

UNIVERSIDADE DE SÃO PAULO

ESCOLA DE ENGENHARIA DE SÃO CARLOS

DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA ELÉTRICA

GUILHERME REIS PAIVA

**PONTOS IDEAIS PARA ALOCAÇÃO DE UM GERADOR
DISTRIBUÍDO EM UM SISTEMA REAL DE
DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA**

Orientador: Prof. Eduardo Nobuhiro Asada

São Carlos - USP

2008

GUILHERME REIS PAIVA

**PONTOS IDEAIS PARA ALOCAÇÃO
DE UM GERADOR DISTRIBUÍDO EM
UM SISTEMA REAL DE
DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA
ELÉTRICA**

Monografia apresentada à Escola de Engenharia de São Carlos, Universidade de São Paulo, como trabalho final da disciplina Projeto de Formatura, sendo parte dos requisitos necessários para a obtenção do grau de engenheiro eletricista.

Área de concentração:

Distribuição de Energia Elétrica

ORIENTADOR: Prof. Eduardo Asada

São Carlos - SP

2008

Agradecimento

Gostaria de agradecer a Deus, a quem confio plenamente o curso da minha vida e nunca falhou comigo. Aos meus pais, que fazem dos meus sonhos os deles, e lutam para a realização destes tanto quanto eu mesmo. Aos meus amigos de longa data, com os quais eu cresci e aprendi, me tornando tudo o que sou hoje em dia. Aos meus amigos restantes, principalmente aos meus colegas de república, com os quais também aprendi muito e aos meus colegas de faculdade, que fizeram destes cinco árduos anos os melhores anos da minha vida. Aos meus amigos de Araçatuba, onde vivi os dois últimos anos antes de entrar para a USP e ao colégio THATHI-COC, que me proporcionou dois anos incríveis e a oportunidade de ser aprovado nos vestibulares mais concorridos. Também agradeço ao professor Eduardo Asada, que me ajudou na escolha do tema para este trabalho e pela orientação e ao professor José Carlos, cuja dissertação serviu como base para a realização dos estudos apresentados no trabalho e que também me ajudou quando necessário. Obrigado.

Dedicatória

Dedico este trabalho aos pilares que me sustentam: meus pais, Henrique de Rezende Paiva e Luciana Paiva Reis, que lutaram a vida toda para me proporcionar o melhor, e conseguiram; e meus amigos, Fábio Gabriel Magrini Alvez, Helder Gonzales e Rafael Alkmin Reis, com os quais cresci e aprendi a viver.

Resumo

Neste trabalho, apresenta-se uma análise de um sistema real de distribuição de energia elétrica, visando à alocação de um gerador distribuído neste sistema. Os estudos realizados tiveram como objetivo principal localizar os melhores pontos do sistema para a instalação deste gerador de forma que as perdas por efeito Joule nas linhas de distribuição sejam as menores possíveis e o perfil de tensão em cada barra do sistema se aproxime o máximo possível de 1 p.u e não ultrapassasse os limites estabelecidos. Os estudos se basearam em um algoritmo de fluxo de potência programado em MATLAB e os resultados obtidos permitem avaliar, em termos de perdas de energia e perfil de tensão, quais seriam os melhores, ou o melhor ponto do sistema, para a instalação de um gerador distribuído. A partir destes resultados, empresas e órgãos responsáveis poderão determinar pontos ótimos para a alocação do gerador, tendo também em vista os aspectos econômicos do processo.

Palavras chave – Geração distribuída, redes de distribuição, operação de sistemas de potência, controle de tensão, qualidade de energia.

Abstract

In this undergraduate thesis an analysis of a real electrical power distribution system aiming the allocation of a distributed generator is presented. The objective is to locate the best spots of the system for the installation of a generator that diminish losses by Joule effect as low as possible and keep the voltage profile as close as possible of 1 p.u and between established limits. A load flow algorithm programmed using MATLAB is used as a base for this study and the achieved results allow the assessment, in terms of energy losses and voltage profile, which would be the best spots or the best spot of the system for the installation of a distributed generator. From these results, one can determine, also considering economical aspects, the optimum spots for allocation of the generator.

Index terms – Distributed generation, distribution networks, power systems operation, voltage control, power quality.

Apresentação

Esta monografia apresenta o trabalho realizado na disciplina Projeto de Formatura (SEL 394) do Curso de Engenharia Elétrica (ênfase em sistemas de energia e automação) da Escola de Engenharia de São Carlos (EESC-USP). Trata-se de localizar, em um sistema de distribuição de energia elétrica, a partir de análises baseadas em simulações, os melhores pontos para alocação de um gerador distribuído, considerando o melhor perfil de tensão e de perdas nas linhas de distribuição.

A idéia deste trabalho surgiu no primeiro semestre de 2008, na leitura de um trabalho sobre a proteção da associação de um gerador distribuído com o restante da rede de distribuição. Conversando com o professor Eduardo Asada, concluímos que a área de geração distribuída, como desafio que representa atualmente, ainda demanda muitos estudos neste sentido, sejam eles no âmbito técnico, administrativo ou econômico.

Em seguida foi implementado um programa para modelar e simular a rede de distribuição, com o qual foram simulados vários sistemas de teste com o objetivo de testar a confiabilidade do programa. O sistema real foi adquirido do professor Eduardo Asada e os estudos de impacto foram realizados e avaliados. A partir dos dados da saída do programa, isto é, perfil de tensão e perdas no circuito para várias situações de alocação do gerador, foi possível analisar a melhor localização deste, no aspecto operacional.

Sumário

Capítulo 1 - Introdução	1
Capítulo 2 – Geração Distribuída	3
2.1 Motivações	3
2.2 Impactos técnicos	4
2.3 Revisão bibliográfica	7
Capítulo 3 – Modelagem e Método Computacional	11
3.1 Barras	12
3.2 Linhas	13
3.3 Cargas	13
3.4 Transformadores	13
3.5 Capacitores	14
3.6 Geradores distribuídos	14
3.7 Método computacional	14
Capítulo 4 – Análise dos resultados	21
4.1 Dados do sistema analisado	21
4.2 Resultados obtidos	26
Capítulo 5 – Conclusões e sugestões para trabalhos futuros	34
Referências Bibliográficas	36
A. Anexo I – Gráficos de perfil de tensão e perdas nos ramos	39

Lista de tabelas

Tabela 4.1 – Configurações das linhas do sistema analisado	22
Tabela 4.2 – Dados de barra do sistema analisado	23
Tabela 4.3 – Dados de linha do sistema analisado	24
Tabela 4.4 – Transformadores do sistema analisado	25
Tabela 4.5 – Tabela de valores do perfil médio de tensão e das perdas totais para cada posição do gerador	27

Lista de Figuras

Figura 2.1 – Exemplo de rede sem geração distribuída	6
Figura 2.2 – Gerador distribuído instalado na barra 4	6
Figura 3.1 – Diagrama trifilar dos principais componentes de um alimentador primário	11
Figura 3.2 – Equivalente monofásico ou diagrama unifilar do sistema da figura 3	12
Figura 3.3 – Fluxograma do algoritmo utilizado no estudo.....	19
Figura 4.1 – Sistema analisado	21
Figura 4.2 – Perfil médio de tensão para cada posição do gerador no sistema.....	28
Figura 4.3 – Perdas totais de energia nos ramos para cada posição do gerador.....	28
Figura 4.4 – Caso 1: Perfil de tensão para uma potência de 344 kVA.....	30
Figura 4.5 – Caso 1: Perdas nos ramos para uma potência de 344 kVA	30
Figura 4.6 – Caso 2: Perfil de tensão para uma potência de 245 kVA.....	31
Figura 4.7 – Caso 2: Perdas nos ramos para uma potência de 245 kVA	31
Figura 4.8 – Caso 3: Perfil de tensão	32
Figura 4.9 – Caso 3: Perdas nos ramos	33
Figura A.1 – Perfil de tensão para o caso base.....	39
Figura A.2 – Perdas nos ramos para o caso base.....	39
Figura A.3 – Perfil de tensão para o gerador instalado na barra 2.....	40
Figura A.4 – Perdas nos ramos para o gerador instalado na barra 2	40
Figura A.5 – Perfil de tensão para o gerador instalado na barra 3.....	41
Figura A.6 – Perdas nos ramos para o gerador instalado na barra 3	41
Figura A.7 – Perfil de tensão para o gerador instalado na barra 4.....	42
Figura A.8 – Perdas nos ramos para o gerador instalado na barra 4	42
Figura A.9 – Perfil de tensão para o gerador instalado na barra 5.....	43
Figura A.10 – Perdas nos ramos para o gerador instalado na barra 5	43
Figura A.11 – Perfil de tensão para o gerador instalado na barra 6.....	44
Figura A.12 – Perdas nos ramos para o gerador instalado na barra 6	44
Figura A.13 – Perfil de tensão para o gerador instalado na barra 7.....	45
Figura A.14 – Perdas nos ramos para o gerador instalado na barra 7	45
Figura A.15 – Perfil de tensão para o gerador instalado na barra 8.....	46
Figura A.16 – Perdas nos ramos para o gerador instalado na barra 8	46
Figura A.17 – Perfil de tensão para o gerador instalado na barra 9.....	47
Figura A.18 – Perdas nos ramos para o gerador instalado na barra 9	47
Figura A.19 – Perfil de tensão para o gerador instalado na barra 10.....	48

Figura A.20 – Perdas nos ramos para o gerador instalado na barra 10	48
Figura A.21 – Perfil de tensão para o gerador instalado na barra 11.....	49
Figura A.22 – Perdas nos ramos para o gerador instalado na barra 11	49
Figura A.23 – Perfil de tensão para o gerador instalado na barra 12.....	50
Figura A.24 – Perdas nos ramos para o gerador instalado na barra 12	50
Figura A.25 – Perfil de tensão para o gerador instalado na barra 13.....	51
Figura A.26 – Perdas nos ramos para o gerador instalado na barra 13	51
Figura A.27 – Perfil de tensão para o gerador instalado na barra 14.....	52
Figura A.28 – Perdas nos ramos para o gerador instalado na barra 14	52
Figura A.29 – Perfil de tensão para o gerador instalado na barra 15.....	53
Figura A.30 – Perdas nos ramos para o gerador instalado na barra 15	53
Figura A.31 – Perfil de tensão para o gerador instalado na barra 16.....	54
Figura A.32 – Perdas nos ramos para o gerador instalado na barra 16	54
Figura A.33 – Perfil de tensão para o gerador instalado na barra 17.....	55
Figura A.34 – Perdas nos ramos para o gerador instalado na barra 17	55
Figura A.35 – Perfil de tensão para o gerador instalado na barra 18.....	56
Figura A.36 – Perdas nos ramos para o gerador instalado na barra 18	56
Figura A.37 – Perfil de tensão para o gerador instalado na barra 19.....	57
Figura A.38 – Perdas nos ramos para o gerador instalado na barra 19	57
Figura A.39 – Perfil de tensão para o gerador instalado na barra 20.....	58
Figura A.40 – Perdas nos ramos para o gerador instalado na barra 20	58
Figura A.41 – Perfil de tensão para o gerador instalado na barra 21.....	59
Figura A.42 – Perdas nos ramos para o gerador instalado na barra 21	59
Figura A.43 – Perfil de tensão para o gerador instalado na barra 22.....	60
Figura A.44 – Perdas nos ramos para o gerador instalado na barra 22	60
Figura A.45 – Perfil de tensão para o gerador instalado na barra 23.....	61
Figura A.46 – Perdas nos ramos para o gerador instalado na barra 23	61
Figura A.47 – Perfil de tensão para o gerador instalado na barra 24.....	62
Figura A.48 – Perdas nos ramos para o gerador instalado na barra 24	62
Figura A.49 – Perfil de tensão para o gerador instalado na barra 25.....	63
Figura A.50 – Perdas nos ramos para o gerador instalado na barra 25	63
Figura A.51 – Perfil de tensão para o gerador instalado na barra 26.....	64
Figura A.52 – Perdas nos ramos para o gerador instalado na barra 26	64
Figura A.53 – Perfil de tensão para o gerador instalado na barra 27.....	65
Figura A.54 – Perdas nos ramos para o gerador instalado na barra 27	65

