



Universidade Federal de Ouro Preto  
Instituto de Ciências Exatas e Aplicadas  
Departamento de Engenharia Elétrica



## **Trabalho de Conclusão de Curso**

# **Controle de tensão com compensação reativa utilizando Geradores Distribuídos**

**Christiane Silva Freire**

João Monlevade, MG  
2021

**Christiane Silva Freire**

**Controle de tensão com compensação reativa  
utilizando Geradores Distribuídos**

Trabalho de Conclusão de curso apresentado à Universidade Federal de Ouro Preto como parte dos requisitos para obtenção do Título de Bacharel em Engenharia Elétrica pelo Instituto de Ciências Exatas e Aplicadas da Universidade Federal de Ouro Preto.

Orientador: Prof. Dr. Juan Carlos Galvis Manso.

**Universidade Federal de Ouro Preto  
João Monlevade  
2021**

SISBIN - SISTEMA DE BIBLIOTECAS E INFORMAÇÃO

F866c Freire, Christiane Silva .  
Controle de tensão com compensação reativa utilizando Geradores  
Distribuídos. [manuscrito] / Christiane Silva Freire. - 2021.  
89 f.: il.: color., gráf., tab..

Orientador: Prof. Dr. Juan Carlos Galvis Manso.  
Monografia (Bacharelado). Universidade Federal de Ouro Preto.  
Instituto de Ciências Exatas e Aplicadas. Graduação em Engenharia  
Elétrica .

1. Geração distribuída de energia elétrica. 2. Energia elétrica -  
Consumo. 3. Energia elétrica - distribuição. 4. Reguladores de tensão. I.  
Manso, Juan Carlos Galvis. II. Universidade Federal de Ouro Preto. III.  
Título.

CDU 621.313.1

Bibliotecário(a) Responsável: Flavia Reis - CRB6-2431



## FOLHA DE APROVAÇÃO

Christiane Silva Freire

Controle de tensão com compensação reativa  
utilizando Geradores Distribuídos

Monografia apresentada ao Curso de Engenharia Elétrica da Universidade Federal de Ouro Preto  
como requisito parcial para obtenção do título de Bacharel em Engenharia Elétrica

Aprovada em 21 de abril de 2021

### Membros da banca

Dr. Juan Carlos Galvis Manso - Orientador - (Universidade Federal de Ouro Preto)  
Dr. Carlos Henrique Nogueira de Resende Barbosa - (Universidade Federal de Ouro Preto)  
Dr. Wilingthon Guerra Zvietcovich - (Universidade Federal de Ouro Preto)

Juan Carlos Galvis Manso, orientador do trabalho, aprovou a versão final e autorizou seu depósito na Biblioteca Digital de Trabalhos de Conclusão de Curso da UFOP em 20/05/2021



Documento assinado eletronicamente por **Juan Carlos Galvis Manso, PROFESSOR DE MAGISTERIO SUPERIOR**, em 20/05/2021, às 18:10, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no art. 6º, § 1º, do [Decreto nº 8.539, de 8 de outubro de 2015](#).



A autenticidade deste documento pode ser conferida no site [http://sei.ufop.br/sei/controlador\\_externo.php?acao=documento\\_conferir&id\\_orgao\\_acesso\\_externo=0](http://sei.ufop.br/sei/controlador_externo.php?acao=documento_conferir&id_orgao_acesso_externo=0), informando o código verificador **0173488** e o código CRC **09DBE10E**.



## ATA DE DEFESA

Aos 21 dias do mês de abril de 2021, às 14 horas, através da plataforma *google meet*, foi realizada a defesa de monografia pela aluna **Christiane Silva Freire**, matrícula, 14.1.8091 sendo a comissão examinadora constituída pelos professores: Carlos Henrique Nogueira de Resende Barbosa, Wilingthon Guerra Zvietcovich e Juan Carlos Galvis Manso. A aluna apresentou a monografia intitulada: “**Controle de tensão com compensação reativa utilizando Geradores Distribuídos**”. A comissão examinadora deliberou, por unanimidade, pela **APROVAÇÃO** da aluna, com a nota média 9,0, de acordo com a tabela 1. Na forma regulamentar foi lavrada a presente ata que vai assinada pelos membros da comissão examinadora e pela aluna.

Tabela 1 – Notas de avaliação da banca examinadora

Banca Examinadora	Nota
Dr. Carlos Henrique Nogueira de Resende Barbosa	8,9
Dr. Wilingthon Guerra Zvietcovich	9,0
Dr. Juan Carlos Galvis Manso	9,1
<b>Média</b>	9,0

João Monlevade, 21 de abril de 2021.

*Juan Carlos Galvis M.*

Dr. Juan Carlos Galvis Manso  
Professor Orientador

Dr. Carlos Henrique Nogueira de  
Resende Barbosa  
Professor Convidado

Dr. Wilingthon Guerra Zvietcovich  
Professor Convidado

*Christiane Silva F.*

Christiane Silva Freire  
Aluna



## ANEXO X - TERMO DE RESPONSABILIDADE

O texto do trabalho de conclusão de curso intitulado “Controle de tensão com compensação reativa utilizando Geradores Distribuídos” é de minha inteira responsabilidade. Declaro que não há utilização indevida de texto, material fotográfico ou qualquer outro material pertencente a terceiros sem a devida citação ou consentimento dos referidos autores.

João Monlevade, 29 de abril de 2021 .

*Christiane Silva F.*

\_\_\_\_\_  
Nome completo do(a) aluno(a)

# Resumo

O propósito da geração distribuída é aproveitar as formas de energia próximas ao consumidor, trazendo diminuição das perdas de potência ativa e reativa. Outra vantagem dos geradores, é que eles podem ajudar a melhorar o perfil de tensão da rede. Este trabalho apresenta uma análise sobre impacto do uso dos geradores distribuídos nas redes de distribuição quando utilizados para controlar o nível de tensão do sistema. O objetivo do trabalho é demonstrar como a inserção de geradores distribuídos podem influenciar e melhorar o perfil de tensão da rede através da injeção ou absorção de potência reativa. Foi utilizado o software OpenDSS, uma ferramenta de modelagem e simulação de redes de distribuição, em conjunto com o MATLAB. Foi feito uso do algoritmo Particle Swarm Optimization de Otimização computacional para encontrar os valores ótimos de potência reativa.

**Palavras-chave:** Geradores Distribuídos, OpenDSS, Regulação de Tensão, Otimização, Compensação Reativa.

# Lista de ilustrações

Figura 1 – Conexão On grid. . . . .	16
Figura 2 – Conexão Off grid. . . . .	16
Figura 3 – Resumo da Potência Instalada por Fonte de Geração. . . . .	18
Figura 4 – Resumo das Unidades consumidoras de energia geradas por GDs . . . .	18
Figura 5 – Modo de operação de um inversor com fator de potência fixo . . . . .	20
Figura 6 – Modo de operação de um inversor com fator de potência variável . . .	21
Figura 7 – Limites operacionais de injeção/demanda de potência reativa do inversor - Controle kVAr . . . . .	22
Figura 8 – Modelo de gerador trifásico. . . . .	23
Figura 9 – Modelo de linhas de distribuição. . . . .	25
Figura 10 – Modelo de um transformador. . . . .	26
Figura 11 – Modelo do painel fotovoltaico do OpenDSS. . . . .	27
Figura 12 – Curva Volt/Var do Inversor PVSystem. . . . .	28
Figura 13 – Mudança do inversor para o modo reativo. . . . .	28
Figura 14 – Exemplo de nuvem e partículas. . . . .	34
Figura 15 – Exemplo de atualização dos pontos da curva de uma partícula e um intervalo de tempo. . . . .	35
Figura 16 – Fluxograma do PSO aplicado ao problema. . . . .	37
Figura 17 – Sistema teste 13 barras com inserção de PVs. . . . .	40
Figura 18 – Sistema teste 37 barras com inserção de PVs. . . . .	41
Figura 19 – Perfil de Tensão na barra 680 - Concentrado . . . . .	42
Figura 20 – Perfil de Tensão na Barra 611 - Concentrado . . . . .	43
Figura 21 – Perfil de Tensão na Barra 611 - Dispersos . . . . .	44
Figura 22 – Perfil de Tensão na Barra 680 - Dispersos . . . . .	45
Figura 23 – Perfil de Tensão nas Barras - 17 horas - Concentrado . . . . .	46
Figura 24 – Perfil de Tensão nas Barras - 17 horas - Dispersos . . . . .	47
Figura 25 – Perfil de Tensão na Barra 733 - Concentrado . . . . .	49
Figura 26 – Perfil de Tensão na Barra 736 - Concentrado . . . . .	50
Figura 27 – Perfil de Tensão na Barra 733 - Dispersos . . . . .	51
Figura 28 – Perfil de Tensão nas Barras - 17 horas - Concentrado . . . . .	52
Figura 29 – Perfil de Tensão nas Barras - 17 horas - Dispersos . . . . .	53
Figura 30 – Convergência 13 Bus IEEE - Concentrado . . . . .	54
Figura 31 – Convergência 13 Bus IEEE - Dispersos . . . . .	55
Figura 32 – Convergência 37 Bus IEEE - Concentrado . . . . .	56
Figura 33 – Convergência 37 Bus IEEE - Dispersos . . . . .	57

Figura 34 – Sistema Teste IEEE 13. . . . .	62
Figura 35 – Sistema Teste IEEE 34. . . . .	64
Figura 36 – Sistema Teste IEEE 37. . . . .	68
Figura 37 – Curvas utilizadas para caracterizar o modelo do sistema fotovoltaico . .	70
Figura 38 – Curva de Demanda. . . . .	71
Figura 39 – Sistema teste 34 barras com inserção de PVs. . . . .	72
Figura 40 – Convergência 34 Bus IEEE - Concentrado . . . . .	72
Figura 41 – Convergência 34 Bus IEEE - Dispersos . . . . .	73
Figura 42 – Perfil de Tensão na Barra 890 - Concentrado . . . . .	74
Figura 43 – Perfil de Tensão na Barra 840 - Concentrado . . . . .	75
Figura 44 – Perfil de Tensão na Barra 840 - Dispersos . . . . .	76
Figura 45 – Perfil de Tensão nas Barras - 21 horas - Concentrado . . . . .	77
Figura 46 – Perfil de Tensão nas Barras - 21 horas - Dispersos . . . . .	78

# Lista de tabelas

Tabela 1 – Revisão bibliográfica . . . . .	14
Tabela 2 – Porte de Usinas de Geração Distribuída. . . . .	17
Tabela 3 – Modos de Operação de um inversor. . . . .	20
Tabela 4 – Cenários. . . . .	38
Tabela 5 – Parâmetros utilizados na configuração do PSO. . . . .	39
Tabela 6 – Valores de potência aparente de inserção em kVA. . . . .	39
Tabela 7 – Perdas totais de energia ativa do sistema (kW) - 13 Barras . . . . .	48
Tabela 8 – Perdas totais de energia ativa do sistema (kW) - 37 Barras . . . . .	53
Tabela 9 – Tempo de simulação do algoritmo no sistema de 13 Barras . . . . .	55
Tabela 10 – Tempo de simulação do algoritmo no sistema de 37 Barras . . . . .	56
Tabela 11 – Demanda Total do Sistema por Fase - 13 Barras. . . . .	61
Tabela 12 – Transformadores - 13 Barras. . . . .	61
Tabela 13 – Capacitores - 13 Barras. . . . .	61
Tabela 14 – Regulador - 13 Barras. . . . .	62
Tabela 15 – Cargas Distribuídas - 13 Barras. . . . .	62
Tabela 16 – Cargas Localizadas - 13 Barras. . . . .	63
Tabela 17 – Demanda Total do Sistema - 34 Barras. . . . .	64
Tabela 18 – Transformadores - 34 Barras. . . . .	65
Tabela 19 – Capacitores - 34 Barras. . . . .	65
Tabela 20 – Regulador - 34 Barras. . . . .	65
Tabela 21 – Cargas Localizadas - 34 Barras . . . . .	65
Tabela 22 – Cargas Distribuídas - 34 Barras . . . . .	66
Tabela 23 – Demanda Total do Sistema - 37 Barras. . . . .	67
Tabela 24 – Transformadores - 37 Barras. . . . .	67
Tabela 25 – Regulador - 37 Barras. . . . .	67
Tabela 26 – Cargas Localizadas - 37 Barras . . . . .	69
Tabela 27 – Dados do sistema fotovoltaico. . . . .	70
Tabela 28 – Valores de potência de inserção em kVA. . . . .	72
Tabela 29 – Tempo de simulação - 34 Barras . . . . .	73
Tabela 30 – Perdas Totais do Sistema (kW) - 34 Barras . . . . .	73
Tabela 31 – Valores de Potência obtido com a otimização - PV alocado na barra 680 - Concentrado . . . . .	79
Tabela 32 – Valores de Potência obtido com a otimização - PV alocado na barra 611 - Concentrado . . . . .	80

Tabela 33 – Valores de Potência obtido com a otimização - PV alocado na barra 680 - Distribuído . . . . .	81
Tabela 34 – Valores de Potência obtido com a otimização - PV alocado na barra 611 - Distribuído . . . . .	82
Tabela 35 – Valores de Potência obtido com a otimização - PV alocado na barra 890 - Concentrado . . . . .	83
Tabela 36 – Valores de Potência obtido com a otimização - PV alocado na barra 840 - Concentrado . . . . .	84
Tabela 37 – Valores de Potência obtido com a otimização - PV alocado na barra 840 - Distribuído . . . . .	85
Tabela 38 – Valores de Potência obtido com a otimização - PV alocado na barra 733 - Concentrado . . . . .	86
Tabela 39 – Valores de Potência obtido com a otimização - PV alocado na barra 736 - Concentrado . . . . .	87
Tabela 40 – Valores de Potência obtido com a otimização - PV alocado na barra 736 - Distribuído . . . . .	88

# Sumário

<b>1</b>	<b>INTRODUÇÃO</b>	<b>9</b>
1.1	Justificativa e Motivação	10
1.2	Revisão Bibliográfica	11
1.3	Objetivos	13
1.3.1	Objetivos específicos	13
<b>2</b>	<b>REVISÃO TEÓRICA</b>	<b>15</b>
2.1	Geração Distribuída	15
2.1.1	Benefícios da Geração Distribuída	15
2.1.2	Classificação da Geração Distribuída	16
2.1.3	Geração Distribuída no Brasil	17
2.2	Controle de Tensão e Reativo	19
2.2.1	Configuração da Potência Reativa através de inversores nos painéis fotovoltaicos	19
<b>3</b>	<b>MODELAGEM DA REDE DE DISTRIBUIÇÃO</b>	<b>23</b>
3.1	Representação dos Sistemas Elétricos	23
3.1.0.1	Gerador	23
3.1.0.2	Linhas de Distribuição	24
3.1.0.3	Transformadores	25
3.1.0.4	Cargas	26
3.1.0.5	PVSystem	27
<b>4</b>	<b>METODOLOGIA</b>	<b>29</b>
4.1	Método do Fluxo de Potência e OpenDSS	29
4.1.1	Algoritmo de Fluxo - OpenDSS	29
4.2	Particle Swarm Optimization para potência reativa	32
4.2.1	Formulação do Problema	32
4.2.2	Particle Swarm Optimization (PSO)	33
4.2.2.1	Geração da População Inicial	33
4.2.2.2	Velocidades e Posições	34
4.2.2.3	Avaliação	36
4.2.2.4	Convergência	36
<b>5</b>	<b>RESULTADOS E DISCUSSÕES</b>	<b>38</b>
5.0.1	Sistema IEEE 13 Barras	42
5.0.2	Sistema IEEE 37 Barras	49

<b>5.1</b>	<b>Desempenho do Algoritmo PSO</b>	<b>54</b>
5.1.1	Gráficos de Convergência e tempo de simulação	54
<b>6</b>	<b>CONCLUSÕES</b>	<b>58</b>
	<b>REFERÊNCIAS</b>	<b>59</b>
<b>7</b>	<b>ANEXO</b>	<b>61</b>
<b>7.1</b>	<b>Sistema de 13 Barras</b>	<b>61</b>
<b>7.2</b>	<b>Sistema de 34 Barras</b>	<b>64</b>
<b>7.3</b>	<b>Sistema de 37 Barras</b>	<b>67</b>
<b>7.4</b>	<b>Dados do PVSystem</b>	<b>70</b>
<b>7.5</b>	<b>Curvas de Cargas</b>	<b>71</b>
<b>7.6</b>	<b>Resultados do Sistema IEEE 34 Barras</b>	<b>72</b>
<b>7.7</b>	<b>Resultados - P e Q</b>	<b>79</b>
7.7.1	Sistema IEEE 13 Barras	79
7.7.2	Sistema IEEE 34 Barras	83
7.7.3	Sistema IEEE 37 Barras	86

# 1 Introdução

O território brasileiro possui grande potencial hídrico, por isso, a principal fonte de geração são as usinas hidrelétricas, considerada uma fonte limpa e renovável (MME, 2017). Ainda assim, nem todo potencial hídrico no Brasil é utilizado por questões ambientais, sendo estas, alagamento de áreas florestais, impactos na flora e fauna e no modo de vida de populações ribeirinhas.

A energia no Brasil é produzida de forma centralizada e através do Sistema Interligado Nacional (SIN), que interliga os sistemas elétricos do Brasil, é feita a transferência de energia entre subsistemas (ELETRICO, 2017). Essa forma de geração centralizada necessita da instalação de linhas de transmissão de alta tensão para levar essa produção aos consumidores, o que aumenta os custos com transmissão e também aumenta as perdas de potência ativa e reativa.

Em meio a este contexto, surge o conceito de Geração Distribuída (GD) que segundo Lopes, Fernandes e Muchaluat-Saade (2015) é caracterizada pela instalação de geradores de pequeno porte, geralmente a partir de fontes renováveis, localizados próximos aos consumidores de energia elétrica. A GD localizada próximo aos centros dos consumidores possibilita melhorias ao sistema de distribuição, como redução de perdas de potência, ativa e reativa, elevação do nível de tensão nos pontos de conexão e possuem baixo impacto ambiental. (LOPES; FERNANDES; MUCHALUAT-SAADE, 2015)

Além de ajudar na diversificação da matriz elétrica e na descentralização da produção de energia, os GDs também podem ser utilizados na regulação de tensão do Sistema Elétrico de Potência (SEP) melhorando o perfil de tensão e diminuindo as perdas no sistema, uma vez que o propósito dos GDs é gerar energia próximo ao consumidor utilizando fontes renováveis.

Algumas desvantagens da GD é que ela modifica a topologia do SEP devido a inclusão de outros pontos de geração de energia em um sistema que a geração em sua maior parte é feita de forma centralizada. É necessário um novo planejamento das distribuidoras de energia para se adaptarem a esse fluxo bidirecional. Outro fator é que as normas e fiscalizações sobre a GD não acompanha a rápida expansão da inserção da GD no sistema elétrico. A maioria das distribuidoras não possui infraestrutura e orçamento suficiente para adequar o seu sistema de distribuição à esses requisitos de controle, qualidade e proteção (NARUTO, 2017).

## 1.1 Justificativa e Motivação

A Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL, 2014), órgão responsável por regular o setor elétrico brasileiro, normatiza aspectos da Qualidade de Energia Elétrica (QEE) visando garantir padrões de qualidade. Entre eles está o nível da tensão nos pontos de conexão, para que não ultrapasse limites estabelecidos. O sistema de distribuição é composto pela rede elétrica e pelo conjunto de instalações e equipamentos elétricos que operam em níveis de alta tensão (superior a 69 kV e inferior a 230 kV), média tensão (superior a 1 kV e inferior a 69 kV) e baixa tensão (igual ou inferior a 1 kV) (ANEEL, 2021b). Para tensão nominal de operação inferior a 230 kV, o limite inferior é 95% (noventa e cinco por cento) e o superior é 105% (cento e cinco por cento) da tensão nominal de operação do sistema no ponto de conexão. Dessa forma, os SEP devem atuar dentro dos limites de tensão estabelecidos pela agência reguladora.

Nos sistemas de distribuição, pelo fato de usualmente operar com uma topologia radial, a tensão para um consumidor próximo a subestação pode ser melhor, em níveis de tensão, do que para um que está mais distante. Isso ocorre por causa das perdas nas linhas do sistema de distribuição.

Em redes de distribuição, emprega-se por exemplo, o uso de banco de capacitores em paralelo que melhoram a tensão nas vizinhanças do nó que são conectados. Utilizam-se também os transformadores de tap variável, que operam no controle de tensão por meio do controle da relação de transformação dos enrolamentos. Tem-se também os reguladores de tensão que se utilizam para a mesma finalidade. Esses dispositivos podem ser alocados e operados de forma ótima com auxílio da inteligência computacional visando auxiliar à tomadas de decisão descentralizadas ou centralizadas.

As técnicas de otimização podem ter objetivos diferentes, tais como: minimização das perdas de potência, ativa e reativa, minimização do desvio de tensão, minimização do custo da energia entre outros. Estas técnicas são utilizadas para determinar qual o valor ótimo que estes equipamentos deve fornecer (energia) à rede elétrica e qual equipamento deve atuar para atingir o melhor resultado para a função objetivo.

A GD, além de gerar energia elétrica, é capaz, se bem dimensionada e projetada, de auxiliar no controle dos níveis de tensão do sistema de distribuição, fornecendo ou absorvendo reativo para controlar o perfil de tensão da rede. Assim, para que um GD possa atuar na rede elétrica de forma a ajudar no controle de tensão ele deverá fornecer potência reativa ao sistema operando com diferentes fatores de potência.

## 1.2 Revisão Bibliográfica

Em Niknam, Ranjbar e Shirani (2003) foi utilizado o algoritmo genético (AG) para resolver o problema de minimização de perdas do sistema. No sistema teste IEEE de 34 barras foram adicionados 3 GDs modelados como barras PVs com limites máximos de potência ativa e limites máximo e mínimo de potência reativa. O trabalho teve como restrição os limites do fator de potência da subestação, os limites de tensões e os limites de potências dos GDs.

Em Olamaie e Niknam (2006) foram observados três cenários diferentes: GDs injetando potência reativa nos pontos determinados pelo algoritmo genético, GDs injetando potência reativa em determinados pontos de tensão da curva do inversor e GDs injetando somente potência ativa. No melhor dos casos, em que o GD está injetando potência reativa determinado pelo AG, as perdas foram reduzidas em 16%. O trabalho apresentou cinco técnicas de otimização a fim de comparar os resultados obtidos de minimização de perdas do sistema utilizando GD. As técnicas utilizadas foram: Colônia de Formigas, AG, Particle Swarm Optimization (PSO), Evolução Diferencial e Pesquisa Tabu.

Os autores indicaram que os métodos obtiveram resultados semelhantes, porém o PSO e a Evolução Diferencial tiveram um tempo de execução menor que os demais métodos. Foi concluído que depois da instalação dos GDs as perdas do sistema foram significativamente reduzidas. Dessa forma, os autores concluíram que os GDs afetam o fluxo de potência ativa e reativa e se alocados estrategicamente as perdas seriam ainda menores.

Para obter a coordenação ótima de comutador de derivação em carga (CDC), capacitores e GD para o controle Volt/Var Auchariyamet e Sirisumrannukul (2010) aplicaram o algoritmo de otimização PSO. Utilizaram um sistema de 29 barras e adicionaram 3 GDs, 4 bancos de capacitores e 1 CDC. As restrições foram: limites de tensão nas barras, limite do fator de potência da subestação, quantidade de manobras dos CDC e capacitores e limites de potência dos geradores. Os autores concluíram que quando as potências ativa e reativa dos GDs são controlados, os limites de tensões nas barras permaneceram dentro dos limites aceitáveis. Os custos foram menores quando comparados para o caso em que todos os GDs injetarem a potência máxima que cada um possuía.

Em Malekpour, Pahwa e Natarajan (2014) foi utilizado o sistema IEEE de distribuição de 37 barras. Neste trabalho, foi considerado a inserção de 8 GDs monofásicos. As restrições foram os limites de tensão e geração de potência dos GDs e como função objetivo foi utilizada a minimização das perdas elétricas do sistema. Malekpour, Pahwa e Natarajan (2014) utilizaram dois métodos: centralizado e distribuído. Para o controle centralizado o problema foi formulado matematicamente como um problema de otimizado não linear. Já para o controle distribuído foi utilizado o método de decomposição em zonas. A análise dos resultados no artigo, consistiu em observar o comportamento do sistema teste nos

dois métodos de soluções propostas. Os autores concluíram que se as potências ativa e reativa dos GDs monofásicos forem devidamente reguladas, os GDs podem desempenhar um papel importante em suporte de tensão e energia reativa para distribuição de energia.

Diferentemente dos citados anteriormente, no trabalho de Fassbinder (2016) foi utilizado Lógica Fuzzy para controlar os equipamentos para fazer a correção de tensão na rede. Assim como Auchariyamet e Sirisumrannukul (2010) foi utilizado o software OpenDSS, e em conjunto do MATLAB foram realizadas as simulações na rede teste IEEE 34 barras. Para as simulações, foram utilizados equipamentos de controle como banco de capacitores, reguladores de tensão e a GD. O autor concluiu que o algoritmo desenvolvido conseguiu corrigir o nível de tensão quando houve sub ou sobretensão na rede, através dos equipamentos de controle de forma conjunta.

Um estudo sobre o controle de tensão em um sistema de distribuição utilizando o método de programação quadrática foi apresentado em Lee, Kim e Moon (2017). As simulações indicaram que os valores ótimos de potência reativa dos GDs dependem do modelo de carga, dos parâmetros das linhas e perda do inversor do GD. No artigo também foi utilizado como sistema a rede de distribuição de 37 barras, assim como as restrições limites de tensão e geração de potência ativa do GD.

Como pode ser observado, existem várias abordagens e metodologias diferentes para a realização de simulações e testes de controle de tensão e reativos com GDs. Em todos os citados, os limites de tensões nas barras e limites de potência dos GDs eram considerados nas restrições do problema. Muitos deles utilizaram técnicas comuns de otimização como AG e PSO para a solução da minimização da função objetivo que era minimizar as perdas nas linhas. A tabela 1 apresenta um resumo da revisão.

## 1.3 Objetivos

O objetivo do trabalho é analisar como a inserção de GDs pode influenciar e melhorar o perfil de tensão da rede através da injeção ou absorção de potência reativa. Será utilizado o controle do inversor do OpenDSS junto com o algoritmo de otimização para controlar a injeção e absorção de reativos através dos GDs. Os pontos ótimos de potência reativa serão encontrados a partir do algoritmo PSO. O controle será realizado com o objetivo de manter o perfil de tensão próximo aos pontos de conexão dentro dos limites impostos pela norma e também reduzir as perdas de potência ativa.

### 1.3.1 Objetivos específicos

- Utilizar o *software* OpenDSS para modelar e simular o sistema de distribuição a ser testado;
- Realizar o controle de reativo através da Curva Volt/Var do inversor.
- Implementar o algoritmo PSO de otimização no software MATLAB para encontrar os pontos ótimos de potência reativa injetados ou absorvidos pelos GDs;
- Analisar os resultados obtidos e comparar com a inserção dos GDs sem otimização e também comparar com o controle do inversor do software OpenDSS para injetar ou absorver a quantidade máxima de potência reativa sem a otimização;
- Avaliar como a inserção dos GDs podem impactar no sistema de distribuição alterando-se os níveis de inserção no sistema.

