<sup>a</sup> (%)</b>	<b>MET<sup>b</sup> (%)</b>	<b>CL<sup>c</sup> (%)</b>
Configuração 1 e compensação de reativo na barra 890	26,99	19,73	5,29	34,35
Configuração 3 e compensação de reativo na barra 890	45,72	10,88	10,51	34,26

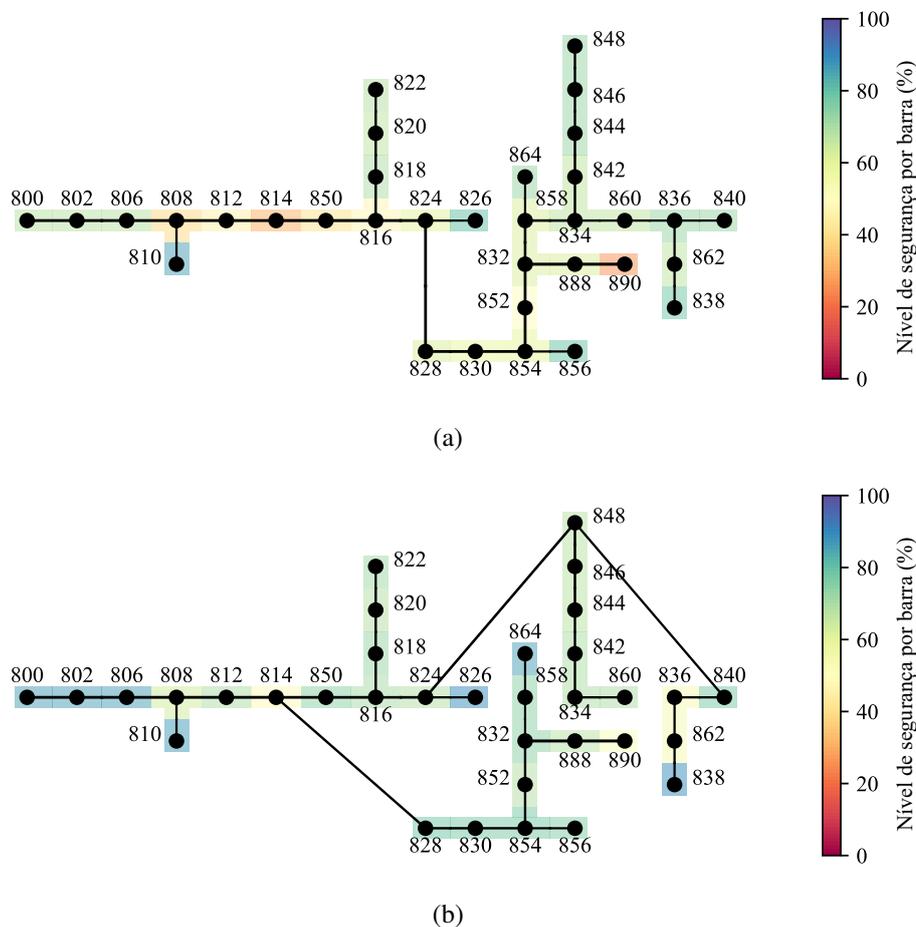
Fonte: Elaborada pela autora.

Nota 1: <sup>a</sup> Índice de Descoordenação da Proteção, <sup>b</sup> Margem de Estabilidade de Tensão, <sup>c</sup> Carregamento das Linhas.

É possível observar o aprimoramento da segurança do sistema na Figura 41 por meio da visualização gráfica da operação após a compensação de reativo na barra 890. Enquanto a Figura 41a mostra várias barras do sistema operando com baixo nível de segurança na configuração 1, a Figura 41b indica que as barras 814, 836 e 890 operam com nível de segurança em torno de 50%. De acordo com a Tabela 33, a barra 890 possui o nível de segurança mais baixo na configuração 1, igual a 24,84%, tendo em vista a baixa MET e alto IDP, iguais a 5,29% e 27,27%, respectivamente. Já na configuração 3, a barra 814 apresenta o menor nível de segurança igual a 48,49% em razão da baixa MET de 10,51%.

Comparando todos os valores obtidos para o nível de qualidade de energia até o momento, não houve muita variação entre os cenários. A Tabela 34 mostra os níveis de qualidade e seus índices nas duas situações simuladas, e apesar que elevar a TRP mínima para 0,9146 p.u. e 0,9221 p.u. nas configurações 1 e 3, respectivamente, a compensação de reativo introduziu os maiores valores encontrados para o índice de VTCD. Nas diversas situações simuladas, sempre que uma ação de controle melhora o valor de um índice de qualidade, outro é deteriorado. Dessa

Figura 41 – Visualização gráfica do nível de segurança do sistema por barra após a compensação de reativo na barra 890 nas configurações (a) 1 e (b) 3.



Fonte: Elaborada pela autora.

Tabela 33 – Nível da segurança e seus índices por barra após a compensação de reativo na barra 890 nas configurações 1 e 3.

Barra	Segurança (%)	IDP <sup>a</sup> (%)	MET <sup>b</sup> (%)	CL <sup>c</sup> (%)
<b>Configuração 1 e compensação de reativo na barra 890</b>				
808	38,47	45,45	27,04	29,42
814	30,08	36,36	6,75	34,34
890	24,84	27,27	5,29	34,35
<b>Configuração 3 e compensação de reativo na barra 890</b>				
814	48,49	0	10,51	23,22
836	52,75	36,36	30,36	2,57
890	51,50	18,18	16,89	34,26

Fonte: Elaborada pela autora.

Nota 1: <sup>a</sup> Índice de Descoordenação da Proteção, <sup>b</sup> Margem de Estabilidade de Tensão, <sup>c</sup> Carregamento das Linhas.

forma, caberia ao operador de rede determinar o que é prioridade na qualidade de sua operação. Neste trabalho, o aumento da TRP mínima é considerado como o maior benefício dentro do cenário de sobrecarregamento do sistema, indicando a vantagem do uso da compensação de reativo na configuração 3 com nível de qualidade igual a 31,83%.

Tabela 34 – Nível da qualidade geral do sistema e seus índices após a compensação de reativo na barra 890 nas configurações 1 e 3.

Situação	Qualidade (%)	TRP <sup>a</sup> mín. (p.u.)	TRP máx. (p.u.)	FDT <sup>b</sup> (%)	VTCD <sup>c</sup> (%)
Configuração 1 e compensação de reativo na barra 890	31,70	0,9146	1,05	1,6882	56,31
Configuração 3 e compensação de reativo na barra 890	31,83	0,9221	1,05	1,6087	57,70

Fonte: Elaborada pela autora.

Nota 1: <sup>a</sup> Tensão em Regime Permanente, <sup>b</sup> Fator de Desequilíbrio de Tensão, <sup>c</sup> Variação de Tensão de Curta Duração.

Dessa maneira, não é vista uma diferença considerável entre o nível de qualidade por barra nas duas situações da Figura 42. Conforme é observado, as duas configurações apresentam baixos níveis de qualidade nas barras 802, 806 e 814. De acordo com a Tabela 35, a barra 814 possui os níveis de qualidade mais baixo, igual a 38,17% e 38,45% nas configurações 1 e 3, respectivamente. Como apontado previamente, o nível de qualidade nessas situações simuladas é prejudicado principalmente pelo aumento da severidade da VTCD, que atinge o seu valor máximo de 88,88% na barra 802 com a compensação de reativo na configuração 3.