Figura A.55 – Perfil de tensão para o gerador instalado na barra 28.....	66
Figura A.56 – Perdas nos ramos para o gerador instalado na barra 28	66
Figura A.57 – Perfil de tensão para o gerador instalado na barra 29.....	67
Figura A.58 – Perdas nos ramos para o gerador instalado na barra 29	67
Figura A.59 – Perfil de tensão para o gerador instalado na barra 30.....	68
Figura A.60 – Perdas nos ramos para o gerador instalado na barra 30	68
Figura A.61 – Perfil de tensão para o gerador instalado na barra 31.....	69
Figura A.62 – Perdas nos ramos para o gerador instalado na barra 31	69
Figura A.63 – Perfil de tensão para o gerador instalado na barra 32.....	70
Figura A.64 – Perdas nos ramos para o gerador instalado na barra 32	70
Figura A.65 – Perfil de tensão para o gerador instalado na barra 33.....	71
Figura A.66 – Perdas nos ramos para o gerador instalado na barra 33	71

Lista de abreviaturas e siglas

GD – Gerador distribuído

CIREN – *International Council of Large Electric Systems*

CIGRÉ – *International Conference & Exhibition on Electricity Distribution*

SE – Subestação

CPFL – Companhia Paulista de Força e Luz

CAA – Cabo de Alumínio com Alma de Aço

p.u. – Por Unidade

Lista de símbolos

I_x – Corrente de ramo no ramo x

S_x – Potência aparente na fase x

S^k – Potência aparente na barra k

P^k – Potência ativa líquida na barra k

Q^k – Potência reativa na barra k

I_{bx} – Corrente de barra na barra x

V_x – Tensão na barra x

Z_x – Impedância na linha x

Capítulo 1 - Introdução

Nos últimos 50 anos, a indústria de energia elétrica foi conduzida por um paradigma de que a maior parte da energia elétrica fosse gerada em grandes usinas afastadas dos centros de consumo, sendo enviada para estes centros por meio de linhas de alta tensão, e entregue aos consumidores por meio de uma rede passiva, que envolve tensões altas, médias e baixas. Em um sistema como este, o fluxo de potência se dá apenas em uma direção: da usina de geração para a rede de distribuição e para os consumidores. Este paradigma sendo quebrado devido à integração em larga escala de geradores distribuídos, quer nos níveis de média tensão, quer nos níveis de baixa tensão.

Com esta filosofia, a energia elétrica é gerada mais perto dos consumidores. Nos últimos anos, esta mudança se tornou ainda mais perceptível principalmente devido a conexões de um grande número de fontes de geração no nível de média tensão. Essas fontes são principalmente usinas térmicas, pequenas centrais hidroelétricas, geradores eólicos e algumas unidades de biomassa.

A geração distribuída está ganhando cada vez mais atenção em todo o mundo, como uma alternativa de geração de energia elétrica em relação à geração em grandes unidades afastadas dos centros de consumo. Vários estudos conduzidos tanto por empresas como por universidades em vários países mostram que a geração distribuída pode afetar a operação de uma rede de distribuição existente assim como a renovação e o planejamento desta rede. Atualmente, o interesse em instalar pequenos geradores contidos nos sistemas de distribuição está crescendo, porém, existem inúmeros obstáculos para a realização destas conexões.

Este novo cenário demanda novas avaliações dos impactos técnicos nas redes. Estes impactos podem ser identificados em diferentes níveis operacionais do sistema: produção centralizada, transmissão e distribuição. Por outro lado, os problemas que afetam a operação dos sistemas, resultados desta grande integração de geradores distribuídos, podem ser analisados sob diferentes perspectivas:

- comportamento em regime permanente
- comportamento dinâmico
- comportamento frente a faltas no sistema
- qualidade do serviço (confiabilidade e qualidade de energia)
- segurança pessoal

No Brasil, atualmente a maioria da demanda energética é atendida por grandes centrais hidroelétricas, as quais dependem das condições climáticas. Por causa desta dependência, o Brasil já passou por sérios problemas no setor energético, sendo o mais recente registrado em 2001. Sendo assim, cada vez mais empresas estão investindo em geração distribuída, com o objetivo de reduzir os gastos em energia elétrica e garantir um fornecimento mais confiável.

Neste trabalho, foi realizado um estudo sobre os impactos técnicos causados pela alocação de um gerador síncrono na rede e se avalia o melhor lugar para a mesma. Os estudos foram realizados com a utilização de um programa de fluxo de potência baseado em métodos de varredura direta e reversa (*Backward/Forward Sweep*). O programa simulou o gerador distribuído instalado em várias barras diferentes do sistema e avaliou o perfil de tensão e o nível de perdas nas linhas de distribuição para cada uma dessas situações. Com base nos resultados, foi proposta a melhor situação, isto é, a barra na qual a instalação do gerador manteria o perfil de tensão o mais próximo possível da tensão nominal e reduziria ainda mais as perdas nas linhas.

Este trabalho está organizado conforme descrito abaixo:

No capítulo 2 apresenta-se uma revisão bibliográfica sobre a geração distribuída e os problemas que podem ser causados pela inserção de geradores distribuídos no sistema e sobre os estudos de impacto já realizados.

No capítulo 3, o método computacional utilizado para realizar o fluxo de potência simulando a instalação do gerador distribuído na rede é descrito, junto com a modelagem do sistema na qual foi realizado o estudo.

No capítulo 4, apresentam-se os resultados das análises das simulações, obtidos considerando-se os aspectos operacionais descritos acima. Para a obtenção desses resultados, foram analisados os perfis de tensão e as perdas nas linhas para diversas posições na rede onde o gerador distribuído foi instalado.

No capítulo 5 são apresentadas as conclusões sobre estes estudos e algumas sugestões para projetos futuros.

Capítulo 2 – Geração Distribuída

2.1 Motivações

A inserção de unidades geradoras de médio e pequeno porte nos sistemas de distribuição vem sendo motivada por diversas razões. Os grupos de trabalhos CIRED (CIRED, 1999) e CIGRÉ (CIGRÉ, 1998) elaboraram relatórios técnicos nos quais são apresentadas as seguintes motivações para a utilização de geração distribuída:

- Redução de emissões gasosa, principalmente CO₂;
- Eficiência energética ou uso da energia renovável;
- Políticas regulatórias e de competitividade;
- Maior demanda de potência;
- Disponibilidade de plantas modulares de geração;
- Facilidade de encontrar geradores de pequeno porte;
- Tempo reduzido de construção e baixo investimento para pequenas plantas
- Redução nos custos de ampliação das linhas de transmissão pelo fato de estar localizado próximo das cargas.

Os riscos ao meio ambiente causados pelas unidades de energia renovável de pequeno e médio porte existem, mas são muito menores quando comparados às fontes de geração de grande porte ou até as de pequeno e médio porte que utilizam combustíveis fósseis. Nesse sentido, a geração distribuída pode oferecer várias alternativas, já que pode utilizar de energia renovável no caso da geração a partir do bagaço de cana, ou até mesmo a geração por turbinas eólicas, que é o meio mais limpo de geração. (Morán, 2005).

Grandes centrais de geração de energia são projetadas levando em consideração as necessidades do cliente e do local de instalação. Devido a essas considerações, cada central desse tipo tem o seu próprio projeto e suas próprias características. No caso dos geradores distribuídos, pelo fato de serem muito menores comparados às grandes centrais e terem característica modular, aspectos como projeto, tamanho e até mesmo métodos de operação em alguns casos, podem ser iguais, o que simplifica a engenharia e diminui os custos de projeto.

Também podemos citar o fato de que a geração distribuída é um atrativo para outros fins no sistema de distribuição. Atualmente, o principal papel dos geradores distribuídos no sistema é apenas a injeção de potência, sem nenhuma outra função, como controle de tensão, confiabilidade e segurança da rede, capacidade de geração de reserva, etc. Embora isso seja parcialmente devido aos aspectos técnicos da geração distribuída, este papel limitado é predominantemente causado pelos planos administrativos e comerciais sob os quais ela opera. Já existem exemplos isolados de geração distribuída sendo utilizada para outros fins, como fornecer geração de reserva, na França, ou reforçar a rede de distribuição, no Reino Unido, onde não é possível obter permissão para a construção de linhas aéreas adicionais (Jenkins *et al* 2000).

2.2 Impactos técnicos

A instalação de geradores distribuídos em redes de distribuição produz impactos técnicos e operacionais, pois as redes de distribuição e transmissão foram projetadas considerando outras características. Por exemplo, não fazia parte dos projetos iniciais para redes de distribuição conter geradores em seus alimentadores, tampouco conduzir corrente em sentido contrário ao convencionado, apenas da subestação alimentadora para os centros de carga.

Uma rede de distribuição de energia elétrica caracteriza-se pelos seguintes aspectos (Morán, 2005; Zhu e Tomsovic, 2002):

- Topologia radial;
- Fluxo de potência unidirecional, da subestação alimentadora para os centros de carga;
- Em geral o coeficiente r/x é maior do que o das linhas de transmissão;
- Circulações de potência reativa e de potência ativa têm quase as mesmas características;
- Perfil de tensão decrescente ao longo da rede e com o aumento da distância da subestação à carga;
- A potência de curto-circuito é decrescente ao longo da rede à medida que aumenta a distância da subestação.

No entanto, após a interligação de um gerador distribuído na rede, a mesma passa a apresentar as seguintes características (Morán, 2005);

- Os fluxos de potência ativa e reativa deixam de ser unidirecionais, podendo uma mesma linha da rede ter sentidos diferentes para diferentes condições operacionais;
- O perfil de tensão aumenta ou diminui ao longo da rede dependendo das condições operacionais e da localização da unidade de geração distribuída no sistema;
- Podem-se apresentar variações rápidas de tensão nas barras devido à entrada e saída de unidades geradoras;
- A potência de curto-circuito aumenta em todas as barras da rede, apresentando um maior aumento nas barras onde se colocam as unidades de geração;
- Podem surgir problemas associados à regulação de tensão
- Podem surgir aumentos no nível de distorção harmônica na rede e outros problemas relacionados à qualidade de energia.
- Dificuldade no ajuste dos dispositivos de proteção devido à perda de radialidade.