Tabela 1 – Revisão bibliográfica

Trabalho	Objetivo(s)	Restrições	Algoritmo	Sistemas de Testes	Resultados
Niknam, Ranjibar e Shirani (2003)	Minimizar as perdas nas linhas	Limites de tensão, Limites de potencia GD, Limites do fator de potência	AG	34 barras, GD como barra PV	Depois da instalação dos GD as perdas do sistema foram significativamente reduzidas. Dessa forma, o autor conclui que GD afetam o fluxo de potência ativa e reativa e se alocados de estratégica as perdas seriam ainda menores
Olamaie e Niknam (2006)	Minimizar as perdas do sistema	Limites de tensão nas barras, limite do fator de potência da subestação, número de switches dos ULTC e capacitores, e limites de potência dos geradores	PSO, AG, DE, TS	34 barras e 3 GD	Os métodos propostos foram capazes de manter as tensões nas barras dentro dos limites quando o valor de potência do GD era controlado
Auchariyamet e Sirisumrammukul (2010)	Aplicar o algoritmo de otimização para obter a coordenação ótima de ULTC, capacitores e GD para o controle Volt/Var	Limites de tensão nas barras, limite do fator de potência da subestação, número de switches dos ULTC e capacitores, e limites de potência dos geradores	PSO	29 barras, 3 GD, 4 bancos de capacitores e 1 CDC	Os autores concluíram que quando as potências ativas e reativa dos GD eram controladas os limites de tensões nas barras permaneceram dentro dos limites. Concluiu ainda que os custos foram menores quando comparados com o caso de todos os GD injetarem a potência máxima que cada um
Malekpour, Pahwa e Natarajan (2014)	Apresentar um algoritmo para controlar a potência ativa e reativa e minimizar as perdas nas linhas em sistemas de distribuição	Limites de tensão, Limites de potencia GD	Método centralizado e método distribuído	37 barras e 8 GD's monofásico	O autor conclui que se as potências ativas / reativas do DG, quando devidamente reguladas, as DG podem desempenhar um papel importante em suporte de tensão e energia reativa para distribuição de energia sistemas.
Kim, Harley e Regassa (2015)	Minimizar as perdas do sistema	Limites de tensão, Limites dos sistemas PV	AG	J1 Feeder e 13 PV	O método proposto reduziu as perdas em 16% utilizando o valor ótimo encontrado pelo algoritmo de otimização
Fassbinder (2016)	Encontrar otimização conjunta e coordenada dos equipamentos de controle existentes no sistema.	Limites de tensão, Limites de potencia GD	Fuzzy	34 barras e utilizou 3 GD	O algoritmo desenvolvido no software MATLAB em conjunto com o OpenDSS, conseguiu solucionar quando houve sub ou sobretensão na rede, através ods equipamentos de controle de forma conjunta.
Lee, Kim e Moon (2017)	Minimizar as perdas nas linhas e reduzir o consumo por CVR	Limites de tensão, Limites de potencia GD	Programação Quadrática	37 barras e 3 GD's	As simulações indicaram que os valores ótimos de potência reativa dos GDs dependem do modelo de carga, dos parâmetros das linhas e perda do inversor do GD

Fonte: Da autora (2021).

## 2 Revisão Teórica

O presente capítulo fará uma breve revisão sobre os conceitos abordados no trabalho. Será apresentado o conceito de GD e também será tratado o tema de controle do perfil de tensão da rede.

### 2.1 Geração Distribuída

Para o Instituto Nacional de Eficiência Energética (INEE, 2021), GD é uma expressão usada para designar a geração elétrica realizada junto ou próxima do(s) consumidor(es) independente da potência, tecnologia e fonte de energia.

Para a ANEEL, além disso, a GD possibilita ao consumidor gerar sua própria energia elétrica a partir de fontes renováveis ou cogeração qualificada e disponibilizar o excedente para a rede de distribuição da sua localidade.

#### 2.1.1 Benefícios da Geração Distribuída

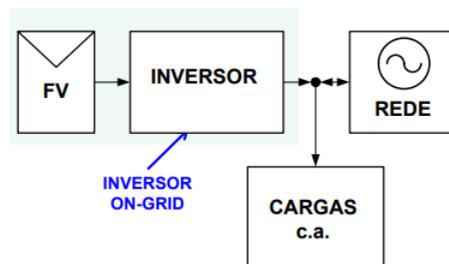
Além de diminuir as extensas linhas de transmissão para trazer a energia elétrica desde as grandes centrais de geração aos consumidores, com altos custos de investimentos, tem-se a redução das perdas de potência ativa e reativa, como os maiores impactos positivos das GDs, em sua maioria, usando fontes renováveis, a GD traz outras vantagens tanto para as concessionárias como para os usuários do sistema elétrico. Entre elas, a ANEEL cita os seguintes benefícios:

- Redução do carregamento das redes;
- minimização das perdas de potência ativa e reativa;
- adiamento de investimentos em expansão dos sistemas de transmissão e distribuição;
- baixo impacto ambiental;
- diversificação da matriz energética.

### 2.1.2 Classificação da Geração Distribuída

As GDs podem ser conectadas à rede ou isoladas. Quando conectadas à rede, *on grid*, operam em paralelo com o sistema de energia elétrica, assim, devem operar conforme parâmetros da rede. A figura abaixo representa uma conexão on grid de geradores distribuídos no sistema. O sistema fotovoltaico gera energia elétrica em corrente contínua. O inversor é o responsável por entregar à rede elétrica a energia em corrente alternada.

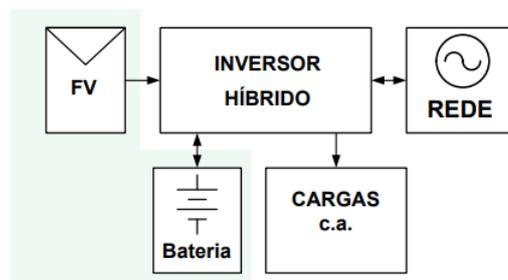
Figura 1 – Conexão On grid.



Fonte: Adaptado de Ziles (2017).

Quando isolados, *off grid*, a energia produzida pelos geradores alimenta diretamente os equipamentos da instalação. Além disso, o excedente de energia gerado não é adicionado na rede de distribuição, mas sim armazenado em bancos de bateria.

Figura 2 – Conexão Off grid.



Fonte: Adaptado de Ziles (2017).

Para os casos de *on grid*, existe o sistema de compensação de energia elétrica. A potência ativa injetada por clientes com geração distribuída é cedida a distribuidora que posteriormente compensa essa energia através de créditos que são abatidos nas próximas faturas. Um mesmo cliente pode usar os créditos em outros locais que não possuem geração distribuídas.

Em relação a potência, micro geração distribuída são as centrais geradoras com potência instalada até 75 quilowatts (kW) e mini geração distribuída aquelas com potência acima de 75 kW e menor ou igual a 3 MW, conectadas na rede de distribuição por meio de instalações de unidades consumidoras.(ANEEL, 2018)

Tabela 2 – Porte de Usinas de Geração Distribuída.

<b>Micro</b>	<b>Mini</b>
até 75kW	75kW a 3MW

Fonte: Adaptado de ANEEL (2021b).

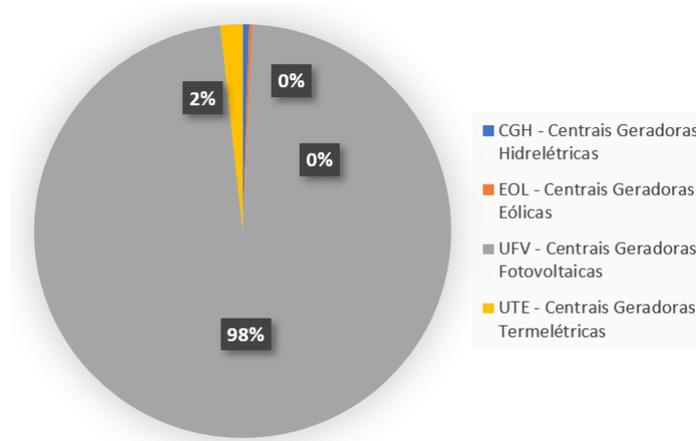
A grande maioria de geradores utilizam fontes de energia limpa. O INEE cita os mais comuns:

1. Co-geradores;
2. Geradores que usam como fonte de energia resíduos combustíveis de processo;
3. Termelétrica;
4. Painéis fotovoltaicos;
5. Pequenas Centrais Hidrelétricas - PCH's.

### 2.1.3 Geração Distribuída no Brasil

No Brasil, a quantidade de unidades consumidoras com geração distribuída registradas até abril de 2021 era de 470.796, com potência total igual a 5.625.045,53 kW (ANEEL, 2021a). A figura 3 mostra a potência instalada por fonte de geração. A maior fonte utilizada é a energia solar, seguido pela energia hidrelétrica, caracterizada pelas pequenas centrais hidrelétricas, depois a energia térmica e por fim a energia eólica.

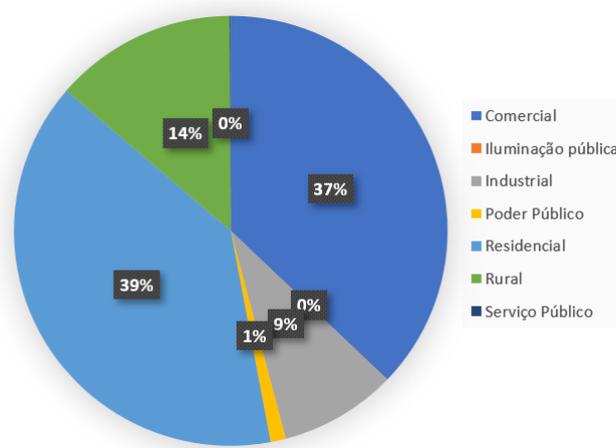
Figura 3 – Resumo da Potência Instalada por Fonte de Geração.



Fonte: Adaptado de ANEEL (2021b).

A Fig. 4 mostra que a maior parte dos consumidores de geração distribuída são do tipo residencial seguindo pelo comercial.

Figura 4 – Resumo das Unidades consumidoras de energia geradas por GDs



Fonte: Adaptado de ANEEL (2021b).

## 2.2 Controle de Tensão e Reativo

Existem duas grandezas que as distribuidoras de energia devem garantir para o consumidor, são elas, frequência e tensão. Os limites de tensão estabelecidos pela ANEEL deverão estar entre 95% e 105% da tensão nominal contratada. Caso a variação da tensão esteja muito acima ou abaixo dos limites, é possível que ocorra alguns problemas.

Segundo Paulino e Teixeira (2013), alguns problemas devidos as variações de tensões de longa duração são: possível interrupção da operação de equipamentos eletrônicos, tais como computadores e controladores eletrônicos; elevação do tempo de partida das máquinas de indução, o que contribui para a elevação de temperatura dos enrolamentos entre outros.

Para manter o nível de tensão da rede é necessário controlar a geração e absorção de potência reativa do sistema elétrico. O controle leva em consideração várias informações obtidas através de sistemas de supervisão e controle das subestações. Pode ser realizado localmente ou remotamente. Alguns exemplos de controle realizados pelas distribuidoras são exemplificados abaixo.

1. Controle de Tensão por Taps de Transformadores: Alterando-se os taps do transformador, altera-se também a relação de espiras e conseqüentemente o valor da tensão também é alterado.
2. Controle de Tensão por Banco de Capacitores: Quando conectados em paralelo fornecem potência reativa e elevam a tensão próximo ao ponto.
3. Controle de Tensão por Reatores: Ao contrário dos bancos de capacitores, quando conectados em paralelo absorvem potência reativa e abaixam a tensão próximo ao ponto.
4. Controle de Tensão através de Unidades Geradoras: Apesar de serem utilizados com a finalidade de gerar potência ativa, os geradores também podem ser utilizados para realizar o controle de tensão fornecendo ou absorvendo potência reativa.

### 2.2.1 Configuração da Potência Reativa através de inversores nos painéis fotovoltaicos

Como já mencionado, o aumento da utilização de painéis fotovoltaicos já é uma realidade, assim como os problemas causados pelos altos índices de penetração no sistema. Com o intuito de minimizar problemas, como sobretensões nas redes de distribuição e fluxo bidirecional, novas tecnologias estão sendo implantadas nos inversores dos painéis fotovoltaicos que permitem a configuração da potência reativa. A tabela abaixo, resume alguns tipos de operação. Os modos de operações do fator de potência (fp) fixo, fator de potência variável e controle kVAr possibilitam uma melhor interconectividade do inversor com o sistema elétrico.

Tabela 3 – Modos de Operação de um inversor.

Descrição	Resumo
Fator de potência unitário	Fator de potência próximo ao unitário
Fator de potência fixo	Fator de potência fixo conforme parâmetro
Fator de potência variável	Fator de potência variável conforme curva pré-estabelecida
Controle kVAr	Reativo (kVAr) fixo conforme parâmetro

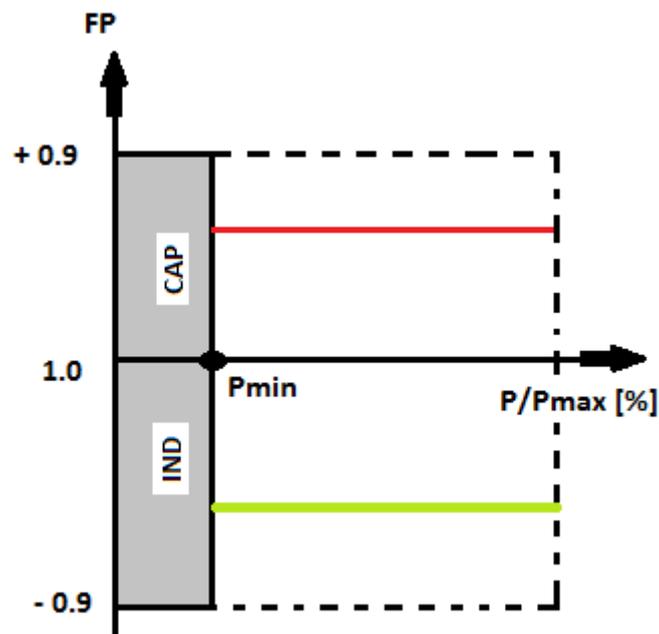
Fonte: Adaptado de Weg (2018).

1. FP Unitário: Nesse modo de operação, o fator de potência do inversor é próximo ao unitário em toda sua faixa de operação.

2. FP Fixo:

Neste modo, o inversor irá atuar com o fator de potência diferente de unitário somente quando a potência mínima ( $P_{min}$ ) for atingida. Abaixo de  $P_{min}$ , o fator de potência será aproximadamente um.

Figura 5 – Modo de operação de um inversor com fator de potência fixo



Fonte: Adaptado de Weg (2018).

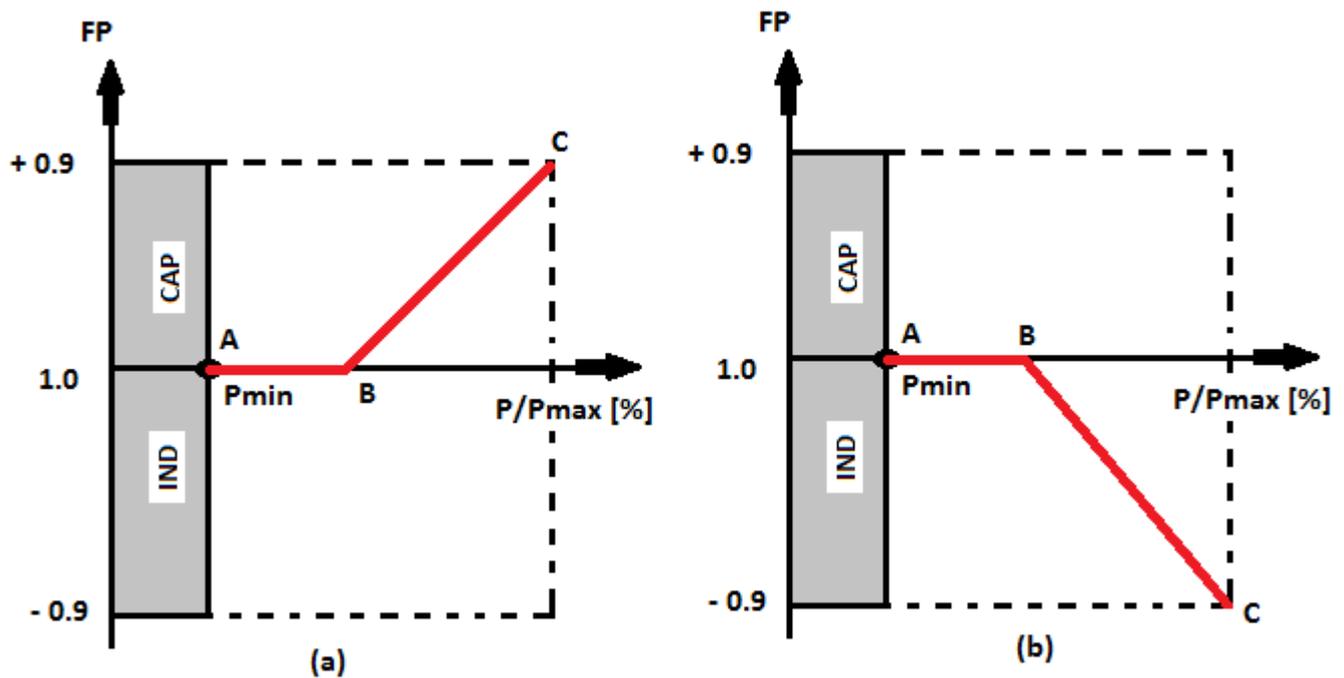
A  $P_{max}$  será o produto da potência aparente nominal com o fator de potência, conforme equação abaixo:

$$P_{max} = S \cdot fp \quad (2.1)$$

### 3. FP Variável:

Nos pontos onde há diminuição dos níveis de tensão, causados pela distância entre a geração e o ponto de conexão, a curva (a) é recomendada, já nos pontos que possuem elevação de tensão, causados por alta geração de potência ativa ou baixa demanda, é recomendada a utilização da curva (b).

Figura 6 – Modo de operação de um inversor com fator de potência variável

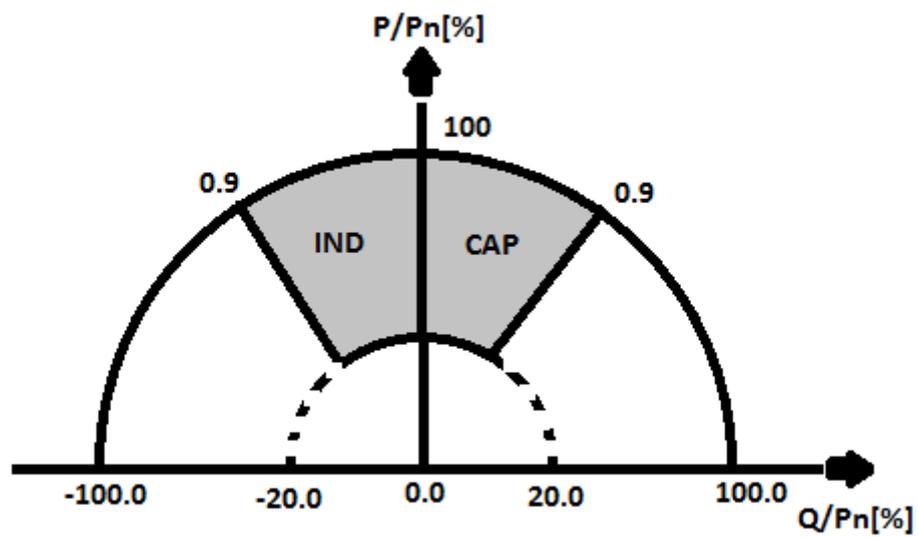


Fonte: Adaptado de Weg (2018).

### 4. Curva Volt/Var:

Neste modo, é possível que o inversor opere tanto com fator de potência indutivo quanto capacitivo, agindo assim como compensador de reativos. A Fig. 7 mostra que existe um limite de potência reativa que o inversor pode disponibilizar.

Figura 7 – Limites operacionais de injeção/demanda de potência reativa do inversor - Controle kVAr



Fonte: Adaptado de Weg (2018).

## 3 Modelagem da Rede de Distribuição

O presente capítulo fará uma breve revisão sobre as equações e modelagem da rede. Posteriormente, será tratado o modelo do painel fotovoltaico disponibilizado pelo *software OpenDSS*.

### 3.1 Representação dos Sistemas Elétricos

Os sistemas elétricos de potência têm o objetivo de fornecer energia aos consumidores da rede. São divididos em três partes: geração, transmissão e distribuição. O sistema de distribuição, responsável por conectar os consumidores ao sistema, é representado na sua forma matricial (OLIVEIRA; SCHMIDT; KAGAN, 2005).

#### 3.1.0.1 Gerador

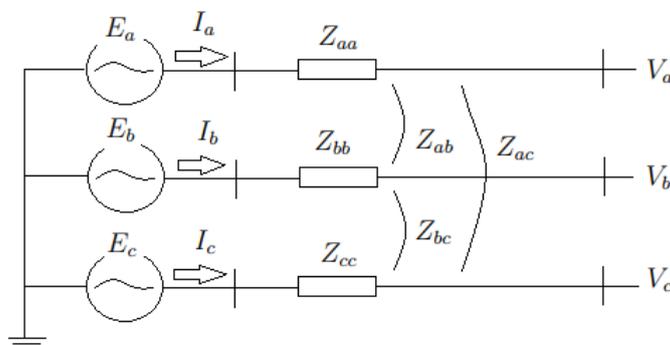
O gerador é um equipamento de conversão de energia. É modelado pelo equivalente de Thévenin representado por três geradores simétricos e equilibrados, isto é, tensões com mesmo módulo e defasadas entre si.

Em Stevenson (1978) é aplicada as equações de Kirchhoff dentro do modelo representado, assim é extraída o seguinte conjunto de equações:

$$\begin{aligned}\Delta V_a &= E_a - V_a = Z_{aa}I_a + Z_{ab}I_b + Z_{ac}I_c \\ \Delta V_b &= E_b - V_b = Z_{ba}I_a + Z_{bb}I_b + Z_{bc}I_c \\ \Delta V_c &= E_c - V_c = Z_{ca}I_a + Z_{cb}I_b + Z_{cc}I_c\end{aligned}\tag{3.1}$$

A matriz inversa de  $Z$  será a matriz de admitâncias do gerador:

Figura 8 – Modelo de gerador trifásico.



Fonte: Adaptado de Arrillaga e Watson (2003).

$$Z = \begin{bmatrix} Z_{aa} & Z_{ab} & Z_{ac} \\ Z_{ba} & Z_{bb} & Z_{bc} \\ Z_{ca} & Z_{cb} & Z_{cc} \end{bmatrix} \quad (3.2)$$

Onde  $V_a, V_b, V_c$  são tensões do sistema;  $E_a, E_b, E_c$  são tensões do gerador.

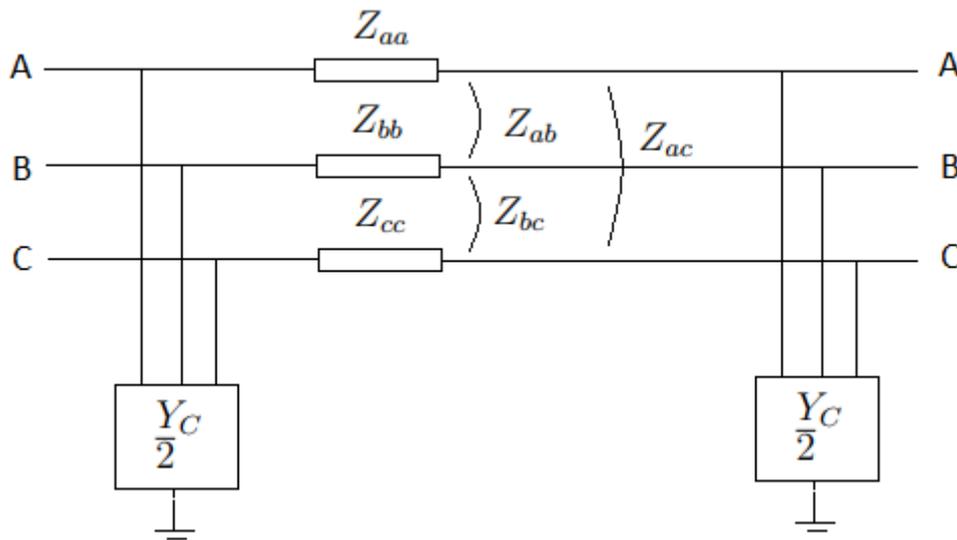
### 3.1.0.2 Linhas de Distribuição

As linhas são elementos transportadores de energia. A linha apresenta parâmetros série e em derivação. São parâmetros série: resistências ôhmicas, indutâncias próprias e mútuas (OLIVEIRA; SCHMIDT; KAGAN, 2005).

Segundo Stevenson (1978), no que se refere à linhas de distribuição, existem três modelos de linhas: linhas curtas de até 80 km; linhas de 80 km até 240 km são consideradas médias e linhas com mais de 240 km são consideradas longas.

O modelo de uma linha de distribuição pode ser representado pelas impedâncias série e mútuas e pela admitância shunt (OLIVEIRA; SCHMIDT; KAGAN, 2005). Na figura abaixo está a representação do modelo trifásico da linha.

Figura 9 – Modelo de linhas de distribuição.



Fonte: Adaptado de Arrillaga e Watson (2003).

Aplicando Kirchhoff no modelo apresentado obtemos a matriz de impedâncias:

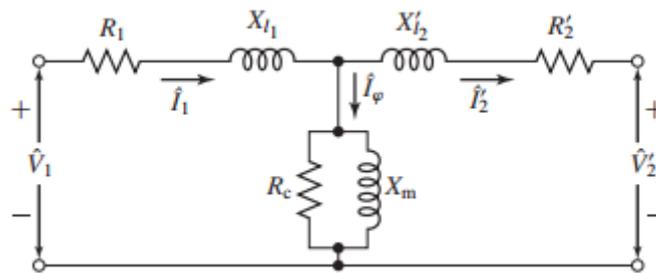
$$Z = \begin{bmatrix} Z_{aa} & Z_{ab} & Z_{ac} \\ Z_{ba} & Z_{bb} & Z_{bc} \\ Z_{ca} & Z_{cb} & Z_{cc} \end{bmatrix} \quad (3.3)$$

Onde  $Z_{aa}$ ,  $Z_{bb}$  e  $Z_{cc}$  são as impedâncias próprias da linha e  $Z_{ab}$ ,  $Z_{bc}$ ,  $Z_{ac}$ ,  $Z_{ba}$ ,  $Z_{cb}$  e  $Z_{ca}$  são as impedâncias mútuas da linha.

