

**UNIVERSIDADE DE SÃO PAULO
ESCOLA DE ENGENHARIA DE SÃO CARLOS**

Isabela Miranda Aronovich

**Análise de impactos de microgeração eólica em redes de
baixa tensão**

São Carlos

2019

Isabela Miranda Aronovich

Análise de impactos de microgeração eólica em redes de baixa tensão

Monografia apresentada ao Curso de Engenharia Elétrica com Ênfase em Sistemas de Energia e Automação, da Escola de Engenharia de São Carlos da Universidade de São Paulo, como parte dos requisitos para obtenção do título de Engenheiro Eletricista.

Orientador: Prof. Dr. José Carlos de Melo
Vieira Júnior

**São Carlos
2019**

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

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

MM672a	<p>Miranda Aronovich, Isabela</p> <p>Análise de impactos de microgeração eólica em redes de baixa tensão / Isabela Miranda Aronovich; orientador José Carlos de Melo Vieira Junior. São Carlos, 2019.</p> <p>Monografia (Graduação em Engenharia Elétrica com ênfase em Sistemas de Energia e Automação) -- Escola de Engenharia de São Carlos da Universidade de São Paulo, 2019.</p> <p>1. Rede elétrica de baixa tensão. 2. Microgeração eólica. 3. Variação de tensão. 4. Perdas nas linhas. I. Título.</p>
--------	---

FOLHA DE APROVAÇÃO

Nome: Isabela Miranda Aronovich

Título: "Análise de impactos de microgeração eólica em redes de baixa tensão"

Trabalho de Conclusão de Curso defendido e aprovado
em 03 / 06 / 2019,

com NOTA 9,0 (nove , zero), pela Comissão Julgadora:

*Prof. Associado José Carlos de Melo Vieira Júnior - Orientador -
SEL/EESC/USP*

Prof. Associado Rogério Andrade Flauzino - SEL/EESC/USP

*Mestre Gustavo Gonçalves dos Santos - Doutorando -
SEL/EESC/USP*

Coordenador da CoC-Engenharia Elétrica - EESC/USP:
Prof. Associado Rogério Andrade Flauzino

RESUMO

Aronovich, I. M. **Análise de impactos de microgeração eólica em redes de baixa tensão** . 2019. 84p. Monografia (Trabalho de Conclusão de Curso) - Escola de Engenharia de São Carlos, Universidade de São Paulo, São Carlos, 2019.

Este trabalho apresenta o comportamento de uma rede elétrica de baixa tensão ao se adicionar microgeradores eólicos em seus nós. Para esta análise, é feito um estudo da microgeração eólica, discutindo seus principais impactos no sistema elétrico e os componentes da rede elétrica. Esta rede foi modelada nos softwares Matlab e SimPowerSystems. Inicialmente, ela foi simulada sem gerador. Em seguida, foi adicionado um gerador eólico trifásico no nó de maior carga e, por fim, foi adicionado no sistema o maior número de geradores, considerando apenas os nós trifásicos. Para todos estes casos, a velocidade do vento foi fixada em três valores: 2 m/s, 10 m/s e 12 m/s e, depois, a velocidade do vento foi variada em função do tempo, atingindo o valor máximo de 12 m/s. A partir disto, foi possível analisar as influências dos geradores eólicos na variação das tensões, das potências ativas e reativas nos nós, assim como as perdas nas linhas. Após estas simulações, foi verificado que, para a rede modelada e para as condições consideradas, as tensões se mantiveram dentro do limite estabelecido pelo PRODIST tanto para regime permanente como para regime transitório. Além disso, também foi possível analisar que, quando não ocorre fluxo reverso nos transformadores, à medida que a velocidade do vento aumentou, as perdas nas linhas diminuíram.

.

Palavras-chave: Rede elétrica de baixa tensão. Microgeração eólica. Variação de tensão. Perdas nas linhas.

ABSTRACT

Aronovich, I. M. **Analysis of wind microgeneration impacts on low voltage networks**. 2019. 84p. Monografia (Trabalho de Conclusão de Curso) - Escola de Engenharia de São Carlos, Universidade de São Paulo, São Carlos, 2019.

This work presents the low voltage electrical network behavior when wind generators are added in its nodes. To make this analysis, it is studied the wind microgeneration and discussing its impacts on electrical system and the electrical network components. This network was modeled in Matlab and SimPowerSystems. Firstly, the network was simulated without generator. Then, it was added a wind three-phase generator in the node with the biggest load and, finally, it was added in the system the biggest number of generators, considering only three-phase nodes. To all these cases, the wind speed was fixed in three values: 2 m/s, 10 m/s and 12 m/s and, then, it was varied in function of the time, with a maximum value of 12 m/s. From these simulations it was possible to see the wind generators' influences node voltages, active and reactive powers variation and the line losses. It was verified that, when there isn't reverse flow in the transformers, the line losses decrease when the wind speed increases.

Keywords: Low voltage electrical network. Wind microgeneration. Voltage variation. Lines' loss

LISTA DE FIGURAS

Figura 2.1 – Dimensões típicas das turbinas eólicas no mercado nos anos 2000 comparando com as dimensões do Boeing 747 (RUNCOS et al., 2000). . . .	24
Figura 2.2 – Curva da potência em função da velocidade do vento (RUNCOS et al., 2000).	25
Figura 2.3 – Grupo eólico-elétrico conectado diretamente à rede elétrica. a) Gerador assíncrono de gaiola. b) Gerador síncrono com excitação independente (RUNCOS et al., 2000).	27
Figura 2.4 – Grupo eólico-elétrico conectado à rede elétrica através de um conversor. a) Gerador assíncrono de gaiola. b) Gerador síncrono com excitação independente (RUNCOS et al., 2000).	27
Figura 2.5 – Grupo eólico-elétrico constituído de gerador assíncrono trifásico duplamente alimentado com escovas [GATDACE](RUNCOS et al., 2000). . .	28
Figura 2.6 – Grupo eólico-elétrico conectado à rede elétrica através de um conversor. a) Gerador síncrono com excitação independente b) Gerador síncrono de ímãs permanente (RUNCOS et al., 2000).	29
Figura 2.7 – Esquema utilizado pelo físico Albret Betz para se determinar o máximo valor de C_p (PEREIRA, 2011).	29
Figura 2.8 – Distribuição de C_p em função de v_1/v_3 (PEREIRA, 2011).	31
Figura 2.9 – Principais forças atuantes em uma pá de turbina eólica(PEREIRA, 2011). . .	31
Figura 2.10–Características de $C_p(\lambda, \beta)$ traçadas em função de aproximação numérica (PEREIRA, 2011).	32
Figura 2.11–Formas de onda com e sem distorção (M.SASSO et al., 2014).	35
Figura 3.1 – Representação simplificada de um sistema de distribuição com gerador distribuído (BORGES, 2014).	37
Figura 3.2 – Diagrama esquemático da rede utilizada na simulação(BORGES, 2014)	39
Figura 3.3 – Circuito equivalente de um gerador de indução(GRILLO et al., 2012). .	40
Figura 3.4 – Características da turbina eólica (MATHWORKS, 2015).	42
Figura 3.5 – Velocidade do vento em função do tempo (MATHWORKS, 2015). . . .	43
Figura 4.1 – Tensões para a rede sem gerador e em plena carga. As linhas pontilhadas representam o limite de tensão estabelecido pelo Módulo 8 do PRODIST.	45
Figura 4.2 – Tensões na barra 2 para a rede sem gerador e em plena carga.. As linhas pontilhadas representam o limite de tensão estabelecido pelo Módulo 8 do PRODIST.	46
Figura 4.3 – Potências ativas para a rede sem gerador e em plena carga.	46
Figura 4.4 – Potências reativas para a rede sem gerador e em plena carga.	47

Figura 4.5 – Tensões para a rede sem gerador e com 50% da carga. As linhas pontilhadas representam o limite de tensão estabelecido pelo Módulo 8 do PRODIST.	47
Figura 4.6 – Tensões na barra 2 para a rede sem gerador e com 50% da carga. As linhas pontilhadas representam o limite de tensão estabelecido pelo Módulo 8 do PRODIST.	48
Figura 4.7 – Potências ativas para a rede sem gerador e com 50% da carga.	48
Figura 4.8 – Potências reativas para a rede sem gerador e com 50% da carga.	49
Figura 4.9 – Tensões na fase A para a rede em plena carga e com 1 gerador de 2 kW no nó 8 . As linhas pontilhadas representam o limite de tensão estabelecido pelo Módulo 8 do PRODIST.	50
Figura 4.10–Tensões na fase B para a rede em plena carga e com 1 gerador de 2 kW no nó 8 . As linhas pontilhadas representam o limite de tensão estabelecido pelo Módulo 8 do PRODIST.	50
Figura 4.11–Tensões na fase C para a rede em plena carga e com 1 gerador de 2 kW no nó 8 . As linhas pontilhadas representam o limite de tensão estabelecido pelo Módulo 8 do PRODIST.	51
Figura 4.12–Tensões na barra 2 para a rede em plena carga e com 1 gerador de 2 kW no nó 8 . As linhas pontilhadas representam o limite de tensão estabelecido pelo Módulo 8 do PRODIST.	51
Figura 4.13–Potências Ativas na fase A para a rede em plena carga e com 1 gerador de 2 kW no nó 8.	52
Figura 4.14–Potências Ativas na fase B para a rede em plena carga e com 1 gerador de 2 kW no nó 8.	52
Figura 4.15–Potências Ativas na fase C para a rede em plena carga e com 1 gerador de 2 kW no nó 8.	53
Figura 4.16–Potências reativas na fase A para a rede em plena carga e com 1 gerador de 2 kW no nó 8.	53
Figura 4.17–Potências reativas na fase B para a rede em plena carga e com 1 gerador de 2 kW no nó 8.	54
Figura 4.18–Potências reativas na fase C para a rede em plena carga e com 1 gerador de 2 kW no nó 8.	54
Figura 4.19–Tensões na fase A para a rede em plena carga com 8 geradores de 2 kW no nó 8, 1 gerador de 3 kW no nó 4 e 1 gerador de 2,5 kW no nó 13. As linhas pontilhadas representam o limite de tensão estabelecido pelo Módulo 8 do PRODIST.	55

Figura 4.20–Tensões na fase B para a rede em plena carga com 8 geradores de 2 kW no nó 8, 1 gerador de 3 kW no nó 4 e 1 gerador de 2,5 kW no nó 13. As linhas pontilhadas representam o limite de tensão estabelecido pelo Módulo 8 do PRODIST.	55
Figura 4.21–Tensões na fase C para a rede em plena carga com 8 geradores de 2 kW no nó 8, 1 gerador de 3 kW no nó 4 e 1 gerador de 2,5 kW no nó 13. As linhas pontilhadas representam o limite de tensão estabelecido pelo Módulo 8 do PRODIST.	56
Figura 4.22–Tensões na barra 2 para a rede em plena carga com 8 geradores de 2 kW no nó 8, 1 gerador de 3 kW no nó 4 e 1 gerador de 2,5 kW no nó 13. As linhas pontilhadas representam o limite de tensão estabelecido pelo Módulo 8 do PRODIST.	56
Figura 4.23–Potências ativas na fase A para a rede em plena carga com 8 geradores de 2 kW no nó 8, 1 gerador de 3 kW no nó 4 e 1 gerador de 2,5 kW no nó 13.	57
Figura 4.24–Potências ativas na fase B para a rede em plena carga com 8 geradores de 2 kW no nó 8, 1 gerador de 3 kW no nó 4 e 1 gerador de 2,5 kW no nó 13.	57
Figura 4.25–Potências ativas na fase C para a rede em plena carga com 8 geradores de 2 kW no nó 8, 1 gerador de 3 kW no nó 4 e 1 gerador de 2,5 kW no nó 13.	58
Figura 4.26–Potências reativas na fase A para a rede em plena carga com 8 geradores de 2 kW no nó 8, 1 gerador de 3 kW no nó 4 e 1 gerador de 2,5 kW no nó 13.	58
Figura 4.27–Potências reativas na fase B para a rede em plena carga com 8 geradores de 2 kW no nó 8, 1 gerador de 3 kW no nó 4 e 1 gerador de 2,5 kW no nó 13.	59
Figura 4.28–Potências reativas na fase C para a rede em plena carga com 8 geradores de 2 kW no nó 8, 1 gerador de 3 kW no nó 4 e 1 gerador de 2,5 kW no nó 13.	59
Figura 4.29–Tensões na fase A para a rede com 50% da carga e com 1 gerador de 2 kW no nó 8 . As linhas pontilhadas representam o limite de tensão estabelecido pelo Módulo 8 do PRODIST.	60
Figura 4.30–Tensões na fase B para a rede com 50% da carga e com 1 gerador de 2 kW no nó 8 . As linhas pontilhadas representam o limite de tensão estabelecido pelo Módulo 8 do PRODIST.	61
Figura 4.31–Tensões na fase C para a rede com 50% da carga e com 1 gerador de 2 kW no nó 8 . As linhas pontilhadas representam o limite de tensão estabelecido pelo Módulo 8 do PRODIST.	61

Figura 4.32–Tensões na barra 2 para a rede com 50% da carga e com 1 gerador de 2 kW no nó 8. As linhas pontilhadas representam o limite de tensão estabelecido pelo Módulo 8 do PRODIST.	62
Figura 4.33–Potências Ativas na fase A para a rede com 50 % da carga e com 1 gerador de 2 kW no nó 8.	62
Figura 4.34–Potências Ativas na fase B para a rede com 50 % da carga e com 1 gerador de 2 kW no nó 8.	63
Figura 4.35–Potências Ativas na fase C para a rede com 50 % da carga e com 1 gerador de 2 kW no nó 8.	63
Figura 4.36–Potências reativas na fase A para a rede com 50 % da carga e com 1 gerador de 2 kW no nó 8.	64
Figura 4.37–Potências reativas na fase B para a rede com 50 % da carga e com 1 gerador de 2 kW no nó 8.	64
Figura 4.38–Potências reativas na fase C para a rede com 50 % da carga e com 1 gerador de 2 kW no nó 8.	65
Figura 4.39–Tensões na fase A para a rede com 50% da carga e com 8 geradores de 2 kW no nó 8, 1 gerador de 3 kW no nó 4 e 1 gerador de 2,5 kW no nó 13. As linhas pontilhadas representam o limite de tensão estabelecido pelo Módulo 8 do PRODIST.	66
Figura 4.40–Tensões na fase B para a rede com 50% da carga e com 8 geradores de 2 kW no nó 8, 1 gerador de 3 kW no nó 4 e 1 gerador de 2,5 kW no nó 13. As linhas pontilhadas representam o limite de tensão estabelecido pelo Módulo 8 do PRODIST.	66
Figura 4.41–Tensões na fase C para a rede com 50% da carga e com 8 geradores de 2 kW no nó 8, 1 gerador de 3 kW no nó 4 e 1 gerador de 2,5 kW no nó 13. As linhas pontilhadas representam o limite de tensão estabelecido pelo Módulo 8 do PRODIST.	67
Figura 4.42–Tensões na barra 2 para a rede com 50% da carga e com 1 gerador de 2 kW no nó 8. As linhas pontilhadas representam o limite de tensão estabelecido pelo Módulo 8 do PRODIST.	67
Figura 4.43–Potências ativas na fase A para a rede com 50 % da carga e com 8 geradores de 2 kW no nó 8, 1 gerador de 3 kW no nó 4 e 1 gerador de 2,5 kW no nó 13.	68
Figura 4.44–Potências ativas na fase B para a rede com 50 % da carga e com 8 geradores de 2 kW no nó 8, 1 gerador de 3 kW no nó 4 e 1 gerador de 2,5 kW no nó 13.	68
Figura 4.45–Potências ativas na fase C para a rede com 50 % da carga e com 8 geradores de 2 kW no nó 8, 1 gerador de 3 kW no nó 4 e 1 gerador de 2,5 kW no nó 13.	69

Figura 4.46–Potências reativas na fase A para a rede com 50 % da carga com 8 geradores de 2 kW no nó 8, 1 gerador de 3 kW no nó 4 e 1 gerador de 2,5 kW no nó 13.	69
Figura 4.47–Potências reativas na fase B para a rede com 50 % da carga com 8 geradores de 2 kW no nó 8, 1 gerador de 3 kW no nó 4 e 1 gerador de 2,5 kW no nó 13.	70
Figura 4.48–Potências reativas na fase C para a rede com 50 % da carga com 8 geradores de 2 kW no nó 8, 1 gerador de 3 kW no nó 4 e 1 gerador de 2,5 kW no nó 13.	70
Figura 4.49–Tensões nas fases do nó 8 para a rede em plena e carga com 1 gerador de 2 kW no nó 8	72
Figura 4.50–Tensões nas fases do nó 15 para a rede em plena e carga com 1 gerador de 2 kW no nó 8	73
Figura 4.51–Tensões nas fases do nó 8 para a rede em plena carga com 8 geradores de 2 kW no nó 8, 1 gerador de 3 kW no nó 4 e 1 gerador de 2,5 kW no nó 13	73
Figura 4.52–Tensões nas fases do nó 15 para a rede em plena carga com 8 geradores de 2 kW no nó 8, 1 gerador de 3 kW no nó 4 e 1 gerador de 2,5 kW no nó 13	74
Figura 4.53–Tensões nas fases do nó 8 para a rede com 50 % da carga e com 1 gerador de 2 kW no nó 8	74
Figura 4.54–Tensões nas fases do nó 15 para a rede com 50 % da carga e com 1 gerador de 2 kW no nó 8	75
Figura 4.55–Tensões nas fases do nó 8 para a rede com 50 % da carga e com 8 geradores de 2 kW no nó 8, 1 gerador de 3 kW no nó 4 e 1 gerador de 2,5 kW no nó 13	75
Figura 4.56–Tensões nas fases do nó 15 para a rede com 50 % da carga e com 8 geradores de 2 kW no nó 8, 1 gerador de 3 kW no nó 4 e 1 gerador de 2,5 kW no nó 13	76

LISTA DE TABELAS

Tabela 3.1 – Comportamento do módulo de tensão na barra de carga para diferentes fatores de potência do gerador distribuído (BORGES, 2014).	39
Tabela 3.2 – Dados do equivalente da rede	40
Tabela 3.3 – Dados do transformador abaixador	40
Tabela 3.4 – Características da máquina de indução (MATWORKS, 2015).	41
Tabela 3.5 – Classificação da Tensão de Atendimento (TA) em Tensão Nominal igual ou inferior a 1 kV (220/127) (ANEEL, 2019b).	43
Tabela 3.6 – Estratificação das VTCD com base nos níveis de sensibilidade das diversas cargas (ANEEL, 2019b).	44
Tabela 4.1 – Potências nos transformadores e perdas totais para a rede em plena carga e com 1 gerador de 2 kW no nó 8.	50
Tabela 4.2 – Valores medidos no gerador	52
Tabela 4.3 – Potências nos transformadores e perdas totais para a rede em plena carga com 8 geradores de 2 kW no nó 8, 1 gerador de 3 kW no nó 4 e 1 gerador de 2,5 kW no nó 13.	57
Tabela 4.4 – Valores medidos no gerador do nó 4	59
Tabela 4.5 – Valores medidos no gerador equivalente do nó 8	60
Tabela 4.6 – Valores medidos no gerador do nó 13	60
Tabela 4.7 – Potências nos transformadores e perdas totais para a rede com 50 % da carga e com 1 gerador de 2 kW no nó 8.	63
Tabela 4.8 – Valores medidos no gerador	65
Tabela 4.9 – Potências nos transformadores e perdas totais para a rede com 50 % da carga com 8 geradores de 2 kW no nó 8, 1 gerador de 3 kW no nó 4 e 1 gerador de 2,5 kW no nó 13.	68
Tabela 4.10–Valores medidos no gerador do nó 4	69
Tabela 4.11–Valores medidos no gerador equivalente do nó 8	70
Tabela 4.12–Valores medidos no gerador do nó 13	71
Tabela A.1–Dados das cargas	81
Tabela A.2–Dados dos ramos	82

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

GD	- Geração distribuída.
ANEEL	- Agência Nacional de Energia Elétrica
PRODIST	- Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica do Sistema Elétrico Nacional
microCHP	- Micro Combined Heat and Power

LISTA DE SÍMBOLOS

V_{TH}	- Tensão equivalente de Thévenin
Z_{TH}	- Impedância equivalente de Thévenin
T_E	- Torque elétrico
T_M	- Torque mecânico
s	- Escorregamento do rotor
ω_s	- Velocidade síncrona
ω_r	- Velocidade do rotor
R_R	- Resistência do rotor
R_S	- Resistência do estator
X_R	- Reatância do rotor
X_S	- Reatância do estator
L_R	- Indutância do rotor
L_M	- Indutância mútua
L_S	- Indutância do estator
I_R	- Corrente do rotor
I_S	- Corrente do estator

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	21
1.1	Objetivos	22
1.2	Organização do trabalho	22
2	SISTEMAS DE GERAÇÃO EÓLICA	23
2.1	Energia eólica	23
2.2	Características do sistema de geração eólica	24
2.2.1	Grupos Eólico-Elétricos Assíncronos	25
2.2.2	Grupos Eólico-Elétricos Síncronos	26
2.3	Potência do vento	29
2.4	Análise dos impactos da geração eólica nas redes de distribuição	32
2.4.1	Operação e controle	32
2.4.2	Nível de tensão na integração e interconexão	33
2.4.3	Distorções na forma de onda da tensão: harmônicas	33
2.4.4	Requisitos do sistema de proteção	33
2.5	Análise dos impactos da microgeração	33
2.5.1	Fluxo de potência	33
2.5.1.1	Fluxo de potência inverso	34
2.5.2	Variação de tensão	34
2.5.3	Harmônicas	34
3	METODOLOGIA	37
3.1	Rede elétrica	37
3.2	Máquina de indução	40
3.3	Componentes do sistema de geração	41
3.4	Simulação da rede elétrica	42
4	ANÁLISE DA INFLUÊNCIA DO NÍVEL DE PENETRAÇÃO DA GD	45
4.1	Resultados para a rede sem gerador	45
4.1.1	Plena Carga	45
4.1.2	50% da carga	46
4.2	Resultados para a rede com gerador e velocidade do vento constante	49
4.2.1	Rede com 1 gerador de 2 kW no nó 8	49
4.2.2	Rede com 8 geradores de 2 kW no nó 8, 1 gerador de 3 kW no nó 4 e 1 gerador de 2,5 kW no nó 13	53
4.3	Rede com 50 % da carga	60

4.3.1	Rede com 1 gerador de 2 kW no nó 8	60
4.3.1.1	Rede com 8 geradores de 2 kW no nó 8, 1 gerador de 3 kW no nó 4 e 1 gerador de 2,5 kW no nó 13	64
4.4	Resultados para a rede com gerador e velocidade do vento variável	71
4.4.1	Plena Carga	71
4.4.1.1	Rede com 1 gerador de 2 kW no nó 8	71
4.4.1.2	Rede com 8 geradores de 2 kW no nó 8, 1 gerador de 3 kW no nó 4 e 1 gerador de 2,5 kW no nó 13	71
4.4.2	Rede com 50 % da carga	71
4.4.2.1	Rede com 1 gerador de 2 kW no nó 8	71
4.4.2.2	Rede com 8 geradores de 2 kW no nó 8, 1 gerador de 3 kW no nó 4 e 1 gerador de 2,5 kW no nó 13	72
5	CONCLUSÃO	77
	ANEXOS	79
	ANEXO A – DADOS COMPLEMENTARES DA REDE	81
	REFERÊNCIAS	83

1 INTRODUÇÃO

A crise energética pela qual o Brasil passou em 2001 tornou a questão de suprimento de energia um grande fator de preocupação para o país (LUIZ, 2012). Diante disto, o governo passou a incentivar os investimentos em geração e em fontes alternativas de energia, surgindo o PROINFA, Programa de Incentivos às Fontes Alternativas de Energia Elétrica que, de acordo com a ANEEL, “tem o objetivo de aumentar a participação de fontes alternativas renováveis (pequenas centrais hidrelétricas, usinas eólicas e empreendimentos termelétricos a biomassa) na produção de energia elétrica, privilegiando empreendedores que não tenham vínculos societários com concessionárias de geração, transmissão ou distribuição (ANEEL, 2016).” Surgiram também novos agentes no mercado de energia: os Produtores Independentes de Energia (PIE), definido pelo decreto nº 2003 de 10/09/1996 como “pessoa jurídica ou consórcio que recebe concessão ou autorização para produção de energia elétrica destinada ao comércio de toda ou parte da energia produzida, por sua conta e risco” e os Autoprodutores de Energia Elétrica (APE) que, segundo este mesmo decreto, é definido como pessoa física, jurídica ou empresas reunidas em consórcio, que recebam concessão ou autorização para produzir energia elétrica para o seu uso exclusivo.” Dentre as diversas regulamentações estabelecidas por este decreto está a garantia de que os APE e PIE tenham acesso aos sistemas de distribuição para utilização e comercialização da energia produzida, com a condição de pagamento do transporte necessário, ainda que com os devidos descontos. Diante de todo este contexto, a geração distribuída (GD) surgiu como nova possibilidade de exploração do mercado de energia (LUIZ, 2012).

A Geração distribuída (GD) se iniciou no Brasil na década de 90, com a reestruturação do setor elétrico, a partir do qual o governo passou a incentivar empresas privadas a investirem na produção de energia elétrica. Um de seus principais benefícios é a diversificação da tecnologia empregada, refletindo em um maior emprego de fontes alternativas. Além disso, ela possibilita menores investimentos na transmissão e distribuição de energia e pode reduzir as perdas elétricas neste sistema, o que reflete em maior confiabilidade do sistema e menores riscos de instabilidade. Além destes benefícios, há também outros fatores que justificam a sua expansão no país, como baixos custos de construção, operação e manutenção das unidades de geração, rápido atendimento ao crescimento da demanda ou à demanda reprimida e menores tempos de instalação de suas unidades (LUIZ, 2012).

Atualmente, o Brasil possui 674,4 MW de potência instalada em geração distribuída, sendo que a energia solar corresponde a 74 % desta potência e 74,7 % das conexões da GD são residenciais (ANEEL, 2019a).

Este trabalho considerou a microgeração distribuída que, segundo a Resolução Normativa nº 482 da ANEEL, pode ser definida da seguinte maneira: “central geradora de

energia elétrica, com potência instalada menor ou igual a 75 kW e que utilize cogeração qualificada, conforme regulamentação da ANEEL, ou fontes renováveis de energia elétrica, conectada na rede de distribuição por meio de instalações de unidades consumidoras” ([ANEEL, 2012](#)).

1.1 Objetivos

Este trabalho tem como principais objetivos:

- Estudo sobre os componentes e funcionamento da microgeração eólica, assim como seu impacto no sistema elétrico;
- Estudo do critério de conexão para inserção em uma rede de baixa tensão;
- Criação de conjunto de procedimentos para verificar a influência dos microgeradores eólicos na rede elétrica em regime permanente e em regime transitório, analisando os impactos dos geradores na variação de tensão e das potências ativas e reativas nos nós e as perdas de potência nas linhas da rede.

1.2 Organização do trabalho

Esta monografia será apresentada da seguinte forma: No capítulo 2, será feita uma breve introdução sobre a energia eólica e, em seguida, serão descritas as características do sistema de geração eólica e seus impactos nas redes de distribuição. O capítulo 3 apresenta a metodologia utilizada no projeto, descrevendo as características, parâmetros e componentes da rede utilizada. No capítulo 4 há os resultados obtidos com a simulação da rede elétrica. Por fim, no capítulo 5 há a conclusão do trabalho.

2 SISTEMAS DE GERAÇÃO EÓLICA

2.1 Energia eólica

O vento é gerado a partir da associação entre a energia solar e a rotação planetária. Ele pode ser considerado fonte de renovável de energia, uma vez que todos os planetas envoltos por gases no sistema solar possuem variadas formas de circulação atmosférica e apresentam ventos em sua superfície, sendo um mecanismo solar planetário que já dura há bilhões de anos.

Estima-se que os primeiros aproveitamentos da força do vento tenham sido aplicados em máquinas que utilizavam a força aerodinâmica de arrasto, sobre placas ou velas, para produzir trabalho, há milhares de anos no Oriente. Os eventos marcantes ocorridos na idade média, como as cruzadas e as grandes navegações impulsionaram um uso em maior escala das forças aerodinâmicas de sustentação e maior eficiência das máquinas eólicas. No século XIX, na Holanda, essas máquinas já eram aplicadas amplamente como fonte de energia, principalmente em moagem de grãos, serrarias e bombeamento d'água.

Outro surto de aplicação em larga escala de máquinas eólicas ocorreu nos Estados Unidos, no século XIX, após a abolição da escravidão. Em 1863 houve a disseminação da utilização do catavento multipá para bombeamento d'água, que chegou a ser produzido industrialmente em larga escala, possibilitando preço acessível a grande parte da população.