A conexão de um gerador distribuído no sistema resulta inevitavelmente em mudança no fluxo de potência da rede e no perfil de tensão. As figuras abaixo mostram um exemplo dessa situação.

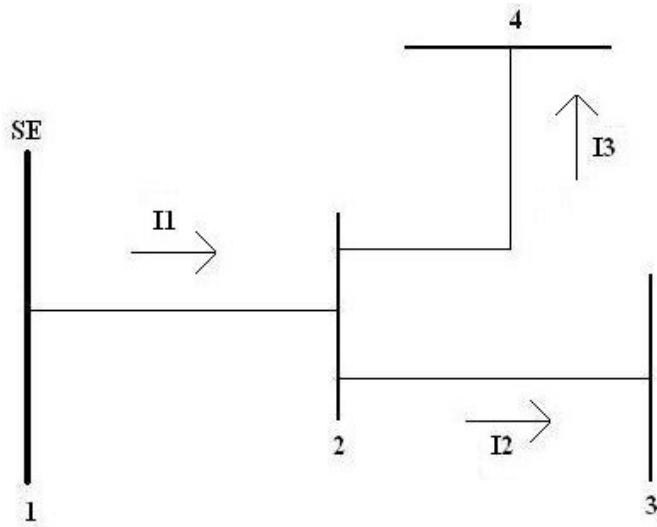


Figura 2.1 – Exemplo de rede sem geração distribuída

Na figura 2.1 podemos ver um sistema imaginário de distribuição de energia elétrica. Como mencionado nas características acima, o fluxo de potência nesse sistema é unidirecional, indo da subestação de alimentação (barra 1) para os centros de consumo. O perfil de tensão nesse sistema é decrescente da subestação para a carga e quanto maior for a distância da subestação. Após a instalação de uma unidade de geração distribuída na barra 4, o sistema ficará da seguinte maneira.

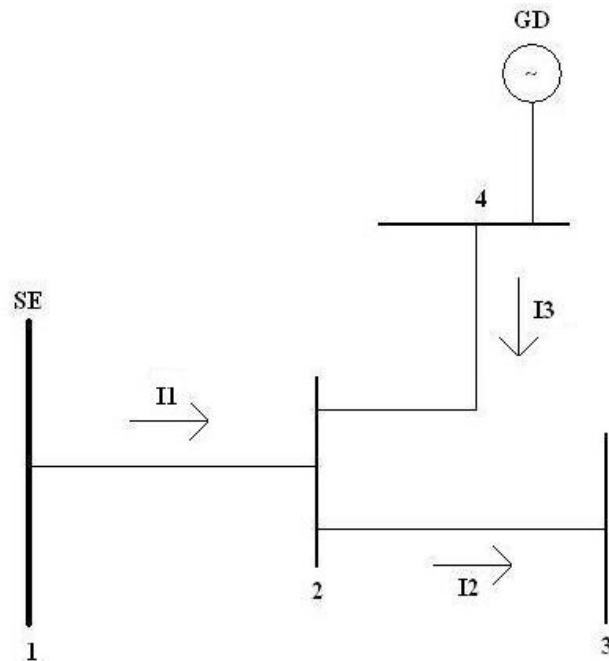


Figura 2.2 – Gerador distribuído instalado na barra 4

Na figura 2.2 podemos ver que com a instalação do gerador distribuído na barra 4, o sentido da corrente I4 se inverte, indo da barra 4 para a barra 2, ao invés de ir da 2 para a 4, como acontecia sem a instalação do gerador distribuído instalado. Além disso, a tensão na barra 4 automaticamente passa a valer 1 p.u., sendo então maior que a tensão na barra 2.

Os próximos parágrafos apresentam uma revisão bibliográfica dos estudos já realizados no assunto, descrevendo os resultados e discussões dos mesmos.

2.3 Revisão bibliográfica

Morán, J.A. (Morán, 2005) realizou um estudo detalhado sobre a influência dos geradores síncronos na operação em regime permanente de sistemas de distribuição de energia elétrica, baseado em simulações estáticas e investigando duas formas de operação distintas: operação mantendo tensão terminal constante e operação mantendo fator de potência constante. O estudo mostrou que o perfil de tensão do sistema é afetado em maior ou menor grau dependendo do nível de carregamento do sistema, localização da barra onde é conectado o gerador, da carga associada à barra, da topologia da rede e do nível de penetração do gerador.

Salman, S.K. (Salman, 1996) examinou os efeitos da geração distribuída na regulação de tensão do sistema e nas perdas de energia no sistema de distribuição. Foi mostrado neste estudo que a geração distribuída pode afetar de forma adversa o processo de controle de tensão da rede de distribuição associada, também dependendo do local, magnitude e condições de operação do gerador. Também foi concluído que um gerador conectado remotamente pode ser usado para ajudar os dispositivos controladores de tensão a regular a tensão da rede próxima ao gerador.

Zhu, Y. e Tomsovic, K. (Zhu e Tomsovic, 2002) apresentaram um algoritmo de fluxo de carga mais apropriado para a simulação da dinâmica de um sistema de distribuição com geração distribuída. O método apresentado é baseado nos métodos de compensação para um sistema trifásico desbalanceado e utiliza iteração backward/forward sweep. O método proposto teve um melhor desempenho principalmente em análises de circuitos onde as condições de carga foram mais pesadas, nas quais o método original divergia.

Peças Lopes, J.A. (Peças, 2002) realizou estudos de impacto em sistemas de distribuição considerando os recursos primários dos geradores distribuídos e as tecnologias dos conversores de energia utilizados. Foram realizadas análises estáticas e dinâmicas e estudos de confiabilidade e qualidade do serviço. Os resultados permitiram

concluir que a rede pode se beneficiar muito em termos de redução de perdas. Não foram detectados impactos na qualidade do serviço, embora no futuro, quando a integração de geradores distribuídos se tornar mais significativa, cuidados em relação à proteção do sistema deverão ser tomados.

Masters, C.L. (Masters, 2002) estudou o aumento de tensão em regime permanente que ocorre na ligação de geradores de pequeno porte a redes de distribuição de 11kV. Pôde ser concluído que existem vários fatores que determinam o nível de geração que pode ser conectado ao sistema de distribuição a 11kV. Portanto, cada esquema enfrentará problemas técnicos e comerciais diferentes que devem ser estudados particularmente. Custos adicionais para manter a tensão dentro dos limites estabelecidos e para proteger a associação do gerador distribuído com o resto da rede de distribuição podem elevar o custo do projeto. Os desenvolvedores devem sempre avaliar se o projeto valerá a pena mesmo com os custos adicionais.

Ackerman, T. e Knyazkin, V. (Ackerman e Knyazkin, 2002) forneceram uma visão geral do impacto dos geradores distribuídos na operação dos sistemas de distribuição. Influências nas perdas, controle de tensão, qualidade de energia, capacidade de curto-circuito e proteção do sistema foram os principais tópicos discutidos. Foi concluído que o impacto da geração distribuída nos aspectos operacionais depende da tecnologia utilizada e da penetração do gerador. Também se pôde afirmar que assuntos críticos como a influência na proteção do sistema pode ser resolvida usando as tecnologias adequadas e fazendo estudos detalhados do sistema antecipadamente. Além disso, tecnologias de comunicação e informação podem ser usadas para melhorar a integração da unidade de geração com a rede de distribuição.

Barker, P.P. e De Mello, R.W. (Barker e De Mello, 2000) analisaram as aplicações da geração distribuída e algumas metodologias de avaliação dos impactos no sistema. O primeiro deles teve foco nos sistemas de distribuição radiais. As conclusões foram no sentido de que a geração distribuída tem muito potencial para melhorar o desempenho dos sistemas de distribuição e deve ser encorajada. Entretanto, como o planejamento e a operação dos sistemas de distribuição são normalmente baseados em fluxo de potência radial, a integração bem sucedida do gerador distribuído com a rede representa um desafio especial.

Griffin *et al* (Griffin *et al.*, 2000) investigaram as perdas vistas no sistema Eastern Washington e como a geração distribuída poderia reduzi-las essas perdas. Uma abordagem foi desenvolvida para alocar geradores em alimentadores selecionados. O estudo mostrou que a alocação adequada de unidades de geração distribuída pode ter um

impacto muito significativo na sua capacidade efetiva. Até mesmo perdas no sistema de transmissão podem causar variações na capacidade útil, com as perdas, de fato, crescendo em muitos locais aparentemente razoáveis para a inserção do gerador. Como era esperado, o impacto no sistema de distribuição foi ainda maior. A análise sugeriu que as perdas podem variar de forma muito favorável, porém os desenvolvedores devem considerar efeitos de ambos os sistemas de distribuição e de transmissão para determinar locais apropriados para a instalação da unidade de geração distribuída.

Scott *et al.* (Scott *et al.*, 2002) discutiu o aumento excessivo da tensão em regime permanente e os métodos de limitação que podem ser aplicados, especificamente com referência à geração eólica. Foi discutida uma abordagem recente, utilizando controle de carga, tendo sido esta comparada com métodos tradicionais simulando um estudo de caso. Com esse estudo, foi possível mencionar o controle de carga como um meio muito atrativo financeiramente para o controle de tensão, principalmente no caso de sistemas de distribuição que contenham capacidade de geração adicional.

Podemos perceber, a partir desta revisão bibliográfica, que os estudos sobre geração distribuída caminham juntos. Embora tenha sido mencionado que cada gerador distribuído requer uma atenção diferente, geralmente a semelhança entre os projetos de unidades de geração distribuída é bem maior quando comparada com a semelhança entre projetos de grandes centrais de geração, o que ainda permite uma grande redução nos custos de projeto. Podemos identificar de antemão que o maior desafio dessa nova tecnologia é a quebra do paradigma dos sistemas de distribuição unidirecionais, bem como a mudança consciente e adequada na filosofia de planejamento e operação desses sistemas.

Capítulo 3 – Modelagem e Método Computacional

Este capítulo apresenta os modelos computacionais e o método utilizado para a realização dos estudos de fluxo de potência no sistema de distribuição de energia.

Para fins de simplificação, foi considerado que o sistema é simétrico e equilibrado, de forma que fosse possível realizar o estudo em cima do equivalente monofásico do sistema, simplificando os modelos e facilitando os cálculos. Essa aproximação foi permitida devido às características do trabalho, que apresenta uma análise mais geral do sistema, avaliando os aspectos nos quais a alocação de geradores distribuídos tem mais presença e definindo o melhor ponto, a partir do estudo destes aspectos, para esta alocação. Um estudo mais detalhado pode ser realizado, considerando o desequilíbrio do sistema, realizando modelagens mais realistas e estudando mais parâmetros.