### 3.1.0.3 Transformadores

Os transformadores são equipamentos elétricos que tem por finalidade transformar a tensão e corrente alternada entre dois ou mais enrolamentos. Podem ser trifásicos ou monofásicos (STEVENSON, 1978). É caracterizado através de uma resistência em série com uma reatância indutiva. Além disso, possui também a componente shunt que representa as perdas no núcleo e a indutância de magnetização (UMANS, 2014).

Figura 10 – Modelo de um transformador.



Fonte: Umans (2014).

#### 3.1.0.4 Cargas

A representação da carga varia conforme a disponibilidade de informação. Podem ser modeladas como cargas concentradas ou distribuídas. Existem ainda a representação das cargas pela demanda máxima e através de curvas típicas (OLIVEIRA; SCHMIDT; KAGAN, 2005).

De acordo com Stevenson (1978) existem três tipos de carga que se destacam. São elas: carga de potência constante, carga de corrente constante e carga de impedância constante.

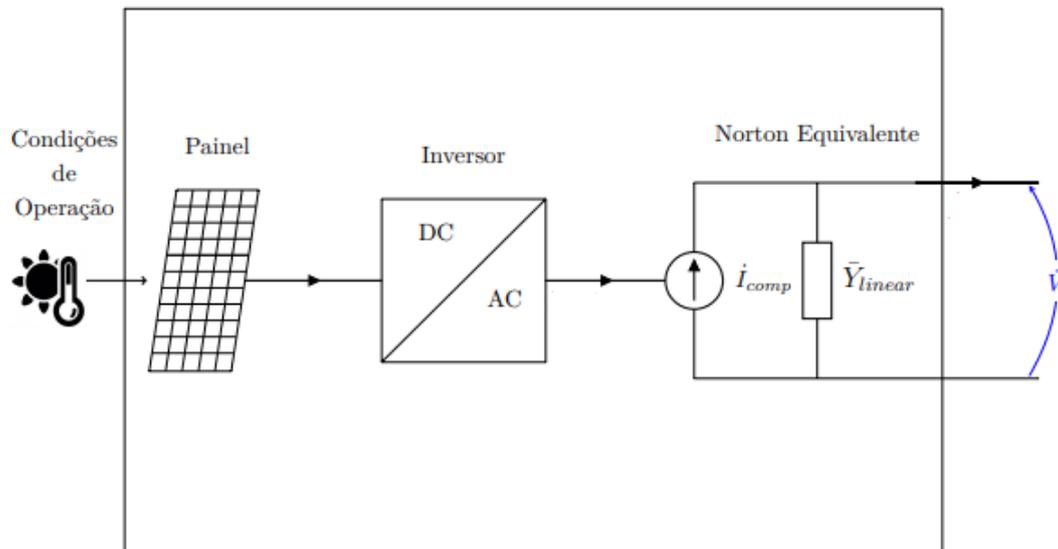
1. **Carga de potência constante com a tensão:** A potência ativa e reativa são invariantes com o valor da tensão que as suprem;
2. **Carga de corrente constante com a tensão:** Cargas em que o módulo e ângulo da corrente absorvida é invariante com o valor da tensão;
3. **Carga de impedância constante com a tensão:** Cargas na qual a impedância se mantém constante.

Neste trabalho, serão consideradas cargas destacadas acima. Será utilizado curvas de consumo de cargas para simulação diária.

## 3.1.0.5 PVSystem

A figura 11 representa o elemento PVSystem (PV) modelado no software OpenDSS. Nesse modelo é combinado o painel fotovoltaico com o inversor. O modelo assume que o inversor é capaz de rastrear o ponto de máxima potência rapidamente. É uma simplificação adequada para a maioria dos estudos de impacto nas redes de distribuição (FREITAS, 2019).

Figura 11 – Modelo do painel fotovoltaico do OpenDSS.



Fonte: Adaptado de Freitas (2019).

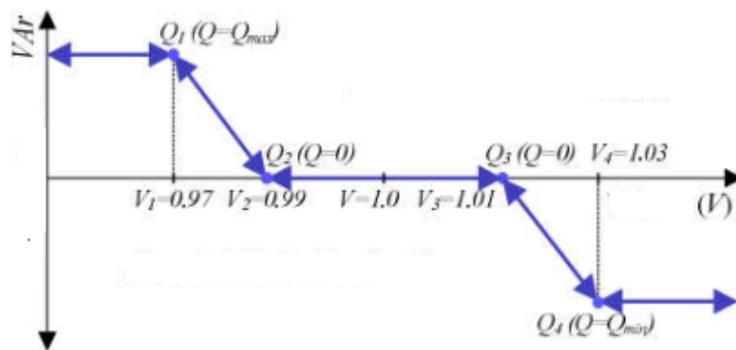
A potência de saída do painel de uma forma simplificada é calculada conforme equação 3.4

$$P(t)_{dc} = (P_{pmpp})X(Irradiancia)X(Temperatura) \quad (3.4)$$

A figura 12 representa o funcionamento do inversor. Abaixo da tensão  $V_1$ , o inversor fornece 100% da potência reativa disponível no inversor. Entre  $V_1$  e  $V_2$ , o inversor fornece potência reativa seguindo uma reta decrescente, a zona morta é definida entre  $V_2$  e  $V_3$ . A partir da tensão  $V_3$ , segue o mesmo raciocínio descrito abaixo da tensão  $V_2$ , porém nessa região o inversor absorve potência reativa.

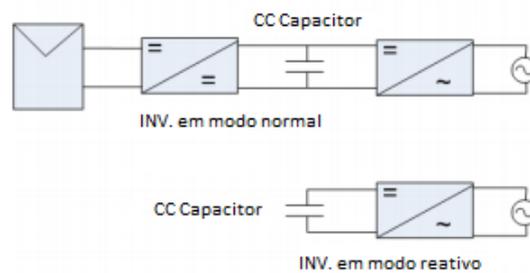
Normalmente, os inversores de rede são precedidos por um conversor CC-CC que regula a tensão do barramento CC do inversor. No entanto, quando a energia ativa não está disponível, o conversor CC-CC fica ocioso, como mostra a figura 13. Porém, um controle apropriado pode ajudar o inversor a operar em potência reativa modo de compensação mesmo com a ausência de entrada ativa potência. (MAKNOUNINEJAD et al., 2011)

Figura 12 – Curva Volt/Var do Inversor PVSystem.



Fonte: Adaptado de Kim, Harley e Regassa (2015).

Figura 13 – Mudança do inversor para o modo reativo.



Fonte: Adaptado de Maknouninejad et al. (2011).

Por default, o InvControl do software OpenDSS é configurado para fornecer ou absorver energia reativa independentemente do status do inversor. Ou seja, ele irá fornecer ou absorver energia reativa mesmo quando não há incidência solar.

## 4 Metodologia

No capítulo que segue será apresentado o algoritmo padrão para o cálculo do fluxo de potência do OpenDSS que utiliza a decomposição da matriz de admitâncias nodais e sua inversa (FREITAS, 2015). O OpenDSS pode ser controlado através do software MATLAB, o que facilita a implementação do algoritmo de otimização. Dessa forma, o OpenDSS calcula as perdas de potência ativa e tensões do sistema e envia os resultados para o algoritmo implementado, que por sua vez retorna os valores de potência que devem ser injetados. Em seguida é apresentada a formulação do algoritmo PSO para a resolução do problema de controle de tensão utilizando compensação reativa a partir dos geradores distribuídos.

### 4.1 Método do Fluxo de Potência e OpenDSS

O cálculo do fluxo de potência em um sistema elétrico se resume no conhecimento, em regime permanente, das tensões nodais, correntes injetadas e potências nos elementos de rede. Conhecido o estado da rede, consegue-se estimar as perdas de potência ativa e reativa da rede e propor técnicas para melhorar o desempenho do sistema.

Os métodos de Gauss-Seidel, Newton Raphson e Desacoplamento Rápido, de acordo com Stevenson (1978), são métodos tradicionais para o fluxo de potência em redes de transmissão. A utilização desses métodos em sistemas de distribuição pode não convergir, pois o sistema de distribuição apresenta elementos como cargas desbalanceadas, geradores distribuídos e também possui baixa relação X/R (FREITAS, 2015).

#### 4.1.1 Algoritmo de Fluxo - OpenDSS

O **software** OpenDSS utiliza dois métodos para o cálculo do fluxo de potência. O método padrão faz uso da matriz inversa de admitâncias nodais da rede. As fontes de tensões são representadas pelo equivalente Norton. As cargas são representados por uma impedância e uma fonte de corrente de compensação. Neste método, as tensões são as incógnitas do problema. O outro método é o de Newton Raphson (FREITAS, 2015).

Os passos do método padrão são apresentados na referência de Freitas (2015) é mostrados a seguir:

1. **Valores iniciais para as tensões nodais:** Primeiramente são calculados os valores das tensões sem considerar as cargas e geradores, considerando somente o alimentador, isto é, rede em vazio. O *software*, depois que configurado todo o sistema de teste

com as informações necessárias, fornece a matriz de admitâncias do sistema e o **algoritmo iterativo resolve a equação inicial** mostrada abaixo:

$$\begin{bmatrix} V_1^1 \\ \dots \\ V_j^1 \\ \dots \\ V_N^1 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \bar{Y}_{1,1} & \dots & \bar{Y}_{1,j} & \dots & \bar{Y}_{1,N} \\ \dots & \dots & \dots & \dots & \dots \\ \bar{Y}_{j,1} & \dots & \bar{Y}_{j,j} & \dots & \bar{Y}_{j,N} \\ \dots & \dots & \dots & \dots & \dots \\ \bar{Y}_{N,1} & \dots & \bar{Y}_{N,j} & \dots & \bar{Y}_{N,N} \end{bmatrix}^{-1} \begin{bmatrix} I_1^0 \\ \dots \\ 0 \\ \dots \\ 0 \end{bmatrix} \quad (4.1)$$

Na equação 4.1 é mostrada a matriz inversa de admitâncias da rede, representado por  $\bar{Y}_{N,N}$ , o vetor de tensões nas barras, representado por  $V_N^1$  e  $I_1^0 = Y_{Circuito} \cdot V_{Nominal}$

2. **Correntes injetadas e correntes de compensação:** com os valores das tensões dos nós, são encontrados os valores de correntes injetadas e de compensação do sistema. A equação 4.2 representa de forma genérica o modelo não linear das cargas e geradores, onde  $f$  é a função de modelo não linear.

$$\begin{bmatrix} I_1^n \\ \dots \\ I_j^n \\ \dots \\ I_N^n \end{bmatrix} = f \left( \begin{bmatrix} V_1^1 \\ \dots \\ V_j^1 \\ \dots \\ V_N^1 \end{bmatrix} \right) \quad (4.2)$$

A corrente de compensação é a corrente que é acrescentada ao vetor corrente de injeção no processo de solução. (ANEEL, 2014).

3. **Processo iterativo calcula os próximos valores de tensões:** O *software* fornece novamente a matriz de admitâncias do sistema e também as correntes injetadas e de compensação. O algoritmo iterativo resolve a equação.

$$\begin{bmatrix} V_1^{n+1} \\ \dots \\ V_j^{n+1} \\ \dots \\ V_N^{n+1} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \bar{Y}_{1,1} & \dots & \bar{Y}_{1,j} & \dots & \bar{Y}_{1,N} \\ \dots & \dots & \dots & \dots & \dots \\ \bar{Y}_{j,1} & \dots & \bar{Y}_{j,j} & \dots & \bar{Y}_{j,N} \\ \dots & \dots & \dots & \dots & \dots \\ \bar{Y}_{N,1} & \dots & \bar{Y}_{N,j} & \dots & \bar{Y}_{N,N} \end{bmatrix}^{-1} \begin{bmatrix} I_1^n \\ \dots \\ I_j^n \\ \dots \\ I_N^n \end{bmatrix} \quad (4.3)$$

4. **Repetir os passos 2 e 3 até atingir um critério de convergência:** Os passos anteriores são repetidos até o critério de convergência ser atingido. O critério de convergência é mostrado na equação 4.4. Isto é, os passos anteriores são repetidos até a diferença abaixo seja menor que  $0,0001pu$ .

$$\max(|V^{n+1} - V^n|) \leq 0,0001pu \quad (4.4)$$

$$\text{onde } V^{n+1} = \begin{bmatrix} V_1^{n+1} \\ \dots \\ V_j^{n+1} \\ \dots \\ V_N^{n+1} \end{bmatrix} \text{ e } V^n = \begin{bmatrix} V_1^n \\ \dots \\ V_j^n \\ \dots \\ V_N^n \end{bmatrix}$$

## 4.2 Particle Swarm Optimization para potência reativa

Nesta seção, será apresentada a formulação do algoritmo de otimização utilizado para a obtenção dos valores de potência reativa dos **PVSystems (PVs)** em cada hora do dia. Primeiramente, é apresentada a formulação do problema (função objetivo e restrições) e, em seguida, apresentam-se as características do PSO.

### 4.2.1 Formulação do Problema

O problema de controle de tensão utilizando compensação de potência reativa em redes de distribuição com a presença de geradores distribuídos é formulado para se obter os pontos de ajuste ótimos da potência reativa dos PVs. Para esse propósito, foi implementado o Particle Swarm Optimization, no qual a função objetivo é minimizar as perdas de potência ativa das linhas do sistema e manter os níveis de tensão das barras dentro dos limites permitidos (KIM et al., 2016).

O problema é formulado usando a seguinte função objetivo (KIM et al., 2016):

$$\text{Min}(F) = P_{Loss} + P_f. \quad (4.5)$$

em que  $P_f$  é a função penalidade e  $P_{Loss}$  é a perda total das linhas do sistema de distribuição. A função penalidade é uma forma de trabalhar as restrições do problema (NASCIMENTO; DIAS, 2012). Ela é acrescentada à função objetivo com a finalidade de aumentar o valor da função, caso as restrições não sejam obedecidas, para que a solução seja realocada.

Restrições:

1. Limite de tensão nas barras: O valor da tensão em todas as barras do sistema deve ser mantido dentro dos limites admissíveis pelo órgão regulamentador.

$$V_{Min} \leq V_i \leq V_{Max}. \quad (4.6)$$

onde  $V_{Min}$  é o valor mínimo de tensão permitido na barra;  $V_{Max}$  é o valor máximo de tensão permitido na barra; e  $V_i$  é o valor da tensão calculado na barra.

Para satisfazer essa restrição a função penalidade é expressa como:

$$P_f = \begin{cases} K_p(V_{Min} - V_j), & \text{se } V_j \leq V_{Min} \\ K_p(V_j - V_{Max}), & \text{se } V_j \geq V_{Max} \\ 0, & V_{Min} \leq V_j \leq V_{Max} \end{cases}. \quad (4.7)$$

Onde  $K_p$  é a constante positiva usada para ajustar a função penalidade. Ela é configurada para garantir que toda solução que viole as restrições seja considerada uma solução de má qualidade (NASCIMENTO; DIAS, 2012).

2. Limite de potência reativa do PV: O valor da potência reativa nos geradores distribuídos do sistema deve ser mantido dentro dos limites propostos.

$$-Q_{Min,j} \leq Q_{PV,j} \leq Q_{Max,j}. \quad (4.8)$$

Onde  $-Q_{Min,j}$  é o valor de potência reativa mínimo disponível no PV instalado;  $Q_{Max,j}$  é o valor de potência reativa máximo disponível no PV instalado;  $Q_{PV,j}$  é o valor da potência do PV instalado na barra  $j$ .

#### 4.2.2 Particle Swarm Optimization (PSO)

O Algoritmo Otimização por Nuvem de Partículas é uma técnica que se fundamenta no movimento coletivo de um grupo de partículas, este grupo é chamado de nuvem de partículas e foi desenvolvido Dr. Eberhart e Dr. Kennedy em 1995 (NASCIMENTO; DIAS, 2012).

A técnica do PSO é iniciada com a criação de uma população inicial de partículas, as quais vão se movimentando no espaço de soluções até encontrar soluções de qualidade por meio de um processo iterativo. O PSO possui algumas vantagens, alta convergência e simplicidade na implementação e estruturação (NEDJAH, 2012).

O algoritmo PSO pode ser dividido em quatro partes básicas:

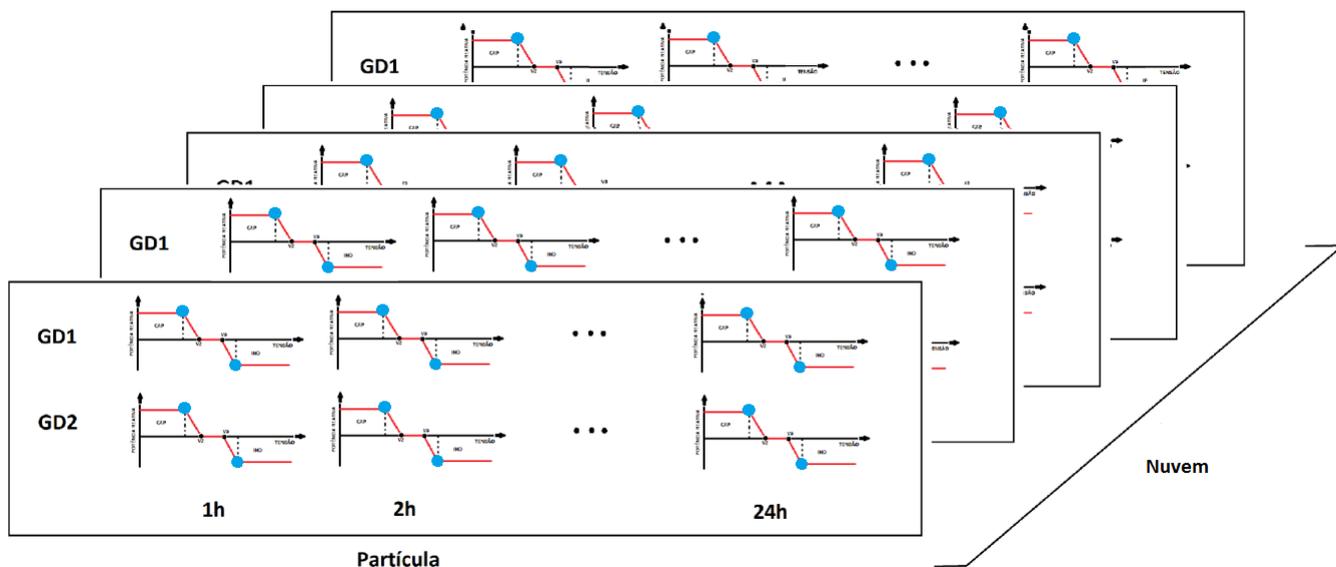
1. Geração da população inicial onde cada indivíduo possui uma posição e velocidade;
2. Atualização das posições;
3. Atualização das velocidades;
4. Condições de parada.

##### 4.2.2.1 Geração da População Inicial

Na formulação do problema, neste trabalho a geração da população (partículas) inicial é feita de forma aleatória respeitando os limites de potência reativa que cada PV pode fornecer ao sistema. Cada posição da partícula do PSO representa um possível solução para o problema. Por exemplo, para o sistema teste em que são adicionados 2 PVs, cada partícula será representada como uma matriz 2x24, como mostrado na figura 14, que simboliza qual o melhor valor de potência reativa que cada PV deverá fornecer naquele intervalo, isto é, para cada intervalo de tempo, cada PV terá um ponto de operação de tensão/potencia reativa dentro da curva.

Cada partícula é um ponto mapeado no espaço de busca que representa uma solução em potencial. A partícula é avaliada usando a função objetivo e movimenta-se no espaço de busca usando uma velocidade, que tem 3 termos: termo de inércia; termo cognitivo e termo social (NEDJAH, 2012). A nuvem é o conjunto de partículas do algoritmo.

Figura 14 – Exemplo de nuvem e partículas.



Fonte: Da autora (2021).

#### 4.2.2.2 Velocidades e Posições

Cada partícula é representada por um vetor de três elementos: a posição atual ( $x_p$ ), a melhor posição já visitada ( $p_{best}$ ) e a velocidade ( $v_p$ ). A cada iteração, os vetores de posição e velocidade atual são atualizados. O valor da melhor posição só será atualizado caso encontre uma posição melhor da já armazenada.

De acordo com Nascimento e Dias (2012) a equação da velocidade com momento de inércia é dada por:

$$v_p^{it+1} = wv_p^{it} + c_1rand_1^{it} (p_{best}^{it} - x_p^{it}) + c_2rand_2^{it} (g_{best}^{it} - x_p^{it}). \quad (4.9)$$

Onde  $v_p$  é a velocidade da partícula  $p$ ;  $c_1$  e  $c_2$  são coeficientes cognitivo e social;  $rand$  é uma função aleatória de distribuição uniforme;  $p_{best}$  é a melhor posição que a partícula  $p$  já obteve durante a busca;  $g_{best}$  melhor posição encontrada na nuvem  $p$ ;  $it$  é a iteração atual e  $w$  é o momento de inércia. A atualização da posição de cada partícula em cada iteração foi realizada com a seguinte equação (NASCIMENTO; DIAS, 2012):

$$x_p^{it+1} = x_p^{it} + v_p^{it+1}. \quad (4.10)$$

em que  $x_p$  é a posição da partícula.

Aplicando as equações 4.9 e 4.10 no problema de controle de tensão utilizando compensação reativa, temos:

- $x_p^{it}$  é o conjunto de curvas Volt/Var para cada PV;

- $v_p^{it}$  é a variação dos pontos da curva Volt/Var;
- $p_{best^{it}}$  indica o melhor conjunto de curvas Volt/Var que a partícula teve;
- $g_{best^{it}}$  indica o melhor conjunto de curvas Volt/Var da nuvem.

Para o caso da figura 15 onde existem 2 PVs, a posição atual é o conjunto de curvas 2x24. A nova velocidade é calculada através da equação 4.9. A nova velocidade da partícula é a variação dos valores de potência reativa que o PV irá sofrer. A nova posição é o novo conjunto de curvas 2x24.

Figura 15 – Exemplo de atualização dos pontos da curva de uma partícula e um intervalo de tempo.



Fonte: Da autora (2021).

### 4.2.2.3 Avaliação

Durante a execução do algoritmo cada partícula avaliará sua posição atual (ou solução atual)  $x_{it}$ . O valor de  $p_{best}$  é atualizado cada vez que a partícula se movimenta. Se  $x_{it}$  é melhor que  $p_{best}$ ,  $p_{best}$  será  $x_{it}$ .

Cada partícula também analisará a qualidade da melhor solução encontrada na nuvem a qual possuirá o valor de  $g_{best}$ , permitindo a atualização do valor de  $g_{best}$ . A avaliação da qualidade de uma posição (ou solução) é realizada por meio da função de fitness ou aptidão, que no problema será o cálculo do fluxo de potência realizado pelo OpenDSS que retorna o valor das perdas de potência ativa do sistema. Após atualizar o valor de velocidade com os novos valores de  $p_{best}$  e  $g_{best}$ , cada partícula irá se deslocar para uma nova posição (NASCIMENTO; DIAS, 2012).

Caso os indivíduos violem as restrições de tensões nas barras, o resultado da função objetivo para aquela partícula será penalizado, tornando aquela solução de má qualidade.

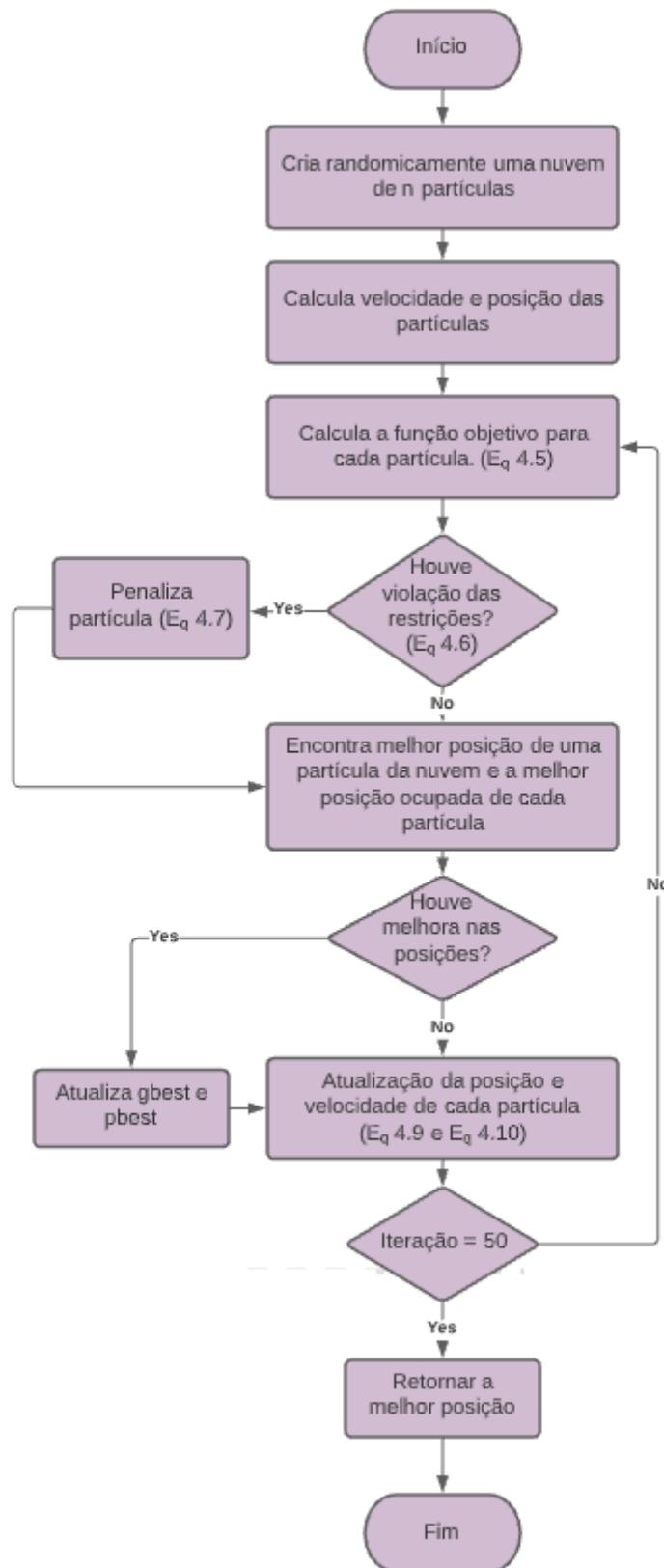
### 4.2.2.4 Convergência

Segundo Nedjah (2012), a condição de parada do PSO pode ser:

1. O número máximo de iterações;
2. O número máximo de avaliações da função objetivo;
3. Um limiar do erro.

No problema de controle de tensão utilizando compensação reativa, a condição de parada usada é o número máximo de iterações.

Figura 16 – Fluxograma do PSO aplicado ao problema.



Fonte: Da autora (2021).

## 5 Resultados e Discussões

Neste capítulo, primeiro serão apresentados os resultados obtidos com o algoritmo. Primeiramente, apresentam-se os resultados obtidos com o controle do inversor do software OpenDSS injetando ou absorvendo a quantidade máxima de potência reativa sem a otimização. Posteriormente, será apresentado o desempenho do PSO.