A partir da década de 1930, iniciou-se nos Estados Unidos uma ampla utilização de pequenos aerogeradores para carregamento de baterias, possibilitando o acesso à energia elétrica aos habitantes do meio rural. Entre 1930 e 1960 estes aerogeradores passaram a ser produzidos em grande quantidade e exportados para diversos países. O uso de turbinas eólicas de grande porte para completar a geração de eletricidade já existe desde a década de 1940, a quando ocorreram os primeiros aproveitamentos eólio-elétricos nos Estados Unidos (Smith-Putnam) e Dinamarca (Gedser), ainda em fase experimental. Em 1955 surgiram na Alemanha as primeiras turbinas eólicas com pás fabricadas em materiais compostos, controle de passo e torre tubular esbelta, sendo precursora das atuais turbinas eólicas.

No Brasil, a utilização da energia eólica para a geração de eletricidade teve início entre as décadas de 1970 e 1980, após a primeira grande crise do petróleo. Nesta época, foi desenvolvida a turbina DEBRA 100kW, em conjunto entre os institutos de pesquisa aeroespacial do Brasil e da Alemanha (DEBRA = DEutsche BRAsileira) ([AMARANTE et al., 2001](#)).

2.2 Características do sistema de geração eólica

A geração da energia eólica ocorre a partir da energia cinética do vento captada pela turbina, que passa através da área varrida pelo rotor e é transformada em energia mecânica de rotação. Parte desta energia mecânica é transformada em elétrica pelo eixo do rotor acionando o gerador elétrico. Com o avanço da tecnologia das estações eólicas pelo mundo, os geradores eólicos têm apresentado um aumento progressivo nas dimensões e na capacidade de geração. A partir da Fig. 2.1 é possível comparar as dimensões típicas das turbinas eólicas presentes no mercado nos anos 2000 com as do Boeing 747 (RUNCOS et al., 2000).

Atualmente, a General Electric (GE) está desenvolvendo na França a turbina de maior potência do mundo, a Haliade-X. Ela terá uma capacidade de 12 MW, uma altura de 260 m e produzirá energia para suprir até 16 mil residências. Suas pás terão uma extensão de 107 metros e seus rotores, 220 metros. Esse projeto protótipo foi anunciado em março de 2018, com a motivação de diminuir o custo da energia eólica offshore (LIMA, 2019).

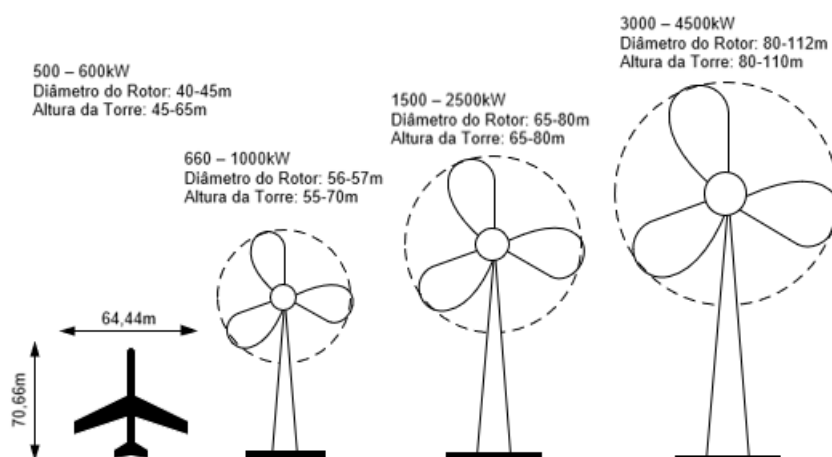


Figura 2.1: Dimensões típicas das turbinas eólicas no mercado nos anos 2000 comparando com as dimensões do Boeing 747 (RUNCOS et al., 2000).

Os rotores das turbinas eólicas são fabricados de forma a atender os requisitos de peso, rigidez e aerodinâmica, características de estruturas aeronáuticas.

A geração de energia elétrica ocorre para uma velocidade do vento com valores acima de 2,5 m/s. Para valores inferiores a esta velocidade, não ocorre o devido aproveitamento do conteúdo energético. Para velocidades do vento entre 2,5 m/s e 12 m/s, a potência disponível no eixo do gerador tem um aumento proporcional ao cubo da velocidade do vento. Neste intervalo, se inicia o processo de conversão eletromecânica da energia do vento. Para velocidades entre 12 m/s e 25 m/s, a potência permanece constante. Para este intervalo, ativa-se o sistema de limitação automático de potência da turbina, que pode ser por controle do ângulo de passo das pás ou por estol aerodinâmico, dependendo do

modelo da turbina. Quando a velocidade do vento ultrapassa 25m/s, o sistema automático de proteção é ativado, reduzindo a rotação das pás e desconectando o gerador da rede elétrica (RUNCOS et al., 2000).

A Fig. 2.2 ilustra o comportamento da potência em função da velocidade do vento.

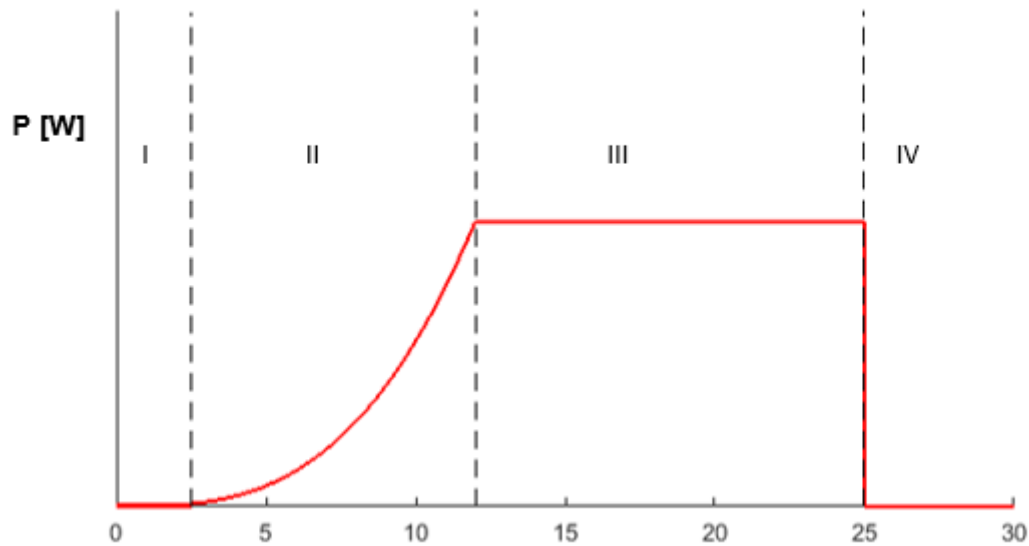


Figura 2.2: Curva da potência em função da velocidade do vento (RUNCOS et al., 2000).

Como o vento possui velocidade variável, a turbina eólica não consegue transformar a energia eólica em mecânica mantendo a rotação do eixo constante. Diante disso, é necessário que haja um gerador eólico elétrico que seja capaz de gerar energia elétrica e entregar a rede com frequência constante. Além disso, esses geradores possuem baixa rotação desenvolvida pela turbina eólica (RUNCOS et al., 2000).

Os geradores eólicos- elétricos são divididos em dois grupos: Eólico-Elétricos Assíncronos e Eólico-Elétricos síncronos.

2.2.1 Grupos Eólico-Elétricos Assíncronos

A principal característica deste grupo é o eixo da turbina acoplado ao eixo de um gerador assíncrono trifásico, que pode ser com rotor de gaiola ou rotor bobinado. Entre a turbina eólica e o gerador é acoplado um amplificador de velocidade, uma vez que este grupo de geradores opera com velocidade muito maior que o da turbina. O Grupo Eólico-Elétrico Assíncrono opera perfeitamente nas regiões II e III do gráfico apresentado na Fig 2.2.

2.2.2 Grupos Eólico-Elétricos Síncronos

Este grupo é assim denominado pelo fato de o eixo da turbina eólica estar acoplada ao eixo de um gerador síncrono trifásico, que pode ser com circuito de excitação independente no rotor ou ímãs permanentes no rotor.

Os geradores Grupo Eólico-Elétrico Síncrono com potência inferior a 1 MW, operam com uma velocidade muito superior à da turbina, necessitando acoplar um amplificador de velocidade entre a turbina e o gerador. Já para os geradores de maior potência, isto não é necessário, uma vez que eles são normalmente fabricados com um número muito grande de pólos e para uma frequência nominal baixa e, portanto, sua velocidade de operação é da mesma ordem que a da turbina. Neste caso, é necessário um acoplamento planetário entre a turbina e o gerador.

Abaixo, estão descritos os principais casos da conexão do gerador com a rede.

a) O gerador está conectado diretamente à rede elétrica operando com velocidade fixa

Neste grupo, há geradores síncronos e assíncronos, sendo que ambos operam com velocidade de rotação superior à da turbina, havendo a necessidade de um multiplicador de velocidade, normalmente de vários estágios. No gerador síncrono, não é possível a regulação de velocidade, uma vez que sua rotação é constante, exigindo sincronização com a rede. Já no gerador assíncrono é possível uma pequena variação de velocidade. Para aumentar esta variação, pode-se aplicar um gerador assíncrono de gaiola com duplo enrolamento no estator com polaridades diferentes (RUNCOS et al., 2000).

A Fig. 2.3 ilustra os dois tipos de geradores para esta configuração.

b) O gerador está conectado à rede elétrica através de um conversor

Para esta configuração, também pode haver geradores síncronos e assíncronos e ambos operam com velocidades superiores à da turbina, sendo necessário um multiplicador de velocidade. A grande vantagem deste grupo em relação ao descrito no item a, é uma maior eficiência na transformação de energia. Nesta configuração não há limite de potência, podendo ser empregada para qualquer potência respeitando apenas a critérios técnicos econômicos (RUNCOS et al., 2000).

A Fig. 2.4 apresenta esquematicamente este grupo.

c) Gerador Assíncrono Trifásico de Rotor Bobinado Duplamente Alimentado com Escovas [GATDACE]

Esta configuração é constituída de gerador assíncrono trifásico com rotor bobinado duplamente alimentado através de escovas [GATDACE], que permite uma variação da velocidade na ordem de $\pm 30\%$ em torno de sua rotação síncrona. Uma vez que a velocidade do gerador é superior que à da turbina, é necessário um multiplicador de

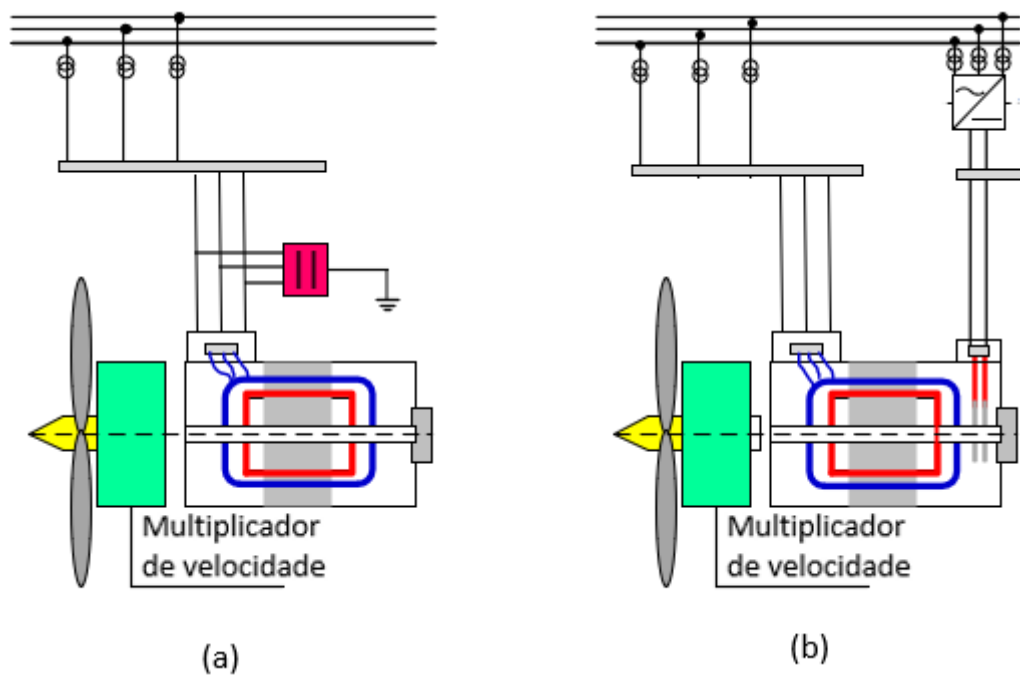


Figura 2.3: Grupo eólico-elétrico conectado diretamente à rede elétrica. a) Gerador assíncrono de gaiola. b) Gerador síncrono com excitação independente (RUNCOS et al., 2000).

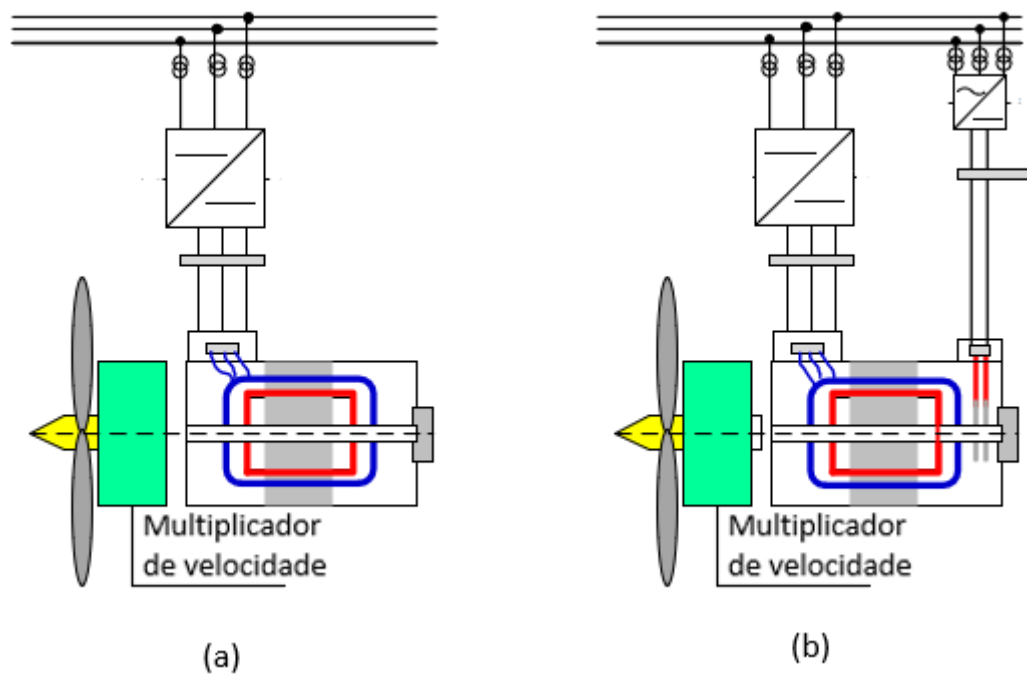


Figura 2.4: Grupo eólico-elétrico conectado à rede elétrica através de um conversor. a) Gerador assíncrono de gaiola. b) Gerador síncrono com excitação independente (RUNCOS et al., 2000).

velocidade, normalmente em vários estágios.

Suas grandes vantagens são o custo inicial baixo, a robustez e grande eficiência na transformação eletromecânica da energia dos ventos. Diante disto, os geradores deste grupo são bastante utilizados pelos fabricantes de grupos eólico-elétricos para potências da ordem de até 5MW. No entanto, a manutenção destes geradores possui custo elevado devido ao uso do multiplicador de velocidades e de escovas (RUNCOS et al., 2000).

A Fig. 2.5 ilustra o esquema desta configuração.

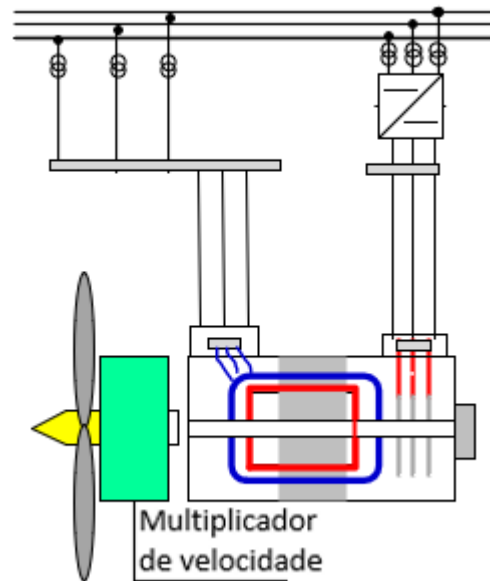


Figura 2.5: Grupo eólico-elétrico constituído de gerador assíncrono trifásico duplamente alimentado com escovas [GATDACE](RUNCOS et al., 2000).

d) Gerador Síncrono Trifásico conectado à rede através de um conversor sem multiplicador de velocidade

Este grupo é constituído de um gerador síncrono trifásico com excitação independente ou com rotor de ímãs permanentes. Este rotor possui um grande número de polos, apresentando, portanto, uma baixa velocidade de rotação.

Para os geradores deste grupo, não há a necessidade de um multiplicador de velocidade, apenas é necessário um planetário de um único estágio com custo e manutenção menor.

Uma vez que os geradores deste grupo possuem uma grande eficiência na transformação eletromecânica da energia dos ventos e não necessitam de um multiplicador de velocidade, eles são utilizados por alguns fabricantes de grupos eólico-elétricos para potências da ordem de até 5MW. No entanto, eles possuem as desvantagens de necessitar de filtros para evitar a poluição da rede através dos harmônicos provenientes do conversor e de possuírem um custo inicial elevado. (RUNCOS et al., 2000)

A Fig. 2.6 ilustra o esquema desta configuração.

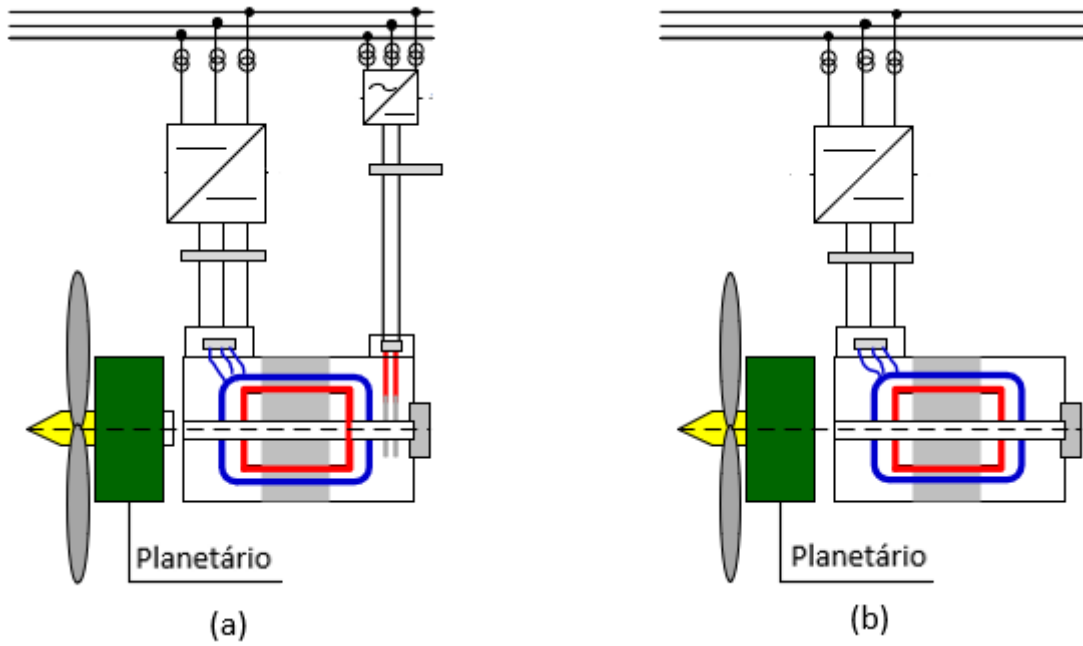


Figura 2.6: Grupo eólico-elétrico conectado à rede elétrica através de um conversor. a) Gerador síncrono com excitação independente b) Gerador síncrono de ímãs permanente (RUNCOS et al., 2000).

2.3 Potência do vento

A turbina eólica não é capaz de aproveitar toda potência disponível pelo vento durante a conversão de energia elétrica. O coeficiente que determina a parcela da potência eólica disponível que é extraída pelas pás do rotor é denominado C_p .

A Fig. 2.7 apresenta o esquema utilizado pelo físico alemão Albret Betz para se determinar o valor máximo deste coeficiente.

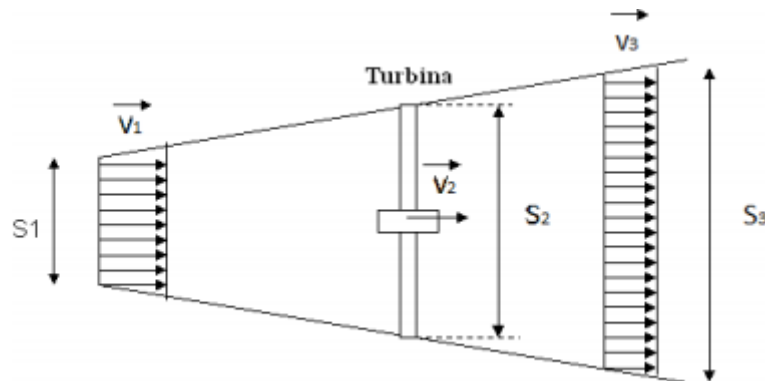


Figura 2.7: Esquema utilizado pelo físico Albret Betz para se determinar o máximo valor de C_p (PEREIRA, 2011).

Albret fez as seguintes considerações: v_1 corresponde à velocidade do vento na região anterior às pás, v_2 a velocidade do vento nas pás e v_3 a velocidade do vento depois

das pás. Utilizando este esquema, foi possível calcular a potência extraída do vento através da Equação 2.1.

$$E_{ex} = \frac{1}{2}m(v_1^2 - v_3^2) \quad (2.1)$$

Caso a velocidade do vento não seja alterada, v_3 é igual a v_1 e, portanto, não há potência extraída. O mesmo acontece para uma velocidade do vento nula, uma vez que não há fluxo da massa de ar. O máximo de potência extraída ocorre para uma velocidade entre v_1 e v_3 , sendo que se a velocidade no rotor v_2 for conhecida ela pode ser calculada. O valor de v_2 é fornecido através da equação 2.2 abaixo.

$$m = \rho * A * v_2 \quad (2.2)$$

Sendo que ρ corresponde à densidade do ar.

É possível obter a relação entre as velocidades v_1 , v_2 e v_3 através do teorema de Rankie-Froude:

$$v_2 = \frac{v_1 + v_3}{2} \quad (2.3)$$

Substituindo na equação 2.1 as equações 2.2 e 2.3 obtém-se:

$$E_{ex} = \frac{1}{2}\rho A v_1^3 \frac{1}{2} \left[1 + \frac{v_3}{v_1}\right] \left[1 + \left(\frac{v_3}{v_1}\right)^2\right] \quad (2.4)$$

É possível determinar a eficiência do funcionamento da turbina eólica e a energia produzida durante a potência disponível no vento através do coeficiente C_p , que representa o coeficiente de potência e é calculado através da equação de Betz:

$$C_p = \frac{P}{\frac{1}{2}\rho v_{wind}^3 A_{rotor}} \quad (2.5)$$

Sendo que ρ é a densidade do ar, A_{rotor} é a área de varredura do rotor, P a energia produzida para uma certa velocidade do vento e v é a velocidade do vento longe da influência da turbina eólica.

A Fig. 2.8 ilustra a distribuição do coeficiente de potência C_p em função de v_1/v_3 .

Para uma temperatura de 15 °C e uma pressão de 1013 hPa, considera-se a densidade do ar igual a 1,225 kg/m³. A Figura 2.9 ilustra as principais forças atuantes em uma pá de turbina eólica.

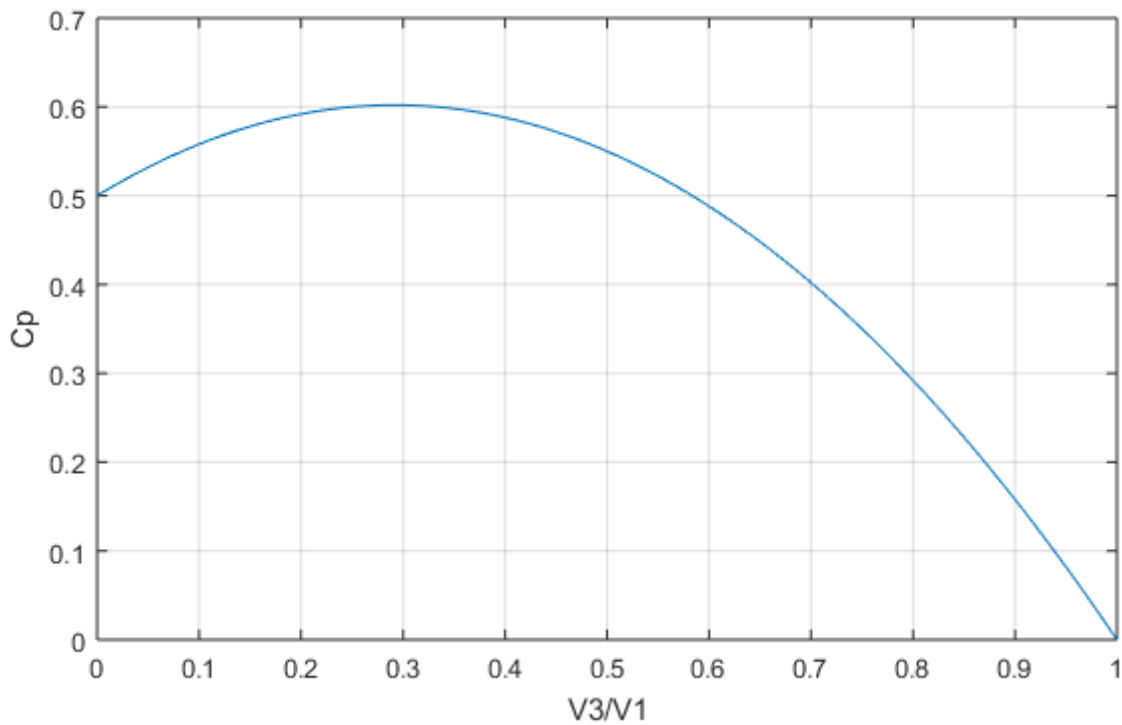


Figura 2.8: Distribuição de C_p em função de v_1/v_3 (PEREIRA, 2011).

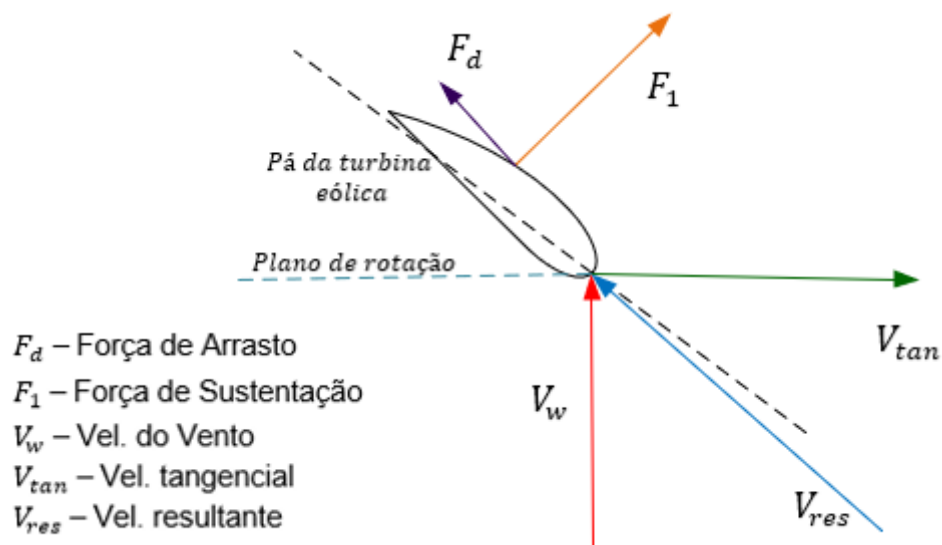


Figura 2.9: Principais forças atuantes em uma pá de turbina eólica (PEREIRA, 2011).

A partir da Fig. 2.9, é possível observar que a força de sustentação é perpendicular à velocidade resultante, que corresponde ao fluxo do vento visto pela pá, resultante da diferença vetorial entre a velocidade incidente do vento (V_w) e a velocidade tangencial da pá da turbina eólica (V_{tan}).

A figura 2.10 apresenta um gráfico do coeficiente de potência C_p em função dos

ângulos de ataque λ e de passo β .