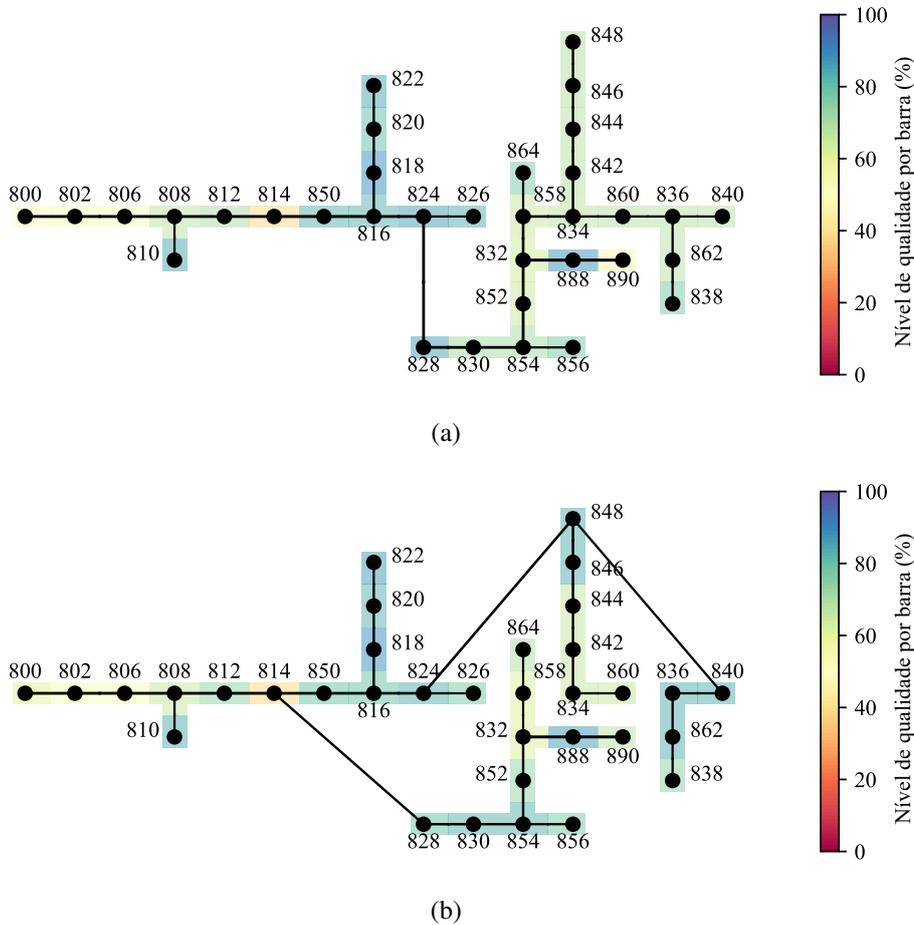
Tabela 35 – Nível da qualidade e seus índices por barra após a compensação de reativo na barra 890 nas configurações 1 e 3.

Barra	Qualidade (%)	TRP <sup>a</sup> mín. (p.u.)	TRP máx. (p.u.)	FDT <sup>b</sup> (%)	VTCD <sup>c</sup> (%)
<b>Configuração 1 e compensação de reativo na barra 890</b>					
<b>802</b>	52,12	1,0466	1,0480	0,0331	88,19
<b>806</b>	51,93	1,0444	1,0467	0,0566	88,04
<b>814</b>	38,17	0,9146	0,9794	1,6882	52,05
<b>Configuração 3 e compensação de reativo na barra 890</b>					
<b>802</b>	52,08	1,0468	1,0481	0,0315	88,88
<b>806</b>	51,90	1,0447	1,0469	0,0540	88,74
<b>814</b>	38,45	0,9221	0,9849	1,6087	51,61

Fonte: Elaborada pela autora.

Nota 1: <sup>a</sup> Tensão em Regime Permanente, <sup>b</sup> Fator de Desequilíbrio de Tensão, <sup>c</sup> Variação de Tensão de Curta Duração.

Figura 42 – Visualização gráfica do nível de qualidade do sistema por barra após a compensação de reativo na barra 890 nas configurações (a) 1 e (b) 3.



Fonte: Elaborada pela autora.

#### 4.2.2.4 Comentários finais sobre a redução dos impactos produzidos pelo sombreamento parcial

O sobrecarregamento que ocorre na rede após o sombreamento parcial nos geradores fotovoltaicos é um distúrbio comum em sistemas de distribuição e que se não solucionado pode levar o sistema ao seu estado de operação restaurativo. Ao apresentar o impacto de diversas ações de controle em mais de uma configuração de rede, foi possível demonstrar o processo de decisão do operador e compreender que dificilmente há uma solução ótima para um problema. Em diversas situações, o operador deve analisar qual critério é prioridade e que parâmetro da operação pode ser desconsiderado no cenário atual. Dessa forma, o método de CS proposto é uma forma de acelerar essa análise.

De acordo com as simulações realizadas para reduzir os impactos do sombreamento parcial, o melhor cenário operacional é após a compensação de reativo na barra 890 e reconfiguração de rede para configuração 3. Vale ressaltar que foi testada a alteração da tensão de referência

do comutador de *tap* da subestação a fim de elevar a TRP mínima, porém tal ação introduz sobretensões nas barras iniciais do sistema, comprometendo o seu propósito de implementação.

Por fim, o estado de operação da rede que se encontrava seguro antes do distúrbio, e em emergência corrigível durante o sombreamento, é dado como alerta após a compensação de reativo na configuração 3 em função do valor da TRP mínima considerado precário, e da alta severidade da VTCD.

### 4.3 CONSIDERAÇÕES FINAIS SOBRE O CAPÍTULO

Neste capítulo foram apresentados os resultados obtidos para a simulação diária da operação do sistema de distribuição com inserção de GD e para a percepção de eventos na rede abrangendo dois diferentes distúrbios: sobretensão e sombreamento parcial na geração fotovoltaica. A simulação diária proporcionou a validação inicial do método de CS ao analisar a resposta dos critérios de operação sob diferentes topologias, níveis de demanda e penetração de GD. Os resultados indicaram que a metodologia é capaz de integrar os índices propostos e corretamente identificar o estado de operação da rede para aprimorar a CS do operador.

Além de identificar o estado de operação da rede, o método demonstrou-se satisfatório na percepção de eventos no sistema e também na projeção da operação com base na ação de controle implementada pelo operador. A etapa de projeção é essencial na tomada de decisão, na qual uma resposta incorreta pode comprometer algum critério de operação da rede.



---

## CONCLUSÕES

---

Os principais objetivos deste trabalho foram o desenvolvimento de uma revisão bibliográfica crítica, a elaboração de um método baseado em CS para a identificação do estado de operação de sistemas de distribuição com inserção de GD e a modelagem de eventos sob diversos cenários de operação para a validação do método.

A revisão bibliográfica realizada indicou lacunas deixadas pelos trabalhos apresentados no desenvolvimento de um método de CS abrangente para a operação de sistemas de distribuição. Embora diversos estudos procurem aumentar a observabilidade da rede, foi apontada a necessidade da definição das informações que seriam fundamentais para a compreensão do estado de operação do SEP. Além disso, não há indicação de como essas informações devem variar de acordo com a condição de operação e qual é a melhor forma de integrá-las para aumentar o desempenho dos operadores. Adicionalmente, foi constatado que as metodologias de CS produzidas são compostas por índices de percepção considerando apenas a segurança do sistema, sem avaliar a convergência dos aspectos de segurança com os de qualidade e desempenho da operação.

Desse modo, o método proposto foi baseado nos três níveis da CS: percepção, compreensão e projeção do estado de operação da rede. O nível de percepção foi construído por meio de um breve levantamento bibliográfico sobre os impactos da GD no sistema distribuição. Assim, foram selecionados oito índices para a representação dos critérios operacionais de segurança, qualidade e desempenho. Notou-se que esses índices podem ser aprimorados ou agravados com a inserção da GD, dependendo dos parâmetros operacionais do gerador, além das condições do sistema e das ações de controle implementadas.

O nível de compreensão teve como objetivo sintetizar os índices escolhidos para fornecer apenas três métricas ao operador representando os níveis de segurança, qualidade e desempenho da rede. Para isso, a lógica *fuzzy* foi implementada para tratar essas informações baseando-se em uma base de regras construída para se assemelhar ao processo de decisão humano.