O *software* OpenDSS já disponibiliza vários sistemas testes dentro do seu diretório, incluindo as redes da IEEE de 13 e 37 barras. Para a simulação diária foi utilizada a curva de carga que está disponível no anexo 7.5. Neste trabalho, foi feita a comparação de quatro cenários, são eles:

1. Sistema teste sem a introdução de geradores distribuídos afim de conhecer a condição inicial no sistema;
2. Sistema teste com a inserção de geração distribuída convencional;
3. Sistema teste com a inserção de geradores distribuídos capazes de realizar a compensação reativa. Para este método, foi utilizado o controle do inversor do OpenDSS juntamente com o algoritmo PSO mostrado no capítulo anterior.
4. Sistema teste com a inserção de geradores distribuídos fornecendo potência ativa e absorvendo ou injetando a quantidade máxima de potência reativa.

A tabela abaixo simplifica e nomeia os cenário.

Tabela 4 – Cenários.

Cenário I	Sem geração
Cenário II-a	Geração sem Volt/Var e sem controle - PVs Dispersos
Cenário II-b	Geração sem Volt/Var e sem controle - PVs Concentrados
Cenário III-a	Geração com Volt/Var e com controle - PVs Dispersos
Cenário III-b	Geração com Volt/Var e com controle - PVs Concentrados
Cenário IV-a	Geração com Volt/Var e sem controle - PVs Dispersos
Cenário IV-b	Geração com Volt/Var e sem controle - PVs Concentrados

Fonte: Da autora (2021).

Os parâmetros do algoritmo PSO foram configurados usando a referência de Nedjah (2012). Para todos os cenários o critério de parada é o mesmo, número máximo de iterações atingida.

Tabela 5 – Parâmetros utilizados na configuração do PSO.

Parâmetros	Valores
Enxame de Partículas	100
Velocidade Máxima	0,2
Momento de Inércia (W)	2
Coefficiente Cognitivo (C1)	1,5
Coefficiente Social (C2)	1,5
Critério de Parada	50

Fonte: Da autora (2021).

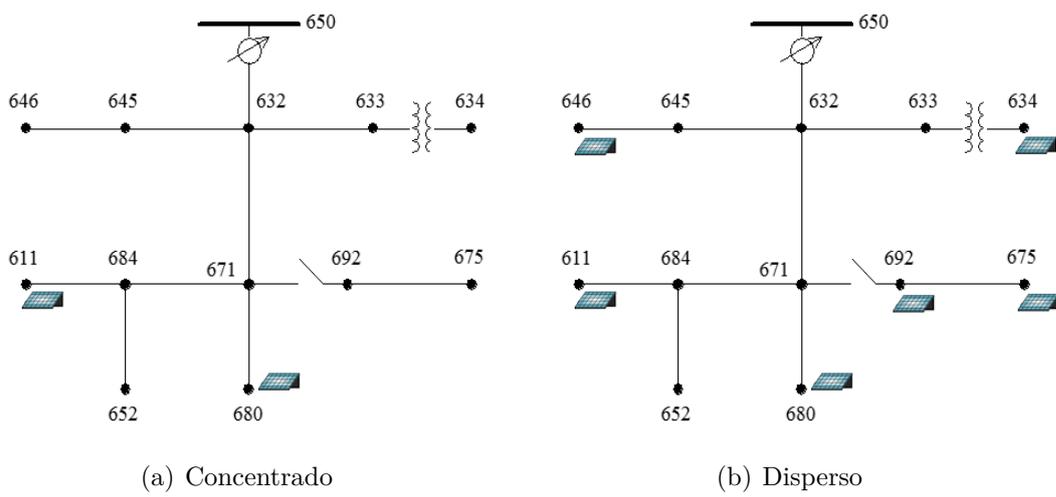
Para todos os cenários, foram simulados valores de penetrações diferentes. A tabela 6 mostra os valores para cada nível de inserção. Os PVs foram inseridos somente em uma fase para simplificar a visualização dos resultados. A potência mostrada na tabela 6 é dividida igualmente entre os PVs alocados. Para os cenários concentrados, são alocados 2 PVs nos sistemas. O primeiro é alocado de forma aleatória e o segundo é alocado conforme localização do primeiro. Para os cenários dispersos é feita a mesma análise para a alocação dos PVs. A localização dos PVs é mostrada nas representações dos sistemas nas figuras 17 e 18. Os dados dos PVs são mostrados no anexo 6.4.

Tabela 6 – Valores de potência aparente de inserção em kVA.

Sistema	5%	10%	20%	30%
Sistema 13 Barras	75.282	150.664	301.128	451.693
Sistema 37 Barras	39.348	78.695	157.391	236.086

Fonte: Da autora (2021).

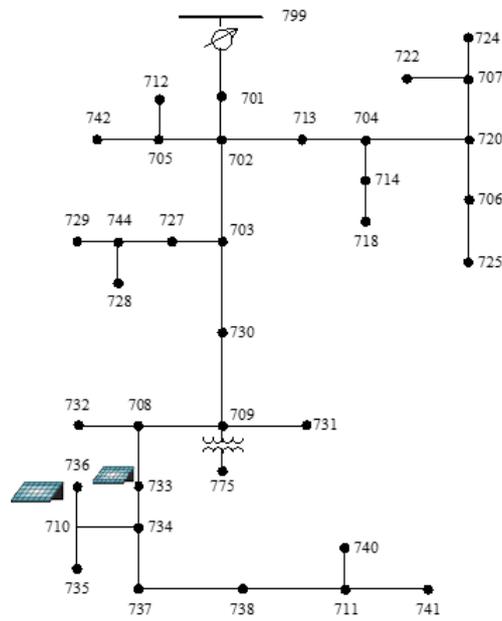
Figura 17 – Sistema teste 13 barras com inserção de PVs.



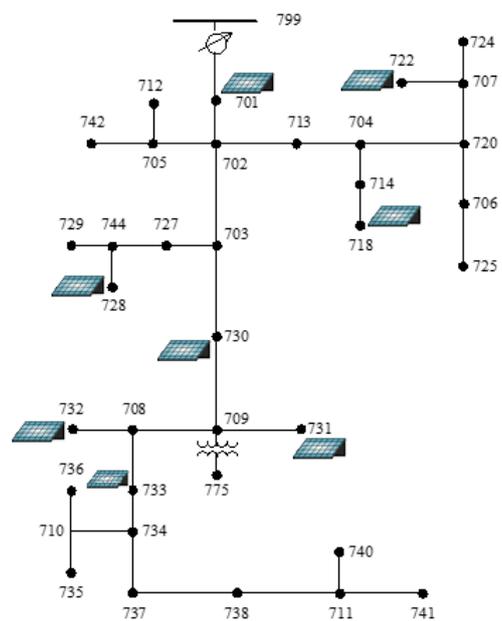
(a) Concentrado

(b) Disperso

Figura 18 – Sistema teste 37 barras com inserção de PVs.



(a) Concentrado

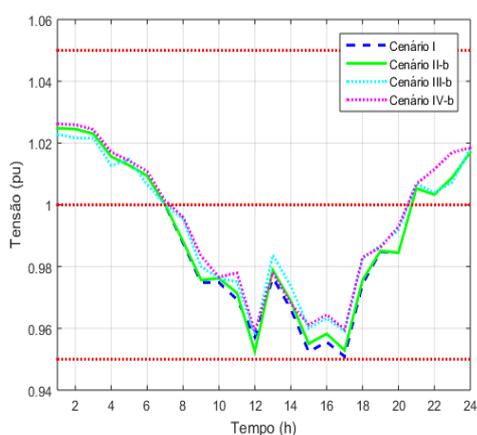


(b) Disperso

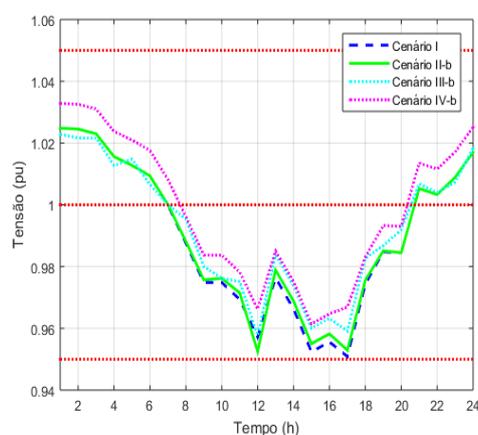
### 5.0.1 Sistema IEEE 13 Barras

A figura 19 mostra o resultado obtido na barra 680 para os cenários I, II-b, III-b e IV-b. A barra 680 foi escolhida por conter PV alocado. É possível notar que quanto maior a potência disponível mais elevado é o nível de tensão. Para o cenário II-b, onde não existe nenhum controle e o PV não realiza compensação de reativo, a tensão na barra é um pouco mais elevada, quando comparada com o estado inicial do sistema sem inserção de PVs. Para o cenário III-b, onde existe a compensação de reativo, a uma melhora de tensão. Apesar da elevação de tensão no cenário IV-b ser bem mais elevado, o cenário III-b consegue manter a tensão da barra mais próximo de 1 pu.

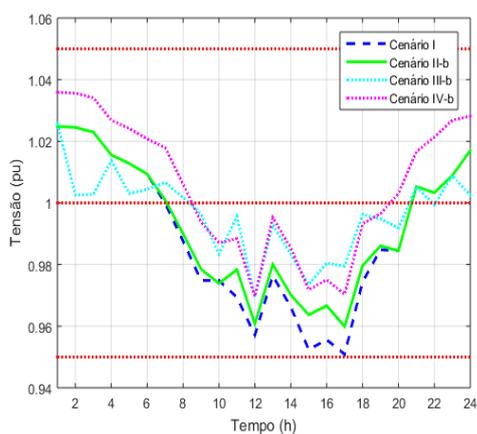
Figura 19 – Perfil de Tensão na barra 680 - Concentrado



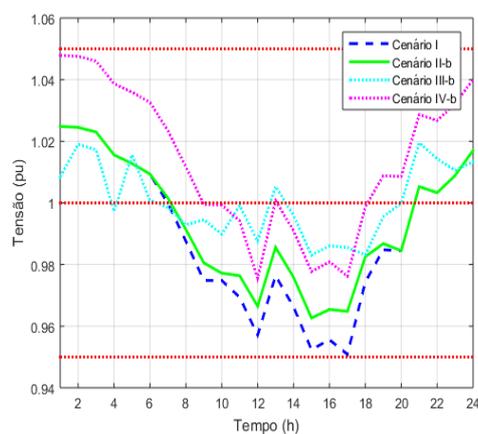
(a) Perfil de Tensão na barra 680 com 5%



(b) Perfil de Tensão na barra 680 com 10%



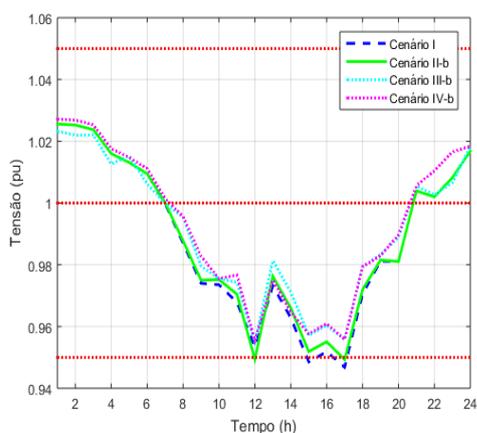
(c) Perfil de Tensão na barra 680 com 20%



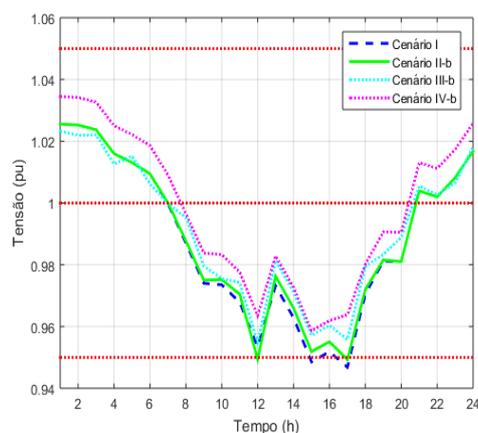
(d) Perfil de Tensão na barra 680 com 30%

Ainda nos cenários I, II-b, III-b e IV-b, a figura 20 mostra o resultado obtido na barra 611, que também possui um PV alocado. Para o sistema com controle e com maior nível de potência, figura 21(d), as tensões na barra tendem a ficarem acima do limite inferior estabelecido no cenário III-b, que possui compensação reativa com controle. No cenário IV-b com 30% de inserção, a tensão na barra viola o limite superior. Existe uma melhora no perfil de tensão mesmo quando a irradiância é nula pois o InvControl do software OpenDSS está configurado para fornecer ou absorver energia reativa independentemente do status do inversor.

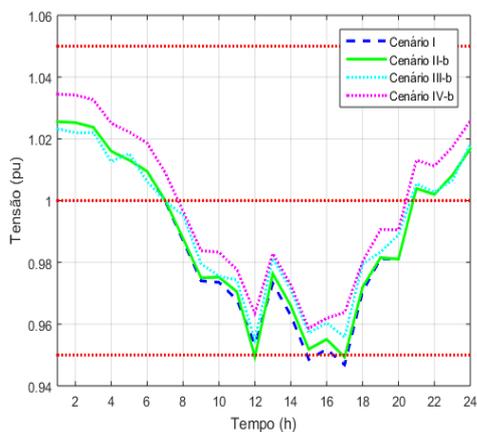
Figura 20 – Perfil de Tensão na Barra 611 - Concentrado



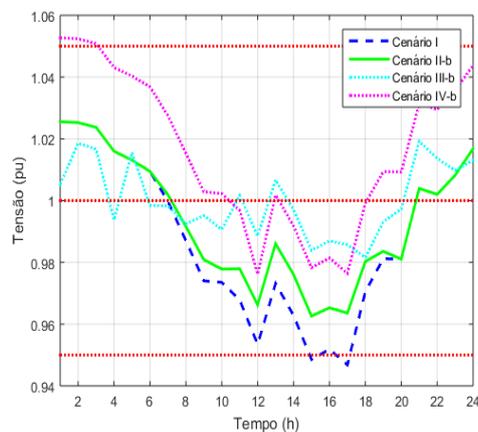
(a) Perfil de Tensão na barra 611 com 5%



(b) Perfil de Tensão na barra 611 com 10%



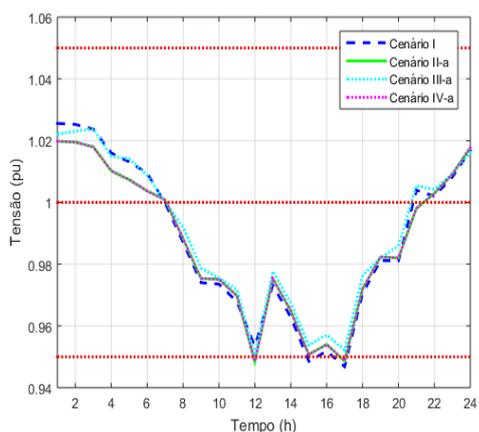
(c) Perfil de Tensão na barra 611 com 20%



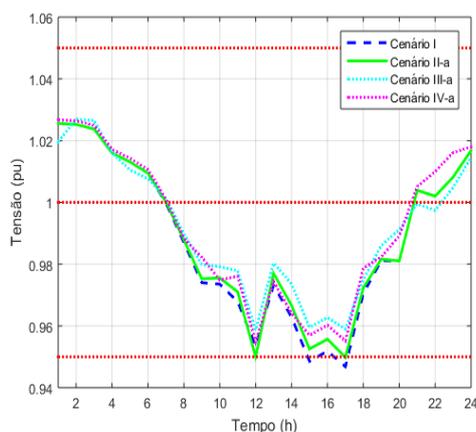
(d) Perfil de Tensão na barra 611 com 30%

Para o cenário II-a, III-a e IV-a, o controle de tensão é bem mais visível quando o valor de potência é maior, conforme mostra a figura 21, resultado obtido na barra 611. Porém se comparado com o cenário II-b, III-b, o controle local da barra é menos eficaz, uma vez que a capacidade do PV alocado na barra é menor apesar do nível de inserção ser o mesmo.

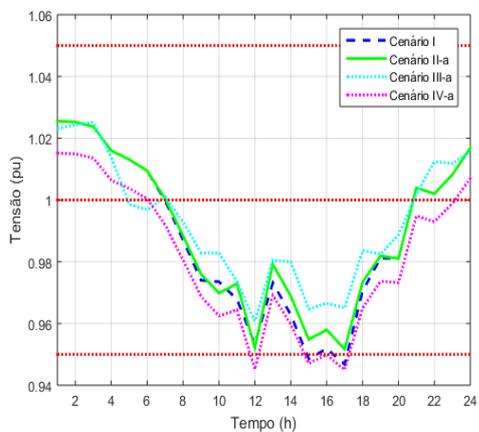
Figura 21 – Perfil de Tensão na Barra 611 - Dispersos



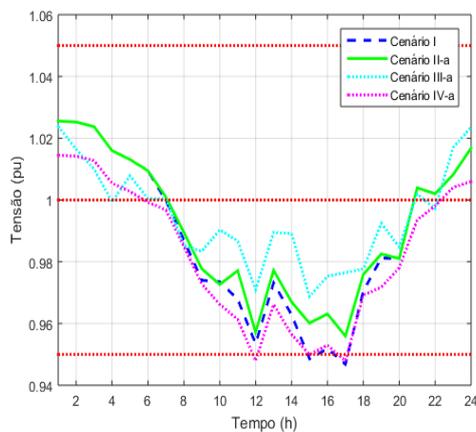
(a) Perfil de Tensão na barra 611 com 5%



(b) Perfil de Tensão na barra 611 com 10%



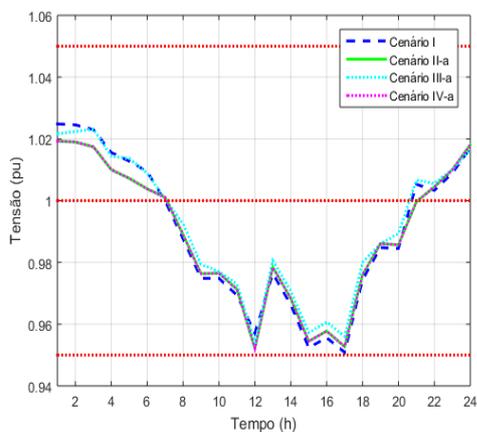
(c) Perfil de Tensão na barra 611 com 20%



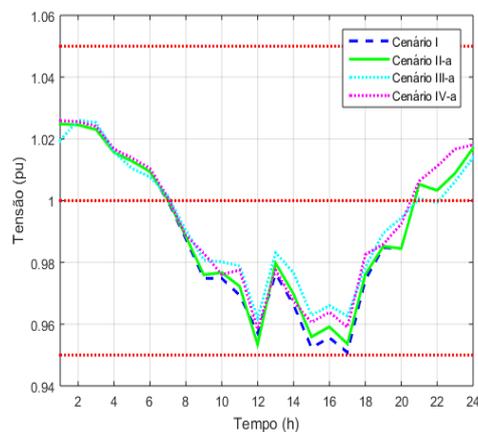
(d) Perfil de Tensão na barra 611 com 30%

O mesmo ocorre para a barra 680, cujo resultados são mostrados na figura 22. O controle de tensão para o nível de inserção de 30% é maior, porém menor quando comparado com os cenários concentrados.

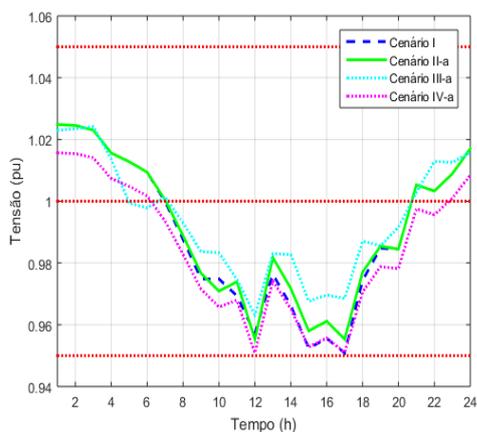
Figura 22 – Perfil de Tensão na Barra 680 - Dispersos



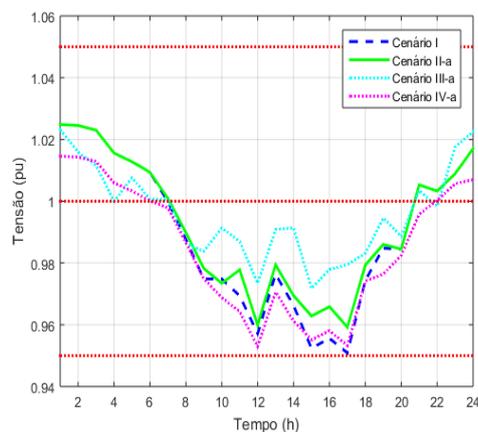
(a) Perfil de Tensão na barra 680 com 5%



(b) Perfil de Tensão na barra 680 com 10%



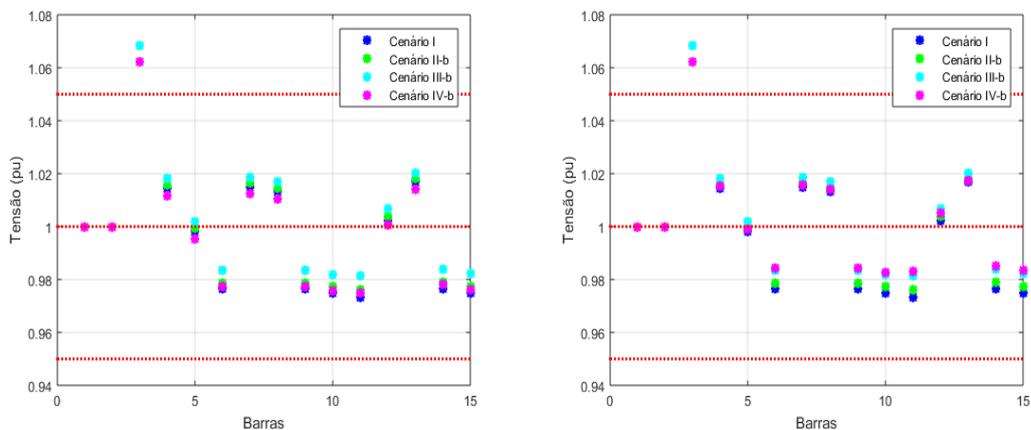
(c) Perfil de Tensão na barra 680 com 20%



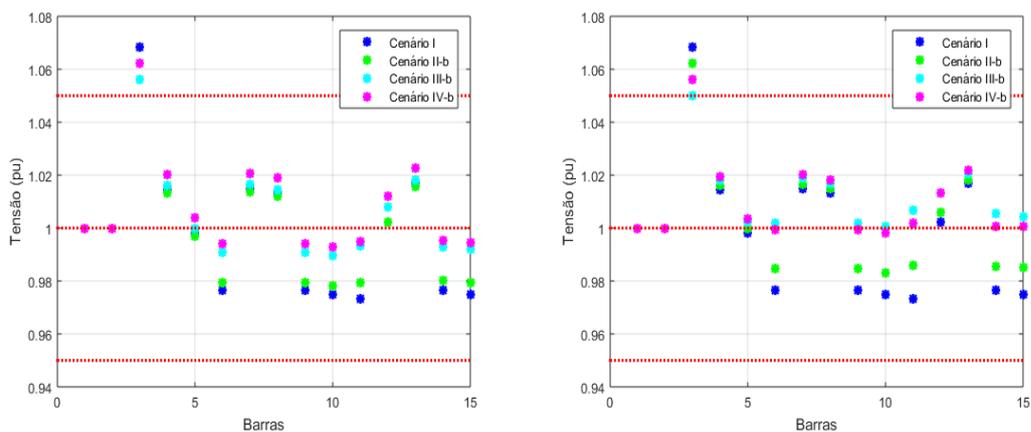
(d) Perfil de Tensão na barra 680 com 30%

A figura 23 mostra os valores de todas as barras às 17 horas, horário em que a demanda do sistema é maior, para os cenários I, II-b, III-b e IV-b. No cenário III-b, quando o nível de tensão é maior que 30% nenhuma das barras viola os limites.

Figura 23 – Perfil de Tensão nas Barras - 17 horas - Concentrado



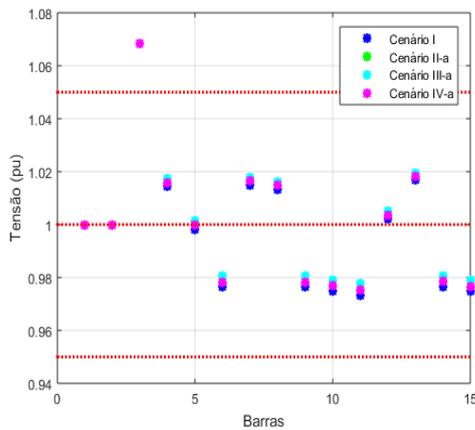
(a) Perfil de Tensão nas barras com 5% de inserção (b) Perfil de Tensão nas barras com 10% de inserção



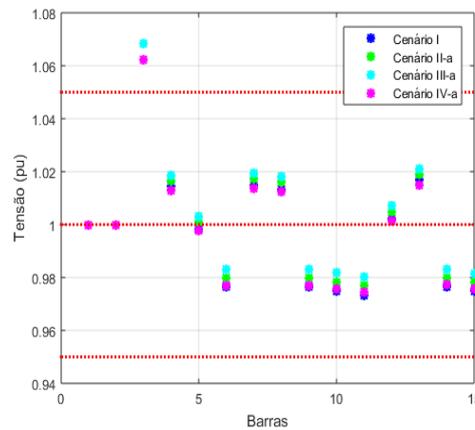
(c) Perfil de Tensão nas barras com 20% de inserção (d) Perfil de Tensão nas barras com 30% de inserção

A figura 24 mostra os valores de todas as barras às 17 horas para os cenários I, II-a, III-a e IV-a. Quando o nível de penetração no sistema é maior, apesar de possuir uma melhora nos níveis de tensão, mais barras violaram os limites, mesmo no cenário III-a que possui o controle.

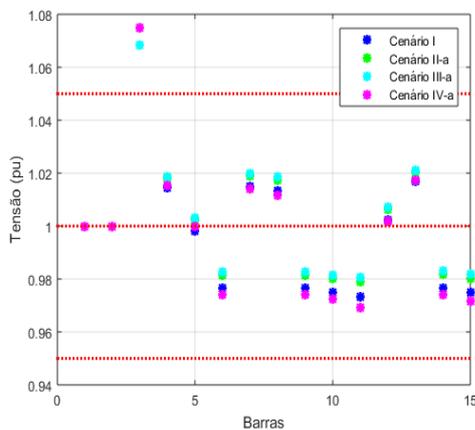
Figura 24 – Perfil de Tensão nas Barras - 17 horas - Dispersos



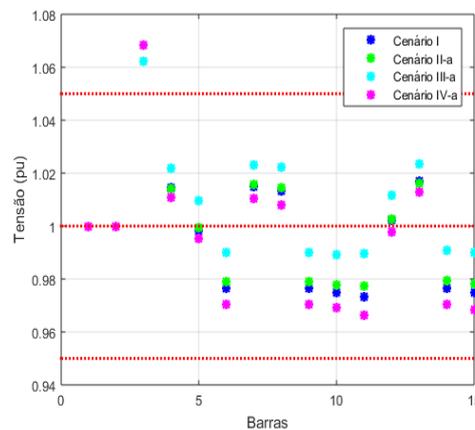
(a) Perfil de Tensão nas barras com 5% de inserção



(b) Perfil de Tensão nas barras com 10% de inserção



(c) Perfil de Tensão nas barras com 20% de inserção



(d) Perfil de Tensão nas barras com 30% de inserção

A tabela 7 mostra os resultados obtidos em relação as perdas totais do sistema de potência ativa. Os menores valores de perdas são para os cenários III-a e III-b. Para o cenário IV-b, onde os PVs estão configurados para fornecerem a quantidade máxima de potência reativa e de forma concentrada as perdas são maiores. O cenário I é aquele sem a inserção de PVs.