Um alimentador primário de distribuição em um sistema e seus principais componentes podem ser representados pela figura a seguir:

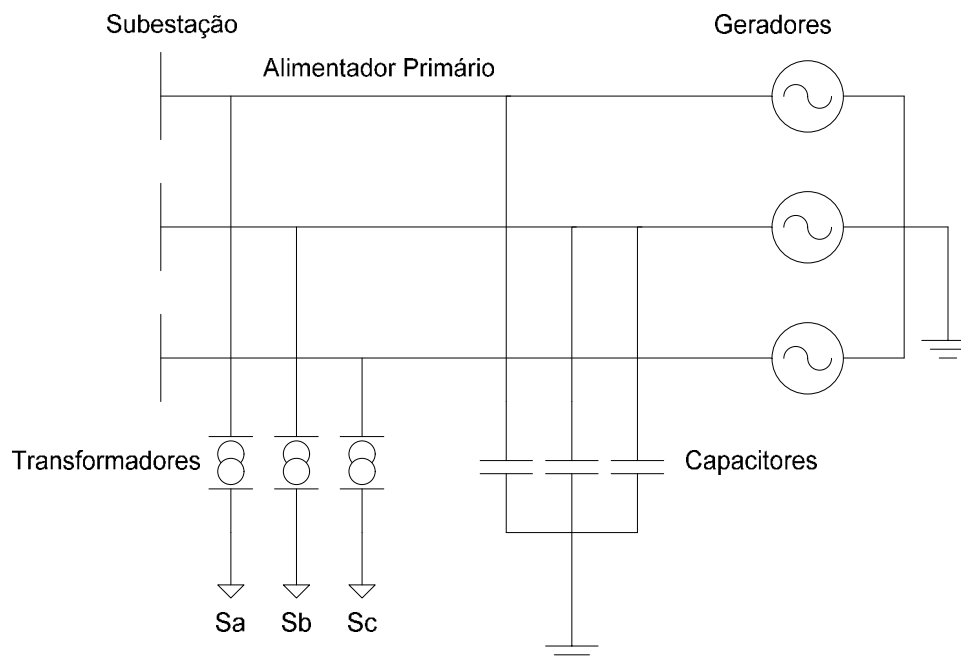


Figura 3.1 – Diagrama trifilar dos principais componentes de um alimentador primário

O equivalente monofásico desse sistema pode ser representado pela figura a seguir:

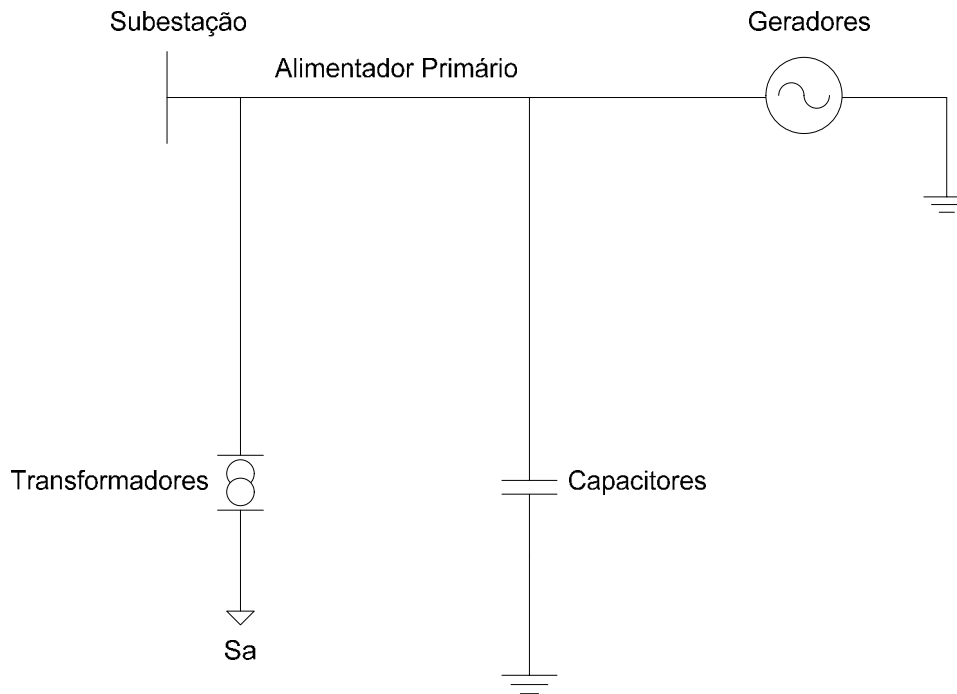


Figura 3.2 – Equivalente monofásico ou diagrama unifilar do sistema da figura 3

Os componentes da figura 3.2 serão separadamente descritos por modelos representados em uma única fase.

3.1 Barras

As barras de um diagrama unifilar de um sistema normalmente representam os nós presentes na rede de distribuição, como pontos de carga e transformadores. Tais barras geralmente possuem alguns dados especificados, que podem ser a potência ativa P , a potência reativa Q , o módulo da tensão V e o ângulo da tensão θ . Destes dados sai a classificação das barras, que podem ser dos seguintes tipos:

- Barras PQ: barras de carga; nelas estão especificadas P e Q e as variáveis são V e θ .
- Barras PV: barras de geração; nelas estão especificadas P e V e as variáveis são Q e θ .
- Barras $V\theta$ ou de Referência: Nestas barras, V e θ são especificadas. Normalmente são as barras que representam a subestação de onde sai o alimentador.

3.2 Linhas

Para a modelagem das linhas de distribuição, foi utilizada a equação modificada de Carson (Kersting, 2002) para o cálculo da impedância série das linhas. As equações modificadas de Carson, segundo a literatura, para uma frequência de 60 Hz e uma resistividade de 100 Ω .m, são:

$$z_{ii} = r_i + 0,0953 + 0,12134 \left(\ln \frac{1}{RMG_i} + 7,93402 \right) \quad \Omega/\text{milha}$$

$$z_{ij} = 0,09530 + 0,12134 \left(\ln \frac{1}{D_{ij}} + 7,93402 \right) \quad \Omega/\text{milha}$$

Onde z_{ii} é a impedância própria da linha e z_{ij} é a impedância mútua da linha. Como estamos considerando o equivalente monofásico do circuito, não há impedância mútua, pois ela é causada pela interação entre os campos magnéticos das linhas. Como temos apenas uma linha, não há outros campos magnéticos para interagir. Assim, apenas a primeira equação foi utilizada para o cálculo da impedância das linhas. Para os valores da resistência série r_i e do raio médio geométrico RMG_i foi consultada a tabela de condutores localizada em Kersting (Kersting, 2002), de acordo com o cabo presente na rede.

3.3 Cargas

As cargas, ou centros de consumo do sistema, são representadas por injeções constantes de potência nas barras, expressas por:

$$S^k = P^k + jQ^k$$

onde S^k representa a potência aparente injetada na barra k, P^k representa a potência ativa injetada na barra k e Q^k representa a potência reativa injetada na barra k.

A convenção de sinais normalmente adotada para as potências determinam sinal positivo para potência que está sendo consumida (potência entrando na barra) e sinal negativo quando a barra está injetando potência na rede, ou gerando energia (potência saindo da barra).

3.4 Transformadores

Sistemas de distribuição contêm inúmeros transformadores tanto nas subestações como nas linhas. Os transformadores, apesar de representarem até 25% do total das perdas nos sistemas de distribuição, muitas vezes são ignorados nos estudos de fluxo de carga.

No entanto, o modelo apresentado neste trabalho para transformadores pode não ser conveniente na análise de sistemas desequilibrados, uma vez que considera as redes simétricas e equilibradas. O emprego deste modelo em sistemas desequilibrados gera resultados inadequados. (Vieira, 1999).

Devido à simplificação do sistema, o ajuste de taps também não foi considerado. O modelo para transformadores pode ser simplificado para uma admitância série no circuito, cujo valor é igual ao valor da admitância de dispersão do transformador monofásico equivalente.

3.5 Capacitores

É comum a conexão de bancos de capacitores nas redes primárias de distribuição, para melhorar o perfil de tensão da rede, aumentar o fator de potência e reduzir as perdas resistivas nas linhas.

Os bancos de capacitores eventualmente presentes foram modelados neste trabalho pela injeção de uma potência reativa na rede, suficiente para o modelo equivalente monofásico do sistema, onde não são consideradas ligações em delta ou estrela, que influenciam na modelagem de capacitores e também de transformadores.

3.6 Geradores distribuídos

Os geradores distribuídos são os principais componentes a serem tratados no âmbito deste trabalho. Ainda assim, devido à utilização do equivalente monofásico, várias simplificações puderam ser feitas.

Os geradores distribuídos presentes no sistema também foram modelados neste trabalho pela injeção de potência na barra à qual eles estão conectados. Porém, a potência injetada é complexa, composta de potência ativa e reativa, e as barras às quais o gerador foi conectado foram tratadas como barras PV, onde a potência ativa e a tensão são fixas, isso porque foi considerado que o gerador a ser alocado no sistema injetará uma potência ativa fixa na barra, trabalhando com tensão constante.

3.7 Método computacional

A maioria dos métodos existentes para o cálculo do fluxo de potência nas redes de distribuição utiliza as formulações das leis de Kirchhoff. O método *backward/forward sweep* basicamente varre o sistema realizando cálculos de tensão baseado nas cargas especificadas nas barras. Inicialmente a tensão em todas as barras é ajustada em 1 p.u com ângulo de fase de 0°. O passo *backward* é realizado, calculando, a partir da última

barra do sistema, a tensão nas barras anteriores até chegar na barra da subestação. Nesse momento, é realizado o teste de tolerância, onde a diferença entre o valor calculado e o valor real da tensão na barra da subestação, que teoricamente é de 1 p.u, não pode ultrapassar um valor especificado (normalmente 0,001).

Se a diferença for maior do que o valor especificado, a tensão na barra da subestação é ajustada em 1 p.u e é realizado o passo *forward*, onde as tensões são calculadas a partir da tensão da barra anterior, até a última barra do sistema. Em seguida, realiza-se novamente o passo *backward*, dessa vez utilizando as tensões calculadas no passo *forward* anterior.

Se a diferença for menor do que o valor especificado, é realizado um último passo *forward* para o cálculo das tensões, e o programa é finalizado, com as tensões nas barras sendo dadas pelos valores calculados no último passo *forward*.

Este método tem a vantagem de não exigir um esforço computacional muito grande, sendo normalmente mais rápido do que outros métodos, pelo fato de realizar cálculos simples em laços que não costumam sobrecarregar os processadores. Contudo, apesar de todas as variações e melhorias encontradas, métodos como este geralmente não são tão precisos como o método de *Newton-Rhapson* ou o método de *Gauss*, justamente pelo fato de serem métodos de pouco esforço computacional (Morán, 2005).