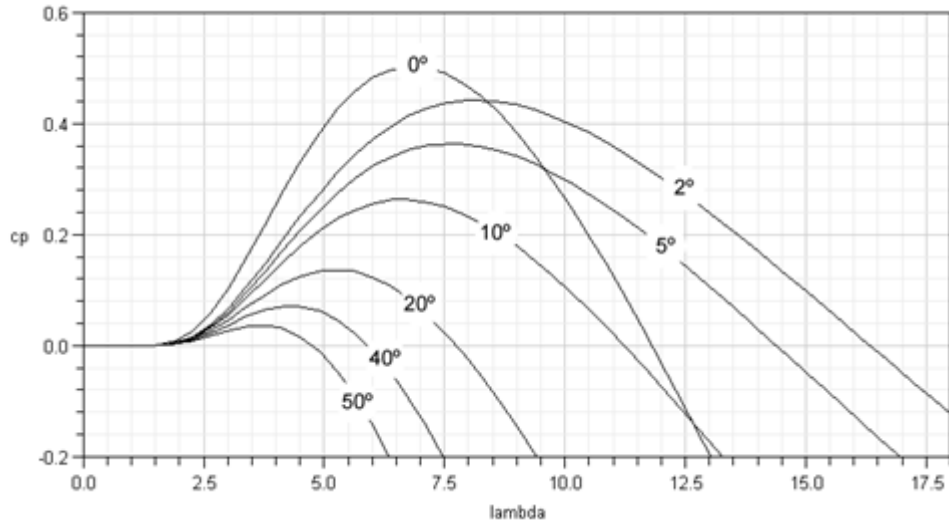


Figura 2.10: Características de $C_p(\lambda, \beta)$ traçadas em função de aproximação numérica (PEREIRA, 2011).

É possível observar uma forte relação do coeficiente de potência C_p com a função da razão de velocidades λ e o ângulo de passo das pás da turbina eólica β (PEREIRA, 2011).

2.4 Análise dos impactos da geração eólica nas redes de distribuição

2.4.1 Operação e controle

A tensão de saída de um gerador distribuído depende da variação da carga do local. Já a potência pode ser controlada independentemente deste carregamento. Este modo de controle é implementado se os custos de operação da geração distribuída seguem a variação da carga local ou a disponibilidade dos recursos naturais, como solar e eólico. Neste caso, a geração distribuída deve afetar negativamente a operação do controle de tensão da rede por aumentar a variação entre os níveis máximo e mínimo de tensão.

Se um disjuntor do sistema de distribuição abrir, pode haver um isolamento da unidade de geração distribuída, que continuará operando caso a perda de energia não seja detectada, sendo necessário que a unidade de geração distribuída seja capaz de combinar precisamente as potências ativas e reativas da carga no sistema isolado para que não ocorra danos à esta operação. No entanto, é muito improvável que esta combinação ocorra e, portanto, quando a unidade de geração distribuída tentar fornecer a carga, haverá uma grande variação de frequência ou tensão. Diante disto, torna-se necessário haver um sistema de detecção de perda de energia para desconectar automaticamente a unidade de geração distribuída em caso de perda, que permanecerá desconectada até o sistema ser corrigido (DULAU et al., 2013).

2.4.2 Nível de tensão na integração e interconexão

Uma vez que o fluxo de potência é, em geral, unidirecionais, a tensão se reduz à medida que se distancia do gerador ou do transformador. Estas quedas de tensões são previsíveis e elas são consideradas no projeto da rede, de forma que a tensão esteja dentro da tolerância. Quando o GD é conectado à rede, o fluxo de corrente é alterado ou mesmo invertido, e a tensão geralmente aumenta para um nível imprevisível. Torna-se, portanto, necessário encontrar o máximo limite tolerável da tensão, restringindo a capacidade do GD que pode ser conectado com o sistema, particularmente a um baixo nível de tensão (DULAU et al., 2013).

2.4.3 Distorções na forma de onda da tensão: harmônicas

A conexão de uma unidade de GD pode influenciar o nível da distorção harmônica se for um conversor ou uma máquina rotativa. Embora as interfaces da eletrônica de potência ofereçam suportes avançados no sistema, elas injetam correntes harmônicas na rede. Dependendo da topologia do sistema e da impedância no ponto da conexão, pode ocorrer um nível elevado de harmônica em pontos locais ou mesmo por toda a rede.

Uma vez que os geradores rotativos possuem um núcleo não linear, eles também podem injetar harmônicas na rede. A relevância deste impacto depende dos detalhes específicos do GD e das características da rede (DULAU et al., 2013).

2.4.4 Requisitos do sistema de proteção

Uma vez que as características do GD são variáveis (potência nominal, modo de operação, tecnologia usada), assim como sua localização e a configuração da rede à qual ele está conectado, o impacto do GD na proteção contra sobrecorrente deve variar, impactando o esquema de proteção da rede de distribuição. Tal esquema não será afetado caso o sistema de proteção seja capaz de detectar a falha e rapidamente desconectar a unidade do GD da rede. No entanto, se esta falha não for detectada, a rede poderá ser danificada (DULAU et al., 2013).

2.5 Análise dos impactos da microgeração

2.5.1 Fluxo de potência

Todos os dispositivos conectados eletricamente na rede têm o potencial de aumentar o fluxo de potência de baixa tensão. No caso de tecnologias para geração de energia, como sistemas fotovoltaicos, o aumento deste fluxo ocorre devido à sua capacidade de exportar potência da rede (M.SASSO et al., 2014).

2.5.1.1 Fluxo de potência inverso

Os sistemas de potência foram desenvolvidos para fluxos de potências unidirecionais. O aumento significativo da geração em redes de baixa tensão tem a capacidade de inverter o fluxo convencional da energia elétrica de forma que este volte através dos níveis de tensão. Esta inversão pôde ser verificada durante um estudo de Sulka e Jenkins, que modelaram um fluxo de potência associado com 150 residências equipadas com microCHP (*Micro Combined Heat and Power*). Elas observaram uma forte inversão do fluxo de potência nos picos de demanda pela manhã (M.SASSO et al., 2014).

Embora Burt. Et al. também tenham observado uma inversão no fluxo para médias e altas tensões em seu estudo, apenas nas microgerações houve uma inversão de fluxo com penetração próxima a 100 % (BURT et al., 2008).

2.5.2 Variação de tensão

Um dos principais impactos da microgeração ocorre na tensão predominante da rede local. Enquanto a injeção de potência em uma rede de microgeração leva a um aumento de tensão, a conexão de cargas adicionais tem um efeito contrário (M.SASSO et al., 2014).

Thomson e Infield analisaram a variação da tensão em uma rede de baixa tensão no Reino Unido, cuja tensão nominal é de 230 V, ao se integrar variadas tecnologias de micro-CHP no modelo calibrado desta rede. Na condição de alta penetração, eles puderam observar que a tensão ultrapassou 253 V, máximo permitido pela EN 50160, que estipula que apresentar uma variação de no máximo 10% da nominal (THOMSON; INFELD, 2007).

2.5.3 Harmônicas

Nas condições ideais, as formas de onda da tensão e de corrente entregues a uma carga são puramente senoidais, com a frequência fundamental. No entanto, conforme pode-se observar pela Fig. 2.11, em um sistema de potência real, há distorções em ambas as formas de onda. Quando a forma de onda é puramente senoidal, há uma distorção de 0%, já em ondas quadradas há uma distorção de 50%. As formas de onda distorcidas podem ser formadas a partir da combinação de diversas ondas senoidais de frequências que são múltiplos inteiros da frequência fundamental. A magnitude da forma de onda não fundamental dividida pela da fundamental resultada na distorção harmônica total (DHT) e, de acordo com a EN 50160, ela não pode ultrapassar 8% (APPLICATION..., 1995).

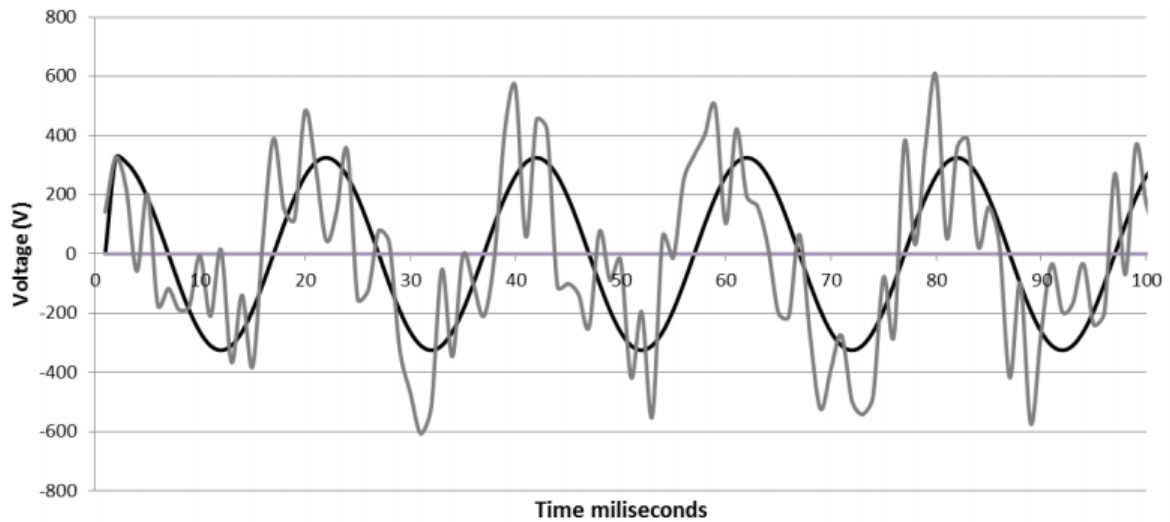


Figura 2.11: Formas de onda com e sem distorção (M.SASSO et al., 2014).

Badea et al realizaram um estudo para analisar a qualidade da energia de um sistema híbrido de microgeração com uma unidade de motor Stirling de 9 kWe e um sistema fotovoltaico de 2 kWe. Os autores conectaram a saída de ambos a uma rede de baixa tensão através de um inversor antes de ser fornecida para a carga dentro de um edifício ou exportada para a rede. Eles puderam observar que a potência associada à carga possuía uma distorção harmônica superior à estipulada pela EN 50160, mesmo a corrente sendo senoidal e a potência da geração tendo baixa distorção harmônica. Isto aconteceu devido ao fato de que as cargas não eram lineares (BADEA et al., 2013).

3 METODOLOGIA

3.1 Rede elétrica

Um dos principais fatores técnicos responsáveis por limitar o nível de geração presente em sistemas de distribuição é o perfil de tensão em regime permanente.

Uma vez que a relação da reatância com a resistência (X/R) é elevada em sistemas de transmissão, é possível considerar que há um desacoplamento entre a potência ativa (P) e magnitude de tensão (V), e entre potência reativa (Q) e ângulo de tensão (θ). À medida que diminui a tensão, X/R também diminui, sendo que em redes de distribuição secundárias, este valor pode ser abaixo de 1,0. Diante disto, conclui-se que, para haver fluxo de tensão entre duas barras, é necessário que haja abertura angular e diferença entre as magnitudes de tensão das barras. Desta forma, para que um gerador ser capaz de exportar potência, é necessário aumentar a tensão da barra em que ele foi conectado.

A Fig. 3.1 ilustra o processo do aumento de tensão provocado pela conexão de um gerador distribuído (GD).

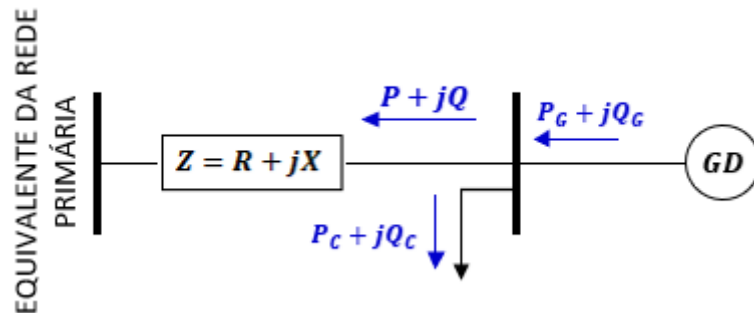


Figura 3.1: Representação simplificada de um sistema de distribuição com gerador distribuído (BORGES, 2014).

É possível calcular o fluxo de potência exportado pelo GD em direção à subestação através da seguinte equação:

$$S = P + jQ = \underline{V}_c * \underline{I}^* \quad (3.1)$$

Sendo que V_c é a tensão na barra de carga, P , Q e I são, respectivamente, potência ativa, potência reativa e corrente exportadas da barra de carga em direção à barra da subestação.

A corrente fluindo da barra de carga em direção à barra da subestação é calculada

a partir da equação 3.2:

$$\underline{I} = \frac{P - jQ}{\underline{V}_c^*} \quad (3.2)$$

Sendo que, para uma corrente injetada \underline{I} , a tensão na barra de carga é:

$$\underline{V}_c = \underline{V}_p + (R + jX)\bar{\underline{I}} \quad (3.3)$$

Substituindo-se 3.2 em 3.3, tem-se que o aumento de tensão na barra de carga devido à conexão de um GD é dado por:

$$\Delta \underline{V} = \underline{V}_c - \underline{V}_p = (R + jX) \frac{P - jQ}{\underline{V}_c^*} = \frac{(RP + XQ) + j(XP - RQ)}{\underline{V}_c^*} \quad (3.4)$$

Como em sistemas de distribuição a abertura angular entre as barras é aproximadamente zero, assume-se que a tensão na barra de carga é puramente real, desprezando a parte imaginária do numerador de 3.4. Desta forma, a variação da tensão pode ser calculada, através da seguinte equação:

$$\Delta \underline{V} = \frac{RP + XQ}{V_c} \quad (3.5)$$

Já a potência ativa líquida injetada no sistema pela barra da carga é dada pela diferença entre a potência ativa gerada (P_g) e a potência ativa consumida localmente (P_c), enquanto que a potência reativa pode ser calculada pela diferença entre a potência reativa gerada (jQ_g) e a consumida localmente (jQ_c). Origina-se, portanto, a seguinte expressão:

$$\Delta \underline{V} = \underline{V}_c - \underline{V}_p = \frac{R(P_g - P_c) + X(Q_g - Q_c)}{V_c} \quad (3.6)$$

A partir da equação 3.6 é possível concluir alguns aspectos sobre a variação de tensão em uma barra provocada pela conexão de um GD com potência pré-determinada:

- Uma vez que o valor de R é geralmente maior que X em redes de baixa tensão e que normalmente o GD mantém a injeção da potência reativa próxima de zero, a potência ativa fornecida pelo GD tem maior influência na variação da tensão do que a potência reativa.

- Considerando que os outros parâmetros da equação 3.6 se manterão constantes, a variação da tensão na barra será maior para:

- Menores potências consumidas;
- Menores magnitudes da tensão na barra;

- Maiores valores dos parâmetros R e X.

Além disso, também é possível realizar conclusões sobre o comportamento do módulo de tensão na barra de carga de acordo com o fator de potência do gerador. A Tab. 3.1 apresenta tais conclusões (BORGES, 2014).

Tabela 3.1: Comportamento do módulo de tensão na barra de carga para diferentes fatores de potência do gerador distribuído (BORGES, 2014).

Potência reativa intercambiada pelo GD (Q_g)	Fator de potência	$RP_G + XQ_G$	Resultado observado na tensão do ponto de conexão (V_c)
$Q_g > 0$	Capacitivo	> 0	Elevação
$Q_g = 0$	Unitário	> 0	Elevação
$Q_g < 0$	Indutivo	> 0	Elevação
$Q_g < 0$	Indutivo	< 0	Redução

A Fig. 3.2 apresenta a rede elétrica que foi simulada. Esta rede possui 7 nós, sendo que os nós 4, 8 e 13 são trifásicos e os nós 10, 15, 18 e 21, monofásicos.

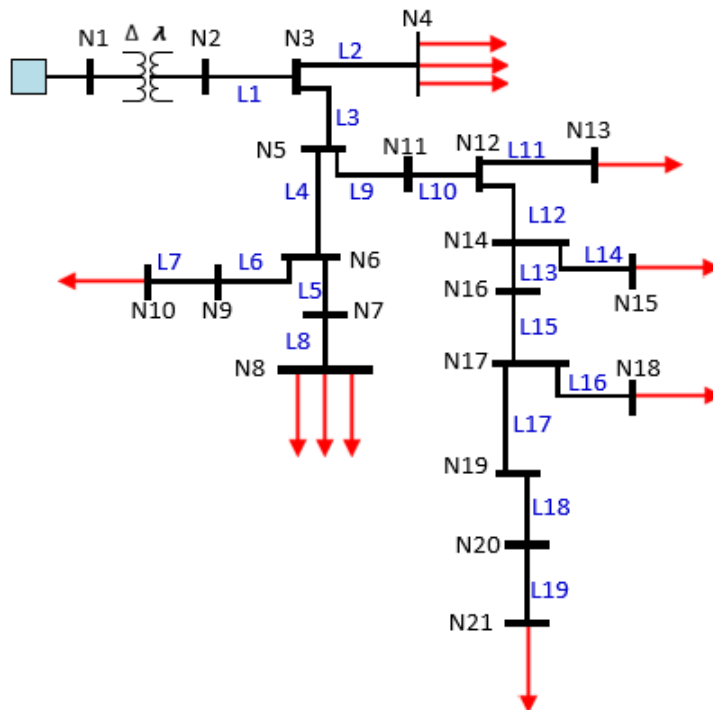


Figura 3.2: Diagrama esquemático da rede utilizada na simulação (BORGES, 2014)

A Tab. 3.2 apresenta os dados do equivalente da rede e a Tab. 3.3, os dados do transformador utilizado.

Tabela 3.2: Dados do equivalente da rede

Nível de Curto-circuito (MVA)	Tensão Nominal (kV)	Relação X/R
100	13,8	4,0

(BORGES, 2014)

Tabela 3.3: Dados do transformador abaixador

Potência Nominal (kVA)	Tensão Primária (kV)	Tensão Secundária (kV)	Enrolamento Primário	Enrolamento Secundário	R [%]	X[%]
75	13,8	0,22	Delta	Estrela aterrado	1,0	4,0

(BORGES, 2014) As impedâncias para cada tipo de linha desta rede e seus parâmetros estão em anexo.

3.2 Máquina de indução

A curva de torque elétrico *versus* velocidade do rotor permite a análise de estabilidade de um gerador de indução. Para se obter a expressão desta curva, considera-se um circuito equivalente do gerador de indução, conforme ilustrado na Fig.3.3

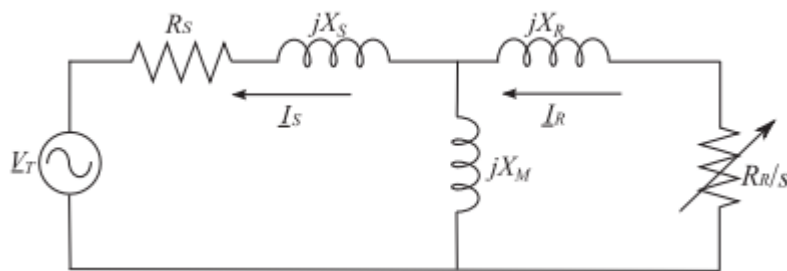


Figura 3.3: Circuito equivalente de um gerador de indução (GRILLO et al., 2012).

Nesta figura, R_s e R_r são as resistências do estator e do rotor, respectivamente, e X_s e X_r , as reatâncias destes. Os parâmetros do rotor estão referidos ao estator. X_M é a reatância de magnetização, $s = \frac{\omega_s - \omega_r}{\omega_s}$ é o escorregamento do rotor, sendo que ω_s é a velocidade síncrona e ω_r é a velocidade do rotor. \underline{V}_T é o fasor da tensão terminal, \underline{I}_s e \underline{I}_r são os fasores da corrente do estator e do rotor, respectivamente.

Todas as grandezas sublinhadas representam a notação de fasor.

Através do circuito equivalente de Thévenin, visto a partir do rotor, pode-se calcular a tensão (\underline{V}_{TH}) e a impedância (\underline{Z}_{TH}) de Thévenin a partir das seguintes expressões:

$$\underline{V}_{TH} = \underline{V}_T \frac{Z_m}{Z_m + Z_s} \quad (3.7)$$

$$Z_{TH} = R_{TH} + jX_{TH} = \frac{Z_m Z_s}{Z_m + Z_s} \quad (3.8)$$

Sendo que $Z_m = jX_m(pu)$ e $Z_s = R_s + jX_s(pu)$.

Através do circuito equivalente, também é possível calcular a magnitude da corrente no rotor \underline{I}_R , a partir da equação 3.9 e o torque elétrico \underline{T}_E a partir da equação 3.10.

$$||\underline{I}_R|| = I_R = \frac{V_{TH}}{\sqrt{(R_{TH} + R_R/s)^2 + (X_{TH} + X_R)^2}} \quad (3.9)$$

$$T_E = \frac{R_R}{s} I_R^2 = \frac{R_R}{s} \frac{V_{TH}^2}{(R_{TH} + R_R/s)^2 + (X_{TH} + X_R)^2} \quad (3.10)$$

3.3 Componentes do sistema de geração

A máquina de indução utilizada nas simulações deste trabalho possui os parâmetros apresentados na Tab. 3.4.

Tabela 3.4: Características da máquina de indução ([MATHWORKS, 2015](#)).

Tipo de rotor	Gaiola de esquilo
Pot. Nominal [kW]	2
Tensão [V]	220
Frequência [Hz]	60
R_S [pu]	0,016
L_S [pu]	0,06
R_R [pu]	0,015
L_R [pu]	0,06
L_M [pu]	3,5
Const. de inércia [s]	2
Fator de atrito	0
Par de polos	2

Para os testes realizados, a potência da máquina de indução foi fixada em três valores: 2 kW, 2,5 kW e 3 kW. A potência do banco de capacitores foi sempre considerada 27% da máquina de indução, sendo, portanto, 540 var, 675 var e 810 var, respectivamente. Por simplicidade, os outros parâmetros da máquina foram considerados constantes.

A Fig. 3.4 apresenta o comportamento da potência da turbina eólica utilizada em função da velocidade do vento e do gerador, considerando a potência de geração de 2 kW.

A máxima velocidade de operação desta turbina é de 12 m/s. Pode-se verificar este mesmo comportamento para as potências de 2,5 kW e de 3 kW.

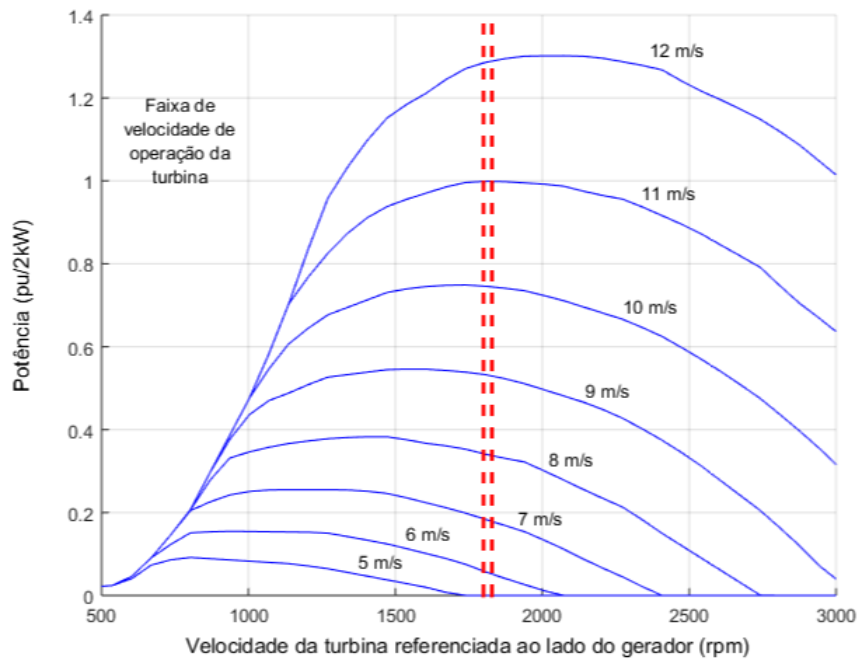


Figura 3.4: Características da turbina eólica ([MATHWORKS, 2015](#)).

3.4 Simulação da rede elétrica

Através dos softwares Matlab (versão 2015) e SimPowerSystems foi modelada a rede apresentada neste capítulo. Inicialmente, modelou-se a rede sem gerador. Foram consideradas duas condições de operação: rede em plena carga e com 50% da carga.

Em seguida, foram simulados 4 casos:

Caso 1: Rede com 1 gerador de 2 kW no nó 8 operando em plena carga;

Caso 2: Rede com 1 gerador de 2 kW no nó 8 operando com 50 % da carga;

Caso 3: Condição de máxima potência permitida, que é 8 geradores de 2 kW no nó 8, 1 gerador de 3 kW no nó 4 e um gerador de 2,5 kW no nó 13, operando em plena carga. Para simplificar, colocou-se um gerador de 16 kW no nó 8, representando o equivalente de 8 geradores de 2 kW. Para isto, foi necessário considerar um vento uniforme entrando em todas as turbinas.

Caso 4: Mesmos geradores do caso 3, mas com a rede operando com 50% da carga.

O critério de escolha do nó onde o gerador seria colocado foi a ordem decrescente de potência nas cargas. Foram apenas considerados os nós com cargas trifásicas.

Inicialmente, as simulações foram feitas em regime permanente. A velocidade do vento foi fixada em 3 valores: 2 m/s, 10 m/s e 12 m/s. Por fim, estas simulações foram

repetidas para regime transitório. A velocidade do vento ao longo do tempo está ilustrada na Fig. 3.5.

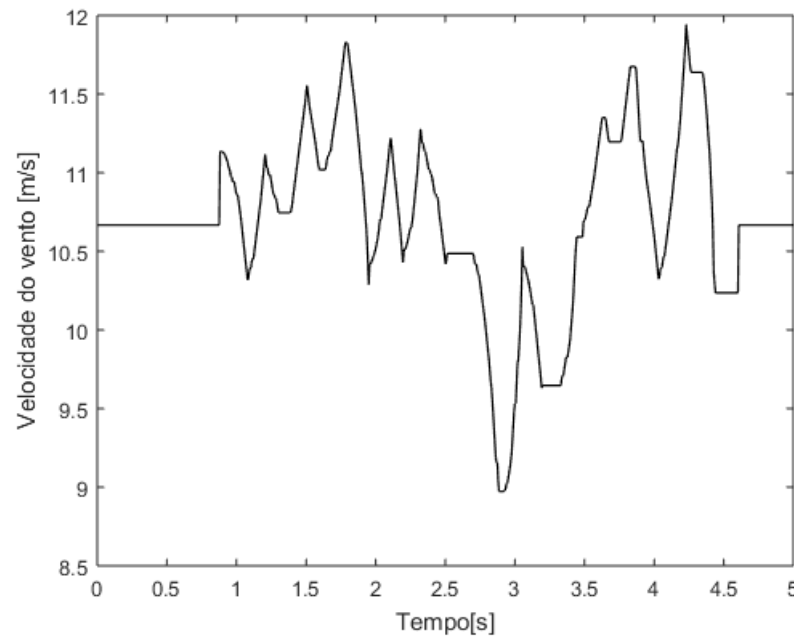


Figura 3.5: Velocidade do vento em função do tempo ([MATHWORKS, 2015](#)).

A partir destas simulações, foi possível analisar a influência dos geradores eólicos na variação das tensões e das potências ativas e reativas nos nós, assim como nas perdas na linha.

Para gerador, serão considerados potências e torques negativos e, para motor, positivos.

Após obter estes resultados, foi analisado se os valores de tensão obtidos em regime permanente estão de acordo com os requisitos apresentados no Módulo 8 do PRODIST ([ANEEL, 2019b](#)).

Tabela 3.5: Classificação da Tensão de Atendimento (TA) em Tensão Nominal igual ou inferior a 1 kV (220/127) ([ANEEL, 2019b](#)).

Tensão de Atendimento (TA)	Faixa de Variação da Tensão de Leitura (p.u)
Adequada	$0,92 \leq TL \leq 1,05$
Precária	$0,87 \leq TL < 0,92$ ou $1,05 < TL \leq 1,06$
Crítica	$TL < 0,87$ ou $TL > 1,06$

Já o limite de variação de tensão em regime transitório foi analisado a partir da Tabela "Estratificação das VTCD com base nos níveis de sensibilidade das diversas cargas" presente no Módulo 8 do PRODIST ([ANEEL, 2019b](#)). Quando há violação do limite de tensão, esta tabela analisa a região de sensibilidade que a tensão se enquadra.

Os valores de magnitude de tensão que esta tabela analisa estão apresentados na Tab. 3.6. A partir dela, pode-se observar que, quando o nível de tensão está entre 0,9 a 1,1 pu, nenhum dos limites é violado.

Tabela 3.6: Estratificação das VTCD com base nos níveis de sensibilidade das diversas cargas ([ANEEL, 2019b](#)).

Amplitude [pu]
> 1,15
1,10 - 1,15
0,85 - 0,9
0,80 - 0,85
0,70 - 0,80
0,60 - 0,70
0,50 - 0,60
0,40 - 0,50
0,30 - 0,40
0,20 - 0,30
0,10 - 0,20
< 0,10

4 ANÁLISE DA INFLUÊNCIA DO NÍVEL DE PENETRAÇÃO DA GD

Neste capítulo serão apresentados as tabelas e os gráficos obtidos para cada caso simulado no MATLAB e no SimPowerSystems.

4.1 Resultados para a rede sem gerador

Inicialmente, considerou-se a rede sem gerador. Para este caso, foram simuladas duas condições: rede operando em plena carga e rede operando com 50 % da carga.