Tabela 7 – Perdas totais de energia ativa do sistema (kW) - 13 Barras

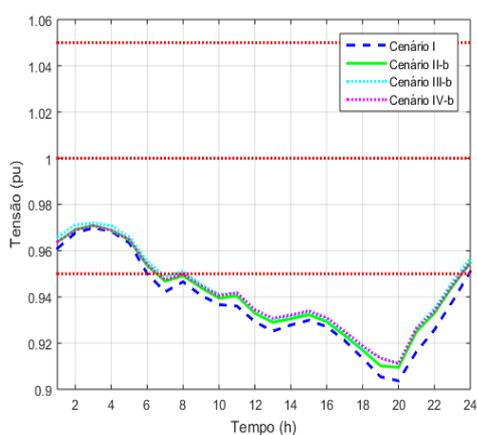
Cenários	0%	5%	10%	20%	30%
Cenário I	1769,37	-	-	-	-
Cenário II-a	-	1715,54	1715,54	1715,54	1715,54
Cenário II-b	-	1596,61	1591,15	1596,81	1603,48
Cenário III-a	-	1682,94	1679,63	1684,71	1687,73
Cenário III-b	-	1590,56	1590,57	1593,92	1597,45
Cenário IV-a	-	1750,26	1736,12	1704,99	1644,62
Cenário IV-b	-	1816,47	1802,07	1794,77	1813,81

Fonte: Da autora (2021).

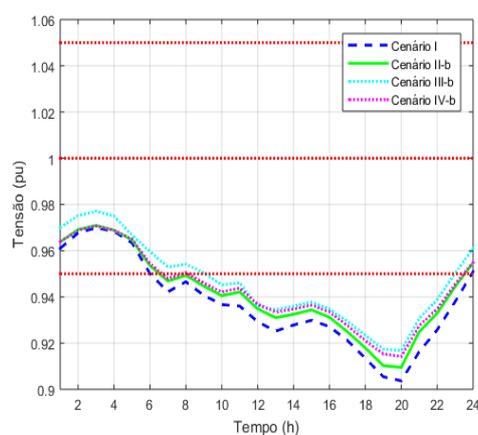
### 5.0.2 Sistema IEEE 37 Barras

A figura 25 mostra o resultado obtido na barra 733 para os cenários I, II-b, III-b e IV-b. A barra 733 foi escolhida por conter PV alocado. Para o cenário I, sem inserção de PVs, a tensão na barra viola o limite inferior em quase todos os horários. A inserção de PVs, mesmo sem controle ou compensação reativa, contribuem para elevar a tensão na barra. A partir de 20% de inserção, é possível notar uma melhora considerável na tensão da barra. O melhor cenário é o III-b, onde existe a compensação de reativo com controle. Porém a barra ainda fica abaixo do limite inferior em alguns horários.

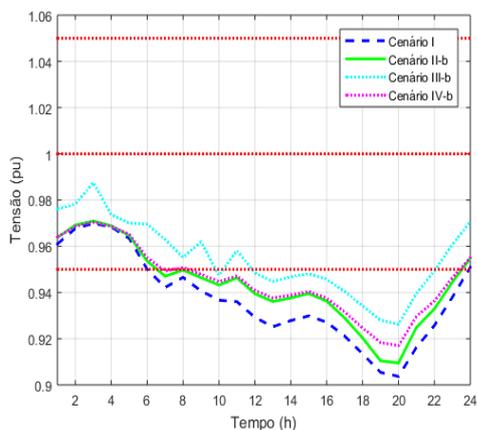
Figura 25 – Perfil de Tensão na Barra 733 - Concentrado



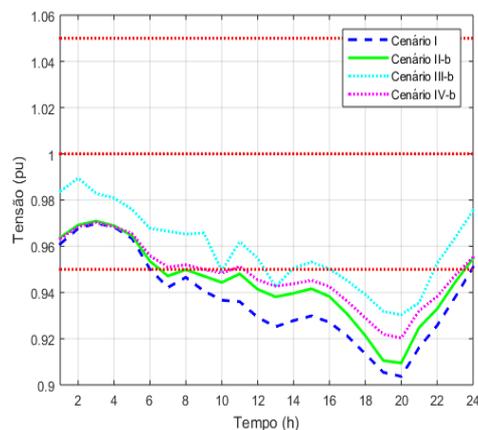
(a) Perfil de Tensão na barra 733 com 5%



(b) Perfil de Tensão na barra 733 com 10%



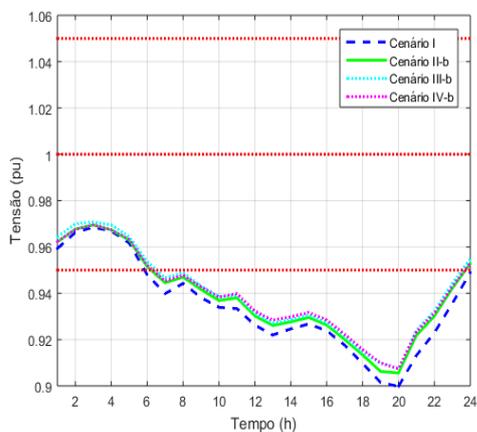
(c) Perfil de Tensão na barra 733 com 20%



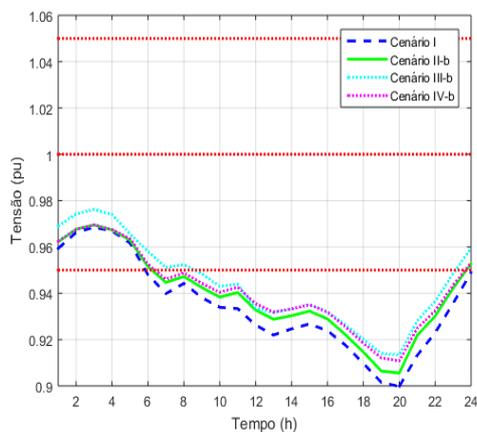
(d) Perfil de Tensão na barra 733 com 30%

O mesmo ocorre para a tensão na barra 736, conforme mostra a figura 26. A partir de 20% de inserção existe uma melhora considerável na tensão da barra. Novamente, o melhor cenário é o III-b, onde existe a compensação de reativo com controle.

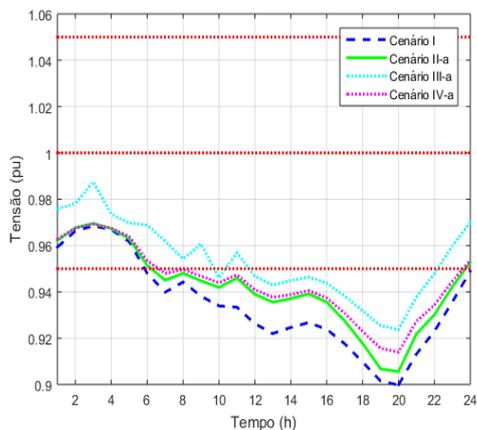
Figura 26 – Perfil de Tensão na Barra 736 - Concentrado



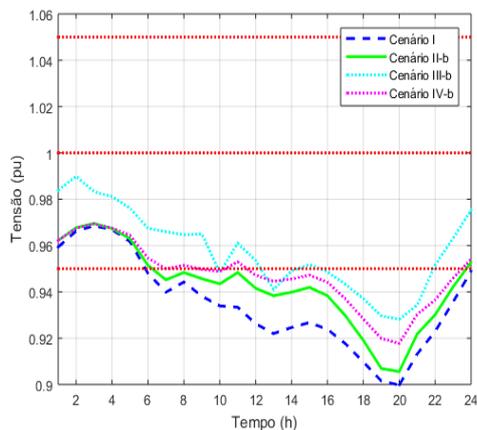
(a) Perfil de Tensão na barra 736 com 5%



(b) Perfil de Tensão na barra 736 com 10%



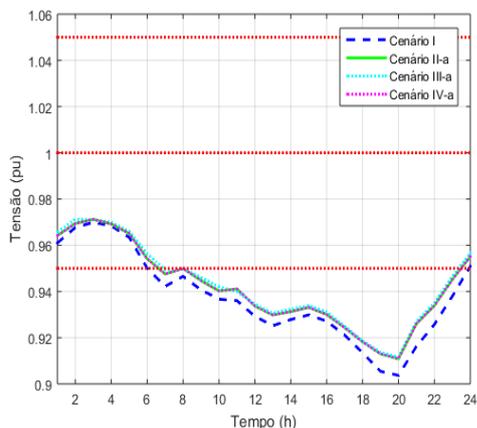
(c) Perfil de Tensão na barra 736 com 20%



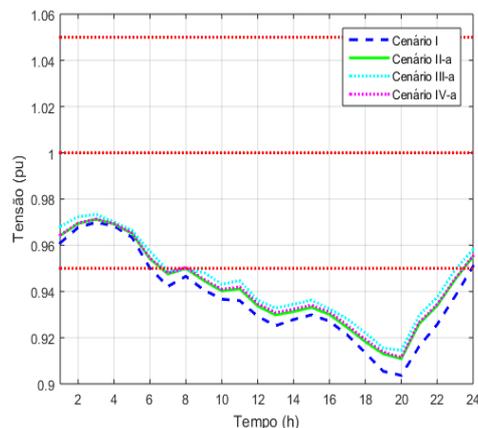
(d) Perfil de Tensão na barra 736 com 30%

A figura 27 mostra o resultado obtido na barra 733, que também possui um PV alocado. O controle de tensão é bem mais visível quando o valor de potência é maior, porém se comparado com os cenários concentrados, o controle local da barra é menos eficaz, uma vez que a potência total é distribuída pelo sistema.

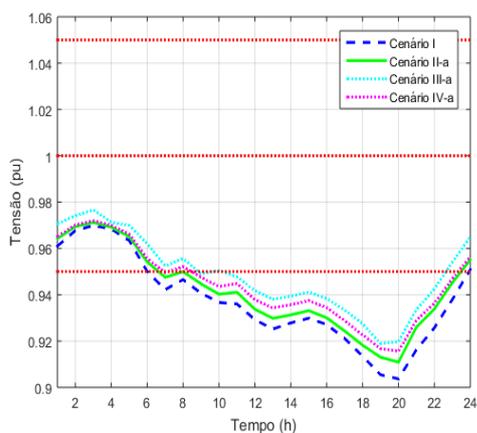
Figura 27 – Perfil de Tensão na Barra 733 - Dispersos



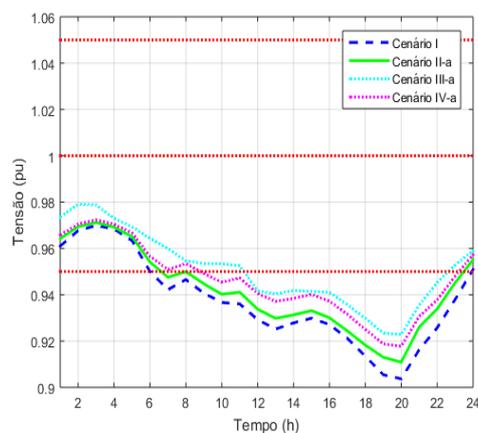
(a) Perfil de Tensão na barra 733 com 5%



(b) Perfil de Tensão na barra 733 com 10%



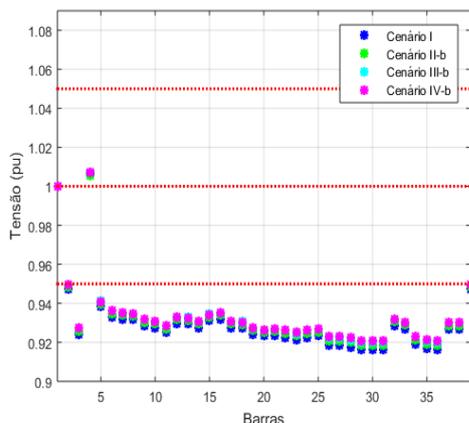
(c) Perfil de Tensão na barra 733 com 20%



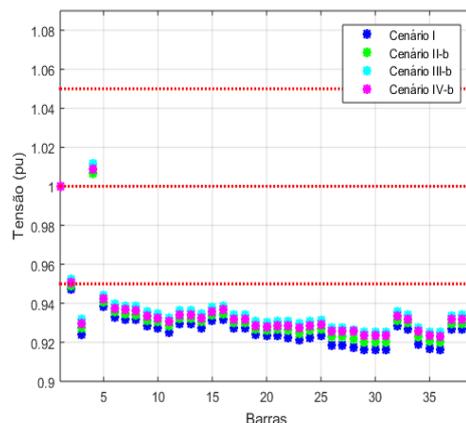
(d) Perfil de Tensão na barra 733 com 30%

A figura 28 mostra os valores de todas as barras às 17 horas, horário em que a demanda do sistema é maior, para os cenários I, II-b, III-b e IV-b. Com 30% de inserção, um número maior de barras ficaram mais próximas do limite inferior permitido no cenário onde existe o controle.

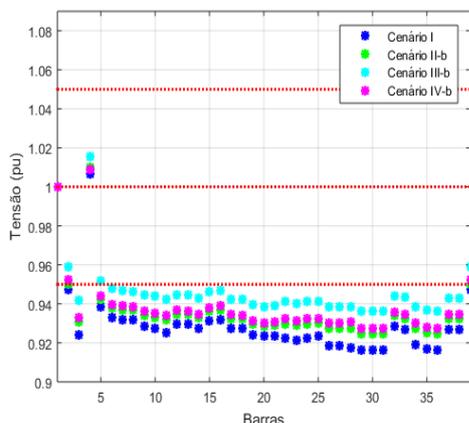
Figura 28 – Perfil de Tensão nas Barras - 17 horas - Concentrado



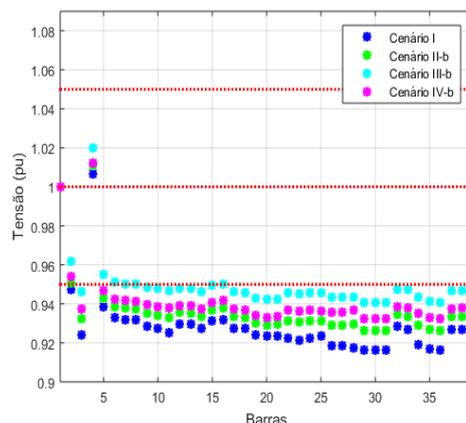
(a) Perfil de Tensão nas Barras com 5% de inserção



(b) Perfil de Tensão nas Barras com 10% de inserção



(c) Perfil de Tensão nas Barras com 20% de inserção

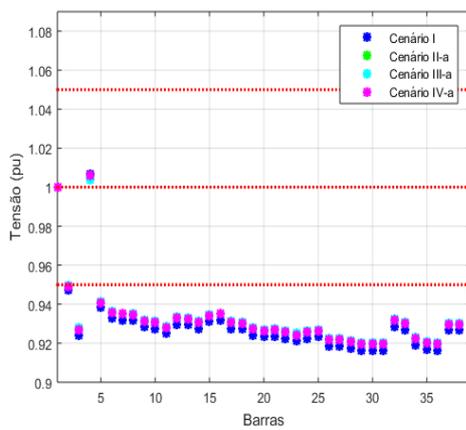


(d) Perfil de Tensão nas Barras com 30% de inserção

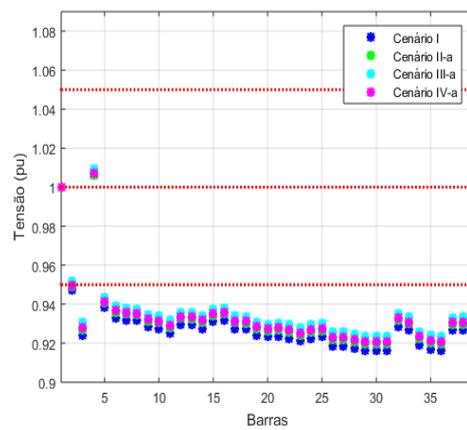
A figura 29 mostra os valores de todas as barras as 17 horas, horário em que a demanda do sistema é maior, para os cenários I, II-a, III-a e IV-a. Quando o nível de penetração no sistema é maior, apesar de possuir uma melhora nos níveis de tensão, quase todas as barras violaram os limites, mesmo no cenário III-a que possui o controle.

A tabela 8 mostra os resultados obtidos em relação às perdas totais do sistema de potência ativa. Os menores valores de perdas são para os cenários III-a e III-b. Para todos os cenários que possuíam PVs alocados, as perdas foram bem menores do que no cenário I que não possui inserção de PVs.

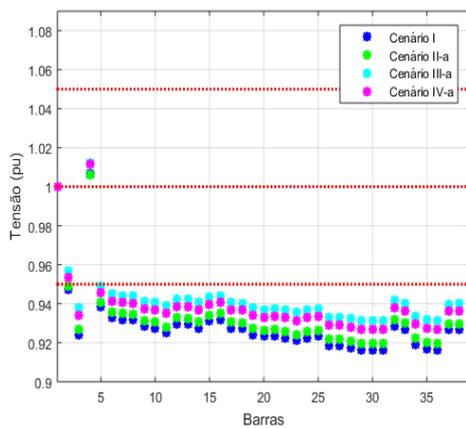
Figura 29 – Perfil de Tensão nas Barras - 17 horas - Dispersos



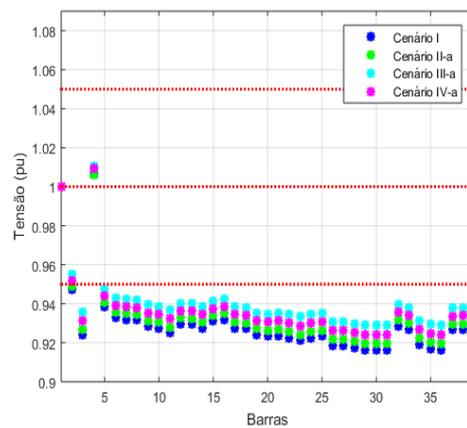
(a) Perfil de Tensão nas Barras com 5% de inserção



(b) Perfil de Tensão nas Barras com 10% de inserção



(c) Perfil de Tensão nas Barras com 20% de inserção



(d) Perfil de Tensão nas Barras com 30% de inserção

Tabela 8 – Perdas totais de energia ativa do sistema (kW) - 37 Barras

Cenários	0%	5%	10%	20%	30%
Cenário I	2201,59	-	-	-	-
Cenário II-a	-	2100,22	2102,06	2074,71	2053,15
Cenário II-b	-	2075,73	2043,13	2004,49	1895,93
Cenário III-a	-	1786,04	1779,62	1773,91	1776,32
Cenário III-b	-	1763,11	1758,74	1763,23	1768,74
Cenário IV-a	-	2100,19	2088,1	2050,62	2024,62
Cenário IV-b	-	2097,01	2021,52	1953,56	1909,83

Fonte: Da autora (2021).

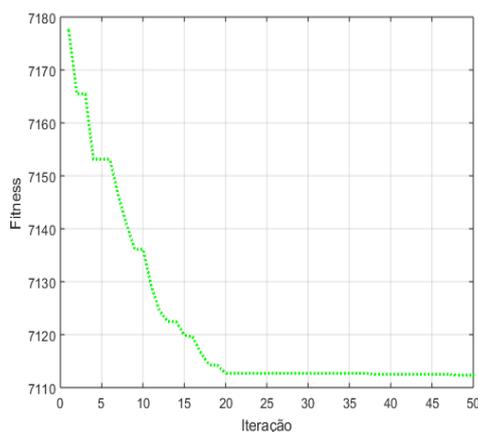
## 5.1 Desempenho do Algoritmo PSO

Nesta seção, é apresentado o tempo de simulação e convergência do PSO. A função fitness é a perda total das linhas do sistema de distribuição. A essa função, é acrescentada um valor com a finalidade de aumentar o valor da função fitness, caso as restrições não sejam obedecidas, e para que a solução seja considerada inviável.

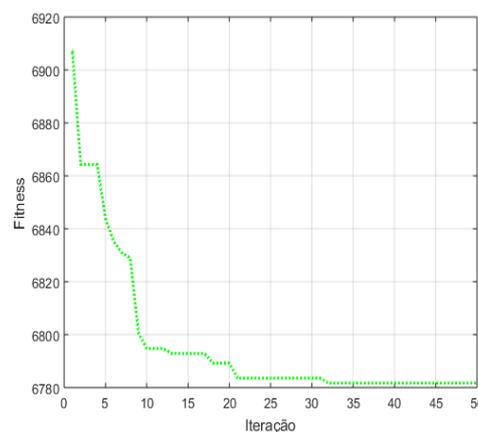
### 5.1.1 Gráficos de Convergência e tempo de simulação

A figura 30 apresenta a convergência do algoritmo PSO para os diferentes níveis de penetração no sistema de teste de 13 barras. Para os valores de 5% e 10% de penetração, o algoritmo converge a partir da iteração número 25. Para esses valores de potência, a tensão na barra não tem modificações acentuadas. Para valores a partir de 20% de penetração, a convergência do PSO começa a partir da iteração número 45.

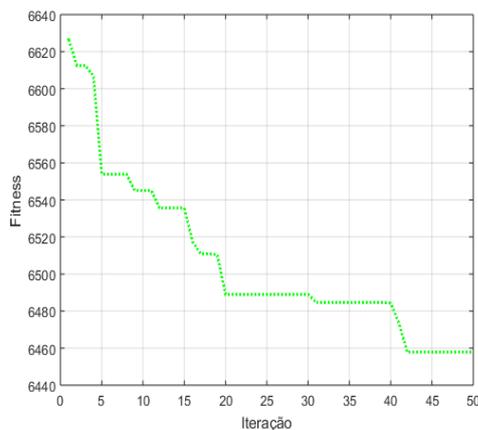
Figura 30 – Convergência 13 Bus IEEE - Concentrado



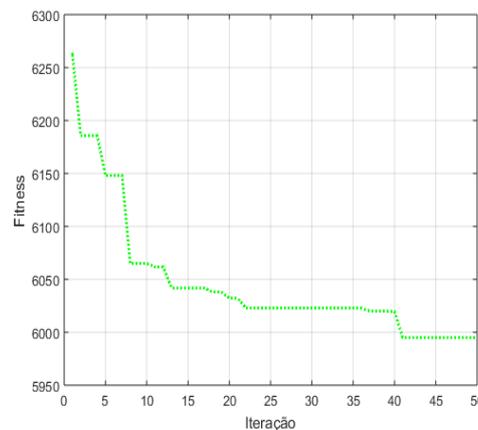
(a) Convergência para 5%



(b) Convergência para 10%

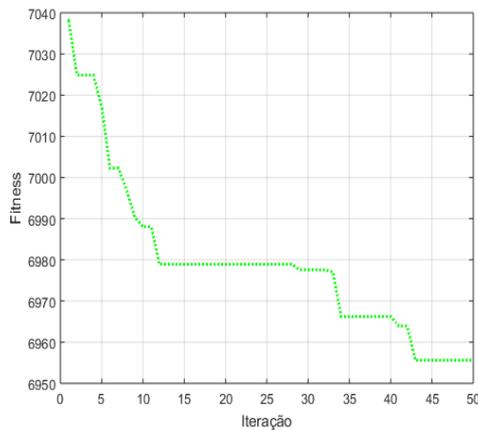


(c) Convergência para 20%

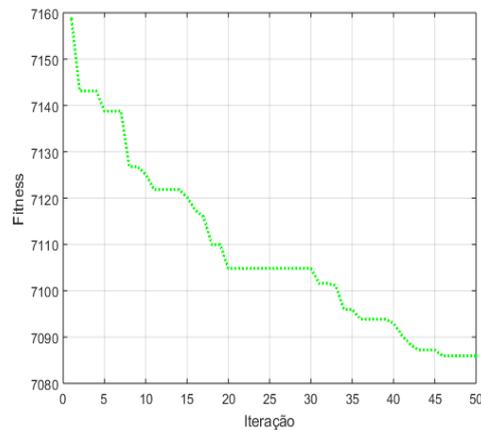


(d) Convergência para 30%

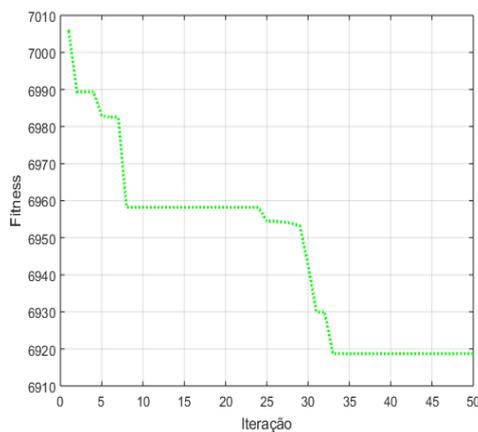
Figura 31 – Convergência 13 Bus IEEE - Dispersos



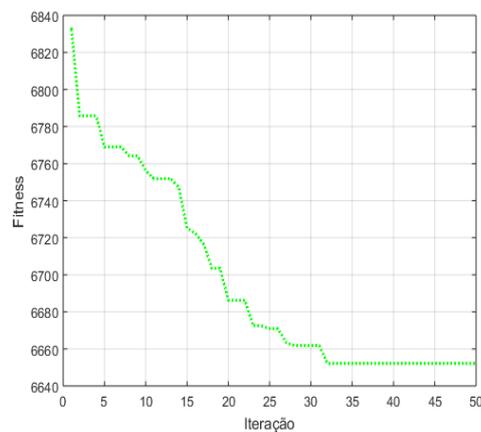
(a) Convergência para 5%



(b) Convergência para 10%



(c) Convergência para 20%



(d) Convergência para 30%

Tabela 9 – Tempo de simulação do algoritmo no sistema de 13 Barras

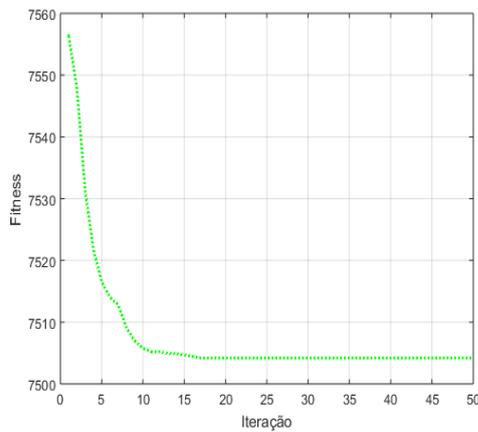
% PV	5	10	20	30
Concentrado	11,75	21,06	32,07	56,04
Distribuído	26,18	26,16	27,78	41,05

Fonte: Da autora (2021).