Particularmente no programa utilizado neste trabalho, o método utiliza matrizes e vetores auxiliares para o endereçamento correto das barras do sistema. A partir dessas matrizes, o sistema calcula corretamente as tensões e as correntes nas barras de forma rápida e confiável em qualquer sistema radial. Se tivermos, por exemplo, um sistema como o da figura 2.1, com cargas em todas as barras exceto na barra 1, teremos a seguinte formulação:

$$\text{Corrente de carga na barra 4: } I_{b4} = \left(\frac{S_4}{V_4}\right)^*$$

$$\text{Corrente no ramo 3: } I_3 = I_{b4}$$

$$\text{Corrente de carga na barra 3: } I_{b3} = \left(\frac{S_3}{V_3}\right)^*$$

$$\text{Corrente no ramo 2: } I_2 = I_{b3}$$

$$\text{Corrente de carga na barra 2: } I_{b2} = \left(\frac{S_2}{V_2}\right)^*$$

$$\text{Corrente no ramo 1: } I_1 = I_2 + I_3 + I_{b2}$$

Portanto, uma lógica deve ser implementada para que, em barras como a barra 2, a corrente de ramo seja calculada corretamente. Assim, primeiramente é criada uma

matriz auxiliar para o cálculo das correntes de ramo, relacionando as barras com as barras sucessoras a elas (matriz ILB). Esta matriz é composta de zeros e uns e tem dimensão $(m-1, m-1)$, onde m é o número de barras do sistema. Um vetor auxiliar, I_{aux} , contendo as correntes de ramo também é criado e, para cada ramo n , a corrente é calculada da seguinte forma:

$$In = ILB * I_{aux} + Ib_{n+1} \quad (1)$$

$$I_{aux}(n) = In \quad (2)$$

Ou seja, multiplica-se a linha da matriz ILB referente à barra na qual chega a corrente de ramo n pelo vetor I_{aux} e soma-se este valor com a corrente de carga da barra correspondente. Em seguida, armazena-se o valor encontrado no vetor auxiliar, para que o cálculo da corrente anterior possa ser realizado. Lembrando que o cálculo deve começar na barra mais distante do sistema e ir caminhando até a barra da subestação.

A matriz para o cálculo das correntes de ramo do sistema da figura 2.1 ficaria da seguinte forma:

$$ILB = \begin{bmatrix} 0 & 1 & 1 \\ 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 \end{bmatrix} \quad (3)$$

E o vetor auxiliar das correntes seria da seguinte forma:

$$I_{aux} = \begin{bmatrix} I1 \\ I2 \\ I3 \end{bmatrix} \quad (4)$$

Utilizando (3) e (4) nas equações (1) e (2), podemos ver que chegaremos nas equações das correntes de ramo descritas acima. Isso vale para qualquer sistema radial, independente do número de barras ou de quantos ramos ele tem. Basta alterar a matriz ILB e o vetor I_{aux} .

Para o passo *backward*, foi visto que na nomenclatura adotada, a corrente no ramo n vai sempre para a barra $n+1$ no caso de barras de carga, e sempre sai da barra $n+1$ no caso de barras de geração. Portanto, a única consideração a ser feita foi determinar quais são as barras finais do sistema, onde se encontram os últimos pontos de carga para aquele alimentador. Nessas barras, não se faz o cálculo da tensão no passo backward porque não existem barras posteriores, portanto a tensão é mantida no valor ajustado no início do programa.

Para a determinação das barras finais, é criado um vetor de zeros, **VBF**, de tamanho m , onde m é o número de barras do sistema. Faz-se uma verificação em cada

linha na matriz ILB, sendo que a linha n de ILB corresponde sempre ao elemento n+1 de VBF. O primeiro elemento de VBF será sempre nulo, uma vez que corresponde à barra da subestação, que nunca será barra final. Se, em alguma linha de ILB, os valores em todas as colunas forem iguais a zero, isso quer dizer que não há barra posterior a esta, e, portanto, essa barra é final. Então, o valor da posição n+1 do vetor VBF correspondente à linha n de ILB analisada é ajustado em 1. Para barras finais, o valor correspondente de VBF é um, para barras que não são finais, zero. No exemplo da figura 2.1, teríamos a seguinte situação:

$$VBF = \begin{bmatrix} 0 \\ 0 \\ 1 \\ 1 \end{bmatrix}$$

Segundo VBF, as barras 1 e 2 não são finais, e as barras 3 e 4 são finais, o que está correto. Esta verificação vale para qualquer sistema, desde que a barra ILB seja corretamente construída para o sistema dado.

Para o cálculo das tensões nas barras, a nomenclatura permitiu que não fosse necessária nenhuma lógica auxiliar, e as equações permaneceram da seguinte maneira:

$$V4 = 1 \text{ (barra final)}$$

$$V3 = 1 \text{ (barra final)}$$

$$V2 = V3 + Z3 * I3$$

$$V1 = V2 + Z2 * I2$$

Após o passo *backward*, será realizado o teste de tolerância. Após esse teste, o passo *forward* será realizado pelo menos uma vez. Para o passo *forward*, devem ser criados uma matriz VLB, que indica a barra anterior à barra cuja tensão está sendo calculada, e um vetor auxiliar V_{aux} que armazena esses valores, para que possam ser usados sem interferir no vetor das tensões.

A montagem da matriz VLB, assim como ILB, é feita manualmente, com dimensões iguais as de ILB. No entanto, a montagem de VLB é um pouco mais complicada. As linhas da matriz representam da barra 2 até a barra m do sistema, e as colunas da matriz representam da barra 1 até a barra m-1 do sistema, sendo m o número total de barras. Para cada linha da matriz, ou seja, para cada barra, exceto a barra da subestação, o valor da coluna correspondente à barra anterior a esta deve ser ajustado em um, mantendo os demais em zero. Para sistemas radiais, apenas um valor de cada linha dessa matriz é igual a um. Uma linha com mais de uma coluna igual a um significa que a

barra possui duas barras anteriores. Esse tipo de sistema não é radial, e não será abordado neste trabalho.

A multiplicação de cada linha da matriz VLB pelo vetor V_{aux} , formado pelas tensões das barras 1 até m-1 do sistema, permite o cálculo correto das tensões de barras do sistema, independente do tamanho do sistema e de quantos ramos ele consista. Basta que a matriz VLB seja montada corretamente. Para o exemplo da figura 2.1, temos:

$$V2 = V1 - Z1 * I1$$

$$V3 = V2 - Z2 * I2$$

$$V4 = V2 - Z3 * I3$$

Aplicando a lógica do programa no exemplo 2.1, teremos:

$$VLB = \begin{bmatrix} 1 & 0 & 0 \\ 0 & 1 & 0 \\ 0 & 1 & 0 \end{bmatrix} \quad (5)$$

$$V_{aux} = \begin{bmatrix} V1 \\ V2 \\ V3 \end{bmatrix} \quad (6)$$

Em seguida, fazemos o seguinte cálculo:

$$Vn = VLB(n - 1, :) * V_{aux} - Z(n - 1) * I(n - 1) \quad (7)$$

$$V_{aux}(n) = Vn \quad (8)$$

Por fim, para as barras em que queiramos simular a instalação de um gerador distribuído, o programa realiza um primeiro passo, perguntando em qual barra se deseja simular a instalação do gerador. Dada a barra em que se deseja simular a instalação do gerador, o programa fixa a tensão da mesma em 1p.u e considera nela uma injeção constante de potência complexa, num dado fator de potência que depende dos dados do gerador que do qual se quer simular a instalação. As variáveis dessa barra se tornam a potência reativa e o ângulo de carga.

Ou seja, para cada barra n , multiplica-se a linha $n-1$ da matriz VLB pelo vetor V_{aux} , e armazena-se o valor de V_n na posição n do vetor V_{aux} . Se aplicarmos as equações 5 e 6 nas equações 7 e 8, chegaremos nas equações corretas para o passo forward desse sistema. Este último cálculo não precisa ser feito para V_1 , que estará já ajustado para 1 p.u com ângulo de fase 0° .

A figura abaixo apresenta um fluxograma detalhado para o programa utilizado neste trabalho:

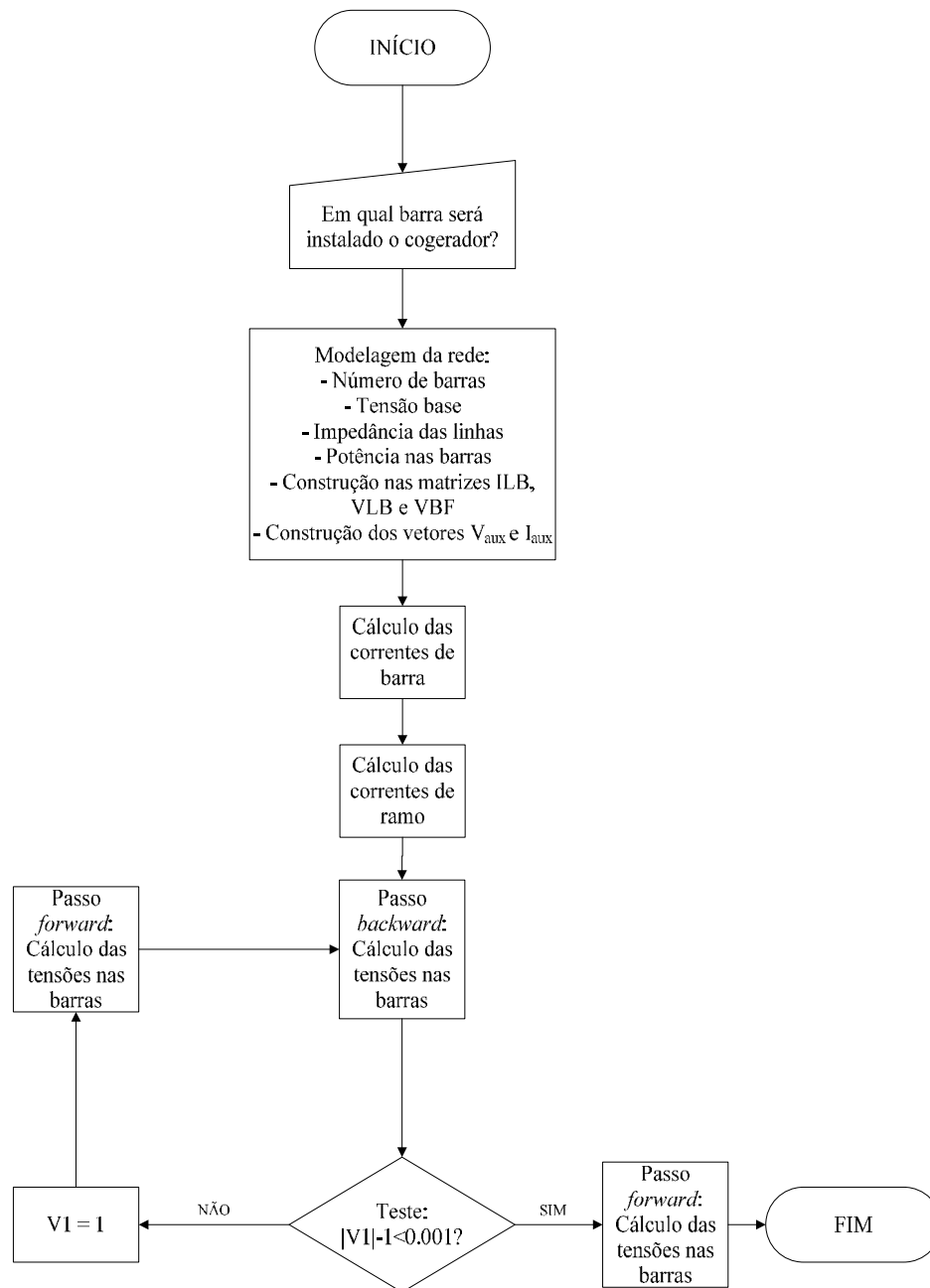


Figura 3.3 – Fluxograma do algoritmo utilizado no estudo

Utilizando o software MATLAB, da Mathworks, o programa se mostrou bastante eficiente, realizando os cálculos em uma média de 3 iterações, apresentando rapidamente os resultados, com um tempo computacional de menos de 1 segundo.