Por fim, o nível de projeção baseou-se na elaboração de estudos de caso para avaliar a eficácia do método proposto, além do desenvolvimento de uma ferramenta de visualização gráfica para identificar a origem dos distúrbios detectados. Assim, inicialmente foi realizada uma simulação diária de um sistema de distribuição com GD fotovoltaica, na qual os níveis dos critérios de operação eram avaliados a cada hora. A partir dos resultados, foi possível validar que o método proposto é capaz de indicar o estado de operação da rede diante das mudanças do nível de demanda e penetração da GD, bem como da configuração de rede utilizada.

Ademais, dois eventos foram simulados: a sobretensão proveniente do cenário operacional de baixa demanda e alta penetração da GD e o sobrecarregamento da rede produzida pelo sombreamento parcial da GD. Os resultados demonstraram que o método, além de ser eficiente na detecção do evento, também auxilia no processo de tomada de decisão do operador. Ao simular diferentes ações de controle para solucionar o distúrbio detectado, o método foi sucedido ao indicar se a ação seria vantajosa ou não. Além disso, a ferramenta de visualização gráfica desenvolvida é capaz de identificar os pontos da rede mais afetados pelo distúrbio.

Portanto, o estudo e método desenvolvidos neste trabalho são considerados satisfatórios ao cumprir os objetivos previstos. O método demonstrou-se eficiente na detecção de eventos no sistema de distribuição ativo e contribuiu na tomada de decisão do operador. Espera-se que o método desenvolvido contribua a análise de segurança da rede considerando ainda os seus requisitos de qualidade de energia e desempenho.

## 5.1 Recomendações para Trabalhos Futuros

Com o objetivo de aprimorar este trabalho, são apresentadas a seguir sugestões para a continuidade desta dissertação:

- Expandir o levantamento bibliográfico acerca da CS em sistemas de distribuição ativos;
- Aperfeiçoar o cálculo de índices mais complexos conforme evoluem na literatura, como CH, IDP, MET e VTCD;
- Elaborar uma metodologia que calcule automaticamente os atributos das variáveis do sistema *fuzzy* para adequar qualquer sistema de distribuição simulado;
- Analisar a performance do método diante de outros eventos no sistema de distribuição;
- Desenvolver um método para fornecer automaticamente as possíveis ações de controle ao operador;
- Aprimorar a ferramenta de visualização gráfica esteticamente, bem como ajustar os atributos dos índices de cada barra de acordo com a sua própria faixa de operação, ao invés de utilizar a faixa de operação geral do sistema.

## 5.2 Trabalho Científico

Durante o desenvolvimento da pesquisa foi publicado em congresso nacional o seguinte artigo que trata do assunto relacionado a pesquisa:

- SOUZA, E. C. C.; MONTEIRO, F. M. DOS S.; ASADA, E. N. Challenges of Developing Situational Awareness in Active Distribution Systems. 2022, Fortaleza, CE: SBA, 2022. p. 1–8. Disponível em: <[https://www.sba.org.br/cba2022/wp-content/uploads/artigos\\_cba2022/paper\\_8818.pdf](https://www.sba.org.br/cba2022/wp-content/uploads/artigos_cba2022/paper_8818.pdf)>.



## REFERÊNCIAS

---

---

ALVES, A. A. **Avaliação da Estabilidade de Tensão nos Sistemas de Distribuição Considerando a Injeção de Potência da Geração Distribuída**. 80 p. Tese (Mestrado) — Universidade Estadual do Oeste do Paraná, 2016. Citado 2 vezes nas páginas 22 e 23.

ANEEL. Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional (PRODIST) - Módulo 8: Qualidade da Energia Elétrica. **Resolução Normativa n° 728/2016**, 2018. Citado 3 vezes nas páginas 31, 32 e 33.

ANGIZEH, F.; GHOFRANI, A.; JAFARI, M. A. **Dataset on Hourly Load Profiles for a Set of 24 Facilities from Industrial, Commercial, and Residential End-use Sectors**. New Jersey, EUA: Mendeley Data, 2020. Citado na página 55.

ATWA, Y. M.; EL-SAADANY, E. F.; SALAMA, M. M.; SEETHAPATHY, R. Optimal renewable resources mix for distribution system energy loss minimization. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 25, n. 1, p. 360–370, 2010. ISSN 08858950. Citado na página 35.

BARKER, P. P.; MELLO, R. W. D. Determining the Impact of Distributed Generation on Power Systems: Part 1 - Radial Distribution Systems. In: **2000 Power Engineering Society Summer Meeting**. Seattle, WA, EUA: IEEE, 2000. v. 3, p. 1645–1656. Citado 3 vezes nas páginas 1, 25 e 35.

BHATTARAI, B. P.; PAUDYAL, S.; LUO, Y.; MOHANPURKAR, M.; CHEUNG, K.; TONKOSKI, R.; HOVSAPIAN, R.; MYERS, K. S.; ZHANG, R.; ZHAO, P.; MANIC, M.; ZHANG, S.; ZHANG, X. Big data analytics in smart grids: State-of-the-art, challenges, opportunities, and future directions. **IET Smart Grid**, v. 2, n. 2, p. 141–154, 2019. ISSN 25152947. Citado na página 11.

BORGES, R. T. **Desenvolvimento de Metodologias de Análise Sistêmica de Sistemas de Distribuição de Energia Elétrica com Geração Ultra-Dispersa**. 114 p. Tese (Mestrado) — Universidade Estadual de Campinas, 2014. Citado na página 28.

BRAGA, T. M. **Estudos de Conexão à Rede Elétrica - Desafios de Qualidade de Energia na Implantação de Geração Distribuída na Rede de Distribuição de Baixa Tensão - Especialização em Fontes Renováveis**. 76 p. Tese (Doutorado) — Universidade Federal de Minas Gerais, 2019. Citado na página 29.

CAMPOS, C. A. A. **Análise da Capacidade de Hospedagem de Geração Distribuída em uma Rede Radial de Distribuição**. 147 p. Tese (Doutorado) — Instituto Federal de Educação, Ciência e Tecnologia de Goiás, 2019. Citado na página 36.

CHAGAS, A. G. **Avaliação da Estabilidade de Sistemas de Distribuição Considerando a Presença de Elevada Penetração de Geração Distribuída**. 101 p. Tese (Mestrado) — Universidade Federal de Itajubá, 2016. Citado na página 23.

CHEN, H.; ZHANG, L.; MO, J.; MARTIN, K. E. Synchrophasor-based real-time state estimation and situational awareness system for power system operation. **Journal of Modern Power Systems and Clean Energy**, Springer Berlin Heidelberg, v. 4, n. 3, p. 370–382, 2016. ISSN 21965420. Citado 2 vezes nas páginas 10 e 11.

CHEN, Y.; HUANG, Z.; ZHOU, N. **An advanced framework for improving situational awareness in electric power grid operation**. IFAC, 2011. v. 44. 12162–12170 p. ISSN 14746670. ISBN 9783902661937. Disponível em: <<http://dx.doi.org/10.3182/20110828-6-IT-1002.03381>>. Citado na página 14.

CONNORS, E. S.; ENDSLEY, M. R.; JONES, L. Situation awareness in the power transmission and distribution industry. **Proceedings of the Human Factors and Ergonomics Society Annual Meeting**, v. 51, p. 215–219, 2007. ISSN 10711813. Citado na página 6.

CORTEZ, C. D. P.; BERNARDON, D. P.; PIRES, C. L.; MARTINS, C. C.; LUCCHESI, F. C. Analysis of distributed generation impact on the voltage stability margin. In: **Proceedings - 2016 51st International Universities Power Engineering Conference, UPEC 2016**. Coimbra, Portugal: IEEE, 2016. p. 1–6. ISBN 9781509046508. Citado na página 22.

DIAO, R.; VITTAL, V.; LOGIC, N. Design of a real-time security assessment tool for situational awareness enhancement in modern power systems. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 25, n. 2, p. 957–965, 2010. ISSN 08858950. Citado na página 14.