4.1.1 Plena Carga

A Tab. 4.1 ilustra as tensões obtidas nas fases A, B e C para cada nó. A partir dela, é possível observar que As tensões nos nós quando a rede está em plena carga e sem gerador variaram entre 0,93 a 0,97 p.u, estando, portanto, dentro do limite estabelecido pelo Módulo 8 do PRODIST.

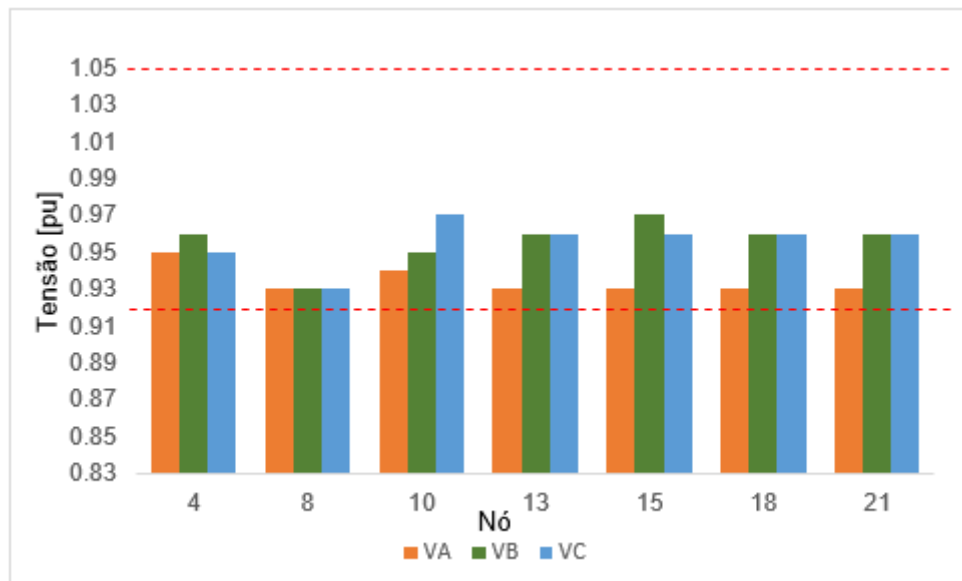


Figura 4.1: Tensões para a rede sem gerador e em plena carga. As linhas pontilhadas representam o limite de tensão estabelecido pelo Módulo 8 do PRODIST.

A Fig. 4.2 apresenta as tensões obtidas nas fases A, B e C na barra 2. Nota-se que, para este caso, as três tensões foram de 0,97 pu, estando, portanto, dentro do limite estabelecido no Módulo 8 do PRODIST.

A Fig. 4.3 apresenta as potências ativas obtidas nas três fases para cada nó. Nota-se que, quando a rede está em plena carga e sem gerador, as potências ativas nos nós foram próximas das potências nominais de suas cargas. Para este caso, a potência ativa total no transformador foi de 32942,4 W e a perda foi de 974,45 W (3 % da potência total).

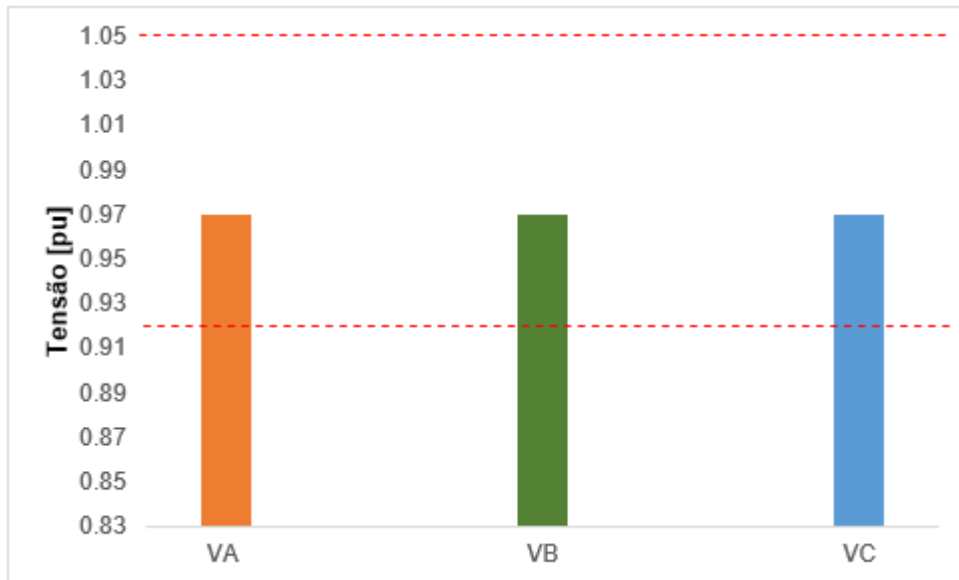


Figura 4.2: Tensões na barra 2 para a rede sem gerador e em plena carga.. As linhas pontilhadas representam o limite de tensão estabelecido pelo Módulo 8 do PRODIST.

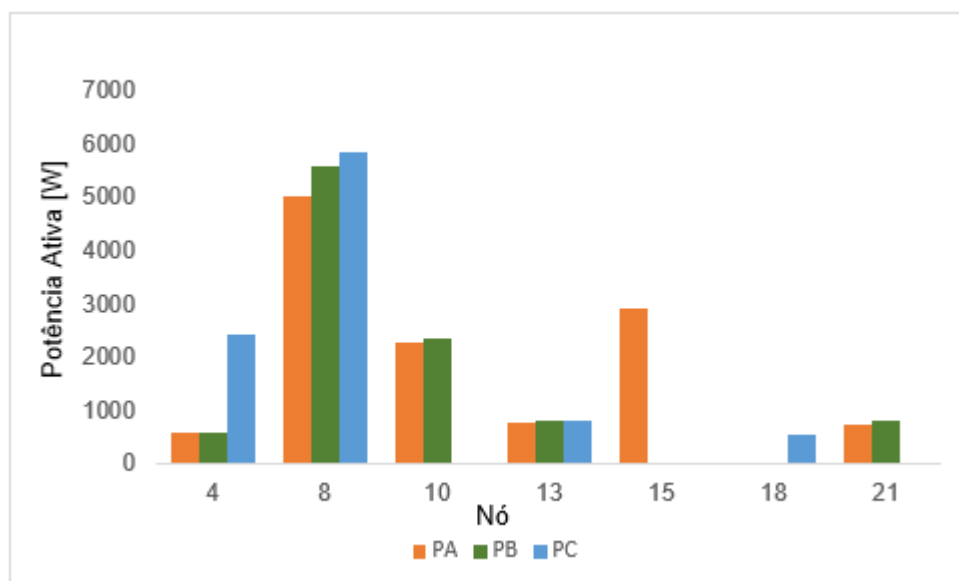


Figura 4.3: Potências ativas para a rede sem gerador e em plena carga.

A Fig. 4.4 mostra as potências reativas obtidas nas três fases para cada nó. Observa-se que as potências reativas nos nós também se aproximaram das potências nominais de suas cargas. Para este caso, a potência reativa total no transformador foi de 19690,1 var.

4.1.2 50% da carga

Através da Fig. 4.5 é possível analisar as tensões obtidas nas fases A, B e C para cada nó para o caso simulado. Comparando com a Fig. 4.1, é possível observar que, quando a rede está operando com 50 % da carga, as tensões nos nós são maiores e mais próximas

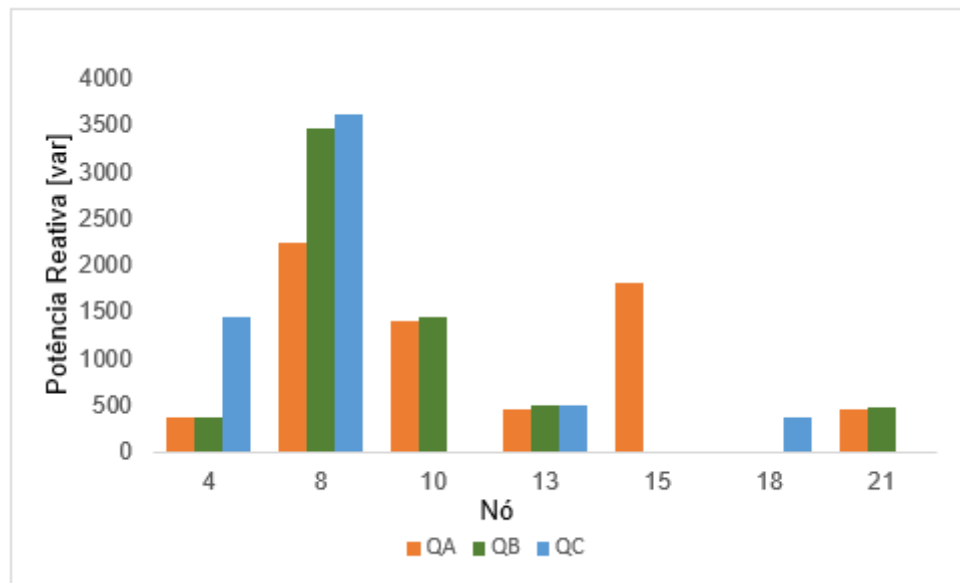


Figura 4.4: Potências reativas para a rede sem gerador e em plena carga.

da nominal. Nota-se que para este caso as tensões também são adequadas, de acordo com o limite estabelecido pelo Módulo 8 do PRODIST.

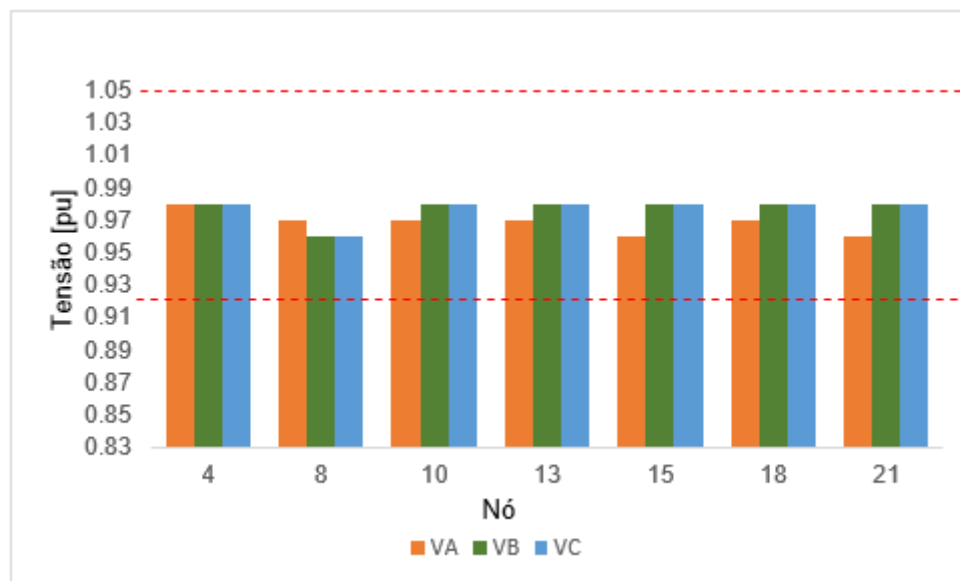


Figura 4.5: Tensões para a rede sem gerador e com 50% da carga. As linhas pontilhadas representam o limite de tensão estabelecido pelo Módulo 8 do PRODIST.

A Fig. 4.6 mostra as tensões nas fases A, B e C medidas na barra 2. Para este caso, as tensões também se mantiveram dentro do limite estabelecido no Módulo 8 do PRODIST.

A Fig. 4.7 mostra as potências ativas nos nós para o caso simulado. A partir dela, é possível observar que as potências ativas nos nós se aproximaram das potências nominais

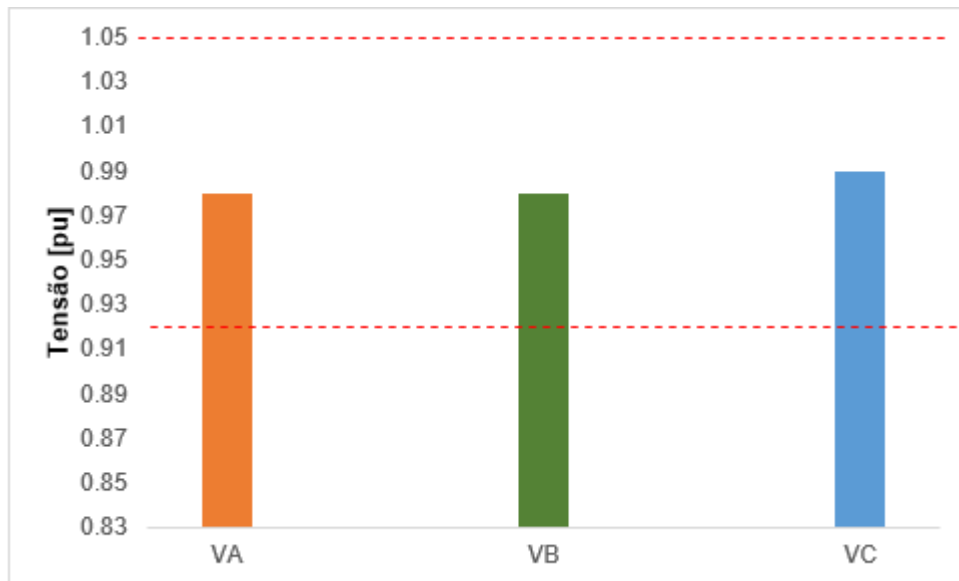


Figura 4.6: Tensões na barra 2 para a rede sem gerador e com 50% da carga. As linhas pontilhadas representam o limite de tensão estabelecido pelo Módulo 8 do PRODIST.

de suas cargas. Nesta condição, potência total no transformador foi de 17299,1 W e a perda foi de 260,97 W (1,5 % da potência total).

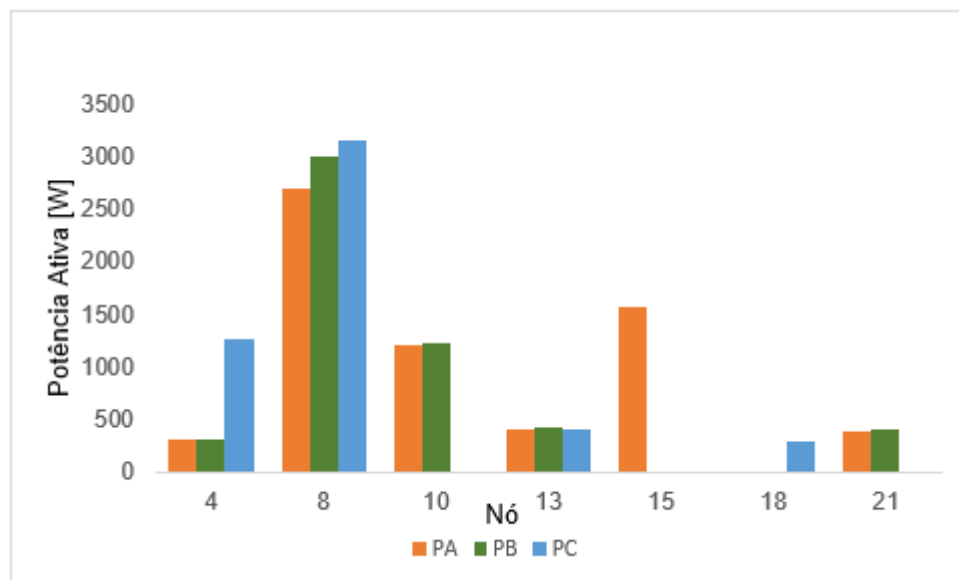


Figura 4.7: Potências ativas para a rede sem gerador e com 50% da carga.

A Fig. 4.8 ilustra as potências reativas nas fases A, B e C em cada nó. Assim como nos casos anteriores, a potência reativa nos nós também se aproximaram das nominais de suas cargas. Para este caso, a potência reativa total no transformador foi de 10294,2 var.

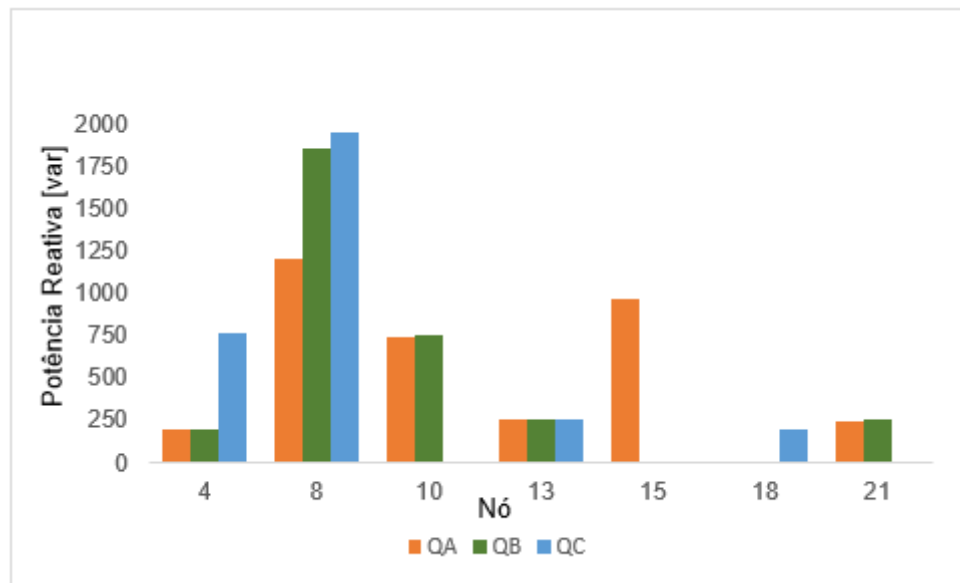


Figura 4.8: Potências reativas para a rede sem gerador e com 50% da carga.

4.2 Resultados para a rede com gerador e velocidade do vento constante

Após adicionar geradores na rede, fixou-se a velocidade do vento em três valores: 2 m/s, 10 m/s e 12 m/s. Nesta seção, serão apresentados os resultados obtidos a partir destas simulações.

4.2.1 Rede com 1 gerador de 2 kW no nó 8

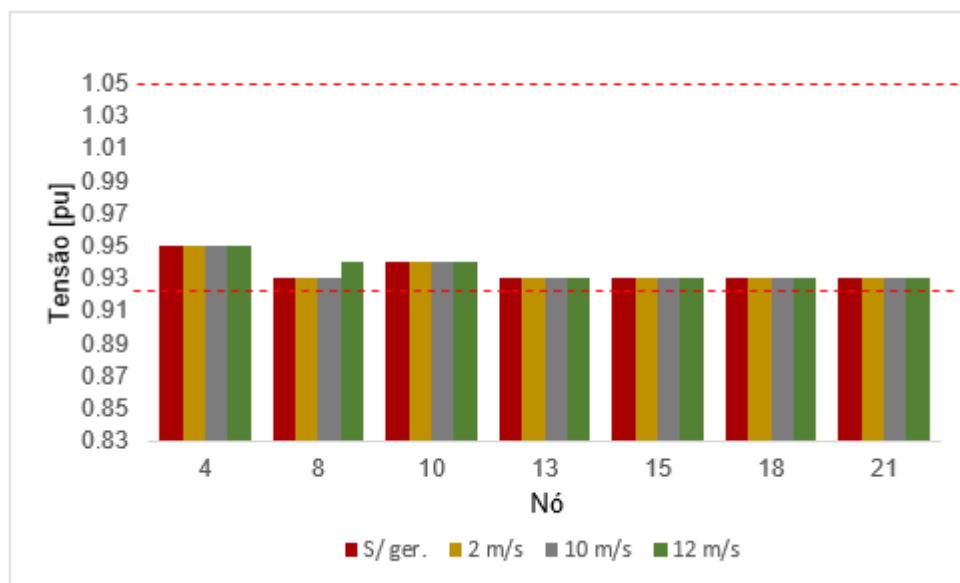
As Figs. 4.9, 4.10 e 4.11 apresentam as tensões obtidas em cada nó para as fases A, B e C, respectivamente. Nota-se que, independente da velocidade do vento, as tensões foram praticamente as mesmas apresentadas para a rede sem gerador, e dentro do limite estabelecido pelo Módulo 8 do PRODIST.

A Fig. 4.12 apresenta as tensões obtidas na barra 2 nas fases A, B e C em função da velocidade do vento. Nota-se que a influência da velocidade do vento na variação da tensão foi muito pequena.

As Figs. 4.13, 4.14 e 4.15 apresentam as potências ativas nas fases A, B e C para cada nó, respectivamente. Nota-se que, à medida que a velocidade do vento aumenta, diminuem as potências ativas no nó 8, que é onde o gerador foi instalado. As potências ativas em outros nós se mantiveram constantes.

A Tab. 4.1 apresenta as potências totais nos transformadores e as perdas de potência em função da velocidade do vento. É possível perceber que a perda se reduz com o aumento da velocidade. Isto ocorre pelo fato de que, quando aumenta a velocidade do vento, a geração de energia aumenta e as potências ativas diminuem.

A partir das Figs. 4.16, 4.17 e 4.18 é possível observar as potências reativas em



35

Figura 4.9: Tensões na fase A para a rede em plena carga e com 1 gerador de 2 kW no nó 8 . As linhas pontilhadas representam o limite de tensão estabelecido pelo Módulo 8 do PRODIST.

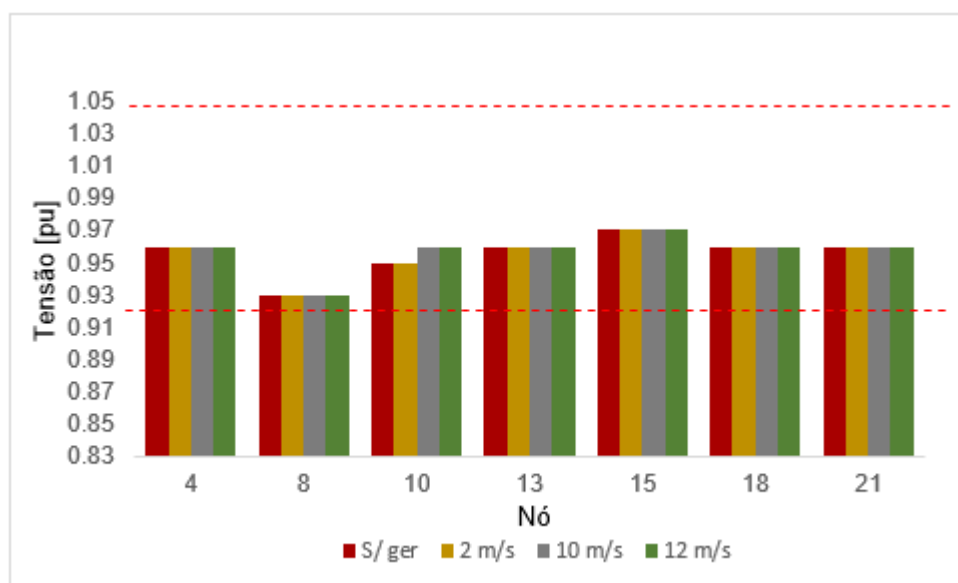


Figura 4.10: Tensões na fase B para a rede em plena carga e com 1 gerador de 2 kW no nó 8 . As linhas pontilhadas representam o limite de tensão estabelecido pelo Módulo 8 do PRODIST.

Tabela 4.1: Potências nos transformadores e perdas totais para a rede em plena carga e com 1 gerador de 2 kW no nó 8.

Vel. do vento [m/s]	2	10	12
Pot. Trafo. [W]	32945,2	31515,6	30503,9
Perdas Totais [W]	976,4	899,32	856,24

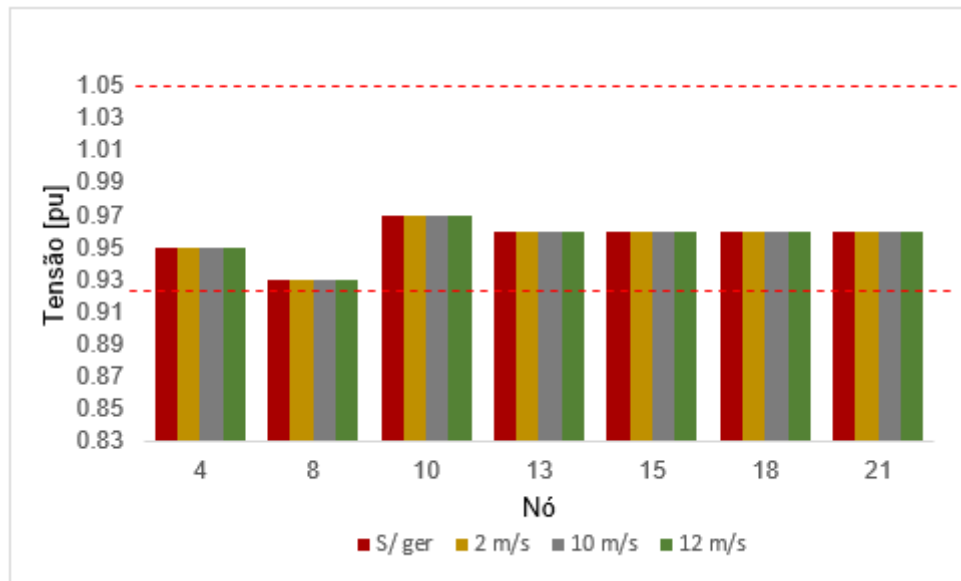


Figura 4.11: Tensões na fase C para a rede em plena carga e com 1 gerador de 2 kW no nó 8 . As linhas pontilhadas representam o limite de tensão estabelecido pelo Módulo 8 do PRODIST.

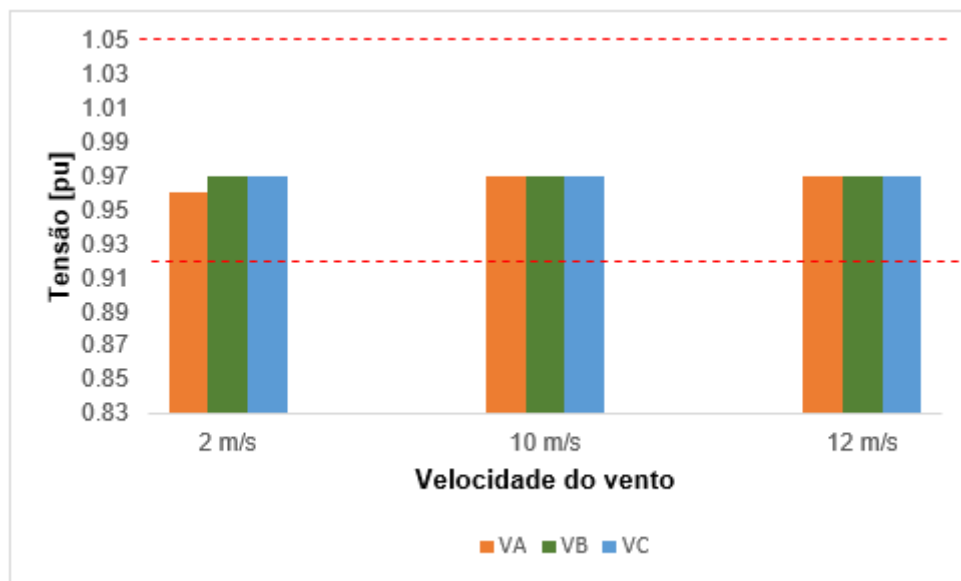


Figura 4.12: Tensões na barra 2 para a rede em plena carga e com 1 gerador de 2 kW no nó 8 . As linhas pontilhadas representam o limite de tensão estabelecido pelo Módulo 8 do PRODIST.

cada nó para as fases A, B e C, respectivamente. Percebe-se que a potência reativa no nó 8 cresceu com o aumento da velocidade do vento. As potências reativas em outros nós permaneceram constantes.

A Tab. 4.2 apresenta os valores medidos no gerador para esta condição. Observa-se que, quando a velocidade do vento é de 2 m/s, a máquina opera como motor. Nestas condições, a máquina é normalmente desligada, já que sua operação como gerador não é

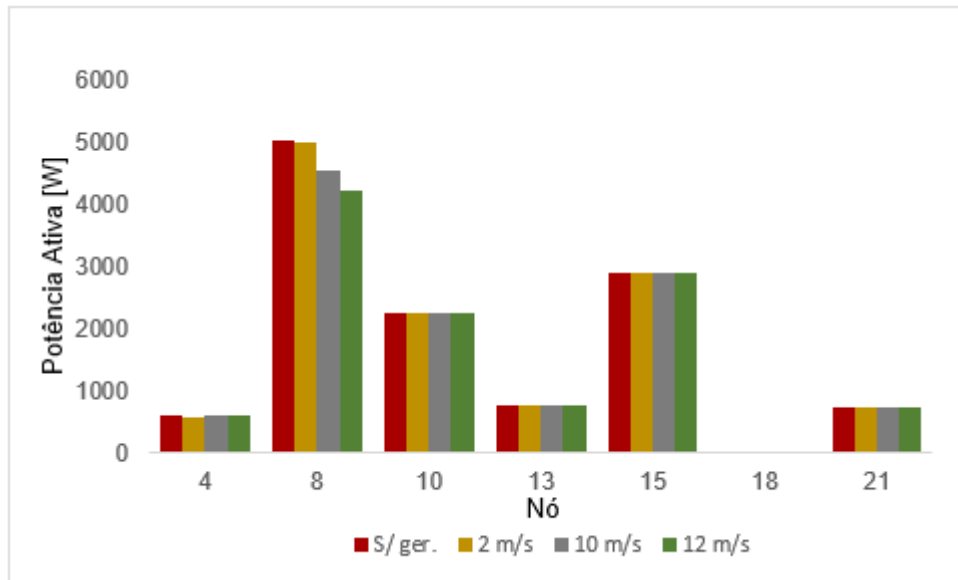


Figura 4.13: Potências Ativas na fase A para a rede em plena carga e com 1 gerador de 2 kW no nó 8.