Capítulo 4 – Análise dos resultados

Neste capítulo são apresentados os resultados obtidos nos estudos das simulações realizadas. Dois aspectos do sistema de distribuição analisado foram estudados: perdas nas linhas da rede e perfil de tensão nas barras. Os valores foram determinados, por barra, para cada barra onde o gerador distribuído pode ser instalado. Finalmente, foi calculada uma média das tensões nas barras e das perdas nas linhas para cada barra onde o gerador pode ser instalado e, com base nesses cálculos, foi definida a melhor barra para a instalação do gerador.

4.1 Dados do sistema analisado

A figura abaixo mostra o diagrama unifilar do sistema estudado. Em seguida, será apresentada uma série de gráficos, referentes a todas as maneiras de se instalar o gerador distribuído no sistema.

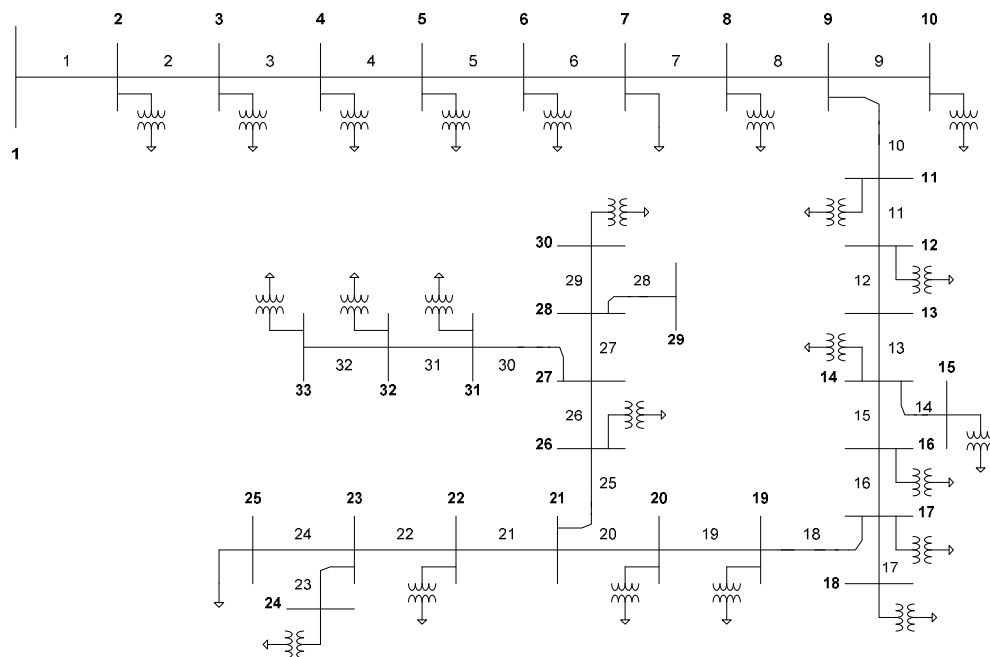


Figura 4.1 – Sistema analisado

O sistema estudado se trata de um sistema real da CPFL, no distrito de Itapira, estado de São Paulo. Não foi considerada a possibilidade de se instalar o gerador no secundário dos transformadores, visto que atualmente a geração distribuída visa à instalação de unidades de geração na maioria das vezes no lado de alta dos transformadores. Em raros casos, uma unidade de geração pode ser instalada no secundário dos transformadores, porém, devido à modelagem adotada neste estudo, as diferenças entre as características do sistema com o gerador instalado no primário de um transformador e as mesmas com o gerador instalado no secundário do mesmo transformador seriam mínimas. Desta forma, foi considerada a instalação de unidades de geração distribuída apenas no lado de alta tensão do sistema (11,8 kV).

As tabelas a seguir fornecem informações sobre o sistema, como dados de barra, dos transformadores e das linhas. Cargas com sinal negativo representam bancos de capacitores.

Os tipos de barra são barra de referência (1) ou barra de carga (2). A barra de carga pode vir a ser barra de geração (barra PV). Mas continuará sendo do tipo (2).

Tabela 4.1 – Configurações das linhas do sistema analisado

Código	Condutor Fase			
	Tipo	Bitola	R (O/milha)	RMG (pés)
1	CAA	336,400 MCM	0,306	0,0244
2	CAA	1/0 AWG	1,120	0,00446

Tabela 4.2 – Dados de barra do sistema analisado

Barra	Tipo	Potência Ativa (kW)	Potência Reativa (kvar)
1	1	0	0
13	2	0	-100
2	2	12,446	2,527
3	2	8,036	1,632
4	2	73,794	14,985
5	2	8,134	1,652
6	2	17,248	3,502
7	2	110,054	22,347
8	2	3,920	0,796
10	2	7,350	1,492
11	2	25,365	8,337
12	2	9,595	3,154
14	2	11,495	3,778
15	2	11,970	3,934
16	2	13,490	4,434
17	2	11,115	3,653
18	2	13,205	4,340
19	2	13,205	4,340
20	2	22,080	9,406
22	2	24,012	10,229
25	2	26,016	10,459
24	2	25,056	7,308
26	2	15,925	7,256
29	2	92,000	32,192
30	2	4,500	2,180
31	2	9,701	4,970
32	2	7,650	3,705
33	2	10,080	4,882

Tabela 4.3 – Dados de linha do sistema analisado

Ramo	Código	Comprimento(m)
1	1	380
2	1	250
3	1	60
4	1	470
5	1	610
6	1	60
7	1	220
8	1	150
9	1	70
10	1	40
11	1	390
12	1	160
13	1	110
14	1	250
15	1	130
16	1	50
18	1	130
17	1	160
19	1	225
20	1	210
21	1	50
25	1	150
22	2	80
23	1	60
24	2	110
26	2	300
27	2	120
28	2	110
29	2	200
30	2	660
31	2	480
32	2	350

Tabela 4.4 – Transformadores do sistema analisado

Barra	Potência (kVA)
2	45
3	45
4	75
5	25
6	50
8	15
10	25
11	45
12	45
14	45
15	45
16	45
17	25
18	75
19	75
20	75
22	75
24	75
26	50
30	15
31	45
32	25
33	45

4.2 Resultados obtidos

Para cada uma das barras do sistema, foi simulada a instalação de um gerador distribuído de 40 kVA, fator de potência 0,85 e analisados o perfil de tensão e as perdas nos ramos do sistema após a instalação. Considerou-se nesse estudo que o gerador operará sempre na capacidade máxima, ou seja, injetando a quantidade de potência referente à sua potência nominal.

Os valores base utilizados para os cálculos em p.u foram de 5 MVA para a potência e 11,8 kV para a tensão.

Com esses dados, foi feita uma média das tensões em todas as barras e das perdas em todos os ramos, para cada barra onde foi simulado o gerador distribuído. Os resultados seguem abaixo:

Tabela 4.5 – Tabela de valores do perfil médio de tensão e das perdas totais para cada posição do gerador

Barra do gerador	Perfil médio de tensão (V)	Desvio Padrão	Perdas totais (W)
Caso Base	11745	21,4637	1301,6
2	11746	22,0092	1272,8
3	11747	22,2521	1254,2
4	11747	22,2913	1249,8
5	11748	22,4337	1220,4
6	11749	22,4334	1182,8
7	11750	22,2726	1178,6
8	11750	22,1775	1169,6
9	11750	22,1685	1163,1
10	11750	22,1572	1163,2
11	11750	22,0945	1161,4
12	11751	21,7928	1146,3
13	11751	21,5567	1137,4
14	11751	21,4337	1135,5
15	11751	21,6031	1135,7
16	11752	21,3597	1130,1
17	11752	21,3499	1128,2
18	11751	21,3629	1128,3
19	11752	21,0952	1122,5
20	11752	20,9318	1115,0
21	11752	20,6768	1108,7
22	11752	20,6768	1108,2
23	11752	20,6152	1107,5
24	11752	20,6844	1107,5
25	11752	20,5707	1107,2
26	11752	20,6015	1102,5
27	11753	20,3209	1087,9
28	11753	20,2363	1083,7
29	11753	20,0644	1078,9
30	11753	20,2363	1085,0
31	11753	20,0868	1084,8
32	11753	20,0079	1084,8
33	11753	20,0079	1086,1

As figuras 4.68 e 4.69 a seguir representam os dados da tabela acima. Como não se considera instalação de unidades geradoras na barra 1, o valor indicado pela primeira barra de ambos os gráficos representa o valor para o caso base.

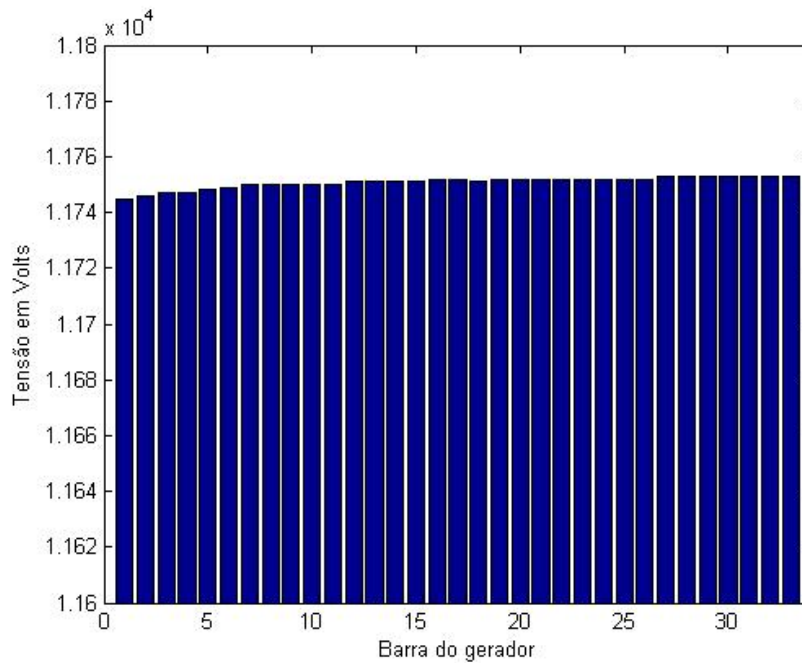


Figura 4.2 – Perfil médio de tensão para cada posição do gerador no sistema

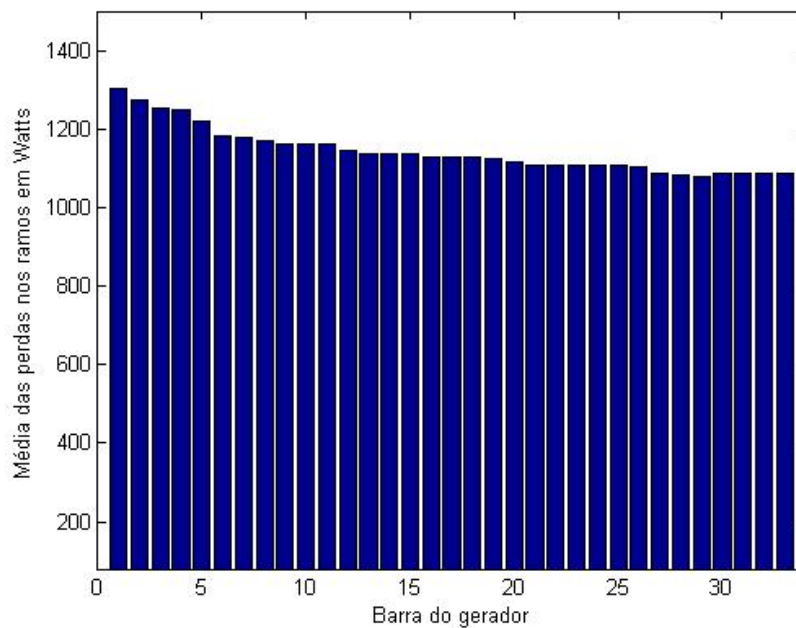


Figura 4.3 – Perdas totais de energia nos ramos para cada posição do gerador

Verifica-se, nos dois últimos gráficos, um aumento do perfil médio de tensão do sistema e uma diminuição no perfil das perdas na medida em que o gerador distribuído caminha do ponto de menor queda de tensão ao ponto de maior queda de tensão do sistema. Alguns sistemas hipotéticos estudados anteriormente, não apresentados neste trabalho, demonstraram o mesmo padrão.