EL-KHATTAM, W.; SALAMA, M. M. Impact of distributed generation on voltage profile in deregulated distribution system. In: **Proceedings of the power systems 2002 conference, impact of distributed generation**. Clemson, SA, EUA: [s.n.], 2002. ISBN 9780769536057. Citado na página 30.

EL-SAMAHY, I.; EL-SAADANY, E. The effect of DG on power quality in a deregulated environment. In: **2005 IEEE Power Engineering Society General Meeting**. San Francisco, California: IEEE, 2005. v. 3, p. 2969–2976. ISBN 078039156X. Citado na página 29.

ENDSLEY, M. Toward a theory of situation awareness in dynamic systems. **Human Factors The Journal of the Human Factors and Ergonomics Society**, v. 37, n. 1, p. 32–64, 1995. Citado na página 6.

ENDSLEY, M. R.; CONNORS, E. S. Situation awareness: State of the art. In: **2008 IEEE Power and Energy Society General Meeting - Conversion and Delivery of Electrical Energy in the 21st Century**. Pittsburgh, PA, EUA: IEEE, 2008. p. 1–4. Citado na página 6.

\_\_\_\_\_. Chapter 29 - enhancing situation awareness in power systems: Overcoming uncertainty and variability with renewable resources. In: JONES, L. E. (Ed.). **Renewable Energy Integration (Second Edition)**. Second edition. Boston: Academic Press, 2017. p. 395–404. ISBN 978-0-12-809592-8. Citado 3 vezes nas páginas 5, 6 e 15.

ENEH, J. N.; ORAH, H. O.; EMEKA, A. B. Improving the reliability and security of active distribution networks using scada systems. In: **2019 IEEE PES/IAS PowerAfrica**. Abuja, Nigeria: IEEE, 2019. p. 110–115. Citado na página 1.

ETHERDEN, N.; BOLLEN, M. H. Increasing the hosting capacity of distribution networks by curtailment of renewable energy resources. In: **2011 IEEE Trondheim PowerTech**. Trondheim, Norway: IEEE, 2011. p. 1–7. ISBN 9781424484195. Citado na página 37.

- FANG, Z.; LIN, Y.; SONG, S.; LI, C.; LIN, X.; CHEN, Y. State Estimation for Situational Awareness of Active Distribution System with Photovoltaic Power Plants. **IEEE Transactions on Smart Grid**, p. 239 – 250, 2020. ISSN 1949-3053. Citado na página 1.
- FARIA, W. A. d. **Estudo do Sombreamento Parcial em Módulos Fotovoltaicos Através da Resistência Série e das Redes Neurais Artificiais**. 133 p. Tese (Mestrado) — Universidade Federal de Uberlândia, 2014. Citado na página 71.
- FERREIRA, D. J. **Estudos dos Impactos da Contribuição de Geradores Fotovoltaicos na Proteção de Sobrecorrente dos Sistemas de Distribuição de Energia Elétrica**. 120 p. Tese (Mestrado) — Universidade Estadual de Campinas, 2016. Citado na página 24.
- GANGWAR, P.; SINGH, S. N.; CHAKRABARTI, S. Network reconfiguration for the DG-integrated unbalanced distribution system. **IET Generation, Transmission and Distribution**, v. 13, n. 17, p. 3896–3909, 2019. ISSN 17518687. Citado 3 vezes nas páginas 49, 59 e 75.
- GE, L.; LI, Y.; LI, S.; ZHU, J.; YAN, J. Evaluation of the situational awareness effects for smart distribution networks under the novel design of indicator framework and hybrid weighting method. **Frontiers in Energy**, v. 15, n. 1, p. 143–158, 2021. ISSN 20951698. Citado na página 16.
- GIMENES, T. K. **Influência de Recursos Energéticos Distribuídos na Qualidade da Energia Elétrica**. 130 p. Tese (Doutorado) — Universidade Estadual do Oeste do Paraná, 2020. Citado 2 vezes nas páginas 29 e 32.
- HUNG, D. Q.; MITHULANANTHAN, N. Multiple distributed generator placement in primary distribution networks for loss reduction. **IEEE Transactions on Industrial Electronics**, IEEE, v. 60, n. 4, p. 1700–1708, 2013. ISSN 02780046. Citado na página 35.
- IEEE Distribution System Analysis Subcommittee. **IEEE 34 Node Test Feeder**. EUA, 2010. Disponível em: <<http://sites.ieee.org/pes-testfeeders/resources/>>. Citado 7 vezes nas páginas 24, 42, 48, 50, 109, 110 e 111.
- KHAN, Z. W.; KHAN, S. Analyzing the impacts of Distributed Generation on power losses and voltage profile. **Proceedings of 2015 International Conference on Emerging Technologies, ICET 2015**, p. 1–4, 2016. Citado na página 30.
- KULMALA, A. **Active Voltage Control in Distribution Networks Including Distributed Energy Resources**. 184 p. Tese (Doutorado) — Tampere University of Technology, 2014. Citado na página 30.
- KUNDUR, P.; BALU, N. **Power System Stability and Control**. McGraw-Hill, 1994. (EPRI power system engineering series). ISBN 9780780334632. Disponível em: <<https://books.google.com.br/books?id=IgVkAAAACAAJ>>. Citado na página 22.
- LAWANSON, T.; KARANDEH, R.; CECCHI, V.; WARTELL, Z.; CHO, I. Improving Power Distribution System Situational Awareness Using Visual Analytics. **Conference Proceedings - IEEE SOUTHEASTCON**, IEEE, v. 2018-April, 2018. ISSN 07347502. Citado na página 12.
- LEI, Y.; HAN, G.; WANG, Y. The Impact of Distributed Generation Parallel Operation on Smart Grid. In: **5th International Conference on Electric Utility Deregulation and Restructuring and Power Technologies (DRPT)**. Singapore: Springer Singapore, 2015. p. 2041–2045. Citado na página 30.

LENOX, M. M.; CONNORS, E. S.; ENDSLEY, M. R. A baseline evaluation of situation awareness for electric power system operation supervisors. **Proceedings of the Human Factors and Ergonomics Society**, p. 2044–2048, 2011. ISSN 10711813. Citado na página 2.

LIMA, E. J. de. **Proposta de Metodologia Híbrida para Determinação de Capacidade de Hospedagem de Fontes de Geração Distribuída com Fonte Solar em Redes de Distribuição**. 108 p. Tese (Doutorado) — Universidade Federal de Uberlândia, 2021. Citado na página 37.

LIN, J.; WAN, C.; SONG, Y.; HUANG, R.; CHEN, X.; GUO, W.; ZONG, Y.; SHI, Y. Situation awareness of active distribution network: Roadmap, technologies, and bottlenecks. **CSEE Journal of Power and Energy Systems**, v. 2, n. 3, p. 35–42, 2016. ISSN 20960042. Citado 3 vezes nas páginas 2, 6 e 17.

MAHMUD, N.; ZAHEDI, A. Review of control strategies for voltage regulation of the smart distribution network with high penetration of renewable distributed generation. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, Elsevier, v. 64, p. 582–595, 2016. ISSN 18790690. Disponível em: <<http://dx.doi.org/10.1016/j.rser.2016.06.030>>. Citado 3 vezes nas páginas 22, 30 e 31.

MAMDANI, E.; ASSILIAN, S. An experiment in linguistic synthesis with a fuzzy logic controller. **International Journal of Man-Machine Studies**, v. 7, n. 1, p. 1–13, 1975. ISSN 0020-7373. Disponível em: <<https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0020737375800022>>. Citado na página 39.

MARRO, A. A.; SOUZA, A. M. d. C.; CAVALCANTE, E. R. d. S.; BEZERRA, G. S.; NUNES, R. d. O. **Lógica Fuzzy: Conceitos e aplicações**. Natal: [s.n.], 2010. 1–23 p. Citado na página 38.