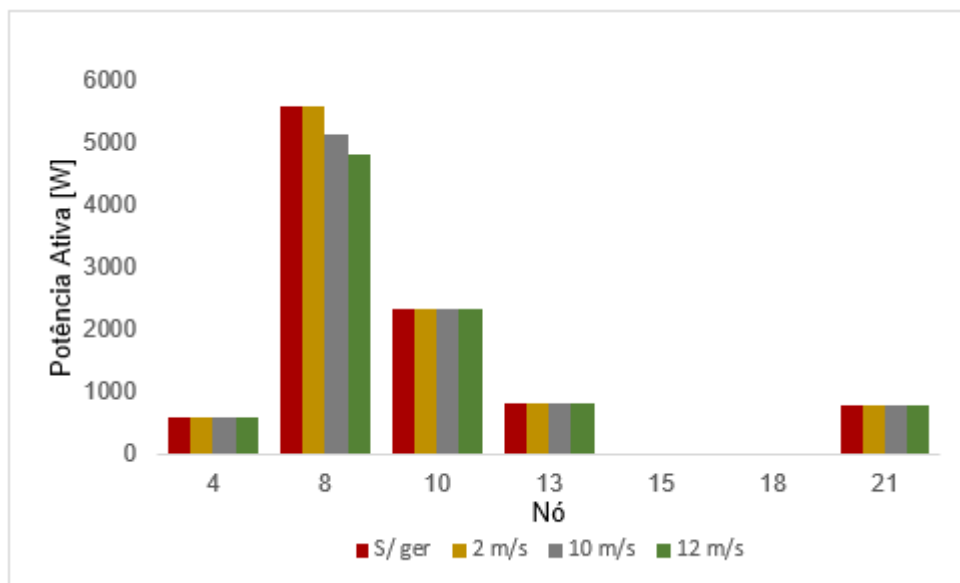


Figura 4.14: Potências Ativas na fase B para a rede em plena carga e com 1 gerador de 2 kW no nó 8.

viável. Também é possível perceber que, quanto maior a potência gerada, maior o torque.

Tabela 4.2: Valores medidos no gerador

Vel. do vento [m/s]	Potência [W]	Torque [pu]	ω [rad/s]
2	3,97	0	188,5
10	-1446,3	-0,74	190,93
12	-2463,3	-1,27	192,68

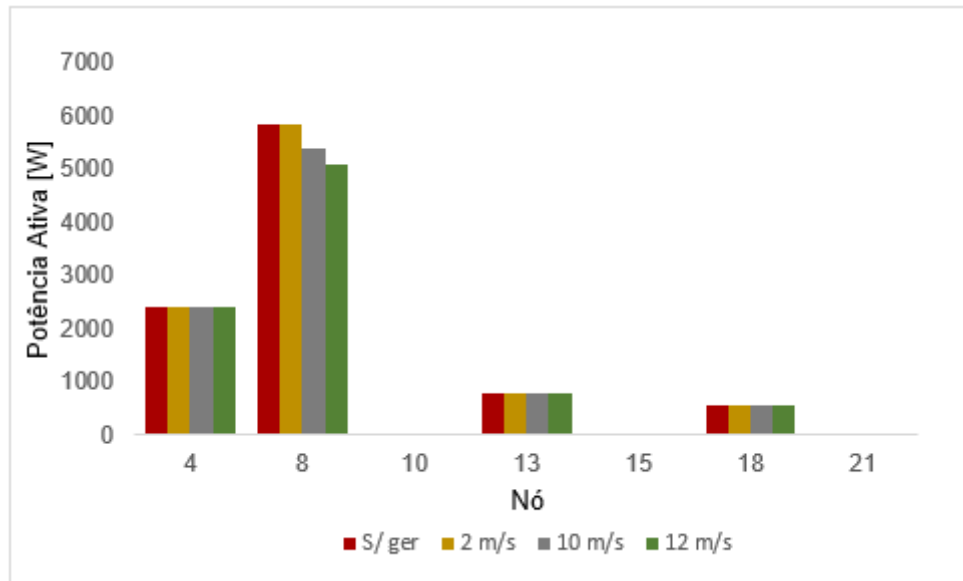


Figura 4.15: Potências Ativas na fase C para a rede em plena carga e com 1 gerador de 2 kW no nó 8.

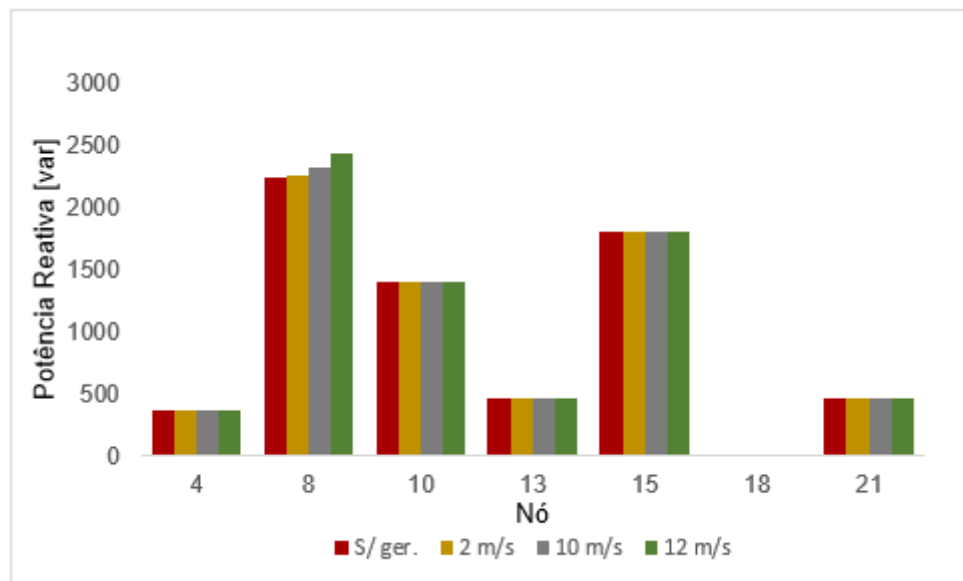


Figura 4.16: Potências reativas na fase A para a rede em plena carga e com 1 gerador de 2 kW no nó 8.

4.2.2 Rede com 8 geradores de 2 kW no nó 8, 1 gerador de 3 kW no nó 4 e 1 gerador de 2,5 kW no nó 13

As Figs. 4.19, 4.20 e 4.21 ilustram as tensões obtidas em cada nó para as fases A, B e C, respectivamente. Comparado às Figs. 4.9, 4.10 e 4.11, nota-se que a variação de tensão foi um pouco maior. No entanto, as tensões permaneceram dentro do limite estabelecido pelo Módulo 8 do PRODIST.

A Fig. 4.22 mostra as tensões obtidas na barra 2 nas fases A, B e C em função da

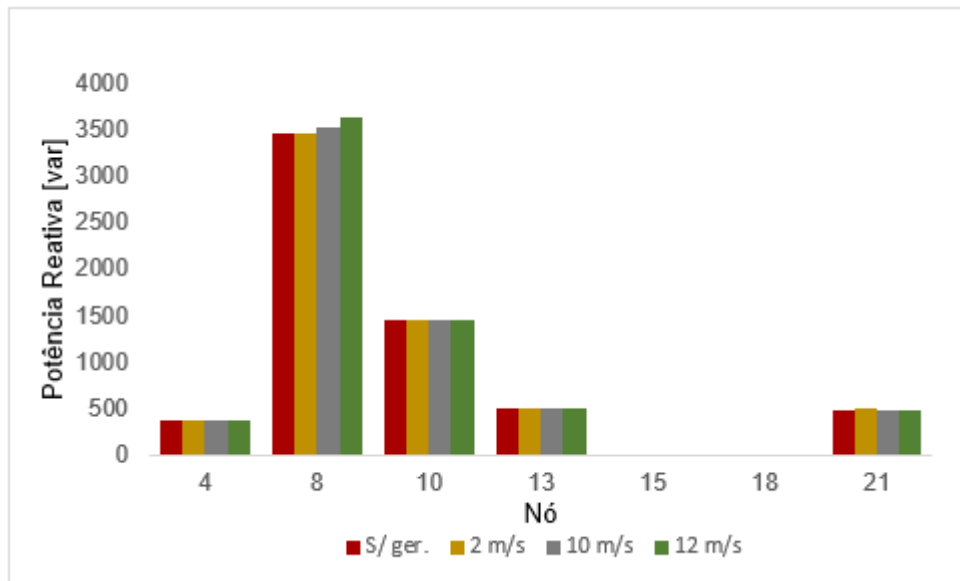


Figura 4.17: Potências reativas na fase B para a rede em plena carga e com 1 gerador de 2 kW no nó 8.

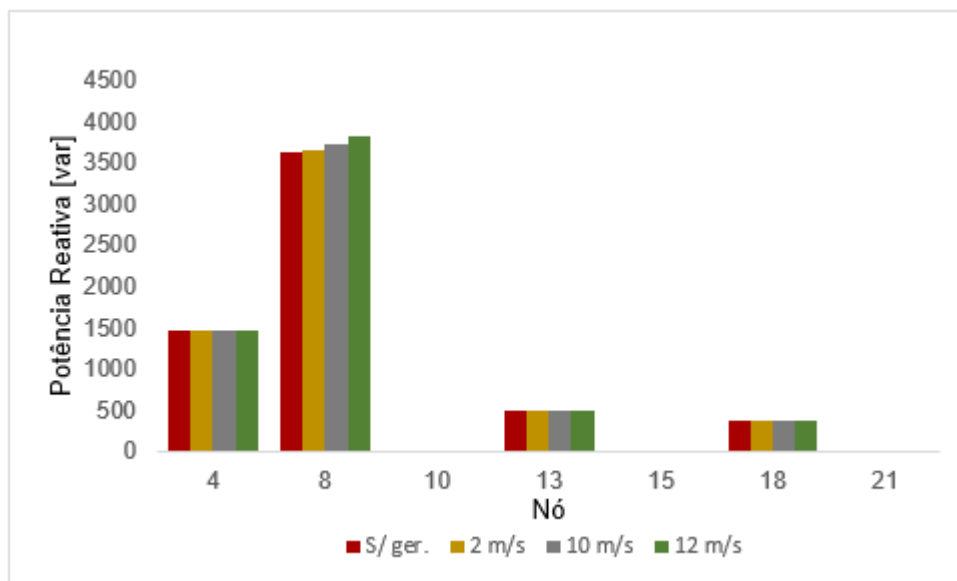


Figura 4.18: Potências reativas na fase C para a rede em plena carga e com 1 gerador de 2 kW no nó 8.

velocidade do vento. Para este caso, a influência da velocidade do vento na variação da tensão foi muito pequena, além disso, as tensões também se mantiveram dentro do limite estabelecido no Módulo 8 do PRODIST.

As Figs. 4.23, 4.24 e 4.25 mostram as potências ativas obtidas em cada nó nas fases A, B e C, respectivamente. A partir delas, é observado que nos nós onde os geradores foram instalados (4, 8 e 13), as potências ativas diminuíram com o aumento da velocidade do vento, sendo que para as fases A e B, houve um fluxo reverso no nó 4 para uma velocidade de 10 m/s e, para 12 m/s um fluxo reverso nos nós 4, 8 e 13. Já para a fase C, houve

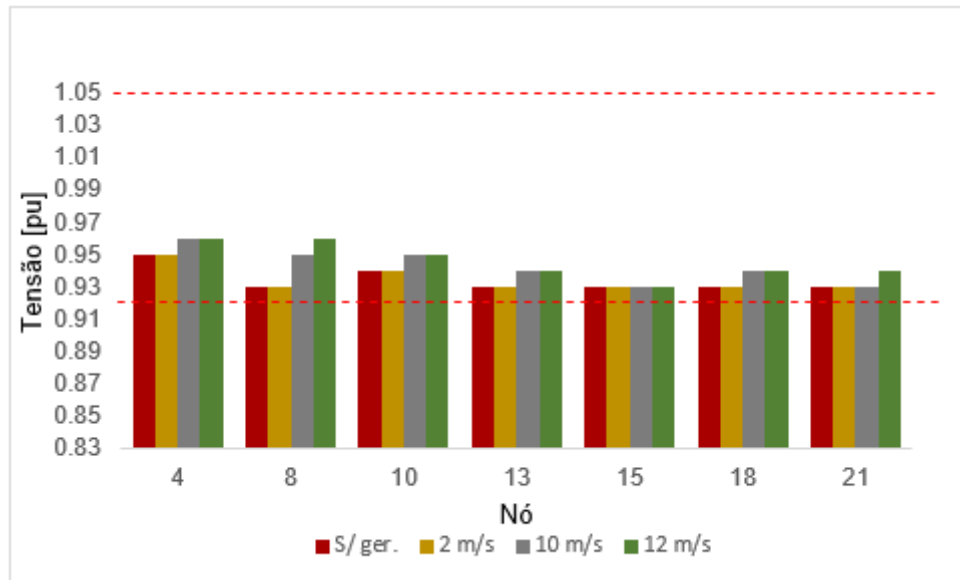


Figura 4.19: Tensões na fase A para a rede em plena carga com 8 geradores de 2 kW no nó 8, 1 gerador de 3 kW no nó 4 e 1 gerador de 2,5 kW no nó 13. As linhas pontilhadas representam o limite de tensão estabelecido pelo Módulo 8 do PRODIST.

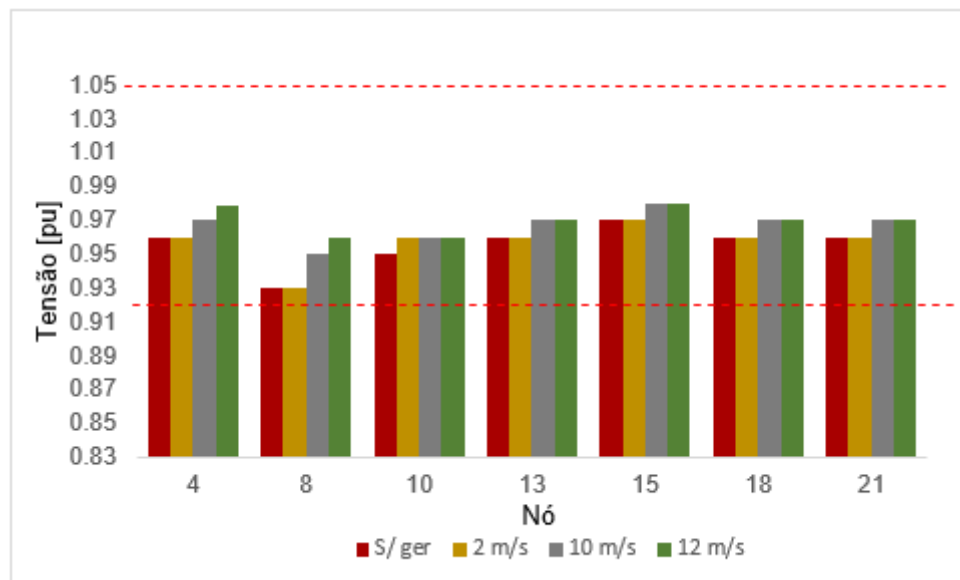


Figura 4.20: Tensões na fase B para a rede em plena carga com 8 geradores de 2 kW no nó 8, 1 gerador de 3 kW no nó 4 e 1 gerador de 2,5 kW no nó 13. As linhas pontilhadas representam o limite de tensão estabelecido pelo Módulo 8 do PRODIST.

um fluxo reverso nos nós 8 e 13 para uma velocidade do vento de 12 m/s. Nos outros nós houve um aumento pouco significativo da potência ativa à medida que a velocidade do vento aumentou.

A Tab. 4.3 mostra as potências nos transformadores e as perdas totais de potência

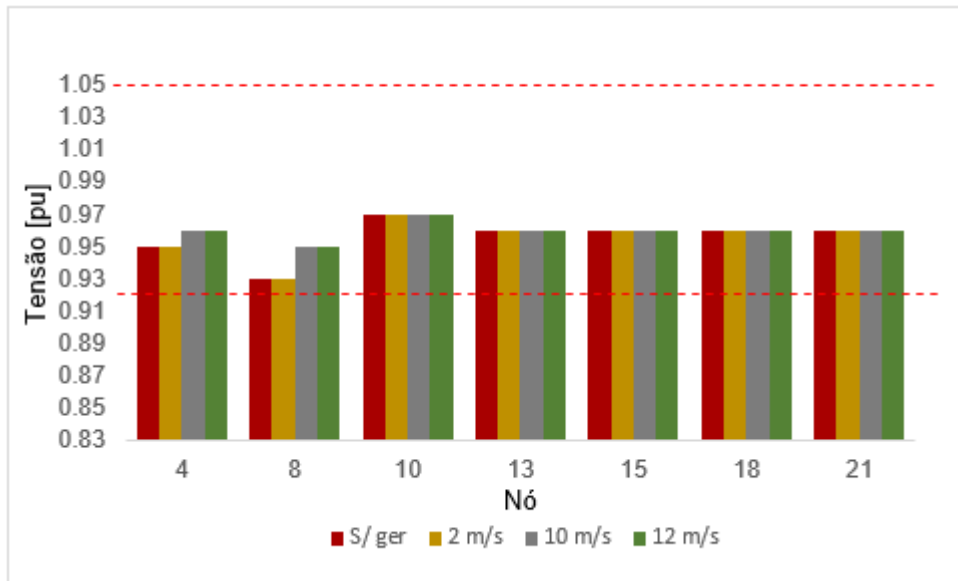


Figura 4.21: Tensões na fase C para a rede em plena carga com 8 geradores de 2 kW no nó 8, 1 gerador de 3 kW no nó 4 e 1 gerador de 2,5 kW no nó 13. As linhas pontilhadas representam o limite de tensão estabelecido pelo Módulo 8 do PRODIST.

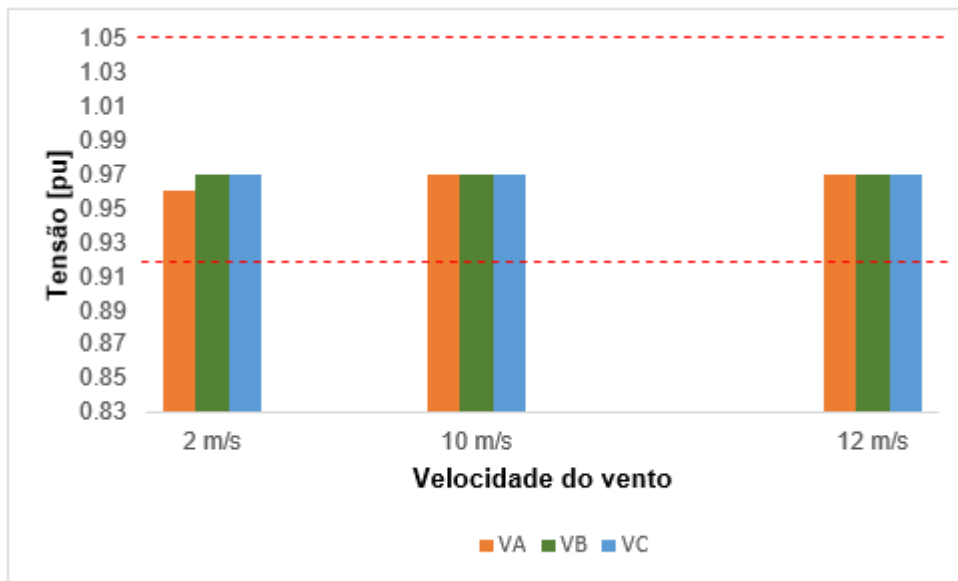


Figura 4.22: Tensões na barra 2 para a rede em plena carga com 8 geradores de 2 kW no nó 8, 1 gerador de 3 kW no nó 4 e 1 gerador de 2,5 kW no nó 13. As linhas pontilhadas representam o limite de tensão estabelecido pelo Módulo 8 do PRODIST.

em função da velocidade do vento. Para este caso, as perdas para 12 m/s foram um pouco maiores que para 10 m/s. Isto é justificado pelo fato de o fluxo reverso ser mais significativo para 12 m/s.

As Figs. 4.26, 4.27 e 4.28 mostram as potências reativas para esta condição. Observa-

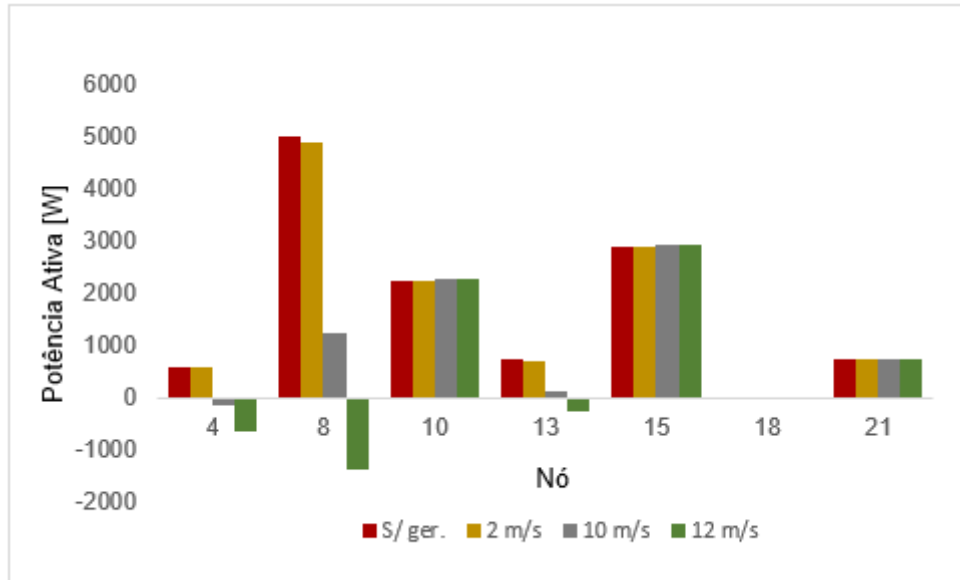


Figura 4.23: Potências ativas na fase A para a rede em plena carga com 8 geradores de 2 kW no nó 8, 1 gerador de 3 kW no nó 4 e 1 gerador de 2,5 kW no nó 13.

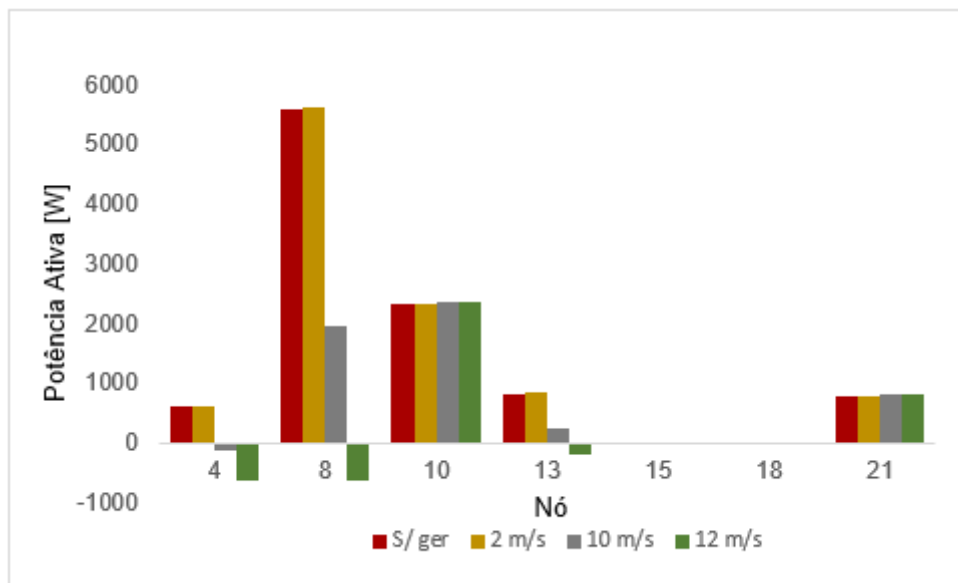


Figura 4.24: Potências ativas na fase B para a rede em plena carga com 8 geradores de 2 kW no nó 8, 1 gerador de 3 kW no nó 4 e 1 gerador de 2,5 kW no nó 13.

Tabela 4.3: Potências nos transformadores e perdas totais para a rede em plena carga com 8 geradores de 2 kW no nó 8, 1 gerador de 3 kW no nó 4 e 1 gerador de 2,5 kW no nó 13.

Vel. do vento [m/s]	2	10	12
Pot. Trafo. [W]	32952,0	17558,8	7211,1
Perdas Totais [W]	981,6	519,8	540,1

se que, para as três fases, as potências reativas aumentaram nos nós 4, 8 e 13 à medida que a velocidade do vento aumentou. Nos outros nós, as potências reativas permaneceram

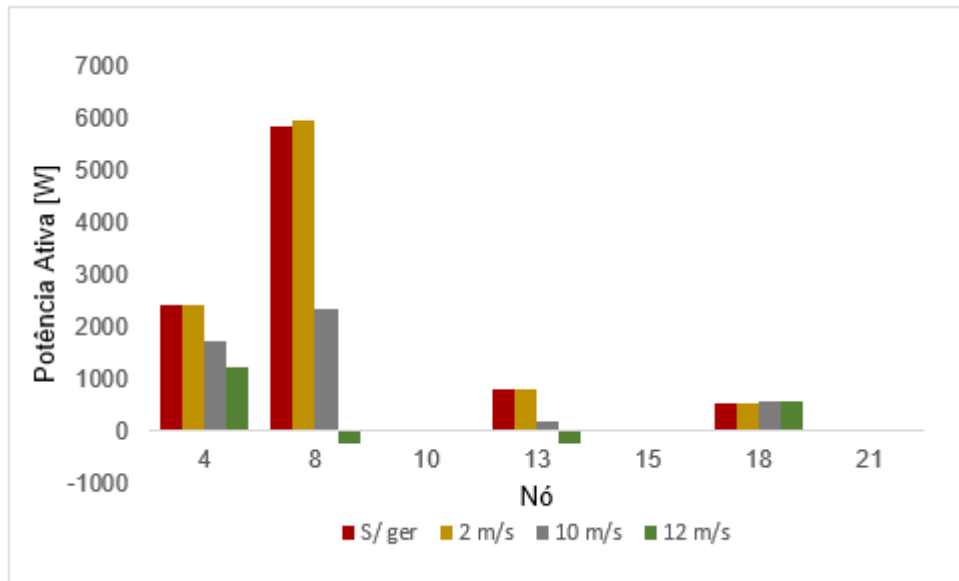


Figura 4.25: Potências ativas na fase C para a rede em plena carga com 8 geradores de 2 kW no nó 8, 1 gerador de 3 kW no nó 4 e 1 gerador de 2,5 kW no nó 13.

constantes.

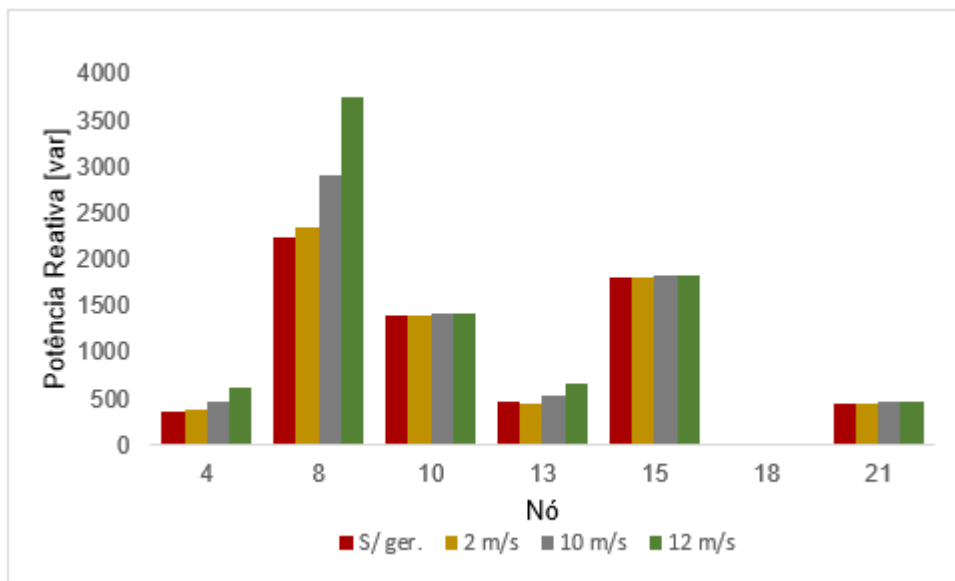


Figura 4.26: Potências reativas na fase A para a rede em plena carga com 8 geradores de 2 kW no nó 8, 1 gerador de 3 kW no nó 4 e 1 gerador de 2,5 kW no nó 13.