Pela análise desses gráficos, podemos ver que, instalando o gerador distribuído nas barras 29, o perfil de tensão é o que mais se aproxima do valor da tensão nominal, respeitando os limites de subtensão e sobretensão. Podemos ver pelo gráfico que a instalação do gerador em outras barras (27 a 33) resultaria neste mesmo perfil médio de tensão, porém, ao analisar o gráfico da média das perdas, vemos que a barra 29 é a barra que proporciona a menor média de perdas resistivas nas linhas deste sistema.

Portanto, pela análise apresentada neste estudo, a melhor barra para a instalação de um gerador distribuído neste sistema, levando em consideração os quesitos apresentados, seria a barra 29. Na prática, o ideal seria realizar também os estudos de cunho econômico e de logística, para que possa se encontrar um ponto ótimo na análise de todos esses estudos. O estudo apresentado neste trabalho é apenas de cunho técnico.

A instalação de geradores distribuídos em um sistema de distribuição de energia elétrica é uma atividade que deve ser muito bem estudada antes de ser executada, afinal, a instalação da máquina em certas ocasiões pode piorar o desempenho do sistema ao invés de melhorá-lo. Nos casos a seguir, apresentam-se situações onde a instalação do gerador distribuído na barra 29 foi inconveniente.

No primeiro caso, foi testada a penetração do gerador distribuído até que o perfil de tensão do sistema ultrapassasse a referência de 1 p.u, adotada como limite para este trabalho. Isso foi feito aumentando a potência inserida no sistema pelo gerador, até que pelo menos uma barra apresentasse um nível de tensão maior que 1 p.u. Neste caso, a potência inserida foi de 344 kVA, fator de potência 0,85. As figuras 4.70 e 4.71 abaixo mostram o perfil de tensão e as perdas no sistema para essa situação.

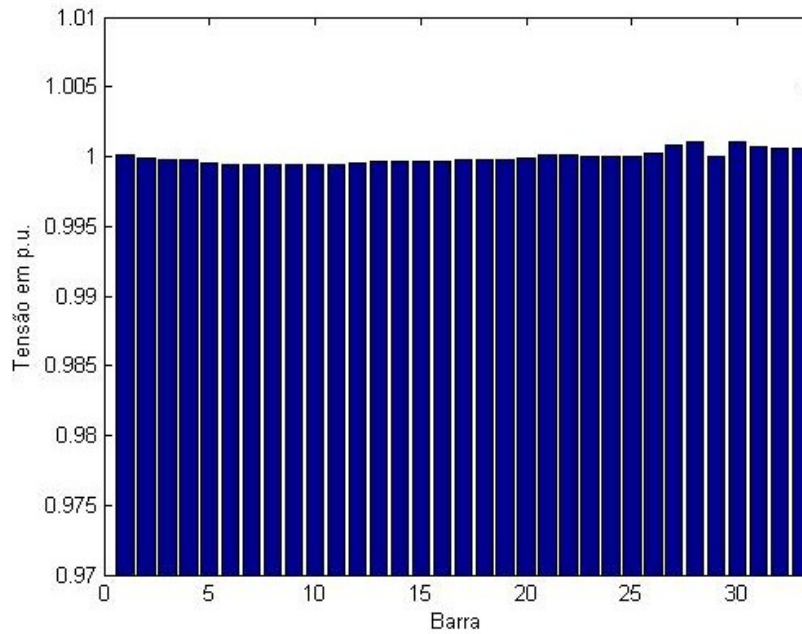


Figura 4.4 – Caso 1: Perfil de tensão para uma potência de 344 kVA

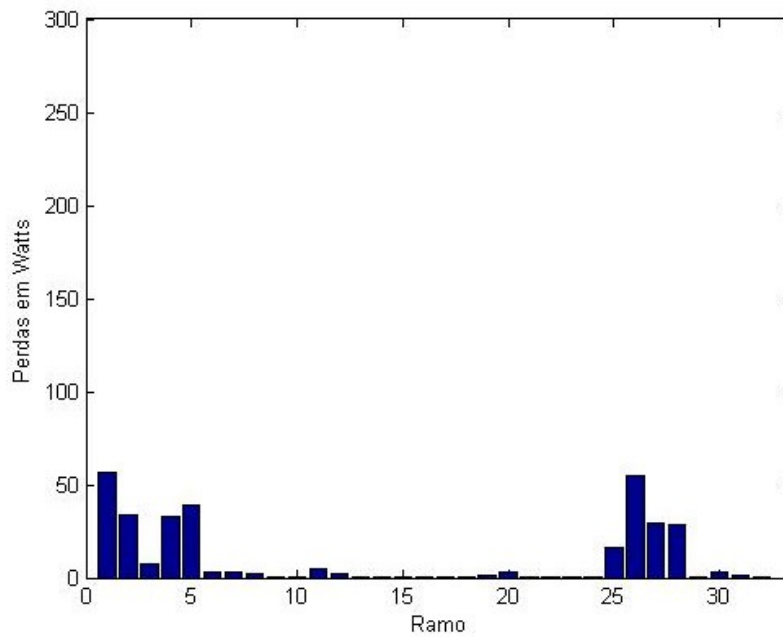


Figura 4.5 – Caso 1: Perdas nos ramos para uma potência de 344 kVA

Embora essa configuração seja atrativa devido ao baixo nível de perdas no sistema, pode-se observar que as barras 27, 28 e 30 ultrapassam ligeiramente o limite de 1 p.u. Caso quisermos trabalhar dentro dos limites da ANEEL de 93% a 105% (ANEEL, 2001) poderemos aumentar a capacidade desse gerador.

No segundo caso, foi retirado o banco de capacitores de 100 kVAr e avaliada a capacidade de penetração do gerador distribuído, assim como no primeiro caso.

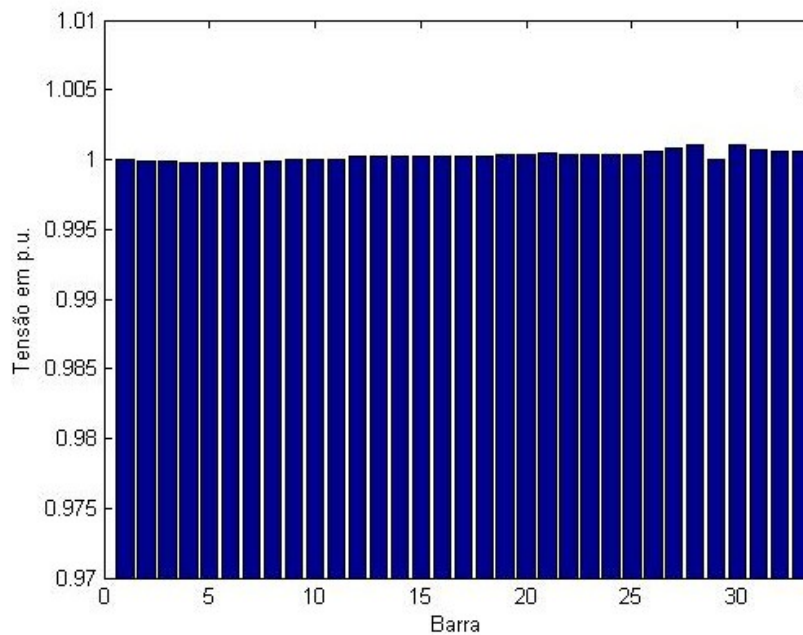


Figura 4.6 – Caso 2: Perfil de tensão para uma potência de 245 kVA

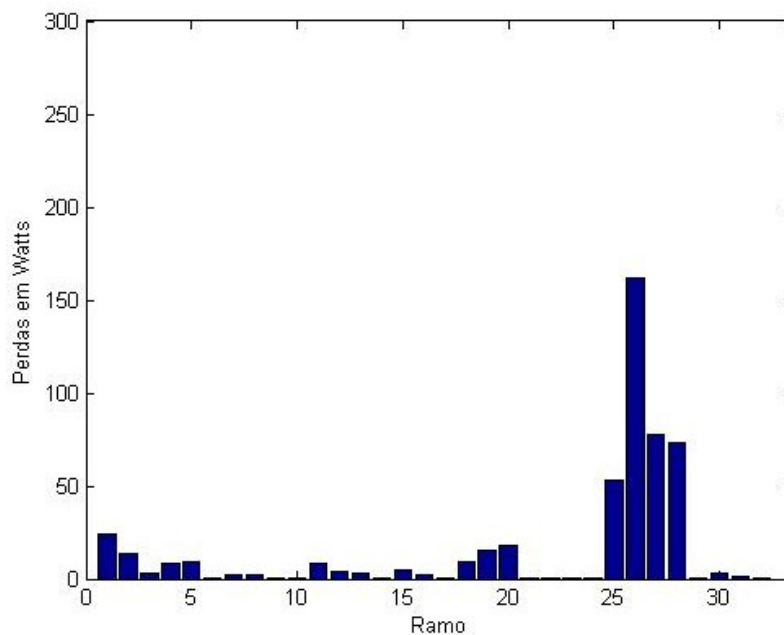


Figura 4.7 – Caso 2: Perdas nos ramos para uma potência de 245 kVA

Podemos ver nas figuras 4.72 e 4.73 acima, que o comportamento do sistema para o caso 2 foi parecido com o do caso 1, porém, com uma potência menor inserida pelo gerador. Isso nos permite concluir que a inserção do banco de capacitores no sistema o

torna mais tolerante à instalação de unidades geradoras, uma vez que com o banco o sistema permite uma maior capacidade de penetração do que a permitida pelo mesmo sem o banco de capacitores.