MARTINS, D. d. B.; JÚNIOR, J. C. d. M. V.; JÚNIOR, B. R. P. Investigation of the Impacts of a Multiple-DG Microgrid on the Short-Circuit Levels of a Distribution System. In: **2019 IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Conference - Latin America (ISGT Latin America)**. [S.l.: s.n.], 2019. p. 1–6. ISBN 9781538695678. Citado na página 33.

MELO, G. T. de. **Análise de Estabilidade de Tensão em um Alimentador de Distribuição sob a Influência de Geração Distribuída**. 80 p. Tese (Trabalho de Conclusão de Curso) — Universidade Regional do Noroeste do Estado do Rio Grande do Sul, 2017. Citado na página 23.

MOHAGHEGHI, S. Integrity assessment scheme for situational awareness in utility automation systems. **IEEE Transactions on Smart Grid**, v. 5, n. 2, p. 592–601, 2014. Citado na página 12.

MOMESSO, A. E. C.; KUME, G. Y.; FARIA, W. R.; PEREIRA, B. R.; ASADA, E. N. Automatic recloser adjustment for power distribution systems. **IEEE Transactions on Power Delivery**, p. 1–1, 2022. Citado 2 vezes nas páginas 25 e 26.

MONTICELLI, A. J. **Fluxo de Carga em Redes de Energia Elétrica**. São Paulo: Editora Edgard Blucher Ltda, 1983. 164 p. Citado na página 13.

NETTO, N. A.; BORGES, C. L. Enhancing the situational awareness of voltage security region via probabilistic reliability evaluation. **International Transactions on Electrical Energy Systems**, v. 30, n. 1, p. 1–15, 2020. ISSN 20507038. Citado 2 vezes nas páginas 9 e 10.

OCHOA, L. F.; HARRISON, G. P. Minimizing energy losses: Optimal accommodation and smart operation of renewable distributed generation. **IEEE Transactions on Power Systems**, IEEE, v. 26, n. 1, p. 198–205, 2011. ISSN 08858950. Citado na página 35.

- OLATOKE, A.; DARWISH, M. K. A study of the impact of Distributed Generation on power quality. In: **International Universities Power Engineering Conference (UPEC)**. Uxbridge, UK: IEEE, 2012. p. 1–5. ISBN 9781467328562. Citado na página 29.
- OLIVEIRA, F. B. R. de. **Redução de Perdas de Sistemas de Distribuição através do Dimensionamento Ótimo de Bancos de Capacitores via Entropia Cruzada**. 108 p. Tese (Doutorado) — Universidade de São Paulo, 2016. Citado na página 35.
- ONS. **Base de dados técnica do ONS: geração por tipo de usina em base horária**. Brasil: Portal de dados abertos do ONS, 2022. Disponível em: <<https://dados.ons.org.br/dataset/>>. Citado na página 55.
- OVERBYE, T. J.; SHETYE, K. S.; WERT, J.; TRINH, W.; BIRCHFIELD, A.; ROLSTAD, T.; WEBER, J. D. Techniques for Maintaining Situational Awareness during Large-Scale Electric Grid Simulations. **2021 IEEE Power and Energy Conference at Illinois, PEI 2021**, 2021. Citado na página 12.
- OVERBYE, T. J.; WERT, J. L.; SHETYE, K. S.; SAFDARIAN, F.; BIRCHFIELD, A. B. The Use of Geographic Data Views to Help with Wide-Area Electric Grid Situational Awareness. **2021 IEEE Texas Power and Energy Conference, TPEC 2021**, 2021. Citado na página 12.
- PALUDO, J. A. **Avaliação dos Impactos de Elevados Níveis de Penetração da Geração Fotovoltaica no Desempenho de Sistemas de Distribuição de Energia Elétrica em Regime Permanente**. 186 p. Tese (Doutorado) — Escola de Engenharia de São Carlos, 2014. Citado 2 vezes nas páginas 30 e 31.
- PAN, S.; MORRIS, T.; ADHIKARI, U. Classification of disturbances and cyber-attacks in power systems using heterogeneous time-synchronized data. **IEEE Transactions on Industrial Informatics**, IEEE, v. 11, n. 3, p. 650–662, 2015. ISSN 15513203. Citado na página 11.
- PANTELI, M.; CROSSLEY, P. A.; KIRSCHEN, D. S.; SOBAJIC, D. J. Assessing the impact of insufficient situation awareness on power system operation. **IEEE Transactions on Power Systems**, IEEE, v. 28, n. 3, p. 2967–2977, 2013. ISSN 08858950. Citado 5 vezes nas páginas 2, 5, 6, 7 e 8.
- PAPACHRISTOU, A. C.; AWAD, A. S.; TURCOTTE, D.; WONG, S.; PRIEUR, A. Impact of DG on Voltage Unbalance in Canadian Benchmark Rural Distribution Networks. In: **2018 IEEE Electrical Power and Energy Conference, EPEC 2018**. [S.l.]: IEEE, 2018. p. 18–23. ISBN 9781538654194. Citado 2 vezes nas páginas 31 e 32.
- PAULILO, G. Conceitos gerais sobre qualidade da energia. **O Setor Elétrico**, v. 84, n. 1, p. 28–35, 2013. Citado na página 28.
- \_\_\_\_\_. Qualidade de energia: Desequilíbrios de tensão. **O Setor Elétrico**, v. 86, n. 3, p. 42–48, 2013. Citado na página 32.
- PÉREZ-LONDOÑO, S. M.; OLIVAR-TOST, G.; MORA-FLOREZ, J. J. Online determination of voltage stability weak areas for situational awareness improvement. **Electric Power Systems Research**, v. 145, p. 112–121, 2017. ISSN 03787796. Citado 2 vezes nas páginas 9 e 10.
- QUEZADA, V. H. M.; ABBAD, J. R.; ROMÁN, T. G. S. Assessment of energy distribution losses for increasing penetration of distributed generation. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 21, n. 2, p. 533–540, 2006. ISSN 08858950. Citado na página 35.



TARAZONA, C.; MUSCHOLL, M.; LOPEZ, R.; PASSELERGUE, J. C. Integration of distributed energy resources in the operation of energy management systems. In: **2009 IEEE PES/IAS Conference on Sustainable Alternative Energy (SAE)**. Valencia, Espanha: IEEE, 2009. p. 1–5. Citado na página 1.

TEIXEIRA, G. A. N. **Análise da Influência da Geração Distribuída no Desempenho de Relés de Proteção de Alimentadores**. 76 p. Tese (Trabalho de Conclusão de Curso) — Universidade Federal de Santa Catarina, 2019. Citado na página 24.

USMAN, M. U.; FARUQUE, M. O. Applications of synchrophasor technologies in power systems. **Journal of Modern Power Systems and Clean Energy**, Springer Berlin Heidelberg, v. 7, n. 2, p. 211–226, 2019. ISSN 21965420. Disponível em: <<https://doi.org/10.1007/s40565-018-0455-8>>. Citado na página 9.

U.S.– Canada Power System Outage Task Force. **Final Report on the August 14, 2003 Blackout in the United States and Canada: Causes and Recommendations**. [S.l.], 2004. Citado na página 5.

VENMATHI, M.; VARGESE, J.; RAMESH, L.; Sheeba Percis, E. Impact of grid connected Distributed Generation on voltage sag. In: **Second International Conference on Sustainable Energy and Intelligent System (SEISCON 2011)**. [S.l.: s.n.], 2011. p. 91–96. ISBN 9789380430003. Citado na página 33.

VILELA, A. O. R. **Margem De Estabilidade De Tensão No Planejamento Dos Sistemas Elétricos - Análise Do Impacto Do Despacho Da Geração**. 84 p. Tese (Mestrado) — Universidade Federal de Minas Gerais, 2014. Citado na página 24.

WANG, C.; NEHRIR, M. H. Analytical approaches for optimal placement of distributed generation sources in power systems. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 19, n. 4, p. 2068–2076, 2004. ISSN 08858950. Citado na página 35.