As Tabs. 4.4 a 4.6 ilustram os valores medidos nos geradores nesta condição. Nota-se que, para uma velocidade de 2 m/s, a máquina de indução se comportou como motor em todos os nós. Nesta condição, a máquina é geralmente desligada, já que sua operação como gerador não é viável. Observa-se também que o torque apresentou o mesmo comportamento analisado na Tab. 4.2, independente da potência do gerador. Quanto maior a potência gerada, maior foi o torque.

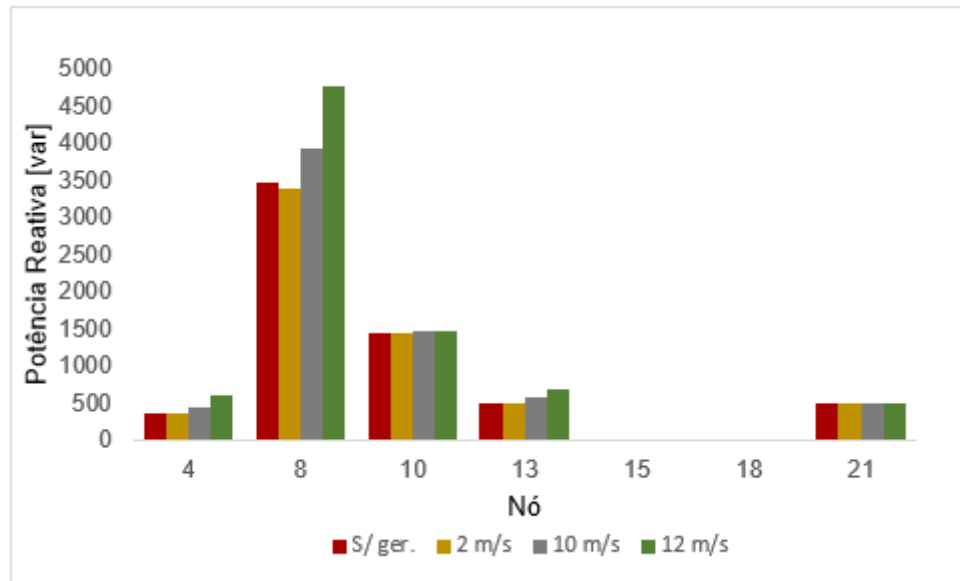


Figura 4.27: Potências reativas na fase B para a rede em plena carga com 8 geradores de 2 kW no nó 8, 1 gerador de 3 kW no nó 4 e 1 gerador de 2,5 kW no nó 13.

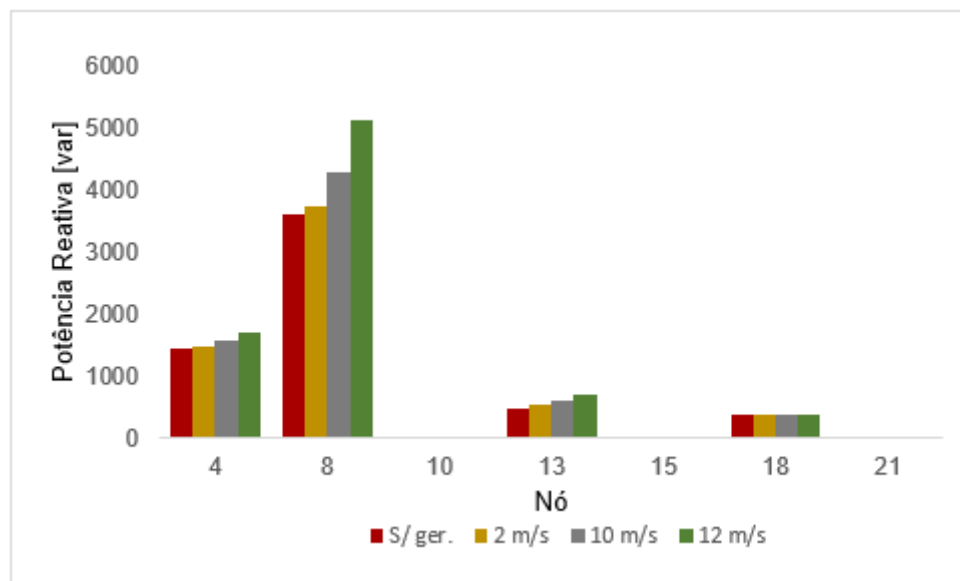


Figura 4.28: Potências reativas na fase C para a rede em plena carga com 8 geradores de 2 kW no nó 8, 1 gerador de 3 kW no nó 4 e 1 gerador de 2,5 kW no nó 13.

Tabela 4.4: Valores medidos no gerador do nó 4

Vel. do vento [m/s]	Potência [W]	Torque [pu]	ω [rad/s]
2	3,4	0	188,5
10	-2175,5	-0,74	190,8
12	-3704,8	-1,27	192,4

Tabela 4.5: Valores medidos no gerador equivalente do nó 8

Vel. do vento [m/s]	Potência [W]	Torque [pu]	$\omega[rad/s]$
2	17,8	0	188,5
10	-11593,8	-0,74	190,8
12	-19750	-1,27	192,5

Tabela 4.6: Valores medidos no gerador do nó 13

Vel. do vento [m/s]	Potência [W]	Torque [pu]	$\omega[rad/s]$
2	3,0	0	188,5
10	-1812,3	-0,74	190,8
12	-3086,0	-1,26	192,5

4.3 Rede com 50 % da carga

Todas as simulações feitas para a rede operando em plena carga foram repetidas para a rede operando com 50 % da carga. Esta seção apresentará os resultados obtidos a partir destas simulações.

4.3.1 Rede com 1 gerador de 2 kW no nó 8

As Figs. 4.29, 4.30 e 4.31 apresentam as tensões obtidas em cada nó nas fases A, B e C, respectivamente. Nota-se que todas as tensões se mantiveram dentro do limite estabelecido no Módulo 8 do PRODIST.

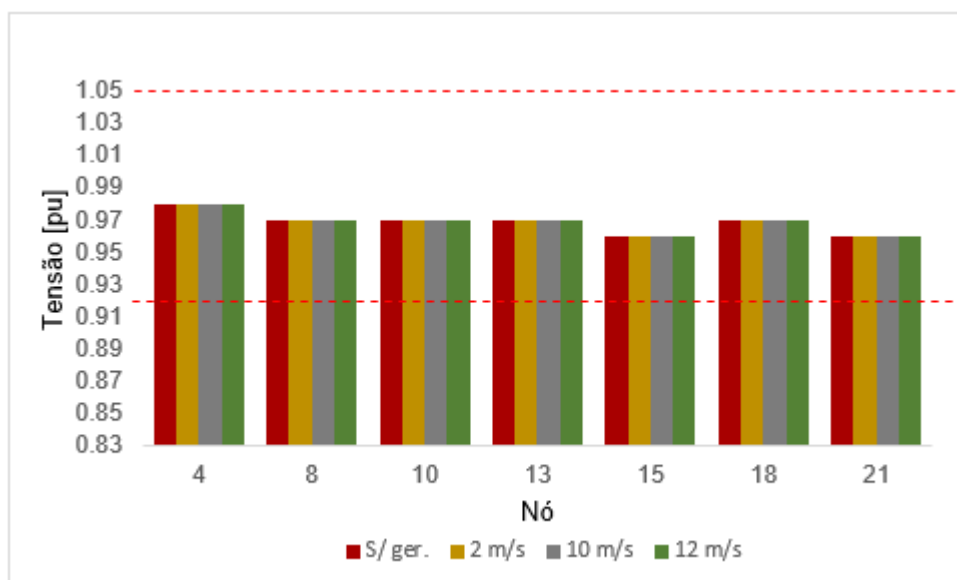


Figura 4.29: Tensões na fase A para a rede com 50% da carga e com 1 gerador de 2 kW no nó 8 . As linhas pontilhadas representam o limite de tensão estabelecido pelo Módulo 8 do PRODIST.

A partir da Fig. 4.32 é possível ver as tensões nas barras 2 em função da velocidade

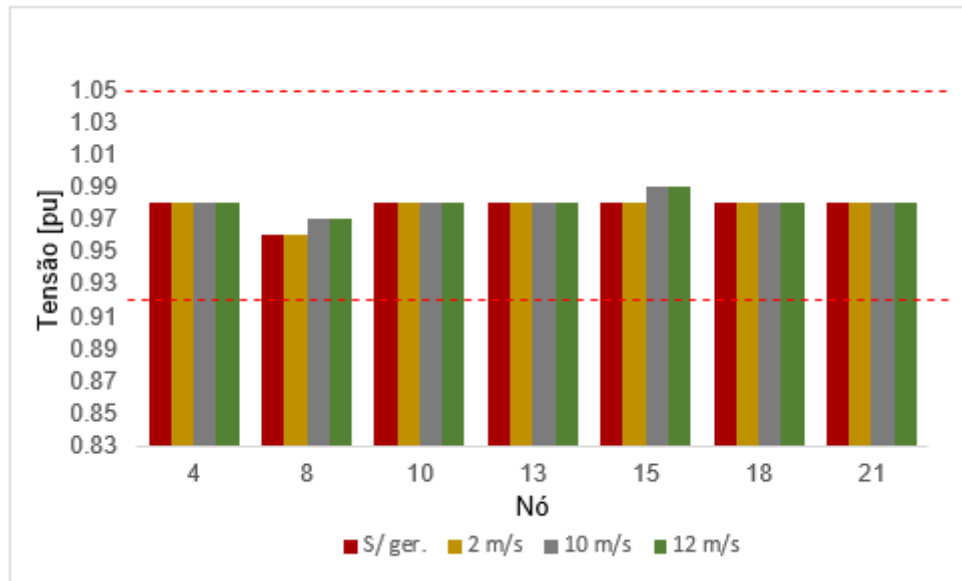


Figura 4.30: Tensões na fase B para a rede com 50% da carga e com 1 gerador de 2 kW no nó 8 . As linhas pontilhadas representam o limite de tensão estabelecido pelo Módulo 8 do PRODIST.

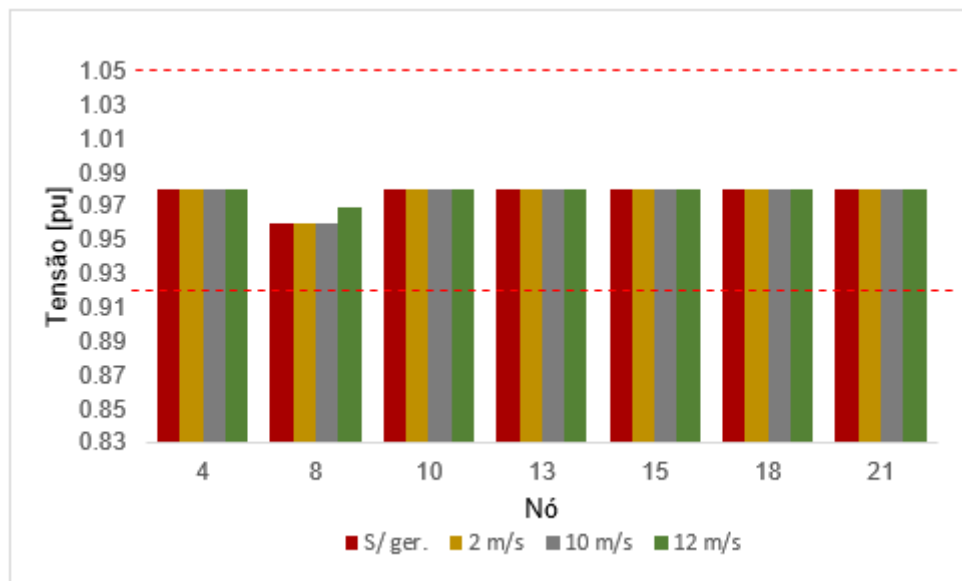


Figura 4.31: Tensões na fase C para a rede com 50% da carga e com 1 gerador de 2 kW no nó 8 . As linhas pontilhadas representam o limite de tensão estabelecido pelo Módulo 8 do PRODIST.

do vento. Nota-se que elas permaneceram dentro do limite estabelecido pelo PRODIST e a influência da velocidade do vento na variação de tensão foi baixa.

A partir das Figs. 4.33, 4.34 e 4.35 é possível analisar as potências ativas obtidas para o caso simulado. Observa-se que apenas no nó 8, que é onde o gerador foi instalado, as potências ativas diminuíram com o aumento da velocidade do vento. Nos outros nós as potências permaneceram constantes.

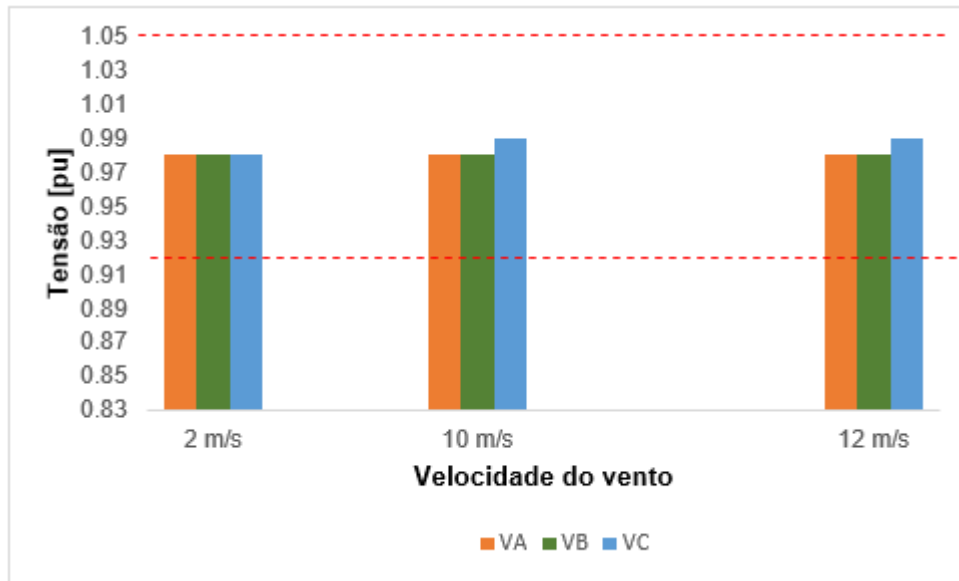


Figura 4.32: Tensões na barra 2 para a rede com 50% da carga e com 1 gerador de 2 kW no nó 8. As linhas pontilhadas representam o limite de tensão estabelecido pelo Módulo 8 do PRODIST.

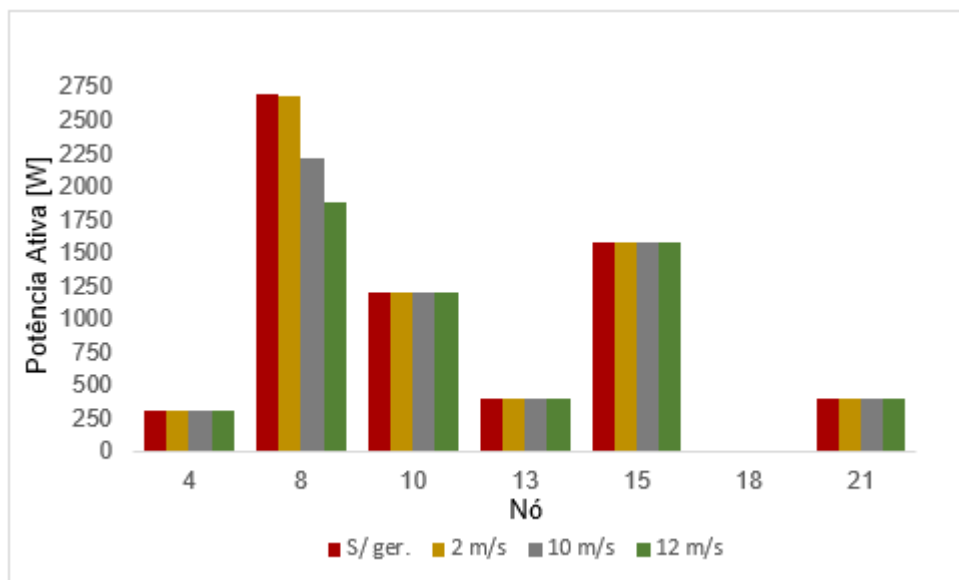


Figura 4.33: Potências Ativas na fase A para a rede com 50 % da carga e com 1 gerador de 2 kW no nó 8.

A Tab. 4.7 apresenta as potências nos transformadores e as perdas totais em função da velocidade do vento. Assim como analisado para plena carga, quando a rede está com 1 gerador e com 50 % da carga, as perdas também diminuiriam à medida que a velocidade do vento aumentou. Isto ocorre porque com o aumento da velocidade do vento, a energia gerada aumenta e a potência ativa total diminui.

As Figs. 4.36, 4.37 e 4.38 mostram as potências reativas nas fases A, B e C, respectivamente. Observa-se que o comportamento da potência reativa para a rede com 1

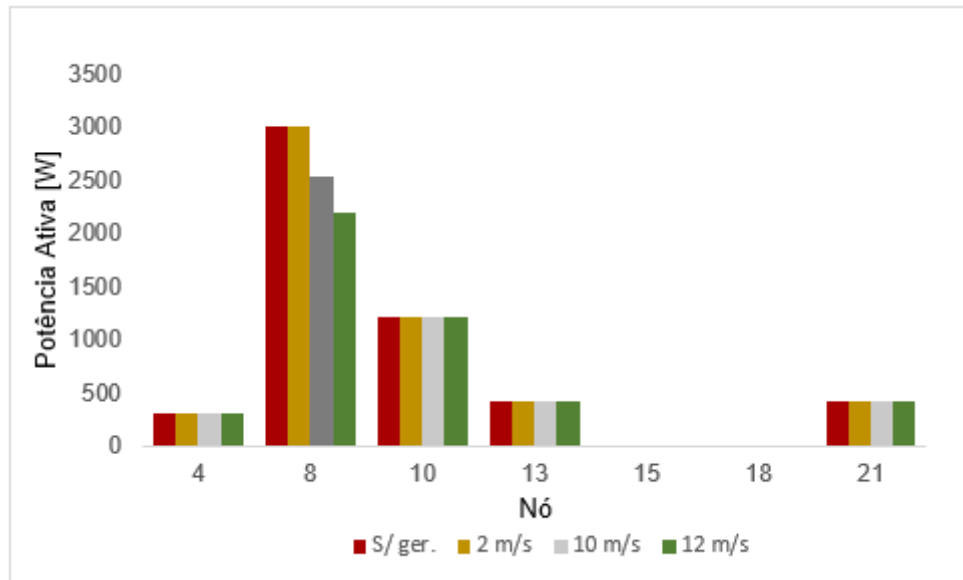


Figura 4.34: Potências Ativas na fase B para a rede com 50 % da carga e com 1 gerador de 2 kW no nó 8.

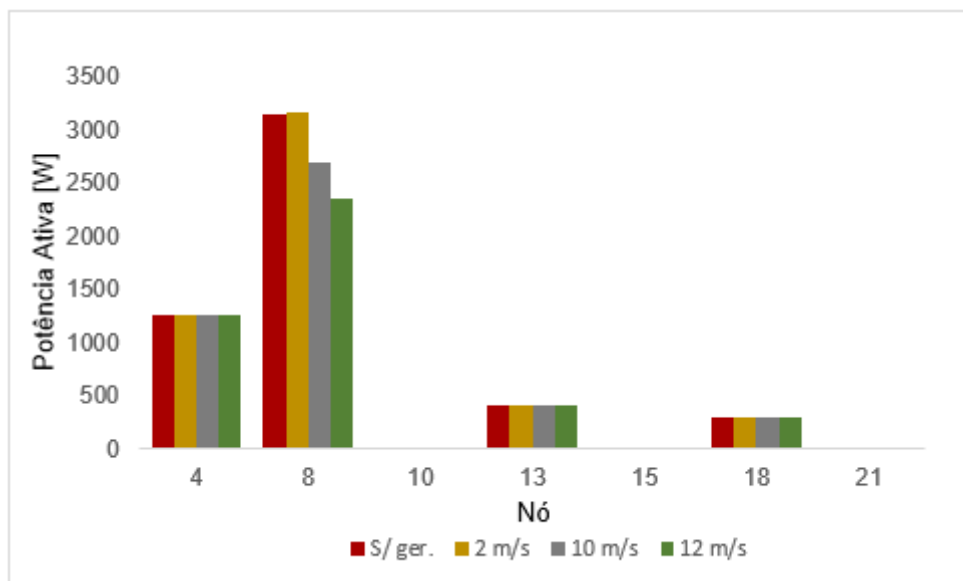


Figura 4.35: Potências Ativas na fase C para a rede com 50 % da carga e com 1 gerador de 2 kW no nó 8.

Tabela 4.7: Potências nos transformadores e perdas totais para a rede com 50 % da carga e com 1 gerador de 2 kW no nó 8.

Vel. do vento [m/s]	2	10	12
Pot. Trafo. [W]	17301,7	15858,8	14839,1
Perdas Totais [W]	261,5	223,8	204,2

gerador e com 50% da carga foi o mesmo analisado para a rede em plena carga, apenas no nó 8 as potências reativas variaram com a alteração da velocidade do vento.

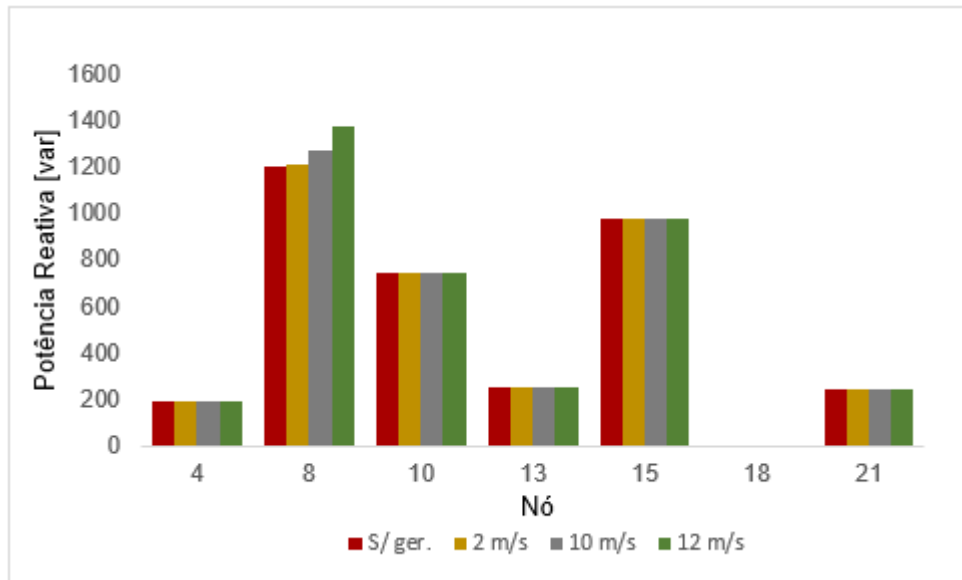


Figura 4.36: Potências reativas na fase A para a rede com 50 % da carga e com 1 gerador de 2 kW no nó 8.

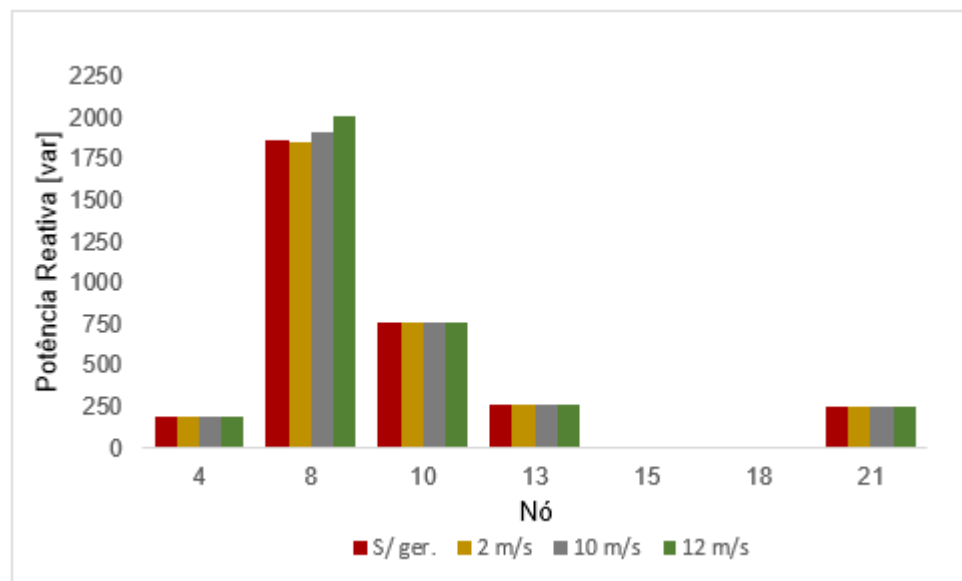


Figura 4.37: Potências reativas na fase B para a rede com 50 % da carga e com 1 gerador de 2 kW no nó 8.

A Tab. 4.8 apresenta os dados medidos no gerador para este caso. É possível observar que o gerador apresentou o mesmo comportamento quando comparado com a rede operando em plena carga.

4.3.1.1 Rede com 8 geradores de 2 kW no nó 8, 1 gerador de 3 kW no nó 4 e 1 gerador de 2,5 kW no nó 13

As Figs. 4.39, 4.40 e 4.41 apresentam as tensões para cada nó nas fases A, B e C, respectivamente. Observa-se que, embora a variação de tensão tenha sido maior que os

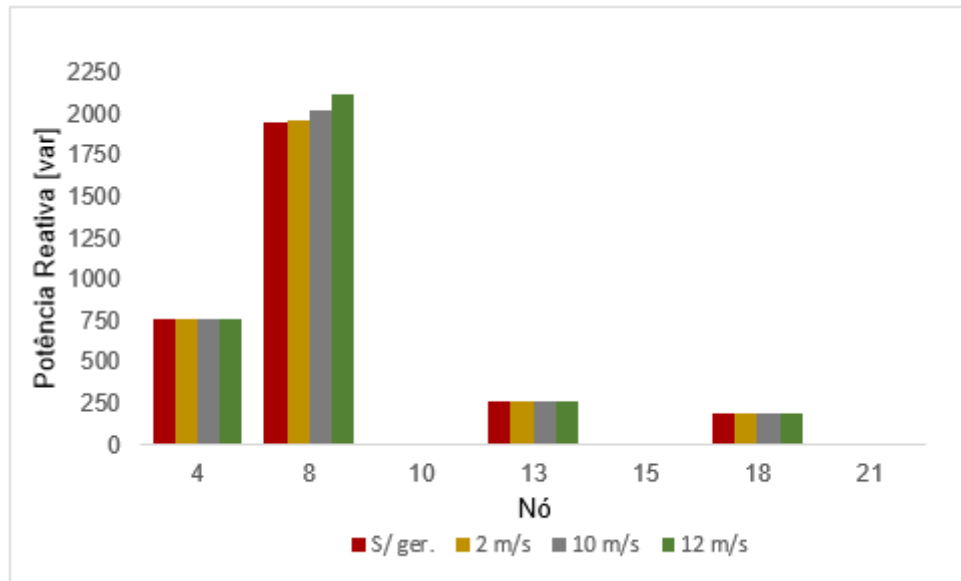


Figura 4.38: Potências reativas na fase C para a rede com 50 % da carga e com 1 gerador de 2 kW no nó 8.

Tabela 4.8: Valores medidos no gerador

Vel. do vento [m/s]	Potência [W]	Torque [pu]	$\omega[rad/s]$
2	3,34	0	188,5
10	-1451,6	-0,74	190,8
12	-2477,4	-1,27	192,4

outros casos, o sistema permaneceu resistente à variação da velocidade do vento e todas as tensões se mantiveram dentro do limite estabelecido no Módulo 8 do PRODIST.

A Fig. 4.42 ilustra as tensões nas barras 2 em função da velocidade do vento. A partir dela é possível observar que a influência da velocidade do vento na variação de tensão também foi pequena e as tensões não ultrapassaram o limite estabelecido no Módulo 8 do PRODIST.

A partir das Figs. 4.43, 4.44 e 4.45 é possível analisar as potências ativas obtidas em cada fase. Assim como observado para a rede operando em plena carga, apenas nos nós onde os geradores foram colocados as potências ativas variaram. Nota-se um fluxo reverso nos nós 4, 8 e 13 para as fases A e B para uma velocidade do vento de 10 m/s e de 12 m/s. Na fase C, o fluxo reverso apenas ocorreu nos nós 8 e 13.