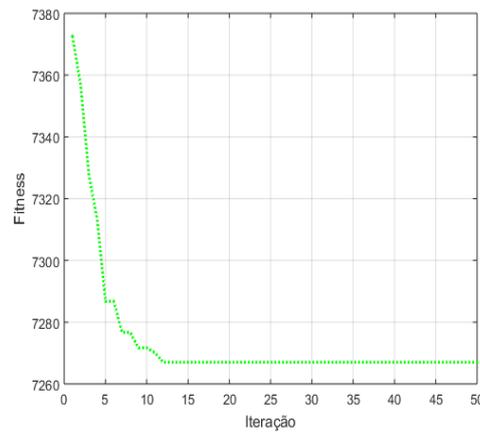
A figura 31 apresenta a convergência do algoritmo PSO para o cenário distribuído de 13 barras. A tabela 9 mostra o tempo de convergência do PSO para os diferentes níveis de penetração. É possível observar que quanto maior a potência de penetração dos GDs, maior é o tempo de simulação.

A figura 32 apresenta a convergência do algoritmo PSO para os diferentes níveis de penetração no sistema de teste de 37 barras. Nesse sistema, a convergência do PSO é praticamente igual para todos os níveis de penetração.

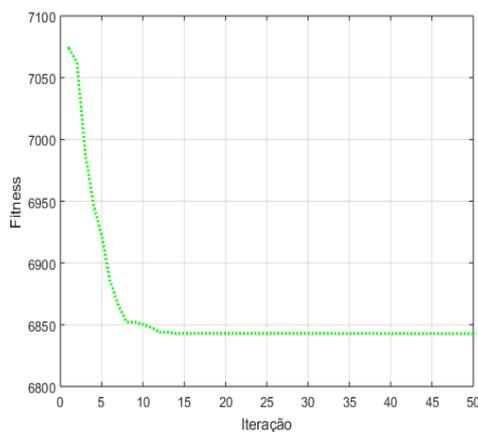
Figura 32 – Convergência 37 Bus IEEE - Concentrado



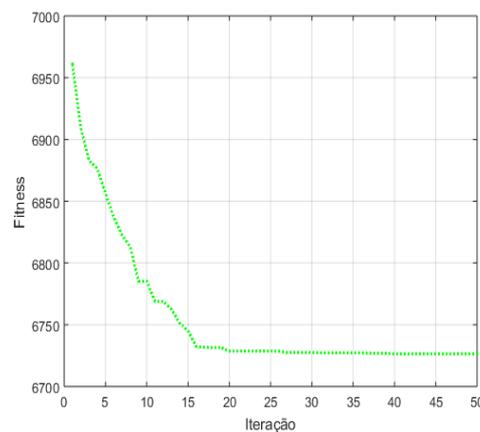
(a) Convergência para 5%



(b) Convergência para 10%



(c) Convergência para 20%



(d) Convergência para 30%

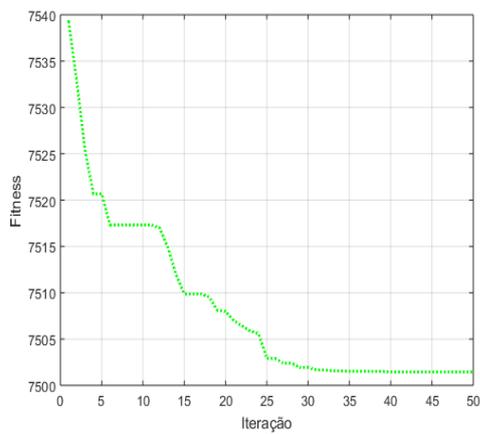
A figura 33 apresenta a convergência do algoritmo PSO para o cenário distribuído de 37 barras. A tabela 10 mostra o tempo de convergência do PSO para os diferentes níveis de penetração.

Tabela 10 – Tempo de simulação do algoritmo no sistema de 37 Barras

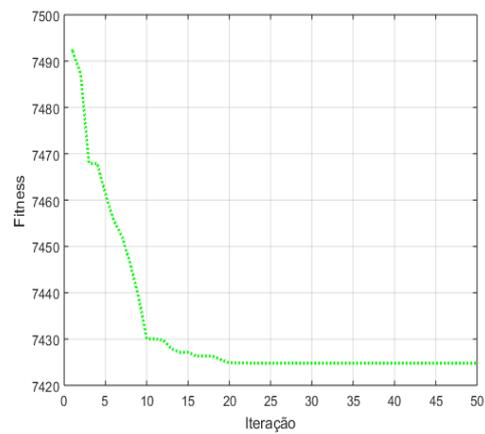
% PV	5	10	20	30
Concentrado	17,30	11,06	28,75	29,61
Distribuído	168,33	34,46	50,38	51,96

Fonte: Da autora (2021).

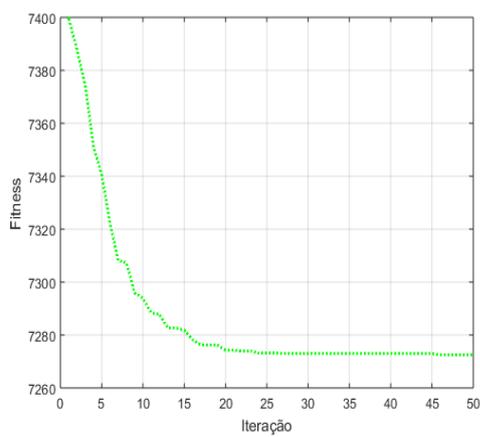
Figura 33 – Convergência 37 Bus IEEE - Dispersos



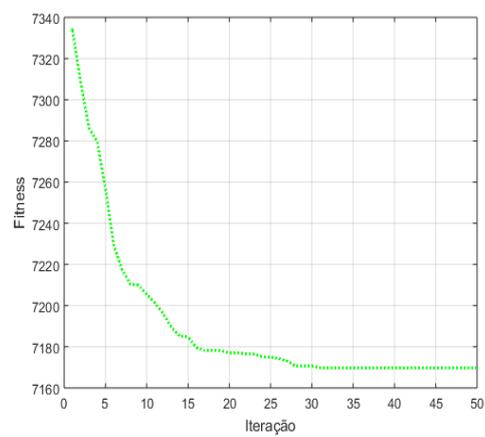
(a) Convergência para 5%



(b) Convergência para 10%



(c) Convergência para 20%



(d) Convergência para 30%

## 6 Conclusões

Nesse trabalho, foi realizada a análise do controle de tensão e potência reativa em um sistema teste de distribuição de 13 e 37 barras. Para o estudo houve violações pela ultrapassagem do limite inferior para todos os cenários. Porém houve uma melhora para os cenários onde a geração distribuída foi inserida.

A utilização de geradores distribuídos com a finalidade de controlar as tensões nas barras através da compensação de potência reativa é melhor quando o nível de penetração é maior que 20% da potência ativa total do sistema. Na comparação entre os cenários dispersos e concentrados, os melhores resultados foram obtidos no cenário onde os geradores foram alocados de forma concentrada. Essa melhora deve-se ao fato dos geradores possuírem maior potência nominal e estarem próximos.

No cenário onde os geradores eram alocados de forma dispersa houve melhora no perfil de tensão nas barras onde foram alocados os geradores. A melhora foi menor em relação ao cenário concentrado pois a potência nominal do gerador alocado na barra é menor. O controle do inversor do software OpenDSS melhora o perfil de tensão da rede quando configurado para injetar ou absorver a quantidade máxima de potência reativa. Porém, as perdas de potência ativa para este cenário são maiores quando comparadas com o PSO. No cenário com otimização as barras ficaram mais próximas de 1 p.u.

Comparando os sistemas testes de 13 e 37 barras da IEEE, é possível notar que quanto maior o sistema e mais complexo, mais geradores distribuídos é necessário alocar para ter uma melhora no perfil de tensão geral da rede. No sistema de 13 barras, mesmo no cenário distribuído, a melhora no perfil de tensão da rede foi maior quando comparado com o sistema de 37 barras. Porém o tempo de simulação para o sistema de 37 barras é bem menor. Para o sistema de 37 barras, seria necessário muitos geradores alocados em diferentes pontos para ter uma grande melhora no perfil de tensão da rede.

# Referências

- ANEEL. Nota técnica n 0057/2014-srd/aneel. *Agência Nacional de Energia Elétrica*, 2014.
- ANEEL. *Geração Distribuída*. 2021. Disponível em: <[http://www2.aneel.gov.br/scg/gd/GD\\_Fonte.asp](http://www2.aneel.gov.br/scg/gd/GD_Fonte.asp)>. Acesso em: 04 maio 2021.
- ANEEL. *Regulação dos Serviços de Distribuição*. 2021. Disponível em: <<https://www.aneel.gov.br/regulacao-dos-servicos-de-distribuicao>>. Acesso em: 06 maio 2021.
- ARRILLAGA, J.; WATSON, N. R. Power systems harmonics. John Wiley and Sons, 2003.
- Auchariyamet, S.; Sirisumrannukul, S. Optimal daily coordination of volt/var control devices in distribution systems with distributed generators. p. 1–6, 2010.
- BAUGHMAN, M.; LIU, C.; DUGAN, R. Ieee 13 node test feeder. *IEEE*, 2003.
- ELETRICO, O. N. do S. *Operador Nacional do Sistema Eletrico*. [S.l.], 2017.
- FASSBINDER, D. Controle volt/var utilizando geração distribuída em redes de distribuição. *Trabalho de Conclusão do Curso (Graduação em Engenharia Elétrica) - Universidade Federal do Pampa - Campus Alegrete*, 2016.
- FREITAS, P. R. R. d. Modelos avançados de análise de redes elétricas inteligentes utilizando o software opendss. *Trabalho de Conclusão do Curso (Graduação em Engenharia Elétrica) - Escola Politécnica da Universidade de São Paulo*, 2015.
- FREITAS, P. R. R. d. Impacto de funções inteligentes de inversores de sistemas fotovoltaicos na operação de redes de distribuição de energia elétrica. *Dissertação (Mestrado em Sistemas de Potência) - Escola Politécnica, Universidade de São Paulo, São Paulo*, 2019.
- INEE. *O Que é Geração Distribuída*. 2021. Disponível em: <[http://www.inee.org.br/forum\\_ger\\_distrib.asp?Cat=gd](http://www.inee.org.br/forum_ger_distrib.asp?Cat=gd)>. Acesso em: 04 maio 2021.
- Kim, I.; Harley, R. G.; Regassa, R. The investigation of the maximum effect of the volt/var control of distributed generation on voltage regulation. p. 1–6, 2015.
- KIM, Y. et al. New requirements of the voltage/var function for smart inverter in distributed generation control. *Revista- Energies*, 2016.
- Lee, J.; Kim, E.; Moon, S. Analysis of the optimal reactive power of distributed generators for improving energy efficiency in distribution networks. p. 1–6, 2017.
- LOPES, Y.; FERNANDES, N.; MUCHALUAT-SAADE, D. Geração distribuída de energia: Desafios e perspectivas em redes de comunicação. p. 325, 01 2015.
- MAKNOUNINEJAD, A. et al. Analysis and control of pv inverters operating in var mode at night. p. 1–5, 2011.
- Malekpour, A. R.; Pahwa, A.; Natarajan, B. Distributed volt/var control in unbalanced distribution systems with distributed generation. p. 1–6, 2014.

- MME. *Energia no Mundo - 2015/2016*. [S.l.], 2017.
- NARUTO, D. T. Vantagens e desvantagens da geração distribuída e estudo de caso de um sistema solar fotovoltaico conectado a rede elétrica. *Trabalho de Conclusão do Curso (Graduação em Engenharia Elétrica) - Universidade Federal do Rio de Janeiro*, 2017.
- NASCIMENTO, F.; DIAS, A. Uso da meta-heurística otimização por exame de partículas no planejamento florestal. *Revista- Scientia ForeStaliS*, 2012.
- NEDJAH, N. Inteligência de enxame: Pso. *Departamento de Engenharia Eletrônica e Telecomunicações Faculdade de Engenharia Universidade do Estado do Rio de Janeiro, Brasil*, 2012.
- Niknam, T.; Ranjbar, A. M.; Shirani, A. R. Impact of distributed generation on volt/var control in distribution networks. v. 3, p. 7 pp. Vol.3-, 2003.
- Olamaie, J.; Niknam, T. Daily volt/var control in distribution networks with regard to dgs: a comparison of evolutionary methods. p. 6 pp.-, 2006.
- OLIVEIRA, C. de; SCHMIDT, H.; KAGAN, N. Introdução a sistemas elétricos de potência: componentes simétricas. Edgard Blücher, 2005.
- PAULINO, G.; TEIXEIRA, M. D. Variações de tensão de longa duração. *Revista - Setor Elétrico*, 2013.
- STEVENSON, W. Elementos de análise de sistemas de potência. McGraw Hill, 1978.
- UMANS, S. Máquinas elétricas de fitzgerald e kingsley - 7.ed. AMGH Editora, 2014.
- Weg. *Inversor Solar Fotovoltaico SWI700*. 2018. Disponível em: <<https://www.weg.net/institutional/US/en/search/>>. Acesso em: 06 maio 2021.
- ZILES, R. *Normas técnicas brasileiras, avaliação de conformidade e procedimentos de conexão*. 2017. Disponível em: <<https://www.aneel.gov.br/documents/>>. Acesso em: 11 maio 2021.

## 7 ANEXO

### 7.1 Sistema de 13 Barras

O sistema é alimentado por um gerador trifásico de 115 kV. O gerador é conectado ao sistema através de um transformador de potência que transforma o nível de tensão para 4,16 kV. Além do transformador da barra da subestação, existe também outro transformador de 4,16/0,48 kV entre os nós 633 e 634.

A tabela 11 mostra a soma algébrica das demandas no sistema.

Tabela 11 – Demanda Total do Sistema por Fase - 13 Barras.

Fase	kW	kVAr	kVA	PF
Fase A	1.251.398	681.570	1.424.968	.8782
Fase B	977.332	373.418	1.046.241	.9341
Fase C	1.348.461	669.784	1.505.642	.8956
<b>TOTAL</b>	<b>3.577.191</b>	<b>1.724.772</b>	<b>3.971.289</b>	<b>.9008</b>

Fonte: Adaptado de Baughman, Liu e Dugan (2003).

Possui também um regulador trifásico ligado em estrela entre os nós 650 e 632 e dois bancos de capacitores, sendo um trifásico localizado na barra 675 e outro monofásico na barra 611. A relação dos equipamentos é apresentado a seguir:

Tabela 12 – Transformadores - 13 Barras.

Transformador	kVA	kV Primário	kV Secundário
Subestação	5000	115,00	4,16
XFM	500	4,16	0,48

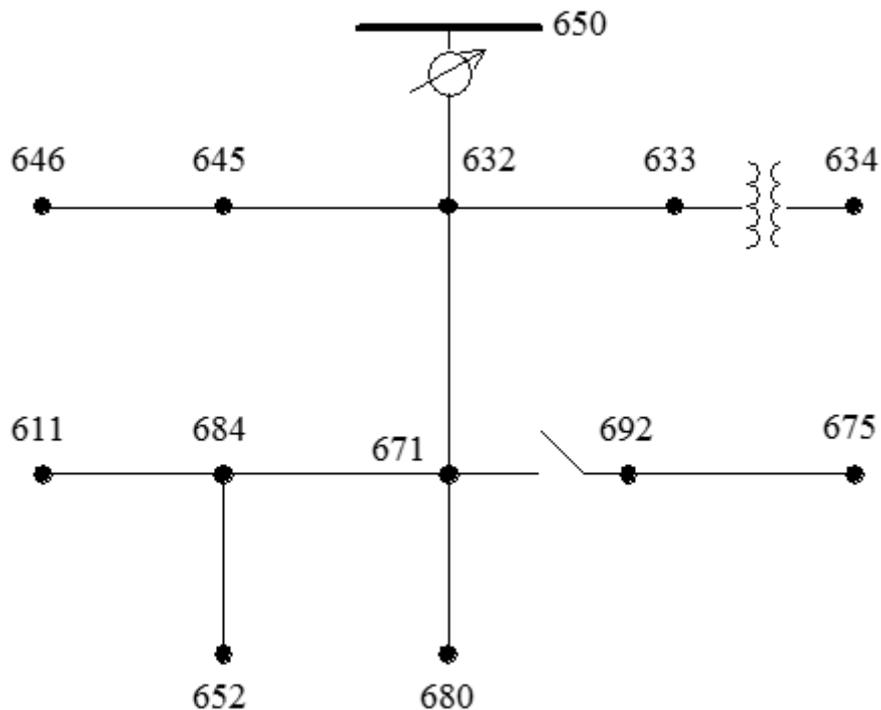
Fonte: Adaptado de Baughman, Liu e Dugan (2003).

Tabela 13 – Capacitores - 13 Barras.

Barra	Fase A (kVAr)	Fase B (kVAr)	Fase C (kVAr)
675	200	200	200
611	-	-	100

Fonte: Adaptado de Baughman, Liu e Dugan (2003).

Figura 34 – Sistema Teste IEEE 13.



Fonte: Adaptado de Baughman, Liu e Dugan (2003).

Tabela 14 – Regulador - 13 Barras.

Barra	Fase A (kV)	Fase B (kV)	Fase C (kV)
650 - 632	122	122	122

Fonte: Adaptado de Baughman, Liu e Dugan (2003).

O sistema possui dois tipos de cargas: distribuídas e localizadas. As cargas são do tipo PQ, Z e I. Além disso, possuem conexões em estrela ou delta. As tabelas abaixo resumi as conexões e valores de cada uma.

Tabela 15 – Cargas Distribuídas - 13 Barras.

Barra	Modelo	Fase A (kW)	Fase A (kVar)	Fase B (kW)	Fase B (kVar)	Fase C (kW)	Fase C (kVar)
632 - 671	Y-PQ	17	10	66	38	117	68

Fonte: Adaptado de Baughman, Liu e Dugan (2003).

Tabela 16 – Cargas Localizadas - 13 Barras.

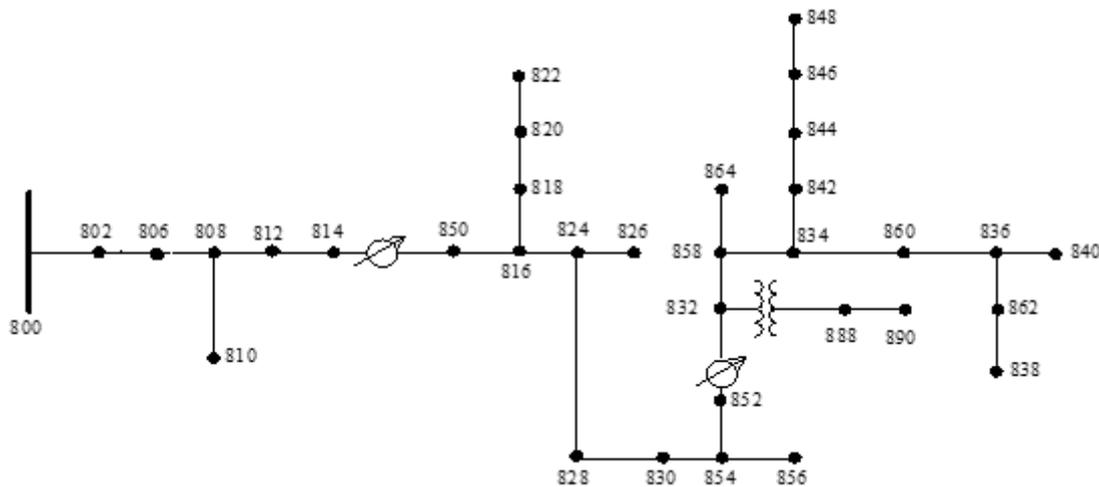
Barra	Modelo	Fase A (kW)	Fase A (kVar)	Fase B (kW)	Fase B (kVar)	Fase C (kW)	Fase C (kVar)
634	Y-PQ	160	110	120	90	120	90
645	Y-PQ	0	0	170	125	0	0
646	D-Z	0	0	230	132	0	0
652	Y-Z	128	86	0	0	0	0
671	D-PQ	385	220	385	220	385	220
675	Y-PQ	485	190	68	60	290	212
692	D-I	0	0	0	0	170	151
611	Y-I	0	0	0	0	170	80

Fonte: Adaptado de Baughman, Liu e Dugan (2003).

## 7.2 Sistema de 34 Barras

O sistema é alimentado por um gerador trifásico de 69 kV. O gerador é conectado ao sistema através de um transformador de potência que transforma o nível de tensão para 24,9 kV.

Figura 35 – Sistema Teste IEEE 34.



Fonte: Adaptado de Baughman, Liu e Dugan (2003).

A tabela 17 mostra a soma algébrica das demandas no sistema.

Tabela 17 – Demanda Total do Sistema - 34 Barras.

Fase	kW	kVAr	kVA	PF
Fase A	759.136	171.727	778.318	.9754
Fase B	666.663	90.137	672.729	.9910
Fase C	617.072	28.394	617.725	.9989
<b>TOTAL</b>	<b>2.042.872</b>	<b>290.258</b>	<b>2.063.389</b>	<b>.9901</b>

Fonte: Adaptado de Baughman, Liu e Dugan (2003).

Além do transformador da barra da subestação, existe também outro transformador de 24,9/4,16 kV entre os nós 832 e 888. Possui também dois reguladores trifásicos ligado em estrela entre os nós 814 - 850 e 852 - 832. Dois bancos de capacitores trifásicos localizados nas barras 844 e 848.

O sistema possui dois tipos de cargas: distribuídas e localizadas. As cargas são do tipo PQ, Z e I. Além disso, possuem conexões em estrela ou delta. A tabela abaixo resume as conexões e valores de cada uma. A relação dos equipamentos é apresentado a seguir:

Tabela 18 – Transformadores - 34 Barras.

<b>Transformador</b>	<b>kVA</b>	<b>kV Primário</b>	<b>kV Secundário</b>
Subestação	2500	69,00	29,4
XFM	500	29,4	4,16

Fonte: Adaptado de Baughman, Liu e Dugan (2003).

Tabela 19 – Capacitores - 34 Barras.

<b>Barra</b>	<b>Fase A (kVAr)</b>	<b>Fase B (kVAr)</b>	<b>Fase C (kVAr)</b>
644	100	100	100
648	150	150	150

Fonte: Adaptado de Baughman, Liu e Dugan (2003).

Tabela 20 – Regulador - 34 Barras.

<b>Barra</b>	<b>Fase A (kV)</b>	<b>Fase B (kV)</b>	<b>Fase C (kV)</b>
814 - 850	122	122	122
852 - 832	124	124	124

Fonte: Adaptado de Baughman, Liu e Dugan (2003).

Tabela 21 – Cargas Localizadas - 34 Barras

<b>Barra</b>	<b>Modelo</b>	<b>Fase A (kW)</b>	<b>Fase A (kVar)</b>	<b>Fase B (kW)</b>	<b>Fase B (kVar)</b>	<b>Fase C (kW)</b>	<b>Fase C (kVar)</b>
860	Y-PQ	20	16	20	16	20	16
840	Y-I	9	7	9	7	9	7
844	Y-Z	135	105	135	105	135	105
848	D-PQ	20	16	20	16	20	16
890	D-I	150	75	150	75	150	75
830	D-Z	10	5	10	5	25	10

Fonte: Adaptado de Baughman, Liu e Dugan (2003).

Tabela 22 – Cargas Distribuídas - 34 Barras

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

Fonte: Adaptado de Baughman, Liu e Dugan (2003).

### 7.3 Sistema de 37 Barras

O sistema é alimentado por um gerador trifásico de 230 kV. O gerador é conectado ao sistema através de um transformador de potência que transforma o nível de tensão para 4,8 kV.

A tabela 23 mostra a soma algébrica das demandas no sistema.

Tabela 23 – Demanda Total do Sistema - 37 Barras.

<b>Fase</b>	<b>kW</b>	<b>kVAr</b>	<b>kVA</b>	<b>PF</b>
<b>Fase A</b>	895.496	565.765	1.059.246	.8454
<b>Fase B</b>	683.879	389.365	786.954	.8690
<b>Fase C</b>	942.452	294.305	987.335	.9545
<b>TOTAL</b>	2.521.827	1.249.435	2.814.374	.8961

Fonte: Adaptado de Baughman, Liu e Dugan (2003).

Além do transformador da barra da subestação, existe também outro transformador de 4,8/0,48 kV entre os nós 709 e 775. Possui também um regulador entre os nós 799 e 701. A relação dos equipamentos é apresentado a seguir:

Tabela 24 – Transformadores - 37 Barras.

<b>Transformador</b>	<b>kVA</b>	<b>kV Primário</b>	<b>kV Secundário</b>
Subestação	2500	230,00	4,8
XFM	500	4,8	0,48

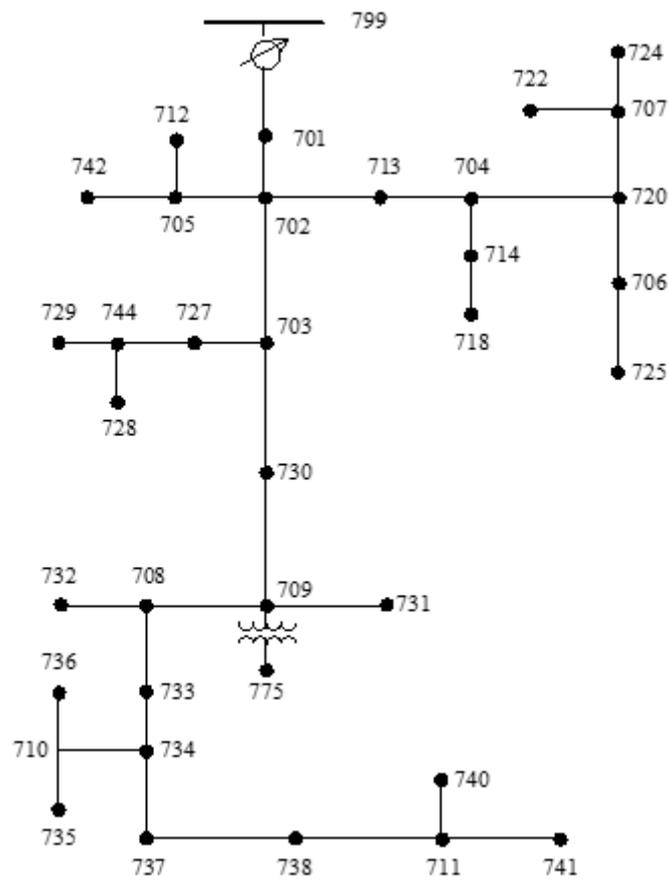
Fonte: Adaptado de Baughman, Liu e Dugan (2003).

Tabela 25 – Regulador - 37 Barras.