WEI, Y.; ARUNAGIRINATHAN, P.; ARZANI, A.; Kumar Venayagamoorthy, G. Situational awareness of coherency behavior of synchronous generators in a power system with utility-scale photovoltaics. **Electric Power Systems Research**, Elsevier, v. 172, n. July 2018, p. 38–49, 2019. ISSN 03787796. Disponível em: <<https://doi.org/10.1016/j.epsr.2019.02.021>>. Citado na página 15.

XIAO, J.; ZHANG, B.; LUO, F. Distribution network security situation awareness method based on security distance. **IEEE Access**, v. 7, p. 37855–37864, 2019. Citado na página 15.

ZHANG, G.; SUN, K.; CHEN, H.; CARROLL, R.; LIU, Y. Application of synchrophasor measurements for improving operator situational awareness. In: **2011 IEEE Power and Energy Society General Meeting**. Detroit, MI, USA: IEEE, 2011. p. 1–8. Citado na página 9.

ZHANG, L.; CHEN, H.; MARTIN, K.; FARIS, A.; VUTSINAS, M.; BRADBERRY, T.; PHILLIPS, E.; ABU-JARADEH, B.; BUI, J. Successful deployment and operational experience of using linear state estimator in wide-area monitoring and situational awareness projects. **IET Generation, Transmission and Distribution**, v. 11, n. 18, p. 4476–4483, 2017. ISSN 17518687. Citado na página 11.

ZHANG, L.; LAI, K. A novel complex linear state estimator for smart power distribution systems: methodology and implementation. **International Journal of Electrical Power and**

**Energy Systems**, Elsevier, v. 123, n. June, p. 106312, 2020. ISSN 01420615. Disponível em: <<https://doi.org/10.1016/j.ijepes.2020.106312>>. Citado na página 11.

ZHANG, T.; LIU, S.; QIU, W.; LIN, Z.; ZHU, L.; ZHAO, D.; QIAN, M.; YANG, L. KPI-based real-time situational awareness for power systems with high proportion of renewable energy sources. **CSEE Journal of Power and Energy Systems**, PP, n. 99, 2019. ISSN 20960042. Citado na página 15.

ZHANG, Y. **Model-Based and Data-driven Situational Awareness for Distribution System Monitoring and Control**. 159 p. Tese (Doutorado) — Southern Methodist University, 2020. Citado na página 16.

ZUHAIB, M.; RIHAN, M. PMU installation in power grid for enhanced situational awareness: Challenges, issues and application. **2017 4th IEEE Uttar Pradesh Section International Conference on Electrical, Computer and Electronics, UPCON 2017**, v. 2018-January, p. 654–659, 2017. Citado na página 9.

---

## REGRAS FUZZY

---

Abaixo são apresentadas todas as regras *fuzzy* utilizadas no desenvolvimento dos sistemas *fuzzy* usados na metodologia proposta neste trabalho. Sendo os antecedentes:

- IDP: Nível de Curto-Circuito
- MET: Margem de Estabilidade de Tensão
- CL: Carregamento das Linhas
- TRP: Tensão em Regime Permanente
- FDT: Fator de Desequilíbrio de Tensão
- VTCD: Variação de Tensão de Curta Duração
- PT: Perdas Técnicas
- CH: Capacidade de Hospedagem

Já os conjuntos de termos linguísticos são classificados em:

- PQ: Pequeno
- MD: Médio
- GR: Grande
- SUB: Subtensão
- ADQ: Adequada
- SOBRE: Sobretensão

### BASE DE REGRAS DO SISTEMA FUZZY DE SEGURANÇA

1. SE (MET é PQ) e (IDP é PQ) e (CL é PQ) ENTÃO a Segurança é *Média*
2. SE (MET é PQ) e (IDP é PQ) e (CL é MD) ENTÃO a Segurança é *Baixa*
3. SE (MET é PQ) e (IDP é PQ) e (CL é GR) ENTÃO a Segurança é *Baixa*

4. SE (MET é PQ) e (IDP é MD) e (CL é PQ) ENTÃO a Segurança é *Baixa*
5. SE (MET é PQ) e (IDP é MD) e (CL é MD) ENTÃO a Segurança é *Baixa*
6. SE (MET é PQ) e (IDP é MD) e (CL é GR) ENTÃO a Segurança é *Muito Baixa*
7. SE (MET é PQ) e (IDP é GR) e (CL é PQ) ENTÃO a Segurança é *Muito Baixa*
8. SE (MET é PQ) e (IDP é GR) e (CL é MD) ENTÃO a Segurança é *Muito Baixa*
9. SE (MET é PQ) e (IDP é GR) e (CL é GR) ENTÃO a Segurança é *Muito Baixa*
  
10. SE (MET é MD) e (IDP é PQ) e (CL é PQ) ENTÃO a Segurança é *Muito Alta*
11. SE (MET é MD) e (IDP é PQ) e (CL é MD) ENTÃO a Segurança é *Muito Alta*
12. SE (MET é MD) e (IDP é PQ) e (CL é GR) ENTÃO a Segurança é *Alta*
13. SE (MET é MD) e (IDP é MD) e (CL é PQ) ENTÃO a Segurança é *Média*
14. SE (MET é MD) e (IDP é MD) e (CL é MD) ENTÃO a Segurança é *Média*
15. SE (MET é MD) e (IDP é MD) e (CL é GR) ENTÃO a Segurança é *Baixa*
16. SE (MET é MD) e (IDP é GR) e (CL é PQ) ENTÃO a Segurança é *Baixa*
17. SE (MET é MD) e (IDP é GR) e (CL é MD) ENTÃO a Segurança é *Muito Baixa*
18. SE (MET é MD) e (IDP é GR) e (CL é GR) ENTÃO a Segurança é *Muito Baixa*
  
19. SE (MET é GR) e (IDP é PQ) e (CL é PQ) ENTÃO a Segurança é *Muito Alta*
20. SE (MET é GR) e (IDP é PQ) e (CL é MD) ENTÃO a Segurança é *Muito Alta*
21. SE (MET é GR) e (IDP é PQ) e (CL é GR) ENTÃO a Segurança é *Alta*
22. SE (MET é GR) e (IDP é MD) e (CL é PQ) ENTÃO a Segurança é *Alta*
23. SE (MET é GR) e (IDP é MD) e (CL é MD) ENTÃO a Segurança é *Média*
24. SE (MET é GR) e (IDP é MD) e (CL é GR) ENTÃO a Segurança é *Média*
25. SE (MET é GR) e (IDP é GR) e (CL é PQ) ENTÃO a Segurança é *Baixa*
26. SE (MET é GR) e (IDP é GR) e (CL é MD) ENTÃO a Segurança é *Baixa*
27. SE (MET é GR) e (IDP é GR) e (CL é GR) ENTÃO a Segurança é *Muito Baixa*

#### **BASE DE REGRAS DO SISTEMA FUZZY DE QUALIDADE**

1. SE (TRP-Mín é SUB) e (TRP-Max é ADQ) e (FDT é PQ) e (VTCD é PQ) ENTÃO a Qualidade é *Média*
2. SE (TRP-Mín é SUB) e (TRP-Max é ADQ) e (FDT é PQ) e (VTCD é MD) ENTÃO a Qualidade é *Média*
3. SE (TRP-Mín é SUB) e (TRP-Max é ADQ) e (FDT é PQ) e (VTCD é GR) ENTÃO a Qualidade é *Média*