A Tab. 4.9 ilustra as potências ativas nos transformadores e as perdas totais em função da velocidade do vento. Observa-se que, para uma velocidade do vento de 12 m/s, há um fluxo reverso no transformador. Isto não é desejável, uma vez que pode afetar os dispositivos de segurança da rede. Além disso, percebe-se que, para este caso, as perdas aumentaram quando a velocidade do vento aumentou. Isto ocorre pelo fato de que, para esta situação, a geração de potência é maior do que a carga, ocorrendo, portanto, fluxo

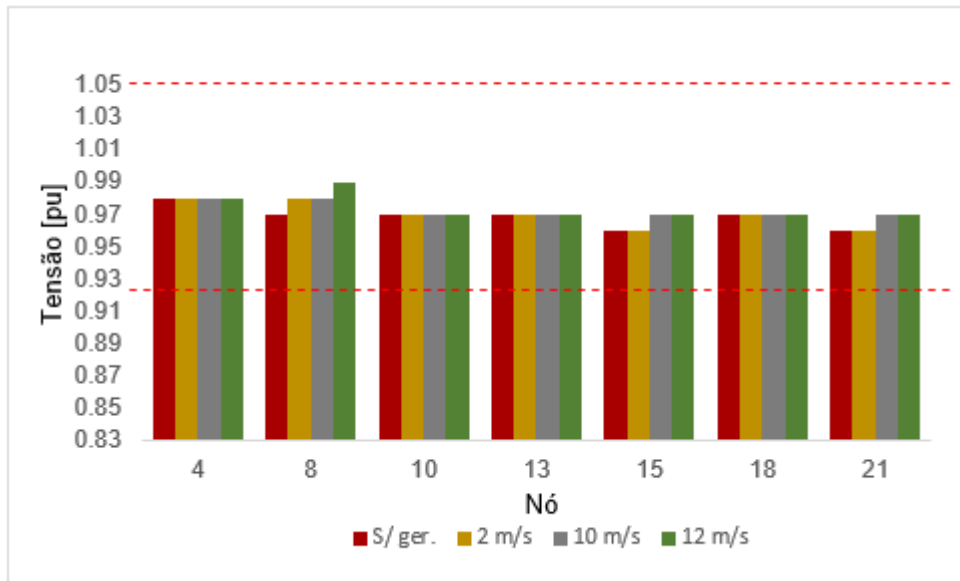


Figura 4.39: Tensões na fase A para a rede com 50% da carga e com 8 geradores de 2 kW no nó 8, 1 gerador de 3 kW no nó 4 e 1 gerador de 2,5 kW no nó 13. As linhas pontilhadas representam o limite de tensão estabelecido pelo Módulo 8 do PRODIST.

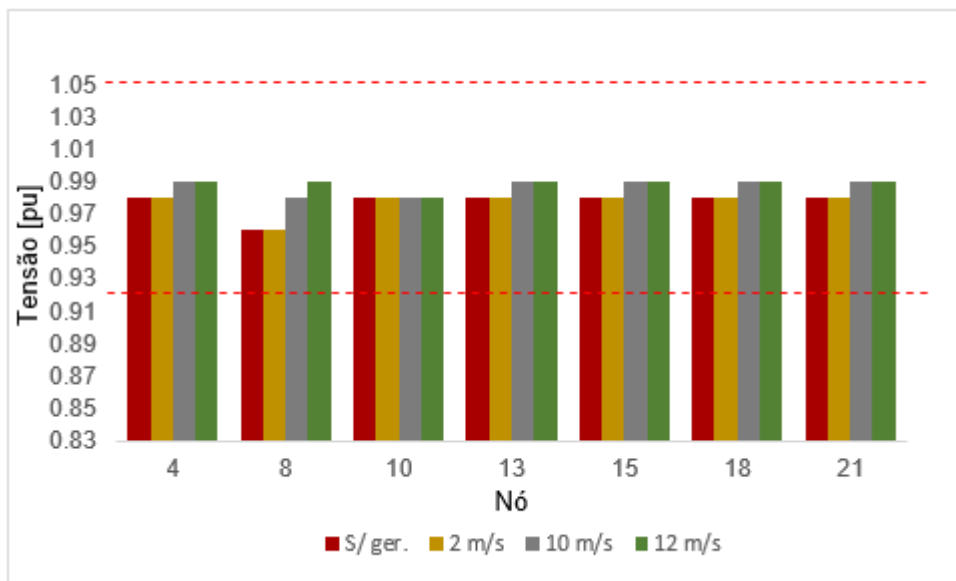


Figura 4.40: Tensões na fase B para a rede com 50% da carga e com 8 geradores de 2 kW no nó 8, 1 gerador de 3 kW no nó 4 e 1 gerador de 2,5 kW no nó 13. As linhas pontilhadas representam o limite de tensão estabelecido pelo Módulo 8 do PRODIST.

reverso de potência e as perdas passaram a aumentar com o aumento da geração de potência.

As Figs. 4.46, 4.47 e 4.48 apresentam as potências reativas nos nós para as fases A, B e C, respectivamente. Assim como analisado para plena carga, nos nós onde os geradores

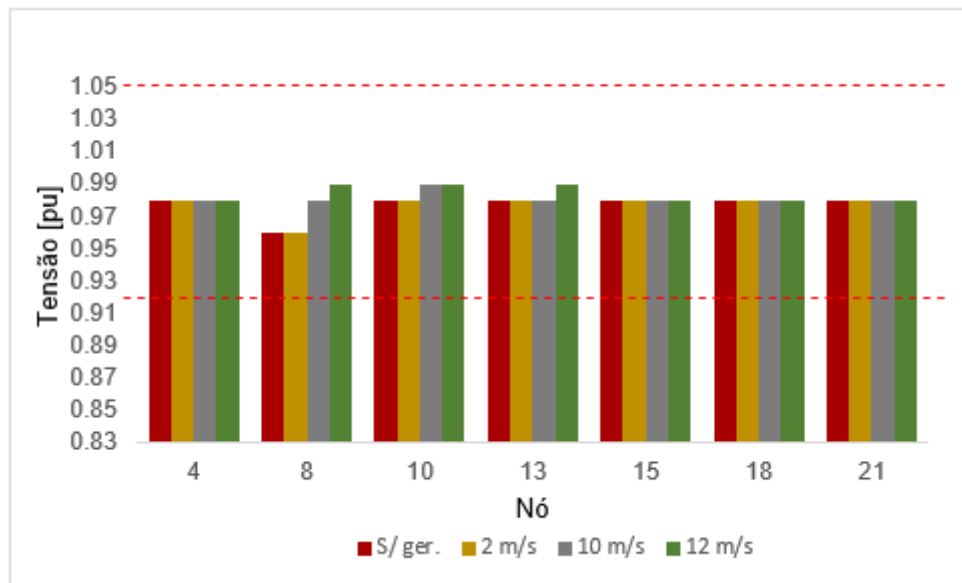


Figura 4.41: Tensões na fase C para a rede com 50% da carga e com 8 geradores de 2 kW no nó 8, 1 gerador de 3 kW no nó 4 e 1 gerador de 2,5 kW no nó 13. As linhas pontilhadas representam o limite de tensão estabelecido pelo Módulo 8 do PRODIST.

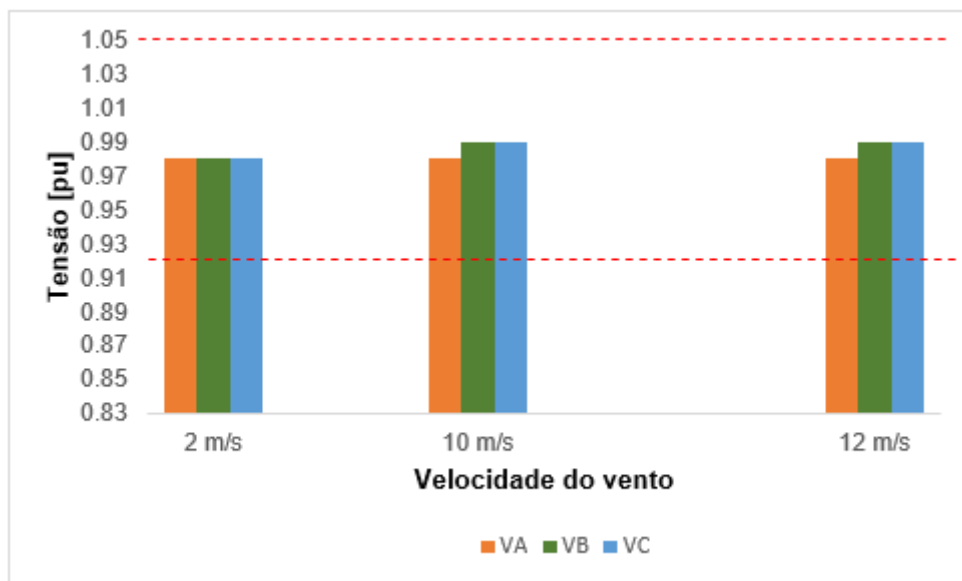


Figura 4.42: Tensões na barra 2 para a rede com 50% da carga e com 1 gerador de 2 kW no nó 8. As linhas pontilhadas representam o limite de tensão estabelecido pelo Módulo 8 do PRODIST.

foram instalados, a potência reativa aumentou com o aumento da velocidade do vento e permaneceu constante nos outros nós.

As Tabs. 4.10, 4.11 e 4.12 mostram os valores medidos nos geradores para esta condição. As potências geradas apresentaram os mesmos valores para a rede operando em plena carga. Além disso, os geradores apresentaram os mesmos comportamentos: na

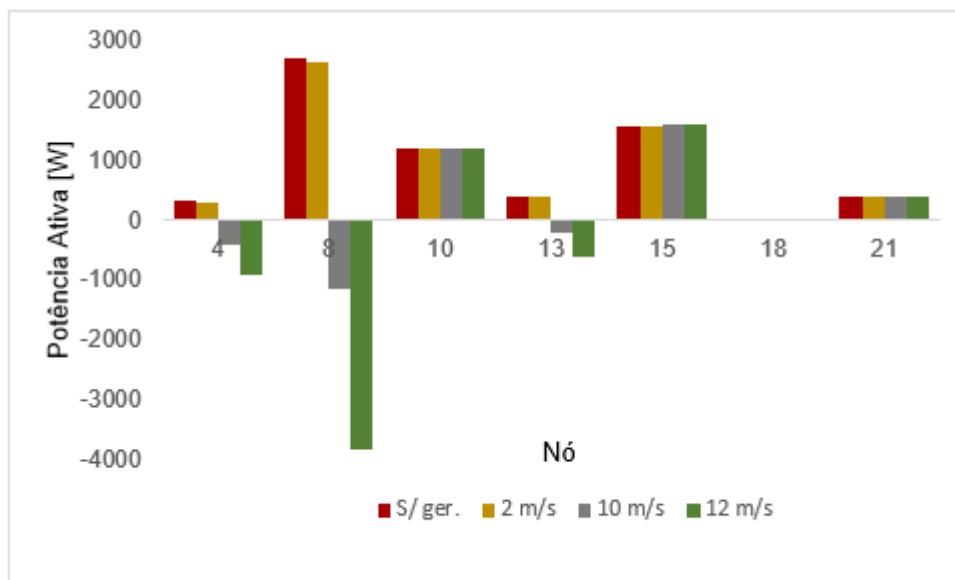


Figura 4.43: Potências ativas na fase A para a rede com 50 % da carga e com 8 geradores de 2 kW no nó 8, 1 gerador de 3 kW no nó 4 e 1 gerador de 2,5 kW no nó 13.

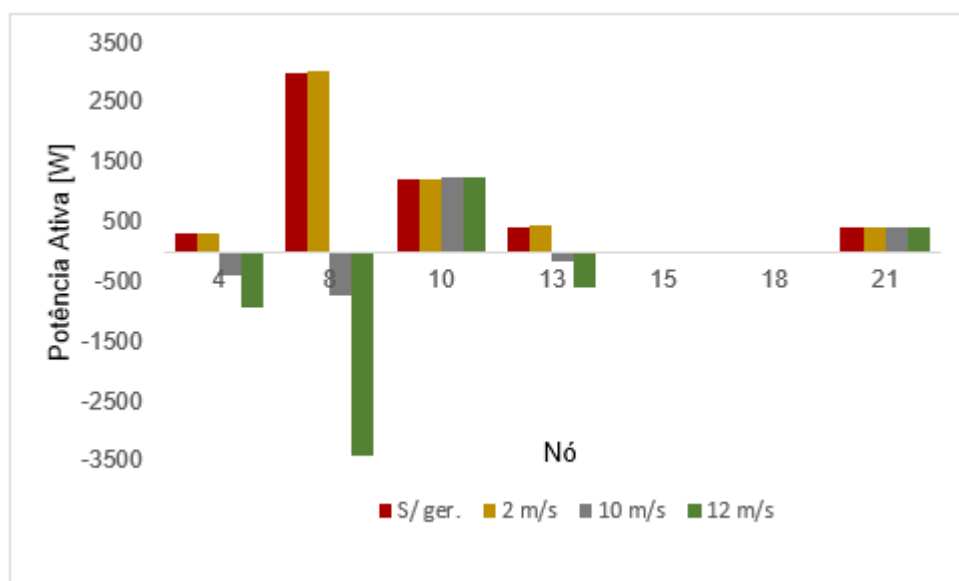


Figura 4.44: Potências ativas na fase B para a rede com 50 % da carga e com 8 geradores de 2 kW no nó 8, 1 gerador de 3 kW no nó 4 e 1 gerador de 2,5 kW no nó 13.

Tabela 4.9: Potências nos transformadores e perdas totais para a rede com 50 % da carga com 8 geradores de 2 kW no nó 8, 1 gerador de 3 kW no nó 4 e 1 gerador de 2,5 kW no nó 13.

Vel. do vento [m/s]	2	10	12
Pot. Trafo. [W]	17054,9	1997,3	-8585,6
Perdas Totais [W]	3,7	134,5	352,0

proporção que aumenta a potência gerada, o torque aumenta e para 2 m/s, a máquina de

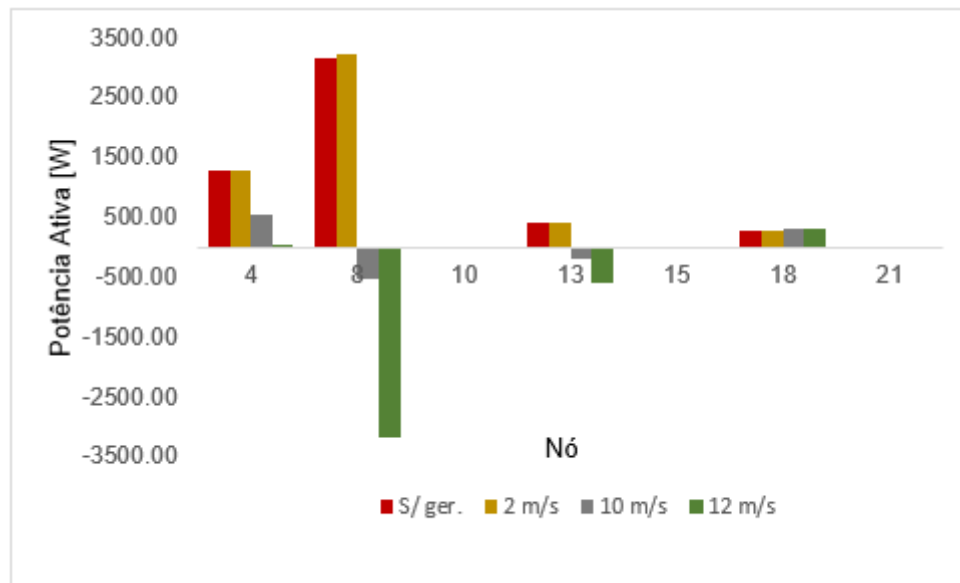


Figura 4.45: Potências ativas na fase C para a rede com 50 % da carga e com 8 geradores de 2 kW no nó 8, 1 gerador de 3 kW no nó 4 e 1 gerador de 2,5 kW no nó 13.

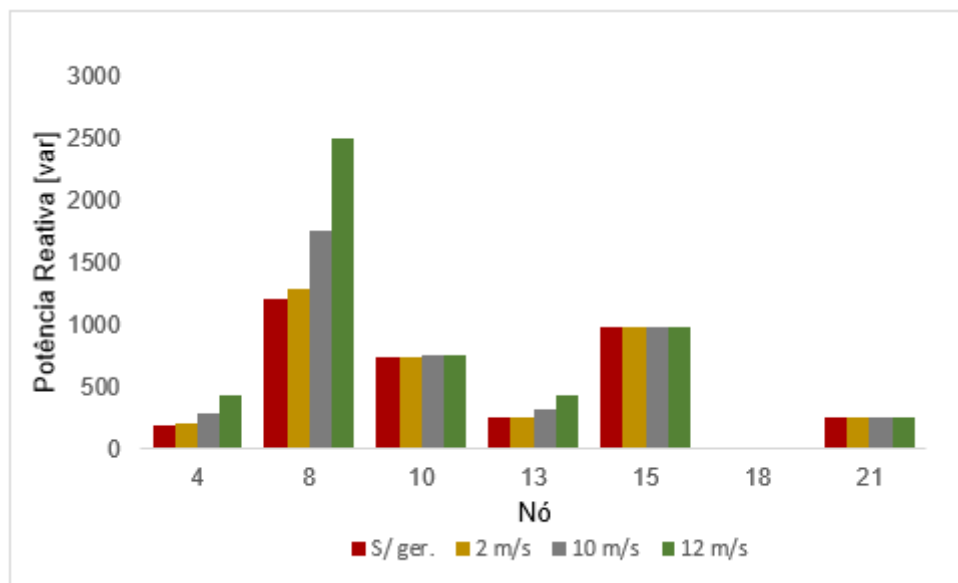


Figura 4.46: Potências reativas na fase A para a rede com 50 % da carga com 8 geradores de 2 kW no nó 8, 1 gerador de 3 kW no nó 4 e 1 gerador de 2,5 kW no nó 13.

indução opera como motor, não sendo viável o funcionamento da máquina como gerador para esta condição.

Tabela 4.10: Valores medidos no gerador do nó 4

Vel. do vento [m/s]	Potência [W]	Torque [pu]	$\omega[rad/s]$
2	3,6	0	188,5
10	-2177,9	-0,74	190,7
12	-3711,2	-1,27	192,2

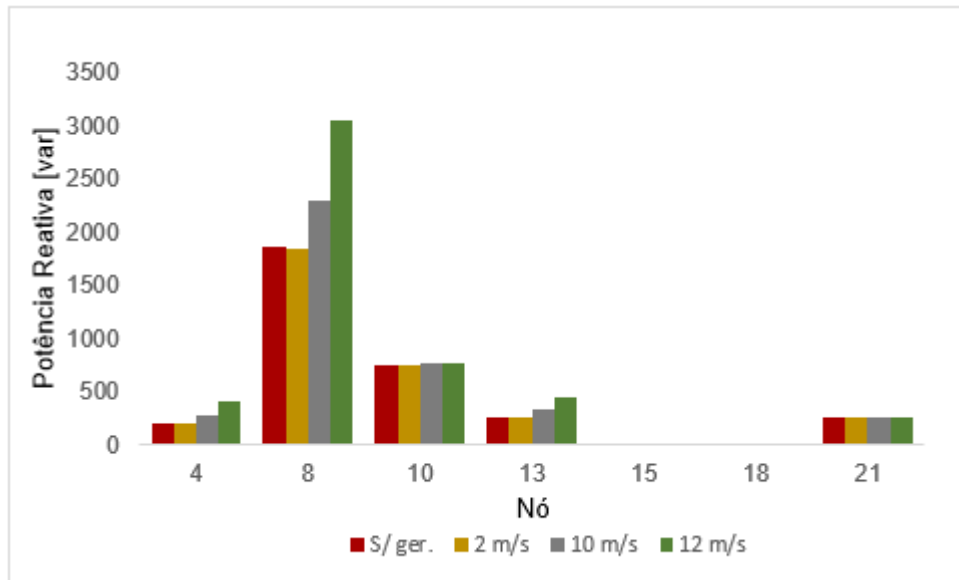


Figura 4.47: Potências reativas na fase B para a rede com 50 % da carga com 8 geradores de 2 kW no nó 8, 1 gerador de 3 kW no nó 4 e 1 gerador de 2,5 kW no nó 13.

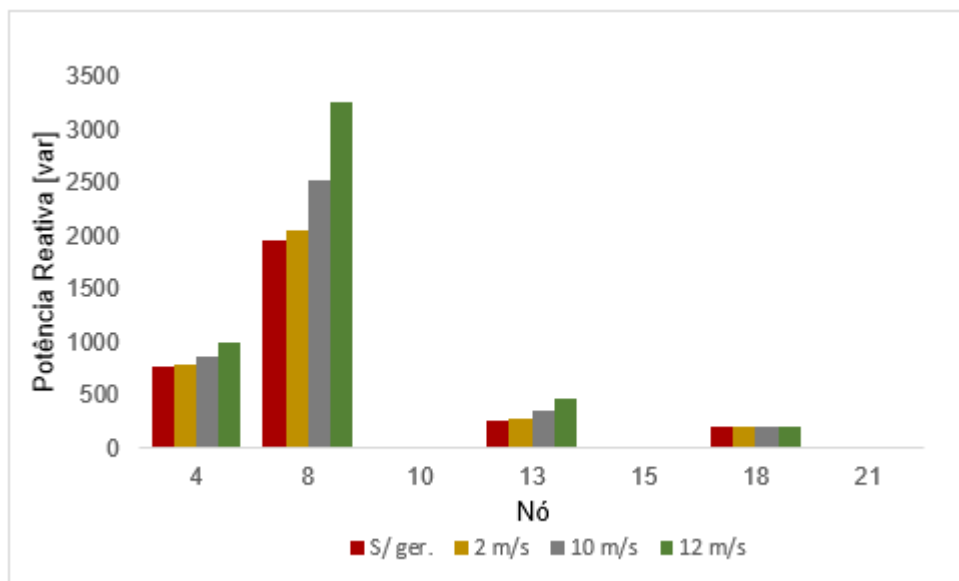


Figura 4.48: Potências reativas na fase C para a rede com 50 % da carga com 8 geradores de 2 kW no nó 8, 1 gerador de 3 kW no nó 4 e 1 gerador de 2,5 kW no nó 13.

Tabela 4.11: Valores medidos no gerador equivalente do nó 8

Vel. do vento [m/s]	Potência [W]	Torque [pu]	ω [rad/s]
2	18,8	0	188,5
10	-11614,9	-0,74	190,7
12	-1804,0	-1,27	192,2

Tabela 4.12: Valores medidos no gerador do nó 13

Vel. do vento [m/s]	Potência [W]	Torque [pu]	$\omega[rad/s]$
2	3,0	0	188,5
10	-1814,7	-0,74	190,7
12	-3092,1	-1,26	192,3

4.4 Resultados para a rede com gerador e velocidade do vento variável

Para a análise em regime transitório, foram observados apenas as variações de tensões no nós. Nesta seção, serão apresentadas as tensões no nó 15, que foi o menos impactado com a variação da velocidade do vento e no nó 8, o mais impactado.

4.4.1 Plena Carga

Nesta seção serão apresentados os resultados obtidos a partir da simulação da rede operando em plena carga e com a velocidade do vento variável em função do tempo.

4.4.1.1 Rede com 1 gerador de 2 kW no nó 8

As Figs. 4.49 e 4.50 apresentam as tensões para as fases A, B e C nos nós 8 e 15, respectivamente. Nota-se que, para este caso simulado, as tensões no nó 15 não foram afetadas com a variação da velocidade do vento. Já no nó 8 é possível observar uma variação pouco significativa. Nota-se, portanto, que o sistema modelado é resistente mesmo quando a velocidade do vento não é constante. A flutuação de tensão está dentro do limite estabelecido pelo PRODIST.

4.4.1.2 Rede com 8 geradores de 2 kW no nó 8, 1 gerador de 3 kW no nó 4 e 1 gerador de 2,5 kW no nó 13

As Figs. 4.51 e 4.52 mostram as tensões nos nós 8 e 15, respectivamente, para o caso simulado. Nesta condição, a variação de tensão foi um pouco maior. No entanto, mesmo no nó 8, que foi o que mais sofreu impacto, observa-se que as tensões se mantiveram entre 0,9 e 1,1 pu, que é o estabelecido no módulo 8 do PRODIST para a tensão ser adequada nesta condição.

4.4.2 Rede com 50 % da carga

Nesta seção serão apresentados os resultados obtidos a partir da simulação da rede operando com 50 % da carga e com a velocidade do vento variável em função do tempo.

4.4.2.1 Rede com 1 gerador de 2 kW no nó 8

A partir das Figs. 4.53 e 4.54 é possível analisar as tensões nos nós 8 e 15. Percebe-se que o sistema permaneceu resistente à variações instantâneas da velocidade do vento.

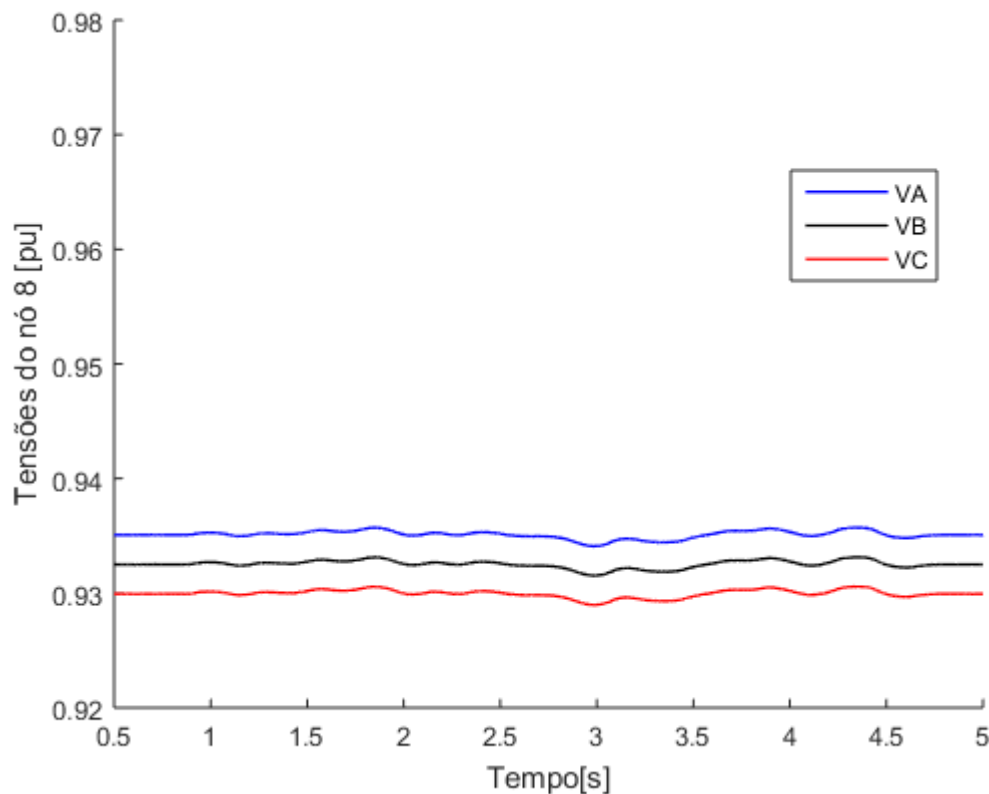


Figura 4.49: Tensões nas fases do nó 8 para a rede em plena e carga com 1 gerador de 2 kW no nó 8

Mesmo no nó 8, que foi o mais impactado, a variação foi inferior a 0,005 pu e as tensões permaneceram dentro do limite estabelecido no módulo 8 do PRODIST.

4.4.2.2 Rede com 8 geradores de 2 kW no nó 8, 1 gerador de 3 kW no nó 4 e 1 gerador de 2,5 kW no nó 13

As Figs. 4.55 e 4.56 mostram as tensões obtidas nas fases A, B e C para os nós 8 e 15, respectivamente, para a rede com 8 geradores de 2 kW no nó 8, 1 gerador de 3 kW no nó 4 e 1 gerador de 2,5 kW no nó 13. Observa-se a partir das Figs. 4.55 e 4.56 que a variação de tensão permaneceu baixa. No nó 8, que foi o mais impactado, a tensão variou entre 0,9925 pu e 0,975 pu, se mantendo, portanto, entre 0,9 e 1,1 pu estabelecido no módulo 8 do PRODIST.