<b>Barra</b>	<b>Fase AB (kV)</b>	<b>Fase CB (kV)</b>
799 - 701	122	122

Fonte: Adaptado de Baughman, Liu e Dugan (2003).

Figura 36 – Sistema Teste IEEE 37.



Fonte: Adaptado de Baughman, Liu e Dugan (2003).

As cargas são do tipo PQ, Z e I. As conexões são em delta. A tabela abaixo resume as conexões e valores de cada uma.

Tabela 26 – Cargas Localizadas - 37 Barras

Barra	Modelo	Fase A (kW)	Fase A (kVar)	Fase B (kW)	Fase B (kVar)	Fase C (kW)	Fase C (kVar)
701	D-PQ	140	70	140	70	350	175
712	D-PQ	0	0	0	0	85	40
713	D-PQ	0	0	0	0	85	40
714	D-I	17	8	21	10	0	0
718	D-Z	85	40	0	0	0	0
720	D-PQ	0	0	0	0	85	40
722	D-I	0	0	140	70	21	10
724	D-Z	0	0	42	21	0	0
725	D-PQ	0	0	42	21	0	0
727	D-PQ	0	0	0	0	42	21
728	D-PQ	42	21	42	21	42	21
729	D-I	42	21	0	0	0	0
730	D-Z	0	0	0	0	85	40
731	D-Z	0	0	85	40	0	0
732	D-PQ	0	0	0	0	42	21
733	D-I	85	40	0	0	0	0
734	D-PQ	0	0	0	0	42	21
735	D-PQ	0	0	0	0	85	40
736	D-Z	0	0	42	21	0	0
737	D-I	140	70	0	0	0	0
738	D-PQ	126	62	0	0	0	0
740	D-PQ	0	0	0	0	85	40
741	D-I	0	0	0	0	42	21
742	D-Z	8	4	85	40	0	0
744	D-PQ	42	21	0	0	0	0

Fonte: Adaptado de Baughman, Liu e Dugan (2003).

## 7.4 Dados do PVSystem

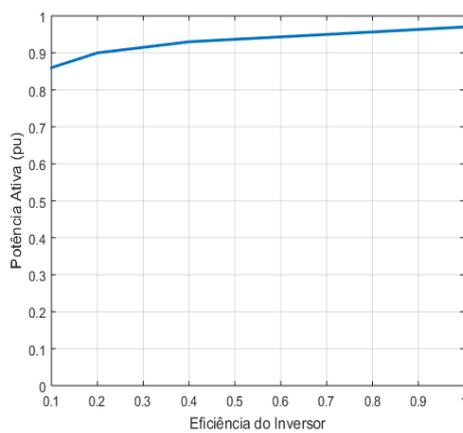
Os PVs são conectados aos sistemas através de um transformador de potência que transforma o nível de tensão para 0,48 kV. Os dados do sistema fotovoltaico conectado aos sistemas testes é apresentado a seguir:

Tabela 27 – Dados do sistema fotovoltaico.

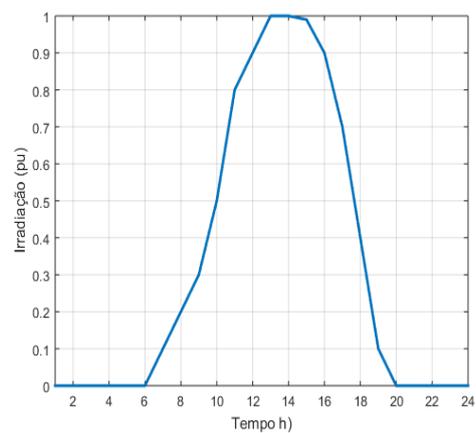
PVSystem	DADOS
Tensão Nominal	480V
Fator de Potência	1
Temperatura Nominal	25
Irradiação de Base	0.98

Fonte: Da autora (2021).

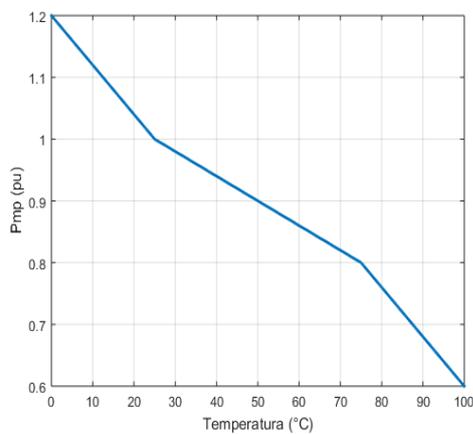
Figura 37 – Curvas utilizadas para caracterizar o modelo do sistema fotovoltaico



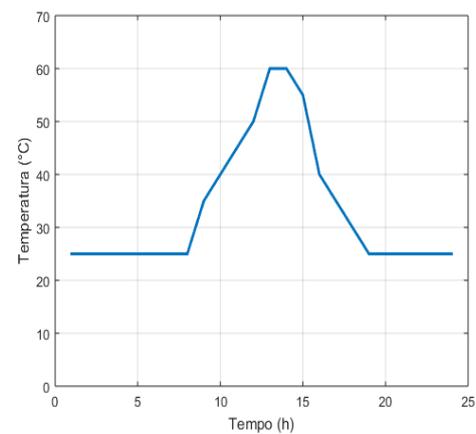
(a) Eficiência



(b) Irradiancia



(c) Pmpp vs temperature

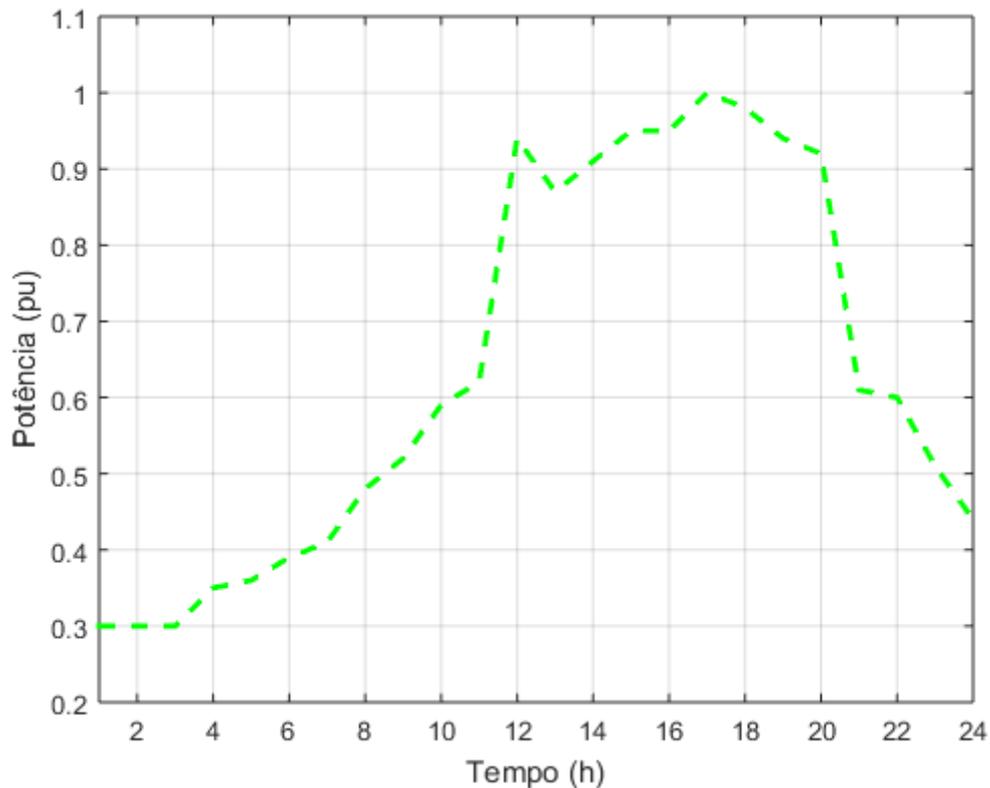


(d) Temperatura

## 7.5 Curvas de Cargas

Os sistemas teste disponibilizado pela IEEE fornece valores para um intervalo de tempo. Dessa forma, foram adicionadas curvas de demandas às cargas para simular a variação do perfil de demanda em um intervalo de 24 horas. Foi utilizada uma curva de carga típica, com pontos variando entre 0 e 1 pu para todos os nós do sistema.

Figura 38 – Curva de Demanda.



Fonte: Adaptado de ANEEL (2014).

```
New Loadshape.1 npts=24 interval=1
mult=(.3 .3 .3 .35 .36 .39 .41 .48 .52 .59 .62 .94 .87 .91 .95
.95 1.0 .98 .94 .92 .61 .60 .51 .44)
```

## 7.6 Resultados do Sistema IEEE 34 Barras

Tabela 28 – Valores de potência de inserção em kVA.

Sistema	5%	10%	20%	30%
Sistema 34 Barras	33.636	67.273	134.546	201.819

Fonte: Da autora (2021).

Figura 39 – Sistema teste 34 barras com inserção de PVs.

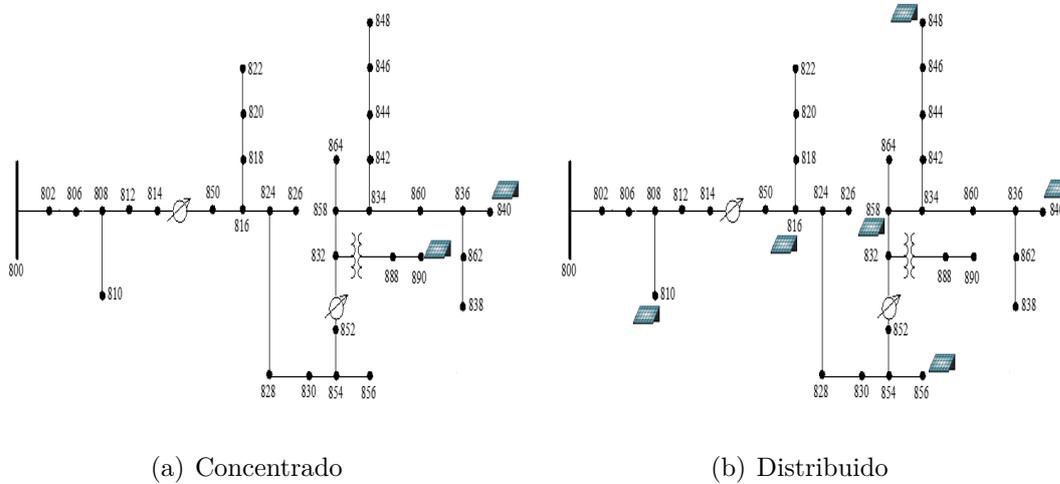
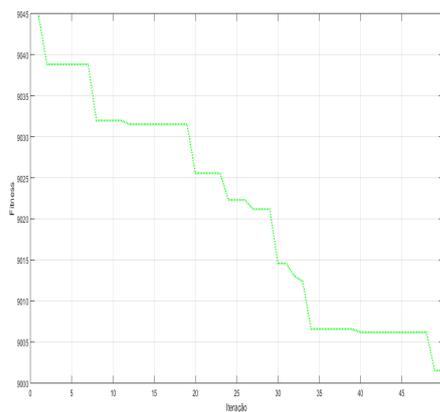
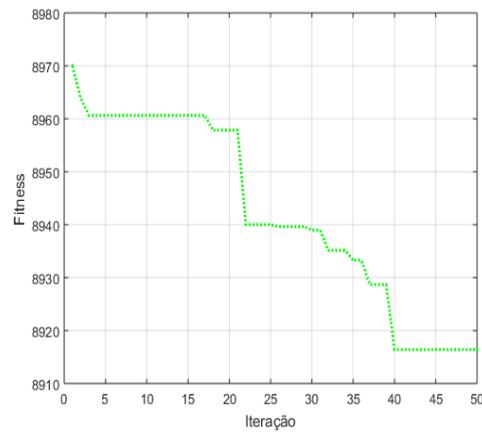


Figura 40 – Convergência 34 Bus IEEE - Concentrado



(a) Convergência para 20%



(b) Convergência para 30%

Figura 41 – Convergência 34 Bus IEEE - Dispersos

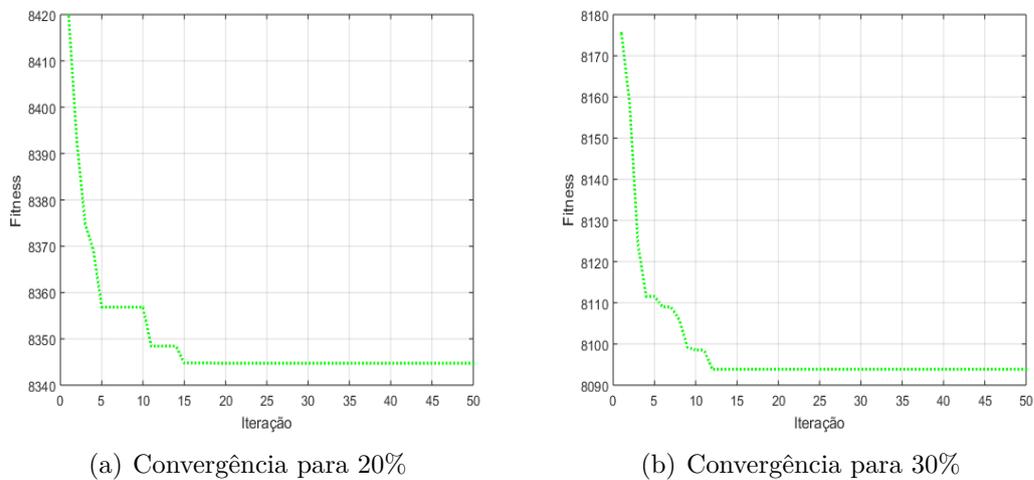


Tabela 29 – Tempo de simulação - 34 Barras

% PV	5	10	20	30
Concentrado	100,52	97,34	86,43	62,51
Distribuído	119,34	120,10	130,20	116,30

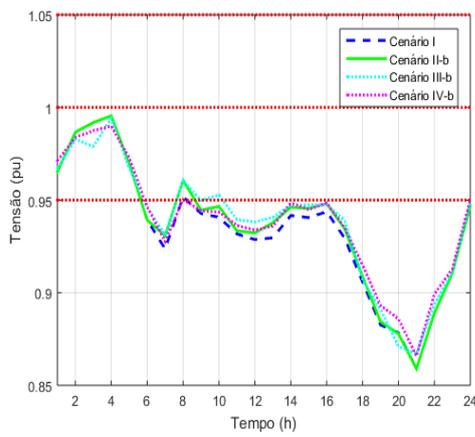
Fonte: Da autora (2021).

Tabela 30 – Perdas Totais do Sistema (kW) - 34 Barras

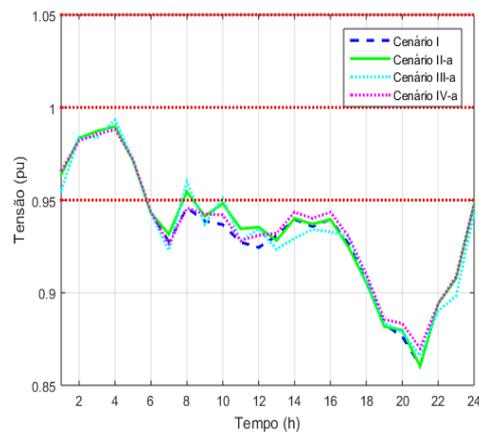
Cenários	0%	5%	10%	20%	30%
Cenário I	7236,89	-	-	-	-
Cenário II-a	-	7332,86	7207,02	692454	6490,6
Cenário II-b	-	7328,44	7331,57	7296,3	7300,74
Cenário III-a	-	7341,86	6889,34	6789,61	6782,81
Cenário III-b	-	6889,34	7011,05	6948,18	6867,13
Cenário IV-a	-	7437,92	7639,2	7639,2	8004,49
Cenário IV-b	-	7433,06	7394,05	7344,72	7278,38

Fonte: Da autora (2021).

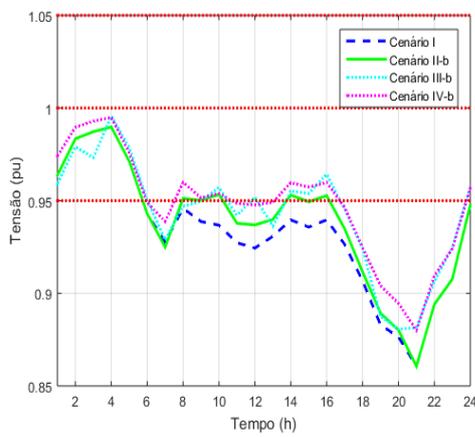
Figura 42 – Perfil de Tensão na Barra 890 - Concentrado



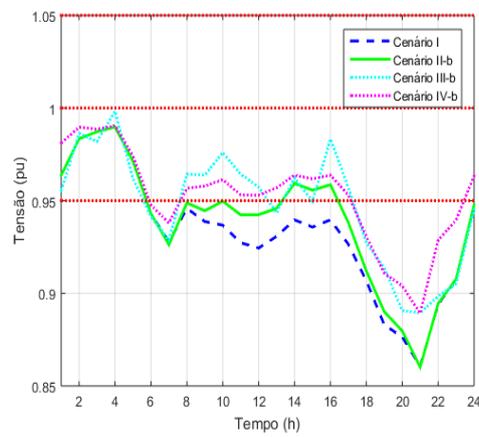
(a) Tensão na barra 890 com 5%



(b) Tensão na barra 890 com 10%

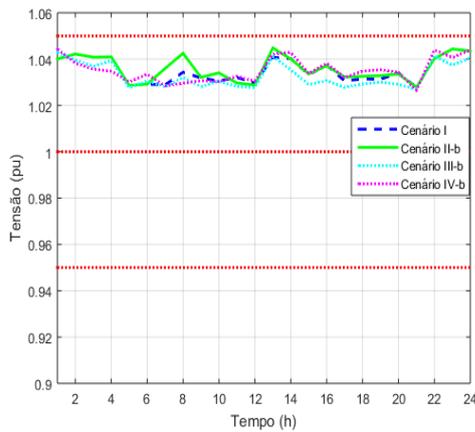


(c) Tensão na barra 890 com 20%

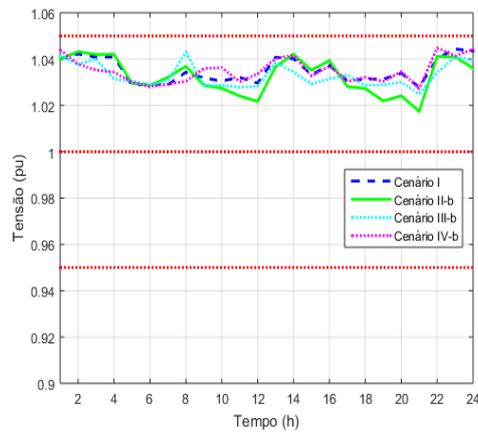


(d) Tensão na barra 890 com 30%

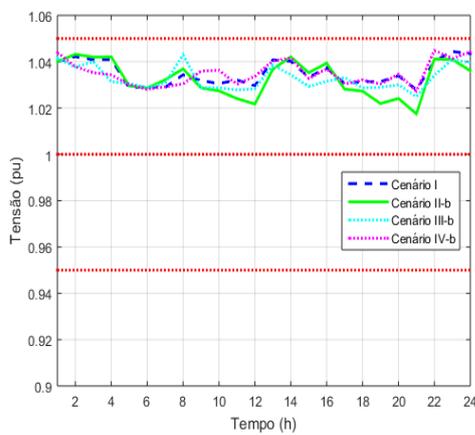
Figura 43 – Perfil de Tensão na Barra 840 - Concentrado



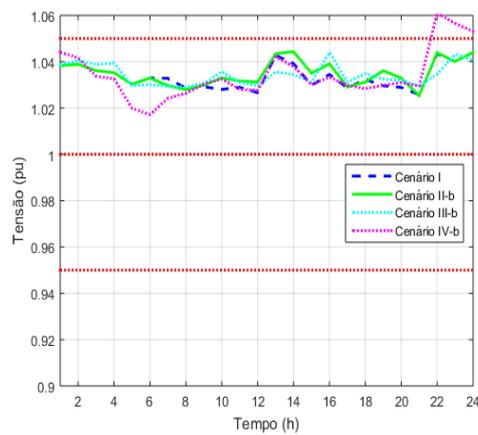
(a) Tensão na barra 840 com 5%



(b) Tensão na barra 840 com 10%

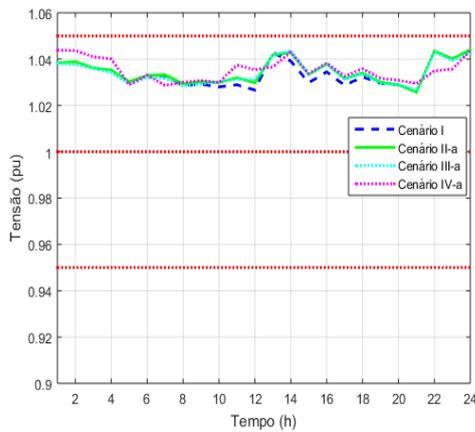


(c) Tensão na barra 840 com 20%

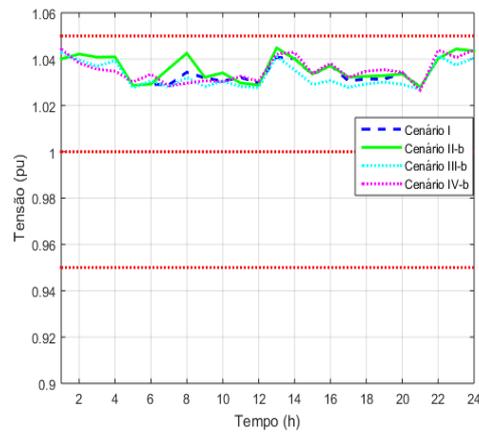


(d) Tensão na barra 840 com 30%

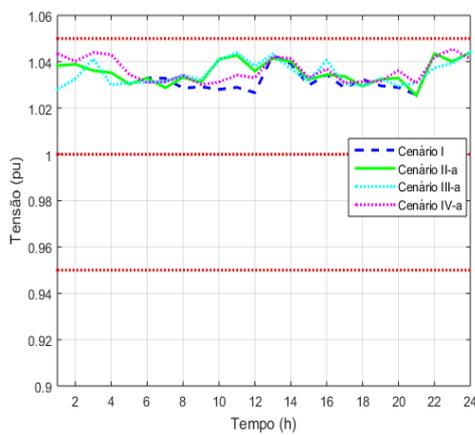
Figura 44 – Perfil de Tensão na Barra 840 - Dispersos



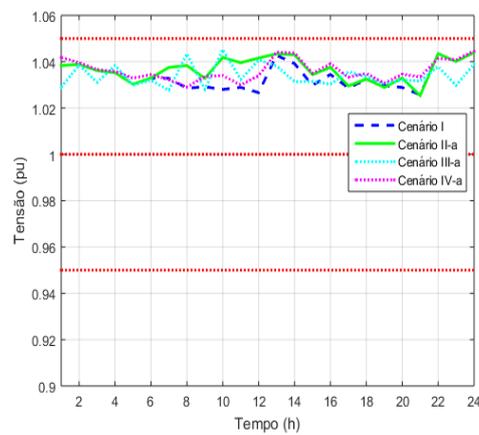
(a) Tensão na barra 840 com 5%



(b) Tensão na barra 840 com 10%

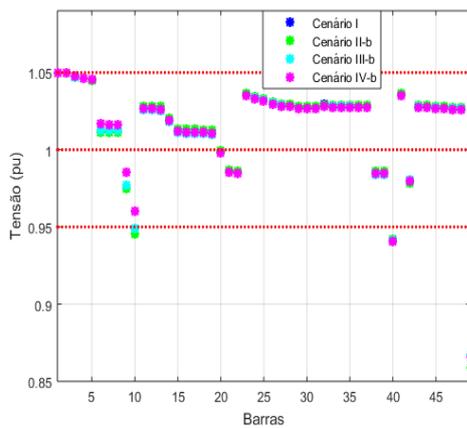


(c) Tensão na barra 840 com 20%

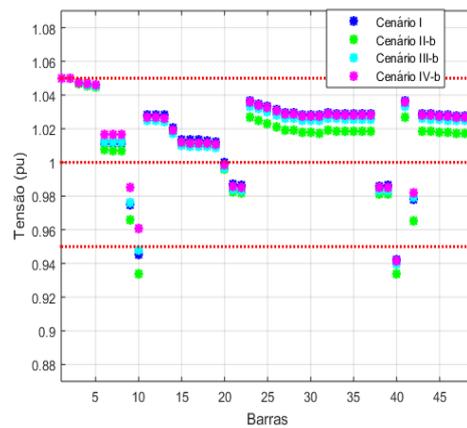


(d) Tensão na barra 840 com 30%

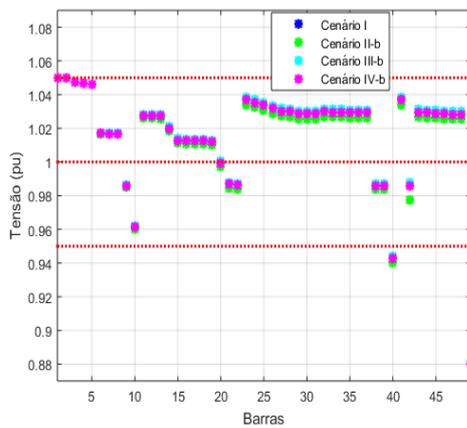
Figura 45 – Perfil de Tensão nas Barras - 21 horas - Concentrado



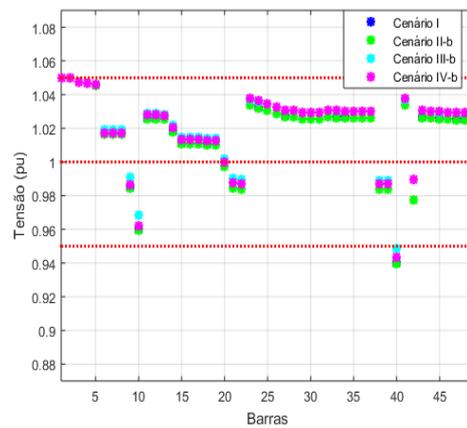
(a) Tensão com 5% de inserção



(b) Tensão com 10% de inserção

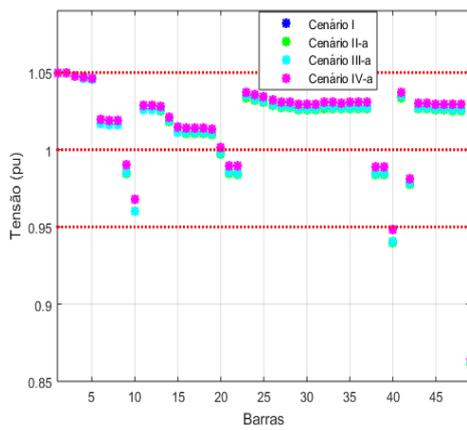


(c) Tensão com 20% de inserção

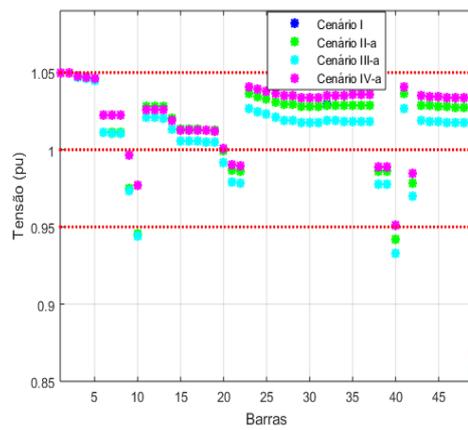


(d) Tensão com 30% de inserção

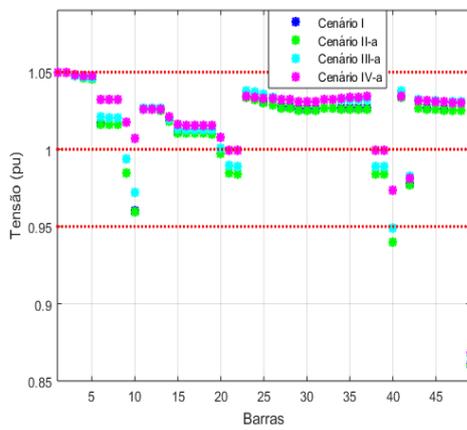
Figura 46 – Perfil de Tensão nas Barras - 21 horas - Dispersos



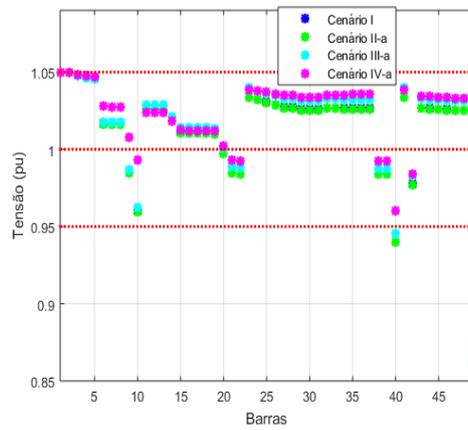
(a) Tensão com 5% de inserção



(b) Tensão com 10% de inserção



(c) Tensão com 20% de inserção



(d) Tensão com 30% de inserção

## 7.7 Resultados - P e Q

Neste anexo é adicionado os valores de potência ativa e reativa de alguns PVs alocados em cada hora do dia.