4. SE (TRP-Mín é SUB) e (TRP-Max é ADQ) e (FDT é MD) e (VTCD é PQ) ENTÃO a Qualidade é *Média*
5. SE (TRP-Mín é SUB) e (TRP-Max é ADQ) e (FDT é MD) e (VTCD é MD) ENTÃO a Qualidade é *Média*
6. SE (TRP-Mín é SUB) e (TRP-Max é ADQ) e (FDT é MD) e (VTCD é GR) ENTÃO a Qualidade é *Baixa*
7. SE (TRP-Mín é SUB) e (TRP-Max é ADQ) e (FDT é GR) e (VTCD é PQ) ENTÃO a Qualidade é *Baixa*
8. SE (TRP-Mín é SUB) e (TRP-Max é ADQ) e (FDT é GR) e (VTCD é MD) ENTÃO a Qualidade é *Baixa*
9. SE (TRP-Mín é SUB) e (TRP-Max é ADQ) e (FDT é GR) e (VTCD é GR) ENTÃO a Qualidade é *Muito Baixa*
10. SE (TRP-Mín é SUB) e (TRP-Max é SOBRE) e (FDT é PQ) e (VTCD é PQ) ENTÃO a Qualidade é *Baixa*
11. SE (TRP-Mín é SUB) e (TRP-Max é SOBRE) e (FDT é PQ) e (VTCD é MD) ENTÃO a Qualidade é *Baixa*
12. SE (TRP-Mín é SUB) e (TRP-Max é SOBRE) e (FDT é PQ) e (VTCD é GR) ENTÃO a Qualidade é *Muito Baixa*
13. SE (TRP-Mín é SUB) e (TRP-Max é SOBRE) e (FDT é MD) e (VTCD é PQ) ENTÃO a Qualidade é *Baixa*
14. SE (TRP-Mín é SUB) e (TRP-Max é SOBRE) e (FDT é MD) e (VTCD é MD) ENTÃO a Qualidade é *Baixa*
15. SE (TRP-Mín é SUB) e (TRP-Max é SOBRE) e (FDT é MD) e (VTCD é GR) ENTÃO a Qualidade é *Muito Baixa*
16. SE (TRP-Mín é SUB) e (TRP-Max é SOBRE) e (FDT é GR) e (VTCD é PQ) ENTÃO a Qualidade é *Muito Baixa*
17. SE (TRP-Mín é SUB) e (TRP-Max é SOBRE) e (FDT é GR) e (VTCD é MD) ENTÃO a Qualidade é *Muito Baixa*
18. SE (TRP-Mín é SUB) e (TRP-Max é SOBRE) e (FDT é GR) e (VTCD é GR) ENTÃO a Qualidade é *Muito Baixa*
19. SE (TRP-Mín é ADQ) e (TRP-Max é ADQ) e (FDT é PQ) e (VTCD é PQ) ENTÃO a Qualidade é *Muito Alta*
20. SE (TRP-Mín é ADQ) e (TRP-Max é ADQ) e (FDT é PQ) e (VTCD é MD) ENTÃO a Qualidade é *Muito Alta*
21. SE (TRP-Mín é ADQ) e (TRP-Max é ADQ) e (FDT é PQ) e (VTCD é GR) ENTÃO a Qualidade é *Alta*
22. SE (TRP-Mín é ADQ) e (TRP-Max é ADQ) e (FDT é MD) e (VTCD é PQ) ENTÃO a Qualidade é *Muito Alta*
23. SE (TRP-Mín é ADQ) e (TRP-Max é ADQ) e (FDT é MD) e (VTCD é MD) ENTÃO a Qualidade é *Muito Alta*

24. SE (TRP-Mín é ADQ) e (TRP-Max é ADQ) e (FDT é MD) e (VTCD é GR) ENTÃO a Qualidade é *Média*
25. SE (TRP-Mín é ADQ) e (TRP-Max é ADQ) e (FDT é GR) e (VTCD é PQ) ENTÃO a Qualidade é *Alta*
26. SE (TRP-Mín é ADQ) e (TRP-Max é ADQ) e (FDT é GR) e (VTCD é MD) ENTÃO a Qualidade é *Alta*
27. SE (TRP-Mín é ADQ) e (TRP-Max é ADQ) e (FDT é GR) e (VTCD é GR) ENTÃO a Qualidade é *Média*
28. SE (TRP-Mín é ADQ) e (TRP-Max é SOBRE) e (FDT é PQ) e (VTCD é PQ) ENTÃO a Qualidade é *Média*
29. SE (TRP-Mín é ADQ) e (TRP-Max é SOBRE) e (FDT é PQ) e (VTCD é MD) ENTÃO a Qualidade é *Média*
30. SE (TRP-Mín é ADQ) e (TRP-Max é SOBRE) e (FDT é PQ) e (VTCD é GR) ENTÃO a Qualidade é *Média*
31. SE (TRP-Mín é ADQ) e (TRP-Max é SOBRE) e (FDT é MD) e (VTCD é PQ) ENTÃO a Qualidade é *Média*
32. SE (TRP-Mín é ADQ) e (TRP-Max é SOBRE) e (FDT é MD) e (VTCD é MD) ENTÃO a Qualidade é *Média*
33. SE (TRP-Mín é ADQ) e (TRP-Max é SOBRE) e (FDT é MD) e (VTCD é GR) ENTÃO a Qualidade é *Baixa*
34. SE (TRP-Mín é ADQ) e (TRP-Max é SOBRE) e (FDT é GR) e (VTCD é PQ) ENTÃO a Qualidade é *Baixa*
35. SE (TRP-Mín é ADQ) e (TRP-Max é SOBRE) e (FDT é GR) e (VTCD é MD) ENTÃO a Qualidade é *Baixa*
36. SE (TRP-Mín é ADQ) e (TRP-Max é SOBRE) e (FDT é GR) e (VTCD é GR) ENTÃO a Qualidade é *Muito Baixa*

#### **BASE DE REGRAS DO SISTEMA FUZZY DE DESEMPENHO**

1. SE (PT é PQ) e (CH é GR) ENTÃO o Desempenho é *Muito Alto*
2. SE (PT é PQ) e (CH é MD) ENTÃO o Desempenho é *Muito Alto*
3. SE (PT é PQ) e (CH é PQ) ENTÃO o Desempenho é *Médio*
4. SE (PT é MD) e (CH é GR) ENTÃO o Desempenho é *Alto*
5. SE (PT é MD) e (CH é MD) ENTÃO o Desempenho é *Médio*
6. SE (PT é MD) e (CH é PQ) ENTÃO o Desempenho é *Baixo*
7. SE (PT é GR) e (CH é GR) ENTÃO o Desempenho é *Baixo*
8. SE (PT é GR) e (CH é MD) ENTÃO o Desempenho é *Muito Baixo*
9. SE (PT é GR) e (CH é PQ) ENTÃO o Desempenho é *Muito Baixo*

---

## CONFIGURAÇÃO DE REDE PROPOSTA

---

Para o desenvolvimento da configuração de rede proposta neste trabalho seguiu-se as etapas:

1. Simulação de todas as combinações de chaves possíveis que respeitassem a radialidade da rede e atendessem todas as cargas do sistema;
2. Utilização da TRP mínima como restrição operacional para selecionar as topologias com melhor performance durante o cenário operacional complexo de alta demanda e sem inserção de GD;
3. Calculo de todos os índices da CS para as topologias restantes;
4. Escolha da configuração que apresentasse os resultados mais adequados para todos os índices.

Seguindo esses passos, foram estabelecidas 5 configurações do sistema: A, B, C, D e E. Assim, foi elaborada a Tabela 36 que apresenta os resultados obtidos no passo 3 da metodologia utilizada. Os resultados mostram que a configuração A (chamada de configuração 3 no capítulo 3) apresentou os valores mais adequados para os todos os índices obtidos em relação a configuração original da rede. Por isso, ela foi escolhida como proposta dos estudos de caso deste trabalho. Embora a configuração E apresente resultados semelhantes, a configuração A foi escolhida principalmente por reduzir as PT em relação a configuração original do sistema e também minimizar a descoordenação do sistema de proteção (índice IDP) com a mudança de topologia.

---

Tabela 36 – Resultados dos índices nas configurações selecionadas.