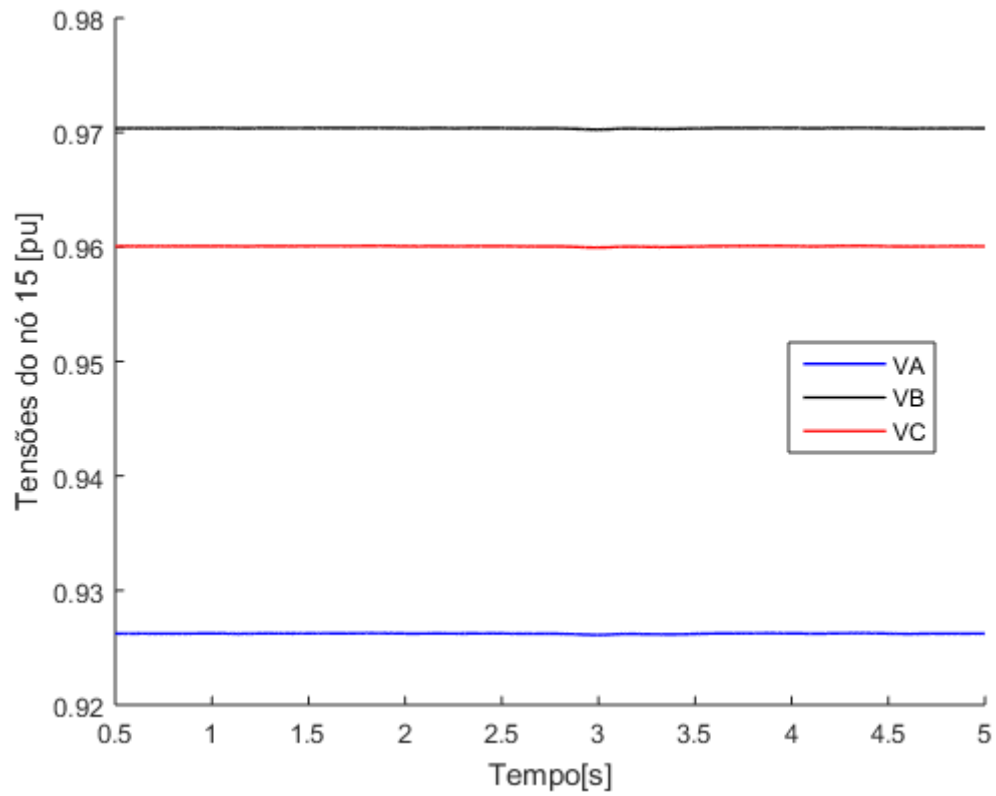


Figura 4.50: Tensões nas fases do nó 15 para a rede em plena e carga com 1 gerador de 2 kW no nó 8

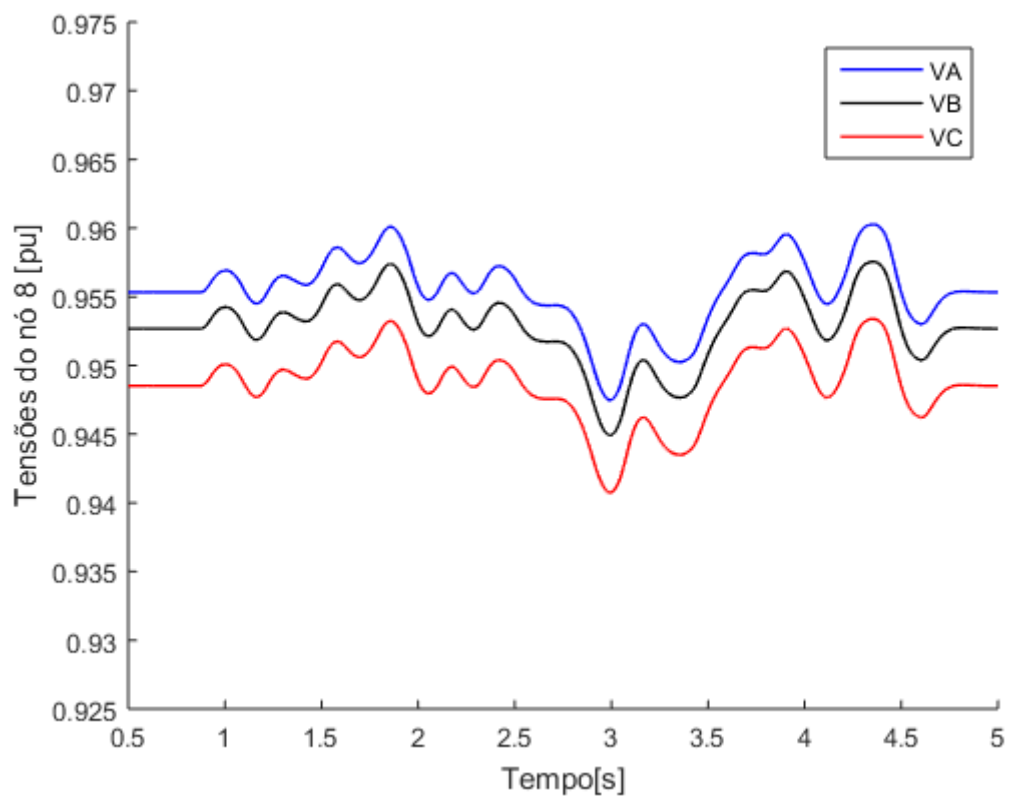


Figura 4.51: Tensões nas fases do nó 8 para a rede em plena carga com 8 geradores de 2 kW no nó 8, 1 gerador de 3 kW no nó 4 e 1 gerador de 2,5 kW no nó 13

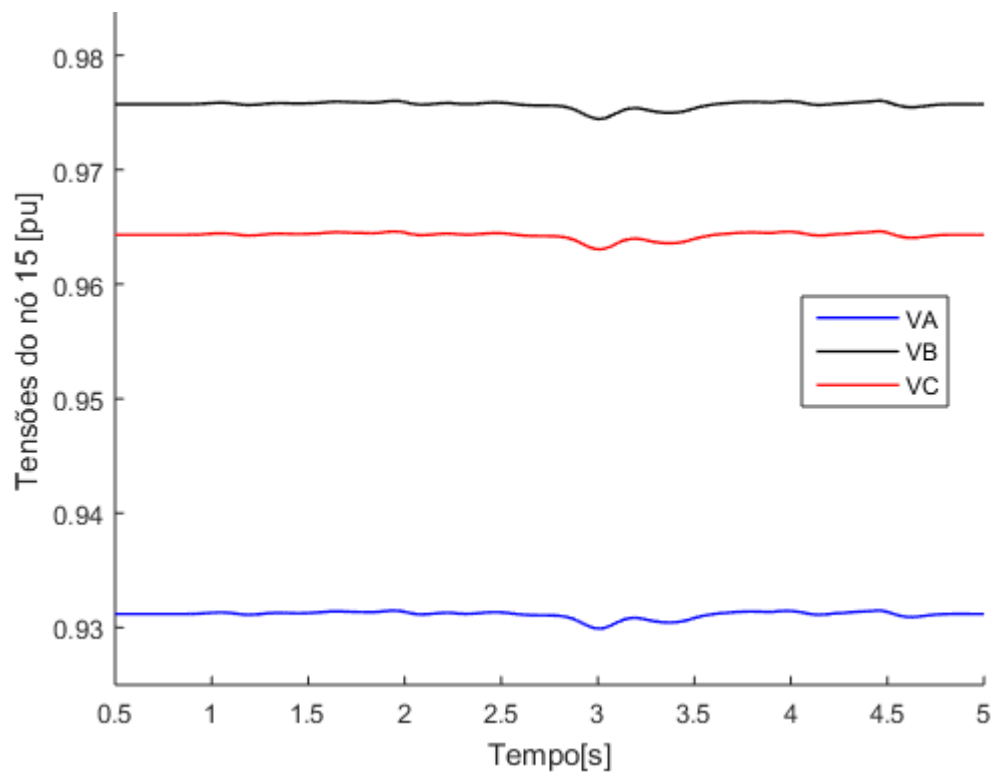


Figura 4.52: Tensões nas fases do nó 15 para a rede em plena carga com 8 geradores de 2 kW no nó 8, 1 gerador de 3 kW no nó 4 e 1 gerador de 2,5 kW no nó 13

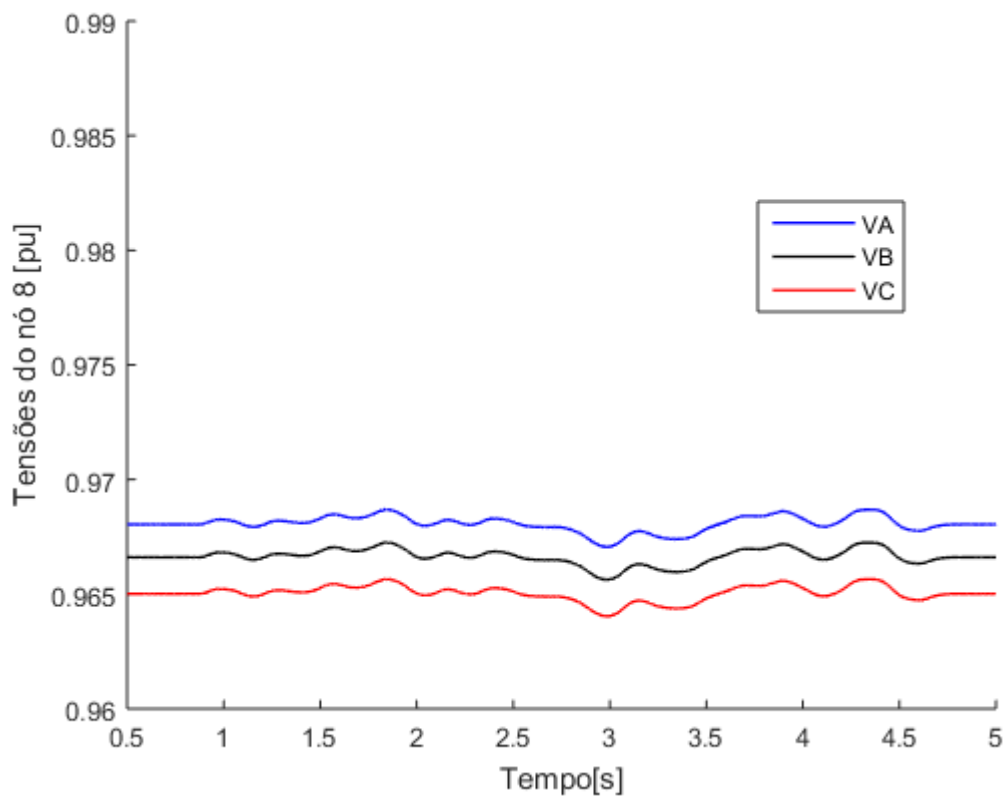


Figura 4.53: Tensões nas fases do nó 8 para a rede com 50 % da carga e com 1 gerador de 2 kW no nó 8

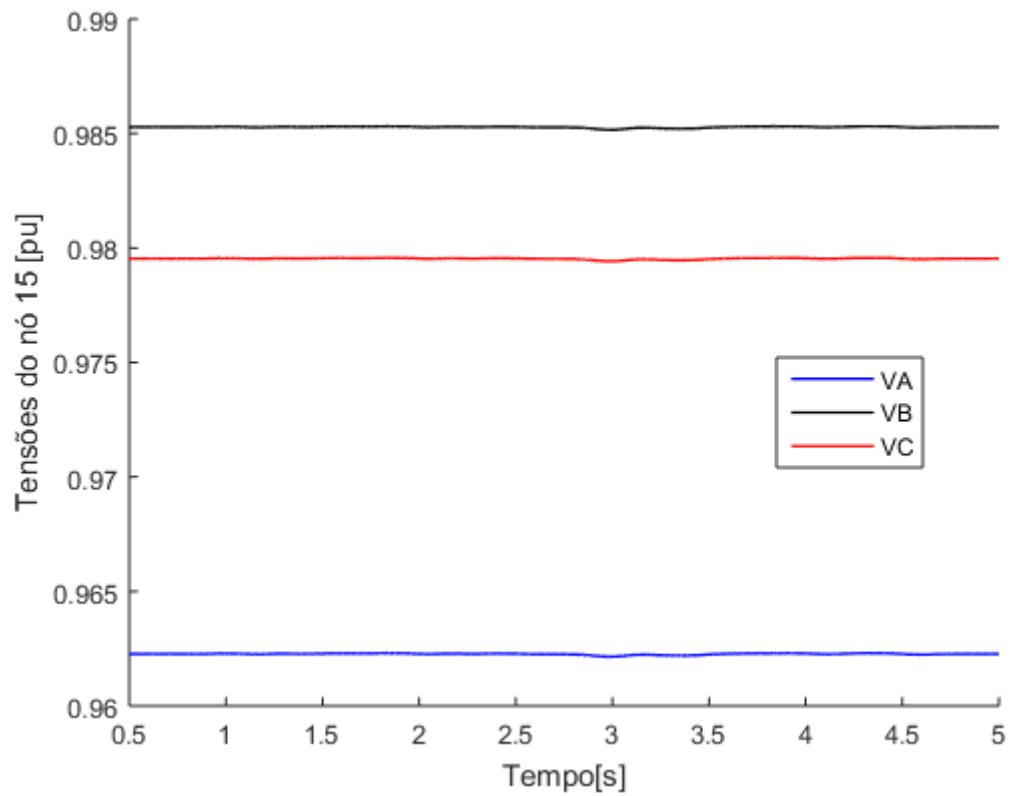


Figura 4.54: Tensões nas fases do nó 15 para a rede com 50 % da carga e com 1 gerador de 2 kW no nó 8

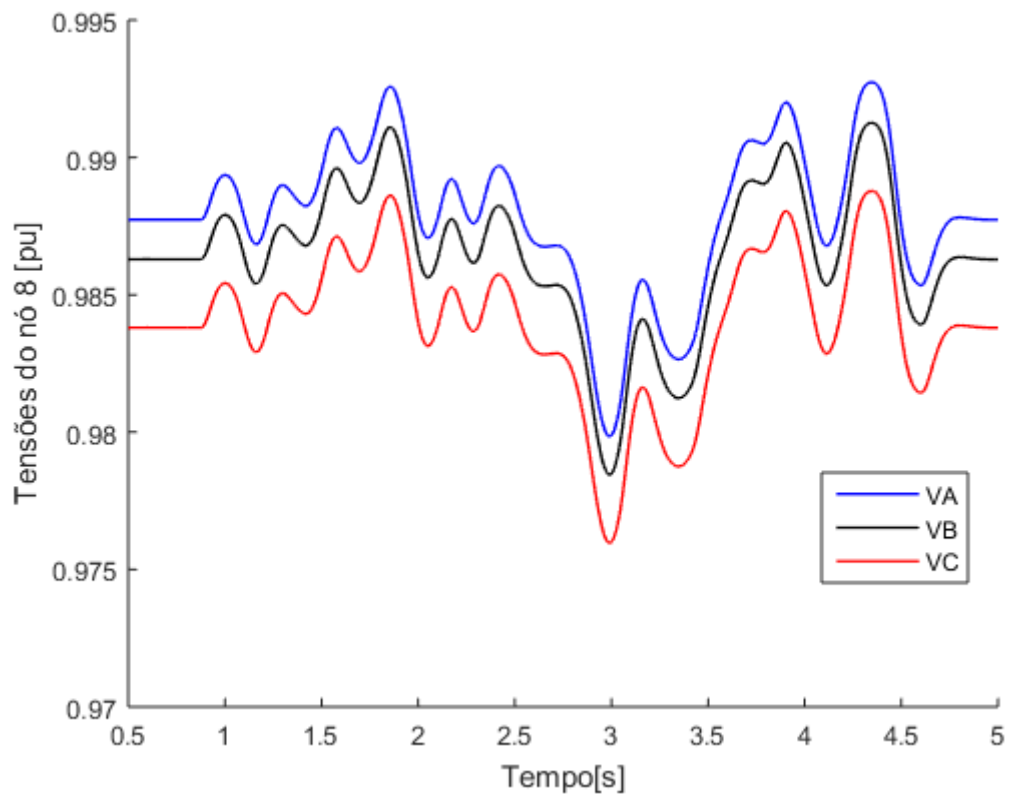


Figura 4.55: Tensões nas fases do nó 8 para a rede com 50 % da carga e com 8 geradores de 2 kW no nó 8, 1 gerador de 3 kW no nó 4 e 1 gerador de 2,5 kW no nó 13

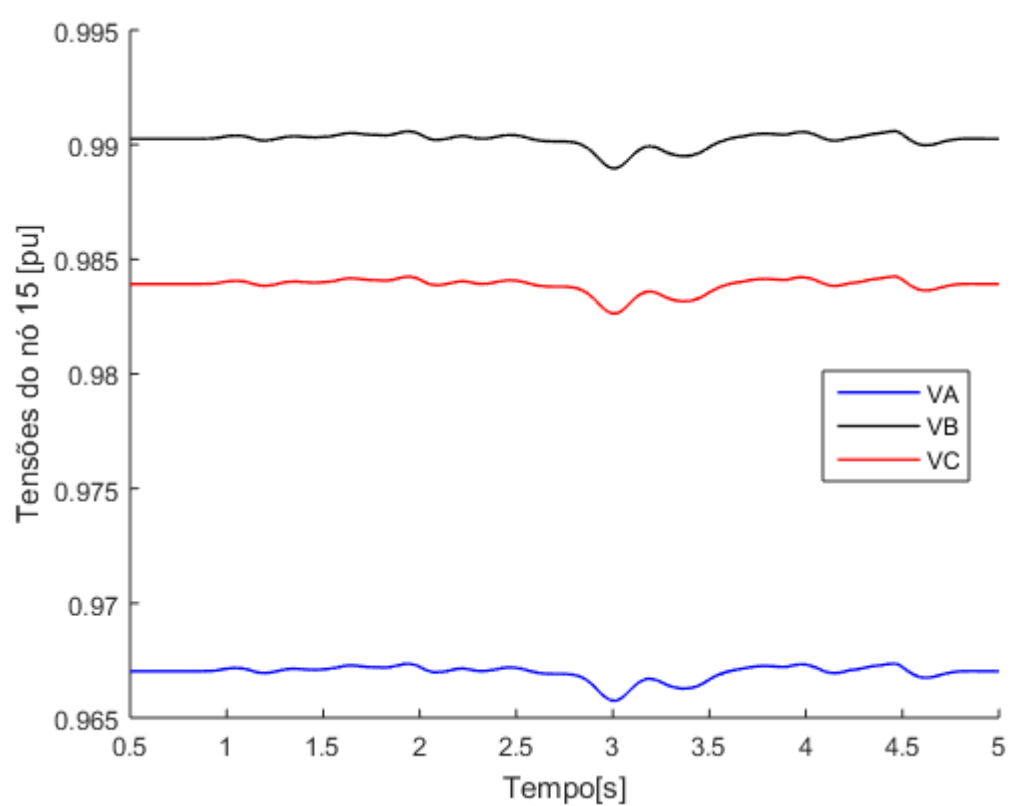


Figura 4.56: Tensões nas fases do nó 15 para a rede com 50 % da carga e com 8 geradores de 2 kW no nó 8, 1 gerador de 3 kW no nó 4 e 1 gerador de 2,5 kW no nó 13

5 CONCLUSÃO

A partir deste trabalho, foi possível criar um conjunto de procedimentos para avaliar a influência dos microgeradores eólicos na variação de tensão e da potência ativa e reativa nos nós da rede elétrica e nas perdas das linhas da rede considerada.

Foram feitos os seguintes procedimentos:

1- A rede foi modelada no software SimPowerSystems e ela foi simulada inicialmente sem gerador;

2- Foi adicionado no nó trifásico de maior carga um gerador eólico e fixou-se a velocidade do vento em 3 valores: 2 m/s, 10 m/s e 12 m/s;

3- Repetiu-se a simulação descrita no item 2, mas os valores de potências das cargas nos nós foram substituídos por metade de seu valor;

4- Foram adicionados geradores eólicos em todos os nós trifásicos. Para cada nó, a potência do gerador correspondia à potência nominal de sua carga. A velocidade do vento também foi fixada em 2 m/s, 10 m/s e 12 m/s;

4- Repetiu-se a simulação descrita no item 4, mas os valores de potências das cargas nos nós foram substituídos por metade de seu valor;

5 - As simulações descritas nos itens 2 a 4 foram repetidas, mas a velocidade do vento que tinham sido fixada em 3 valores constantes, passou a ser variada em função do tempo, apresentando um valor máximo de 12 m/s.

Foi verificado que, para o sistema elétrico em questão, os impactos da penetração de microgeração eólica nos níveis de tensões nodais foram pequenas tanto para velocidade do vento constante como para velocidade variável. Para os casos analisados em regime permanente, as tensões se mantiveram entre 0,92 e 1,05 pu, que é a faixa de tensão considerada adequada pelo PRODIST e, nos casos analisados em regime transitório, as flutuações de tensão foram muito inferiores a 1,0 pu, que é o máximo permitido pelo PRODIST para redes com tensão nominal de até 1 kV.

Também foi possível concluir que as potências ativas e reativas injetadas na barra apenas sofrem variação nos nós onde os geradores são instalados. Quando ocorre esta variação, as potências ativas diminuem com o aumento da velocidade do vento e as potências reativas, aumentam. Além disso, foi verificado que as perdas nas linhas diminuem à medida que a velocidade do vento aumenta, até atingir o ponto em que a geração é maior que a carga, ocorrendo fluxo reverso de potência e as perdas passam a aumentar com o aumento da velocidade do vento.

Foi possível concluir, portanto, que os procedimentos utilizados para analisar o sistema permitem a caracterização dos impactos da microgeração nas perdas nas linhas, nas tensões dos nós em regime permanente e em regime transitório e na variação de potências ativas e reativas dos nós.

Anexos

ANEXO A – DADOS COMPLEMENTARES DA REDE

$$Z_{tipo_1} = \begin{pmatrix} 0,34 + j0,56 & & \\ 0,14 + j0,29 & 0,34 + j0,56 & \\ 0,14 + j0,29 & 0,14 + j0,29 & 0,34 + j0,56 \end{pmatrix} \Omega/Km$$

$$Z_{tipo_2} = \begin{pmatrix} 1,7 + j0,53 & & \\ 0,09 + j0,19 & 1,7 + j0,53 & \\ 0,09 + j0,19 & 0,09 + j0,19 & 1,7 + j0,53 \end{pmatrix} \Omega/Km$$

$$Z_{tipo_3} = \begin{pmatrix} 0,89 + j0,79 & & \\ 0,25 + j0,47 & 0,89 + j0,79 & \\ 0,25 + j0,47 & 0,25 + j0,47 & 0,89 + j0,79 \end{pmatrix} \Omega/Km$$

$$Z_{tipo_4} = \begin{pmatrix} 1,2 + j0,70 & & \\ 0,19 + j0,36 & 1,20 + j0,70 & \\ 0,19 + j0,36 & 0,19 + j0,36 & 1,2 + j0,70 \end{pmatrix} \Omega/Km$$

Tabela A.1: Dados das cargas

Barra	P_A [kW]	P_B [kW]	P_C [kW]	Q_A [kVar]	Q_B [kVar]	Q_C [kVar]
N4	0,6460	0,6460	2,6460	0,4036	0,4036	1,6036
N8	5,7800	6,4600	6,8000	3,5820	4,0040	4,2160
N10	2,5500	2,5500	0,0000	1,5804	1,5804	0,0000
N13	2,6067	2,6067	2,6067	1,6156	1,6156	1,6156
N15	3,4000	0,0000	0,0000	2,1072	0,0000	0,0000
N18	0,0000	0,0000	1,7940	0,0000	0,0000	1,2011
N21	0,8500	0,8500	0,0000	0,5268	0,5268	0,0000
Total	15,8327	13,1127	13,8467	9,8156	8,1304	8,6363

Tabela A.2: Dados dos ramos

Nome	Barra Inicial	Barra final	Tipo de linha	Comprimento [m]	Limite de corrente em regime permanente
L1	N2	N3	1	35,0	312
L2	N3	N4	2	30,0	123
L3	N4	N5	1	35,0	312
L4	N5	N6	3	35,0	225
L5	N6	N7	3	35,0	225
L6	N7	N8	3	30,0	225
L7	N6	N9	4	20,0	108
L8	N9	N10	4	20,0	108
L9	N5	N11	1	35,0	312
L10	N11	N12	1	35,0	108
L11	N12	N13	2	30,0	123
L12	N12	N14	1	35,0	312
L13	N14	N15	4	30,0	125
L14	N14	N16	1	35,0	312
L15	N16	N17	1	35,0	312
L16	N17	N18	4	30,0	108
L17	N17	N19	1	35,0	112
L18	N19	N20	4	15,0	108
L19	N20	N21	4	15,0	108

([BORGES, 2014](#)).

REFERÊNCIAS

AMARANTE, O. A. C.; ZACK, M. B. J.; Sá, A. L. **Atlas do potencial eólico brasileiro**. Brasília: [s.n.], 2001.

ANEEL. **Resolução Normativa Nº 482, de 17 de abril de 2012**. 2012. Disponível em: <<http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2012482.pdf>>.

_____. **Programa de Incentivo às Fontes Alternativas**. 2016. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/proinfra>>.

_____. **Geração Distribuída – regulamentação atual e processo de revisão**. 2019. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/documents/655804/14752877/Geraç~ao+Distribuída+-+regulamentaç~ao+atual+e+processo+de+revis~ao.pdf/3def5a2e-baef-bb59-2ce1-4f69a9cb2d88>>.

_____. **Módulo 8 - Qualidade da Energia Elétrica**. 2019. Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/documents/656827/14866914/Módulo_8-Revis~ao_10/2f7cb862-e9d7-3295-729a-b619ac6baab9>.

APPLICATION guide to the European Standard EN 50160 on "voltage characteristics of electricity supplied by public distribution systems. In: **ELECTRICITY Product Characteristics and Electromagnetic Compatibility**. [s.n.], 1995. Disponível em: <<https://www.pasma.com.au/pdf/GuideToEN50160.pdf>>.

BADEA, N.; PARASCHIV, I.; OANCA, M.; BADEA, G. V. Power quality experimental analysis of a micro-combined cooling heat and power system for the connection to a smart grid. In: **Microgen III, the 3rd International Conference in Microgeneration and Related Technologies in Buildings**. [S.l.: s.n.], 2013. p. 15–17.

BORGES, R. T. **Desenvolvimento de metodologias de análise sistêmica de sistemas de distribuição de energia elétrica com geração ultra-dispersa**. 2014. Dissertação (Mestrado) — Faculdade de Engenharia Elétrica e de Computação, Universidade Estadual de Campinas, 2014. Dissertação de mestrado acadêmico, Unicamp. Disponível em: <http://repositorio.unicamp.br/jspui/bitstream/REPOSIP/259988/1/Borges_RicardoTorquato_M.pdf>.

BURT, G.; HAMMOND, G.; INFELD, D. Editorial: Special issue on highly distributed power systems. In: **Proc. Of IMECHE Part A: Journal of Power and Energy**. [S.l.: s.n.], 2008. p. 222.

DULAU, L. I.; ABRUDEAN, M.; BICA, D. Effects of distributed generation on electric power systems. In: **The 7th International Conference interdisciplinarity in Engineering**. Elsevier, 2013. p. 681–686. Disponível em: <<https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S2212017313007342>>.

GRILLO, A. P.; MEIRA, P. C. M.; VIEIRA, J. C. M.; FREITAS, W.; BAN-SAL, R. Analytical tools to assess the voltage stability of induction-based distributed generators. In: **Electrical Power and Energy Systems**. Elsevier, 2012. v. 26, p. 31–39. Disponível em: <<https://www.journals.elsevier.com/international-journal-of-electrical-power-and-energy-systems>>.

LIMA, R. Maior turbina eólica do mundo faz estátua da liberdade parecer minúscula. In: **Ciência**. [s.n.], 2019. Disponível em: <<https://www.tecmundo.com.br/ciencia/140959-maior-turbina-eolica-mundo-estatua-liberdade-parecer-minuscula.htm>>.

LUIZ, C. M. **Avaliação dos impactos da geração distribuída para proteção do sistema elétrico**. 2012. Dissertação (Mestrado) — Escola de Engenharia, Universidade Federal de Minas Gerais, 2012. Dissertação de mestrado acadêmico, UFMG. Disponível em: <<https://www.ppgee.ufmg.br/defesas/877M.PDF>>.

MATHWORKS. **Parameter estimation help documentation**. 2015. Disponível em: <<https://www.mathworks.com/help/sldo/parameter-estimation.html>>.

M.SASSO; ENTCHEV, E.; TZSCHEUTSCHLER, P. Impact of microgeneration systems on the low-voltage electricity grid. In: **Integration of MicroGeneration and Related Energy Technologies in Buildings**. Technische Universität München, 2014. Disponível em: <http://www.iea-ebc.org/Data/publications/EBC_Annex_54_Micro-Generation_Low_Voltage_Electricity_Grid_Impacts.pdf>.

PEREIRA, I. Q. G. **Condições de viabilidade da microgeração eólica em zonas urbanas**. 2011. Dissertação (Mestrado) — Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto, 2011. Dissertação de mestrado acadêmico, FEUP. Disponível em: <<https://repositorio-aberto.up.pt/bitstream/10216/57873/1/000146636.pdf>>.

RUNCOS, F.; R.CARLSON; KUO-PENG, P.; H.VOLTOLINI; BATISTELA, N. **Geração de energia eólica – Tecnologias atuais e futuras**. 2000, 2000. WEG máquinas – GRUCADEEL-TET-UFSC. Disponível em: <https://www.researchgate.net/profile/Renato_Carlson2/publication/239567205_GERACAO_DE_ENERGIA_EOLICA_-_TECNOLOGIAS_ATUAIS_E_FUTURAS/links/0c96052cb1882b239b000000.pdf>.

THOMSON, M.; INFIELD, D. Impact of widespread photovoltaics generation on distribution systems. In: **IET Renew. Power Gener.** [S.l.: s.n.], 2007. p. 33–40.