### 7.7.1 Sistema IEEE 13 Barras

Tabela 31 – Valores de Potência obtido com a otimização - PV alocado na barra 680 - Concentrado

5%	5%	10%	10%	20%	20%	30%	30%
kW	kVar	kW	kVar	kW	kVar	kW	kVar
0,00	1,75	-0,00	3,20	0,00	-34,78	-0,00	8,45
0,00	1,30	0,00	2,19	0,00	89,17	0,00	-3,67
0,00	-0,32	0,00	-0,78	0,00	3,19	-0,00	-5,70
0,00	0,91	0,00	1,46	-0,00	-22,98	-0,00	-10,27
0,00	-6,82	0,00	-13,66	0,00	-14,53	0,00	-23,00
0,00	0,93	0,00	1,58	-0,00	-26,74	-0,00	-21,86
-2,11	-5,91	-4,21	-11,54	-12,63	-25,59	-16,84	-1,45
-4,40	-24,57	-8,80	-49,09	-26,41	-83,81	-35,22	-55,34
-6,44	-14,31	-12,87	-28,18	-38,62	-144,65	-51,50	-89,06
-10,76	-22,51	-21,51	-44,97	-64,53	-60,79	-86,04	-85,01
-17,16	-12,67	-34,31	-25,90	-102,94	-108,78	-137,25	-111,23
-18,98	-16,23	-37,95	-32,49	-113,86	-62,75	-151,81	-130,02
-19,02	-16,23	-38,01	-32,49	-121,30	-87,99	-151,97	-130,02
-19,02	-16,23	-38,01	-32,49	-121,30	-88,06	-151,97	-130,02
-19,02	-16,23	-38,01	-32,49	-122,98	-73,75	-151,97	-130,02
-19,02	-16,23	-38,01	-32,49	-119,21	-90,70	-151,97	-130,02
-15,60	-19,45	-31,19	-38,95	-93,57	-116,87	-124,76	-155,79
-8,91	-23,30	-17,82	-46,56	-53,45	-139,83	-71,27	-79,11
-2,11	-6,55	-4,21	-13,73	-12,63	-70,32	-16,84	-85,24
0,00	-24,94	0,00	-49,88	0,00	-32,32	-0,00	-84,69
-0,00	-5,07	-0,00	-10,04	-0,00	-15,81	0,00	-109,24
0,00	-3,93	0,00	-7,63	-0,00	15,01	0,00	-68,92
-0,00	4,07	-0,00	8,06	0,00	-8,40	0,00	-10,03
0,00	-4,32	0,00	-8,63	0,00	3,16	-0,00	-18,78

Fonte: Da autora (2021).

Tabela 32 – Valores de Potência obtido com a otimização - PV alocado na barra 611 - Concentrado

5%	5%	10%	10%	20%	20%	30%	30%
kW	kVar	kW	kVar	kW	kVar	kW	kVar
-0,00	12,63	-0,00	27,06	0,00	-34,91	0,00	149,01
-0,00	18,79	-0,00	40,25	0,00	52,51	-0,00	41,41
0,00	10,10	0,00	21,64	0,00	89,82	0,00	44,70
-0,00	18,87	-0,00	40,44	0,00	-21,13	0,00	130,25
-0,00	-9,55	-0,00	-20,46	0,00	29,83	0,00	-3,40
-0,00	18,39	-0,00	39,46	-0,00	3,49	0,00	74,06
-2,95	4,65	-6,32	9,97	-12,63	-25,90	-18,95	22,08
-6,16	-34,42	-13,21	-73,73	-26,41	-84,04	-39,62	-15,95
-9,01	-19,17	-19,31	-41,04	-38,62	-144,80	-57,94	-79,21
-15,06	-31,55	-32,27	-67,58	-64,53	-28,85	-96,80	-71,56
-24,02	-15,31	-51,47	-32,80	-102,94	-108,92	-154,40	-125,22
-26,57	-22,73	-56,93	-48,77	-113,86	-70,68	-170,79	-146,37
-26,61	-22,73	-56,98	-48,77	-121,30	-88,12	-170,88	-146,38
-26,61	-22,73	-56,98	-48,77	-121,30	-88,15	-170,88	-146,38
-26,61	-22,73	-56,98	-48,77	-122,98	-70,75	-170,88	-146,38
-26,61	-22,73	-56,98	-48,77	-119,21	-90,84	-170,88	-146,38
-21,83	-27,29	-46,79	-58,48	-93,57	-116,98	-140,36	-175,57
-12,47	-32,63	-26,73	-69,96	-53,45	-139,99	-80,18	-88,70
-2,95	-7,00	-6,32	-15,01	-12,63	-70,20	-18,95	-96,01
0,00	-34,95	0,00	-74,90	-0,00	-32,30	-0,00	-95,21
-0,00	-7,05	-0,00	-15,05	0,00	10,05	0,00	-123,03
-0,00	-1,94	-0,00	-4,15	0,00	19,01	-0,00	-77,31
-0,00	7,65	-0,00	16,39	-0,00	4,86	0,00	-4,62
0,00	-6,07	0,00	-13,01	0,00	94,97	-0,00	-8,25

Fonte: Da autora (2021).

Tabela 33 – Valores de Potência obtido com a otimização - PV alocado na barra 680 - Distribuído

5%	5%	10%	10%	20%	20%	30%	30%
kW	kVar	kW	kVar	kW	kVar	kW	kVar
-0,00	0,55	0,00	2,47	-0,00	-4,50	0,00	-10,86
-0,00	1,19	0,00	-0,90	-0,00	7,13	-0,00	2,01
0,00	-1,14	0,00	3,33	0,00	-11,33	-0,00	-17,72
0,00	0,38	-0,00	-1,09	0,00	-16,32	0,00	7,94
0,00	-3,00	0,00	4,14	-0,00	-1,64	0,00	-10,72
-0,00	-4,94	-0,00	4,18	0,00	-3,59	0,00	4,48
-0,84	-4,98	-1,85	-5,05	-3,37	-13,19	-5,05	-0,65
-1,76	-9,82	-3,87	-21,59	-7,04	-3,37	-10,57	0,82
-2,57	-5,53	-5,66	-12,02	-10,30	-21,70	-15,45	-36,89
-4,30	-9,00	-9,46	-19,82	-17,21	-18,05	-25,81	-53,98
-6,86	-3,08	-15,10	-6,79	-27,45	-20,76	-41,17	-35,91
-7,59	-3,43	-16,70	-14,27	-30,36	2,46	-45,54	-38,93
-8,09	-5,84	-17,79	-5,76	-32,35	-2,89	-48,52	-11,77
-8,09	-5,86	-17,79	-12,87	-32,35	-23,39	-48,52	-35,14
-8,10	-5,86	-17,84	-12,87	-32,79	-17,43	-48,64	-35,14
-7,95	-6,03	-17,48	-13,27	-31,79	-23,76	-47,69	-36,26
-6,24	-7,78	-13,72	-17,14	-24,95	-31,16	-37,43	-46,75
-3,56	-9,32	-7,84	-15,32	-14,25	-37,31	-21,38	-55,88
-0,84	-9,94	-1,85	-21,88	-3,37	-6,30	-5,05	-10,04
-0,00	-8,88	-0,00	-16,02	0,00	-21,11	0,00	-25,65
0,00	-1,16	-0,00	-0,56	0,00	-1,55	0,00	-11,50
0,00	-7,01	-0,00	-0,74	0,00	-2,43	0,00	9,90
0,00	-4,13	-0,00	-2,99	0,00	-18,78	0,00	-15,78
-0,00	0,34	-0,00	12,36	-0,00	-0,20	-0,00	-9,98

Fonte: Da autora (2021).

Tabela 34 – Valores de Potência obtido com a otimização - PV alocado na barra 611 - Distribuído

5%	5%	10%	10%	20%	20%	30%	30%
kW	kVar	kW	kVar	kW	kVar	kW	kVar
-0,00	9,99	0,00	21,98	0,00	22,52	0,00	-7,44
0,00	3,87	-0,00	-4,97	-0,00	-2,08	-0,00	9,98
0,00	1,14	0,00	-16,60	0,00	-24,23	0,00	62,00
-0,00	-3,97	0,00	-0,38	-0,00	-4,12	0,00	37,32
-0,00	-9,98	-0,00	11,41	-0,00	42,00	0,00	-5,60
-0,00	2,97	0,00	6,83	-0,00	42,00	0,00	15,50
-0,84	6,04	-1,85	0,41	-3,54	2,88	-5,22	7,46
-1,76	-8,01	-3,87	-13,57	-7,40	-15,70	-10,92	29,09
-2,57	-9,65	-5,66	-4,26	-10,81	-8,13	-15,96	-35,93
-4,30	1,87	-9,46	-19,83	-18,07	-37,88	-26,67	-35,57
-6,86	-7,26	-9,52	-19,83	-28,82	-18,37	-42,55	-44,97
-6,88	-7,26	-9,52	-19,83	-31,88	-27,28	-42,69	-44,97
-6,88	-7,26	-17,79	-5,72	-33,96	-6,23	-42,69	-44,97
-6,88	-7,26	-17,79	-12,91	-33,96	-24,64	-42,69	-44,97
-6,88	-7,26	-17,82	-12,91	-34,19	-24,40	-50,83	-16,68
-6,88	-7,26	-17,48	-13,30	-33,38	-25,36	-49,28	-37,49
-6,24	-7,80	-13,72	-17,17	-26,20	-32,78	-38,68	-48,41
-3,56	-9,32	-7,84	-20,52	-14,97	-39,21	-22,09	28,50
-0,84	9,96	-1,85	-21,91	-3,54	-26,48	-5,22	-61,74
-0,00	-9,98	-0,00	-21,99	0,00	-41,96	0,00	-8,62
0,00	-4,22	-0,00	-7,76	0,00	-22,37	0,00	-0,62
0,00	-1,86	-0,00	21,97	0,00	-40,01	0,00	1,67
-0,00	0,02	0,00	21,99	-0,00	-9,02	0,00	-16,05
-0,00	3,22	0,00	-21,96	-0,00	-14,14	-0,00	-57,17

Fonte: Da autora (2021).

## 7.7.2 Sistema IEEE 34 Barras

Tabela 35 – Valores de Potência obtido com a otimização - PV alocado na barra 890 - Concentrado

5%	5%	10%	10%	20%	20%	30%	30%
kW	kVar	kW	kVar	kW	kVar	kW	kVar
-0,00	-7,04	-0,00	-2,83	0,00	10,12	-0,00	8,01
-0,00	-0,89	-0,00	14,40	0,00	8,98	-0,00	-0,75
-0,00	-1,51	-0,00	-27,77	0,00	22,72	0,00	7,29
-0,00	8,22	0,00	-4,42	0,00	-4,27	-0,00	-3,70
0,00	8,08	0,00	21,90	-0,00	-9,93	0,00	8,12
-0,00	-29,72	-0,00	-13,21	-0,00	-15,70	0,00	-0,93
-1,85	9,26	-2,05	-1,66	-2,08	-6,38	-2,04	-2,72
-4,24	4,31	-4,64	-4,94	-4,31	2,16	-4,84	-13,80
-6,47	-1,18	-6,97	-14,60	-6,86	-12,23	-7,23	-18,46
-11,06	-2,28	-11,24	-7,50	-11,72	-13,55	-12,47	-22,29
-16,70	-0,16	-18,45	-14,43	-17,59	-7,43	-18,97	-18,40
-19,65	-6,73	-20,44	-14,71	-20,95	-17,92	-20,62	-15,38
-19,53	1,97	-20,48	-4,07	-19,72	-0,76	-20,24	-4,11
-20,05	1,67	-18,34	13,31	-21,81	-12,11	-21,85	-12,03
-21,68	-9,04	-18,14	13,15	-22,16	-13,03	-20,05	2,00
-20,88	-7,27	-20,84	-5,94	-22,36	-17,04	-20,98	-6,81
-13,12	16,41	-15,80	-6,70	-16,78	-15,45	-16,96	-16,89
-8,85	-11,12	-9,29	-18,46	-9,52	-22,49	-8,78	-10,54
-1,95	-7,86	-2,07	-16,83	-1,87	-3,43	-2,20	-26,07
-0,00	-3,17	-0,00	17,91	-0,00	-5,83	-0,00	-10,66
0,00	-6,14	-0,00	-25,29	0,00	-24,82	-0,00	-24,77
-0,00	-1,68	0,00	5,58	-0,00	-26,19	-0,00	-11,51
-0,00	-6,37	-0,00	4,44	-0,00	-23,16	0,00	4,74
-0,00	6,31	0,00	5,36	0,00	-13,94	0,00	-0,53

Fonte: Da autora (2021).

Tabela 36 – Valores de Potência obtido com a otimização - PV alocado na barra 840 - Concentrado

5%	5%	10%	10%	20%	20%	30%	30%
kW	kVar	kW	kVar	kW	kVar	kW	kVar
-0,00	-1,20	0,00	11,98	0,00	5,95	0,00	9,92
0,00	15,01	-0,00	11,91	0,00	8,45	0,00	14,06
-0,00	-1,74	-0,00	11,51	-0,00	17,91	0,00	4,25
-0,00	9,42	0,00	4,52	0,00	-9,90	0,00	-8,33
0,00	10,09	0,00	25,54	-0,00	7,46	0,00	12,82
-0,00	15,94	0,00	5,74	0,00	4,58	-0,00	10,34
-2,36	8,54	-2,19	25,88	-2,37	7,49	-2,64	-14,15
-5,11	1,93	-6,10	-34,06	-5,51	-14,48	-4,99	7,71
-7,45	5,36	-7,17	9,63	-7,15	9,79	-8,09	-12,87
-13,59	-10,51	-12,84	-2,58	-12,83	-1,93	-13,62	-13,23
-19,76	4,10	-20,49	-3,27	-18,94	12,16	-20,71	-5,04
-24,89	-21,29	-22,84	-5,07	-21,37	9,35	-21,70	6,40
-24,93	-4,86	-23,39	8,92	-24,53	-3,62	-24,49	-3,00
-26,49	-19,24	-26,42	-17,70	-24,05	-0,25	-24,57	-4,31
-24,14	-0,18	-25,25	-9,00	-24,49	-4,25	-23,60	4,52
-23,50	0,35	-23,07	5,66	-25,86	-19,67	-23,54	1,69
-19,48	-13,70	-18,66	-4,59	-18,55	-3,18	-18,76	-5,18
-10,31	2,95	-10,00	8,89	-10,76	-6,33	-11,08	-13,11
-2,37	9,43	-2,44	3,31	-2,69	-19,09	-2,61	-10,89
-0,00	-5,01	-0,00	10,30	-0,00	-19,09	-0,00	-14,61
-0,00	-13,94	-0,00	-34,49	0,00	3,45	-0,00	-16,14
0,00	5,03	-0,00	-11,04	0,00	2,38	-0,00	-26,15
0,00	7,14	-0,00	-22,15	-0,00	12,82	0,00	1,69
-0,00	10,38	-0,00	-20,13	0,00	-14,85	-0,00	9,46

Fonte: Da autora (2021).

Tabela 37 – Valores de Potência obtido com a otimização - PV alocado na barra 840 - Distribuído

5%	5%	10%	10%	20%	20%	30%	30%
kW	kVar	kW	kVar	kW	kVar	kW	kVar
0,00	1,01	0,00	2,01	0,00	3,10	0,00	4,37
-0,00	0,90	0,00	2,08	0,00	4,16	0,00	4,17
-0,00	0,91	0,00	2,09	0,00	3,03	0,00	6,45
0,00	0,71	0,00	2,03	0,00	3,96	0,00	4,36
-0,00	0,74	-0,00	1,39	0,00	3,15	-0,00	5,49
-0,00	0,76	-0,00	1,88	0,00	3,09	-0,00	4,61
-0,18	0,66	-0,39	1,84	-0,77	3,24	-1,16	4,65
-0,37	0,68	-0,81	2,17	-1,63	4,44	-2,43	5,39
-0,54	0,66	-1,18	1,76	-2,36	2,99	-3,55	4,68
-0,90	0,73	-1,98	1,65	-3,97	4,22	-5,96	6,39
-1,44	0,72	-3,18	1,91	-6,33	3,27	-9,57	6,74
-1,60	0,77	-3,52	1,78	-7,05	3,88	-10,56	5,57
-1,71	0,89	-3,77	1,99	-7,53	3,90	-11,28	5,44
-1,71	0,92	-3,74	1,55	-7,50	3,31	-11,24	4,82
-1,73	0,83	-3,79	1,38	-7,59	3,07	-11,37	4,17
-1,68	0,92	-3,70	1,94	-7,35	2,97	-11,08	5,67
-1,31	0,69	-2,87	1,58	-5,75	3,34	-8,61	4,50
-0,75	0,95	-1,64	1,88	-3,28	3,44	-4,91	4,87
-0,18	0,69	-0,39	1,57	-0,77	3,16	-1,16	4,89
0,00	0,80	-0,00	0,93	-0,00	3,29	-0,00	4,68
0,00	0,69	-0,00	2,23	0,00	3,06	-0,00	4,75
0,00	1,01	0,00	2,15	0,00	4,57	0,00	6,84
-0,00	0,85	0,00	2,05	-0,00	4,22	-0,00	5,33
-0,00	0,91	-0,00	2,22	0,00	4,02	0,00	5,84

Fonte: Da autora (2021).

## 7.7.3 Sistema IEEE 37 Barras

Tabela 38 – Valores de Potência obtido com a otimização - PV alocado na barra 733 - Concentrado

5%	5%	10%	10%	20%	20%	30%	30%
kW	kVar	kW	kVar	kW	kVar	kW	kVar
-0,00	-19,97	-0,00	-39,95	-0,00	-31,94	0,00	-79,91
-0,00	-19,98	-0,00	-39,98	-0,00	-16,90	-0,00	-79,97
-0,00	-7,39	0,00	-39,99	0,00	-53,21	-0,00	-33,51
0,00	-19,91	0,00	-39,99	-0,00	1,01	-0,00	-26,78
-0,00	-9,99	-0,00	-4,00	-0,00	-2,85	-0,00	-26,17
0,00	-19,97	-0,00	-39,92	0,00	-53,25	-0,00	-41,92
-1,15	-19,97	-2,59	-39,92	-2,96	-53,25	-6,74	-79,56
-1,15	-19,97	-7,04	-28,50	-9,39	-1,41	-14,09	-53,13
-5,15	-12,83	-10,30	-38,51	-13,73	-51,34	-20,60	-77,07
-8,60	-17,98	-17,21	-29,70	-22,95	-2,46	-34,42	-4,59
-13,72	-12,52	-26,79	-29,70	-36,60	-38,62	-54,90	-57,94
-15,18	-12,98	-30,36	-4,28	-40,48	-29,17	-55,17	-57,94
-15,22	-12,98	-32,35	-23,40	-43,13	-31,19	-64,69	-8,64
-15,22	-12,98	-32,35	-23,44	-43,13	-31,25	-64,69	-46,85
-15,22	-12,98	-32,58	-23,20	-43,45	-30,93	-64,85	-46,85
-15,22	-12,98	-31,79	-24,15	-42,39	-32,20	-63,58	-48,35
-12,48	-15,58	-24,95	-31,16	-33,27	-41,55	-49,91	-62,25
-7,13	-6,43	-14,25	-37,29	-19,01	-49,72	-28,51	-74,57
-1,68	-19,88	-3,37	-39,75	-4,49	-53,01	-6,74	-79,57
-0,00	-19,94	0,00	-39,88	0,00	-53,17	-0,00	-79,79
0,00	-19,96	-0,00	-39,96	0,00	-53,28	-0,00	-27,37
0,00	-19,99	0,00	-39,98	0,00	-53,32	-0,00	-79,83
-0,00	-20,00	0,00	-39,99	0,00	-53,33	0,00	-79,96
-0,00	-20,00	-0,00	-40,00	-0,00	-53,33	0,00	-79,99

Fonte: Da autora (2021).

Tabela 39 – Valores de Potência obtido com a otimização - PV alocado na barra 736 - Concentrado

5%	5%	10%	10%	20%	20%	30%	30%
kW	kVar	kW	kVar	kW	kVar	kW	kVar
0,00	-3,09	0,00	-5,59	0,00	-11,12	0,00	-13,10
0,00	-2,60	0,00	-4,64	-0,00	-10,04	-0,00	-10,42
-0,00	-2,60	0,00	-4,34	0,00	-7,81	-0,00	-12,54
0,00	-2,64	-0,00	-4,71	-0,00	-11,02	-0,00	-14,08
-0,00	-3,13	-0,00	-6,34	-0,00	-12,30	0,00	-16,25
-0,00	-4,04	0,00	-7,41	-0,00	-13,79	-0,00	-20,71
-0,68	-4,55	-1,36	-8,43	-2,72	-15,71	-4,09	-20,60
-1,42	-4,28	-2,84	-8,07	-5,68	-16,67	-8,55	-20,15
-2,07	-4,77	-4,15	-8,64	-8,31	-15,72	-12,50	-20,36
-3,44	-4,95	-6,90	-9,19	-13,80	-18,56	-20,75	-25,55
-5,47	-4,58	-10,98	-8,22	-22,03	-14,74	-33,19	-18,38
-6,01	-5,00	-12,03	-9,65	-24,19	-16,68	-36,48	-21,01
-6,08	-4,96	-12,61	-9,51	-25,66	-17,10	-38,55	-24,44
-6,10	-4,97	-12,79	-9,26	-25,68	-16,66	-38,73	-21,52
-6,13	-4,99	-12,97	-8,90	-26,05	-15,96	-39,29	-20,48
-6,09	-4,95	-12,57	-9,55	-25,24	-17,23	-38,06	-22,30
-4,93	-6,08	-9,90	-11,30	-19,86	-20,58	-29,92	-27,10
-2,82	-7,14	-5,66	-13,13	-11,35	-24,34	-17,08	-32,88
-0,67	-7,70	-1,34	-14,65	-2,68	-27,67	-4,02	-38,37
0,00	-7,84	0,00	-15,00	-0,00	-28,49	0,00	-39,80
-0,00	-6,57	0,00	-12,48	-0,00	-23,61	0,00	-36,20
-0,00	-5,88	-0,00	-11,08	-0,00	-20,97	0,00	-28,71
0,00	-4,84	-0,00	-9,06	-0,00	-16,95	-0,00	-23,02
0,00	-3,89	0,00	-7,18	0,00	-13,26	0,00	-17,57

Fonte: Da autora (2021).

Tabela 40 – Valores de Potência obtido com a otimização - PV alocado na barra 736 - Distribuído

5%	5%	10%	10%	20%	20%	30%	30%
kW	kVar	kW	kVar	kW	kVar	kW	kVar
-0,00	-5,00	-0,00	-10,00	-0,00	-7,59	-0,00	-3,52
0,00	-5,00	0,00	-10,00	0,00	-11,15	-0,00	-3,01
0,00	0,57	-0,00	-10,00	0,00	-12,06	0,00	-4,07
0,00	-4,98	-0,00	-10,00	0,00	1,25	-0,00	-1,21
0,00	-4,99	-0,00	-1,82	0,00	-0,23	-0,00	-4,98
0,00	-5,00	-0,00	-9,98	0,00	-14,18	0,00	-3,54
-0,10	-5,00	-0,84	-0,56	0,00	-19,99	-0,42	-4,98
-0,88	-0,24	-1,76	-4,75	-3,52	-11,31	-0,88	-0,13
-1,29	-4,10	-2,57	-9,63	-5,15	-0,90	-1,29	-2,99
-2,15	-4,50	-4,30	-6,44	-8,60	-17,97	-2,15	-4,50
-3,43	-0,30	-6,86	-7,24	-13,72	-1,12	-2,18	-4,50
-3,80	-0,55	-6,90	-7,24	-15,18	-12,96	-3,80	-0,59
-4,04	-0,81	-8,09	-5,68	-15,23	-12,96	-4,04	-2,93
-4,04	-2,92	-8,09	-5,85	-15,23	-12,96	-4,04	-2,93
-4,08	-2,89	-8,11	-5,85	-15,23	-12,96	-4,10	-0,33
-3,97	-3,02	-7,95	-1,19	-15,23	-12,96	-3,97	-3,02
-3,12	-3,89	-6,24	-7,79	-12,48	-15,59	-3,12	-3,89
-1,78	-1,68	-3,56	-9,32	-7,13	-18,64	-1,78	-4,66
0,00	-5,00	0,00	-4,41	-1,68	-8,32	-0,31	-4,99
0,00	-5,00	-0,00	-4,69	0,00	-19,92	0,00	-5,00
-0,00	-5,00	0,00	-9,96	0,00	-19,96	0,00	-5,00
0,00	-5,00	0,00	-9,99	0,00	-19,99	0,00	-5,00
0,00	-5,00	0,00	-9,99	-0,00	-20,00	-0,00	-5,00
-0,00	-5,01	-0,00	-10,00	-0,00	-20,00	-0,00	0,25

Fonte: Da autora (2021).