Índices	Configurações						
	Original	A	B	C	D	E	F
<b>IDP<sup>a</sup></b>	13,27	10,2	46,26	20,75	24,15	11,56	21,77
<b>MET<sup>b</sup></b>	0	0	0	0	0	0	0
<b>CL<sup>c</sup></b>	38,23	38,12	38,13	38,13	38,13	38,12	38,13
<b>TRP<sup>d</sup> mín.</b>	0,8752	0,892	0,8963	0,8963	0,8962	0,892	0,8963
<b>TRP máx.</b>	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05
<b>FDT<sup>e</sup></b>	1,6323	1,5761	1,5823	1,5823	1,5842	1,5759	1,5821
<b>VTCD<sup>f</sup></b>	53,36	55,55	54,41	54,41	53,99	57,51	55,65
<b>PT<sup>g</sup></b>	16,37	12,09	12,63	12,63	12,6	12,14	12,69
<b>CH<sup>h</sup></b>	10,71	90,99	90,44	90,44	90,44	90,99	90,44

Fonte: Elaborada pela autora.

Nota 1: <sup>a</sup> Índice de Descoordenação da Proteção, <sup>b</sup> Margem de Estabilidade de Tensão, <sup>c</sup> Carregamento das Linhas, <sup>d</sup> Tensão em Regime Permanente, <sup>e</sup> Fator de Desequilíbrio de Tensão, <sup>f</sup> Variação de Tensão de Curta Duração, <sup>g</sup> Perdas Técnicas, <sup>h</sup> Capacidade de Hospedagem.

Nota 2: A escala de cores nas tabelas indica o estado do índice no determinado cenário de operação. A cor branca representa o melhor valor encontrado para o índice, a cor cinza indica o seu valor médio e a cor azul aponta o pior valor encontrado. Quanto mais escuro o azul, mais inadequado o valor do índice.

## DADOS DO SISTEMA DE DISTRIBUIÇÃO

Nas Tabelas 37, 38, 39, 41, 42 e 43 a seguir são apresentados os dados do sistema IEEE 34 barras ([IEEE Distribution System Analysis Subcommittee, 2010](#)) e dos geradores fotovoltaicos usados neste trabalho.

Tabela 37 – Dados das cargas distribuídas do sistema IEEE 34 barras.

Barra A	Barra B	Modelo	Conexão	Fase A		Fase B		Fase C	
				kW	kvar	kW	kvar	kW	kvar
802	806	PQ	Y	0	0	30	15	25	14
808	810	I	Y	0	0	16	8	0	0
818	820	ZIP	Y	34	17	0	0	0	0
820	822	PQ	Y	135	70	0	0	0	0
816	824	I	D	0	0	5	2	0	0
824	826	I	Y	0	0	40	20	0	0
824	828	PQ	Y	0	0	0	0	4	2
828	830	PQ	Y	7	3	0	0	0	0
854	856	PQ	Y	0	0	4	2	0	0
832	858	ZIP	D	7	3	2	1	6	3
858	864	PQ	Y	2	1	0	0	0	0
858	834	PQ	D	4	2	15	8	13	7
834	860	ZIP	D	16	8	20	10	110	55
860	836	PQ	D	30	15	10	6	42	22
836	840	I	D	18	9	22	11	0	0
862	838	PQ	Y	0	0	28	14	0	0
842	844	PQ	Y	9	5	0	0	0	0
844	846	PQ	Y	0	0	25	12	20	11
846	848	PQ	Y	0	0	23	11	0	0

Fonte: [IEEE Distribution System Analysis Subcommittee \(2010\)](#).

Tabela 38 – Dados das cargas concentradas do sistema IEEE 34 barras.

Nó	Modelo	Conexão	Fase A		Fase B		Fase C	
			kW	kvar	kW	kvar	kW	kvar
860	PQ	Y	20	16	20	16	20	16
840	I	Y	9	7	9	7	9	7
844	ZIP	Y	135	105	135	105	135	105
848	PQ	D	20	16	20	16	20	16
890	I	D	150	75	150	75	150	75
830	ZIP	D	10	5	10	5	25	5

Fonte: IEEE Distribution System Analysis Subcommittee (2010).

Tabela 39 – Dados dos reguladores de tensão do sistema IEEE 34 barras.

Dados	Regulador 1	Regulador 2
Segmento de linha	814 - 850	852 - 832
Localização	814	852
Fases	A - B - C	A - B - C
Conexão	Trifásica	Trifásica
Fase monitorada	A - B - C	A - B - C
Largura de banda (V)	2	2
Razão do TP	120	120
Razão do TC	100	100
Configuração R do compensador (V)	2,7	2,5
Configuração X do compensador (V)	1,6	1,5
Nível de tensão do compensador (V)	122	124

Fonte: IEEE Distribution System Analysis Subcommittee (2010).

Tabela 40 – Dados dos capacitores do sistema IEEE 34 barras.

Barra	Fase A	Fase B	Fase C
	Potência (kvar)	Potência (kvar)	Potência (kvar)
844	100	100	100
848	150	150	150
Total	250	250	250

Fonte: IEEE Distribution System Analysis Subcommittee (2010).

Tabela 41 – Dados dos transformadores do sistema IEEE 34 barras.

Transformador	Potência (kVA)	Tensão no primário (kV)	Tensão no secundário (kV)	X (%)
Subestação	2500	69 - D	24,9 - Yg	0,001
832 - 888	500	24,9 - Yg	4,16 - Yg	4,08
820 - GD1	300	24,9	0,22	5
890 - GD2	500	4,16 - D	0,22 - Yg	5
844 - GD3	500	24,9 - D	0,22 - Yg	5

Fonte: Adaptada de IEEE Distribution System Analysis Subcommittee (2010).

Tabela 42 – Dados das linhas do sistema IEEE 34 barras.

<b>Linha</b>	<b>Barra Inicial</b>	<b>Barra Final</b>	<b>Comprimento (m)</b>	<b>Capacidade (A)</b>
L1	800	802	786,35	230
L2A/L2B	802	806	527,28	230
L3	806	808	9823,22	230
L4A/L4B	808	810	1768,97	140
L5	808	812	11429,44	230
L6	812	814	9061,26	230
L7	814	850	3,05	180
L8	816	818	521,18	140
L9A/L9B	816	824	3111,86	180
L10A/L10B	818	820	14675,40	140
L11A/L11B	820	822	4187,75	140
L12A/L12B	824	826	923,50	140
L13A/L13B	824	828	256,02	180
L14A/L14B	828	830	6229,81	180
L15	830	854	158,49	180
L16A/L16B	832	858	1493,45	180
L17A/L17B	834	860	615,67	180
L18	834	842	85,34	180
L19A/L19B	836	840	262,12	180
L20	836	862	85,34	180
L21A/L21B	842	844	411,46	180
L22A/L22B	844	846	1109,42	180
L23A/L23B	846	848	161,54	180
L24	850	816	94,48	180
L25	852	832	3,05	180
L26A/L26B	854	856	7110,64	140
L27	854	852	11225,24	180
L28A/L28B	858	864	493,75	140
L29A/L29B	858	834	1776,90	180
L30A/L30B	860	836	816,82	180
L31A/L31B	862	838	1481,26	180
L32	888	890	3218,53	230

Fonte: IEEE Distribution System Analysis Subcommittee (2010).

Nota: Essa versão modificada do sistema teste IEEE 34 barras adiciona barramentos no meio das seções de linha, para permitir a implementação das cargas distribuídas. A modelagem atual da linha no OpenDSS não suporta o conceito de carga distribuída, e as cargas podem ser conectadas apenas à barramentos. Portanto, são criadas barras de ponto médio neste exemplo, e as linhas são divididas em duas seções: A e B.

Tabela 43 – Dados dos geradores inseridos no sistema IEEE 34 barras.

<b>Gerador</b>	<b>Localização</b>	<b>Tensão (V)</b>	<b>Potência (kVA)</b>	<b>Fase</b>	<b>FP</b>	<b>Temperatura (°C)</b>
GD1	820	220	285	A	0,95	25
GD2	890	220	436	ABC	0,95	25
GD3	844	220	412	ABC	0,95	25

Fonte: Elaborada pela autora.