No terceiro caso, podemos ver como a instalação indevida do gerador distribuído pode acabar aumentando as perdas no sistema ao invés de diminuí-las. Neste caso, foi simulada a instalação de um gerador de 600 kVA, fator de potência 0,85. As figuras 4.8 e 4.9 mostram os gráficos do perfil de tensão e das perdas nos ramos para esse caso.

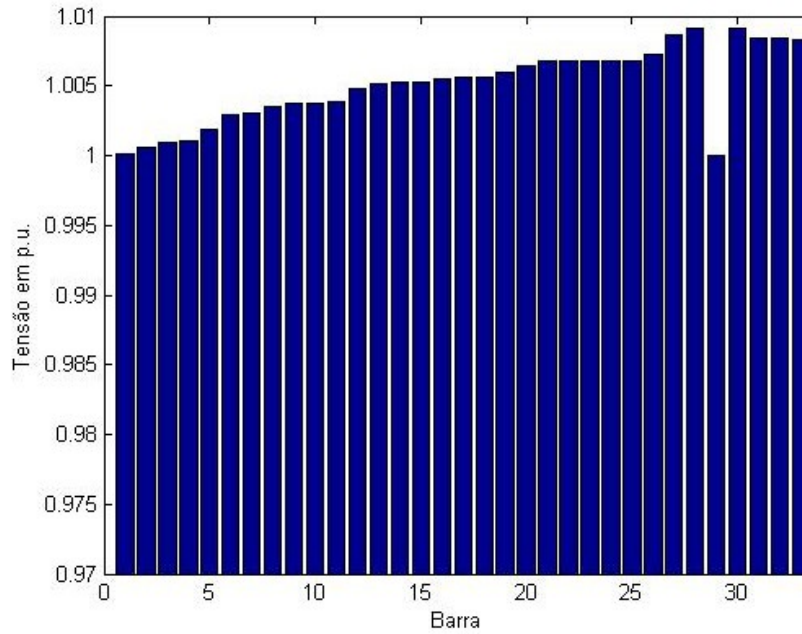


Figura 4.8 – Caso 3: Perfil de tensão

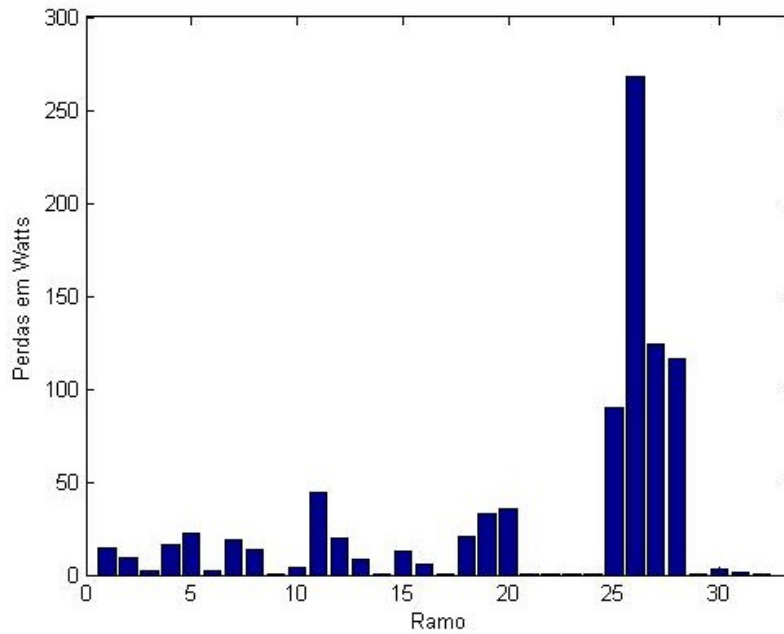


Figura 4.9 – Caso 3: Perdas nos ramos

Neste caso, vemos pelas figuras 4.74 e 4.75 que houve um aumento substancial no perfil de tensão do sistema. Portanto, é sempre conveniente, antes de se realizar a instalação de um gerador distribuído, estudar com cuidado cada caso, para evitar situações como esta.

Capítulo 5 – Conclusões e sugestões para trabalhos futuros

Este trabalho de conclusão de curso apresentou um estudo que teve por objetivo determinar de forma quantitativa o impacto da presença de geradores distribuídos em sistemas de distribuição de energia elétrica. O estudo avaliou dois critérios os quais são mais afetados pela instalação dos geradores e, com base nesses critérios, determinou o ponto ideal para a realização desta tarefa.

O programa computacional elaborado para este estudo realiza um cálculo de fluxo de carga no sistema, baseado no método *Backward/Forward Sweep*. Bancos de capacitores foram considerados injeções de potência reativa no sistema, transformadores foram considerados uma reatância em série com o sistema, as linhas de distribuição foram modeladas segundo as equações modificadas de Carson e os geradores distribuídos simulados foram considerados como uma injeção de potência ativa na barra em questão, que se tornaria uma barra do tipo PV.

Para cada barra, o programa desenhou gráficos em barras do perfil de tensão e das perdas nos ramos do sistema, considerando apenas as barras do lado de alta do sistema (primário dos transformadores). No final, foram calculados o perfil médio de tensão e a média das perdas nos ramos para cada posição do gerador distribuído no sistema e foram feitos os gráficos correspondentes. Baseando-se nesses gráficos, é possível determinar qual é a barra mais favorável para a instalação de um gerador distribuído, no sentido de diminuir ao máximo a perda média no sistema e aproximar ao máximo o perfil médio de tensão da tensão da subestação.

Este critério para avaliação do melhor ponto no sistema para instalação do gerador distribuído leva em conta apenas dois dos vários aspectos técnicos presentes na operação dos sistemas, desconsiderando outros aspectos, principalmente o aspecto econômico. No entanto o estudo ganha muita utilidade em se querendo determinar de forma rápida e confiável as melhores regiões para a instalação da unidade de geração. Em um sistema real maior que o analisado neste estudo, com mais de 100 barras, a realização de um estudo detalhado, percorrendo todo o sistema, levando em conta todos os critérios necessários se torna uma tarefa muito trabalhosa e talvez inviável, e a oportunidade de se realizar melhorias no sistema não pode ser comprometida pela complexidade deste. O estudo apresentado neste trabalho permite a determinação de uma “região” do sistema onde os outros critérios possam ser aplicados, facilitando o planejamento, uma vez que esses outros critérios podem ser aplicados apenas em um grupo pequeno de barras, ao invés de serem aplicados em todo o sistema.

Os seguintes tópicos para trabalhos futuros podem ser sugeridos:

- Estudar os melhores pontos para alocação de geradores distribuídos considerando critérios econômicos e logísticos.
- Analisar as filosofias de proteção dos sistemas existentes e estabelecer um critério quantitativo que determine a melhor localização do gerador, no sentido de diminuir a influência negativa desta associação na proteção do sistema
- Analisar outras formas de inclusão de geração distribuída no sistema, como a quantidade ideal de geradores instalados e a melhor forma de alocação de todos eles, considerando os aspectos mencionados neste trabalho e/ou outros aspectos.

Referências Bibliográficas

Ackerman, T. e Knyazkin, V., “Interaction between distributed generation and the distribution network: operation aspects”, Transmission and Distribution Conference and Exhibition 2002: Asia Pacific. IEEE/PES, Volume 2, 6-10. Pages: 1357 – 1362 vol.2, Oct. 2002.

Agência Nacional de Energia Elétrica, Resolução Nº 505 de 26 de Novembro de 2001. “Estabelece de forma atualizada e consolidada, as disposições relativas à conformidade dos níveis de tensão de energia elétrica em regime permanente”.

Barker, P.P. e De Mello, R.W., “Determining the impact of distributed generation on power systems: Part 1 – Radial distribution systems.” Power Engineering Society Summer Meeting, 2000. IEEE, Volume: 3, 16 – 20, Pages: 1645 – 1656 vol. 3, July 2000.

Chang, G. W., Chu, S. Y. e Wang H. L., “An Improved Backward/Forward Sweep Load Flow Algorithm for Radial Distribution Systems”. Power Systems, IEEE Transactions on, Volume: 22, Issue: 2, Pages: 882-884, May 2007.

Working group 37.23. Impact of increasing contribution of dispersed generation on the power system. CIGRÉ, Relatório Técnico, 1998.

CIREC Working group 4, “Dispersed Generation”, CIREC, Relatório Técnico, 1999.

Griffin, T., Tomsovic, K., Secret, D. e Law, A., “Placement of dispersed generation systems for reduced losses”, System Sciences, 2000. Proceedings of the 33rd Annual Hawaii International Conference on, 4 – 7, Pages: 9 pp, Jan. 2000.

Guimarães, M.A., “Reconfiguração de sistemas de distribuição de energia elétrica utilizando algoritmos de Busca Tabu.”, Dissertação de Mestrado. UNICAMP, Abril 2005, Campinas.

Jenkins, N., Allan, R., Crossley, P., Kirschen, D., e Strbac, G., “Embedded generation”, Ed. The Institution of Electrical Engineer, London, United Kingdom, 2000.

Kersting, W.H., “Distribution System Modeling and Analysis” Ed. CRC Press, 2002.

Masters, C.L., “Voltage rise: the big issue when connecting embedded generation to long 11kV overhead lines”, Power Engineering Journal, Volume: 16, Issue: 1, Pages: 5 – 12, Feb. 2002.

Morán, J.A., “Impacto de geradores síncronos no desempenho de regime permanente de sistemas de distribuição de energia elétrica”, Dissertação de Mestrado. UNICAMP, Junho 2005, Campinas.

Peças Lopes, J.A., “Integration of dispersed generation on distribution networks – impact studies”. Power Engineering Society Winter Meeting, 2002. IEEE, Volume: 1, 27 – 31, Pages: 323 – 328 vol. 1, Jan. 2002.

Salman, S.K., “The impact of embedded generation on voltage regulation and losses of distribution networks”. Embedded Generation on Distribution Networks (Digest No. 1996/194), IEE Colloquium on the Impact of, Pages: 2/1 – 2/5, 15 Oct. 1996.

Scott, N.C., Atkinson, D.J. e Morrell, J.E., “Use of load control to regulate voltage on distribution networks with embedded generation”, Power Systems, IEEE Transactions on, Volume: 17, Issue: 2, Pages: 510 – 515, May 2002.

Vieira, J.C., “Método Z_{bus} , Gauss paralelo para cálculo de fluxo de potência trifásico em redes assimétricas de distribuição de energia elétrica.”, Dissertação de Mestrado. UNICAMP, Maio 1999, Campinas.

Zhu, Y. e Tomsovic, K., “Adaptive power method for distribution systems with dispersed generation”, Power Delivery, IEEE Transactions on, Volume: 17, Issue: 3, Pages: 822 – 827, July 2002.

A. Anexo I – Gráficos de perfil de tensão e perdas nos ramos

As figuras A.1 a A.66 representam o perfil de tensão e as perdas no sistema considerando o caso base, ou seja, o sistema sem gerador instalado, e considerando o gerador distribuído instalado em cada uma das barras do sistema, da 2 até a 33. A descrição das figuras especifica a barra na qual o gerador foi considerado.

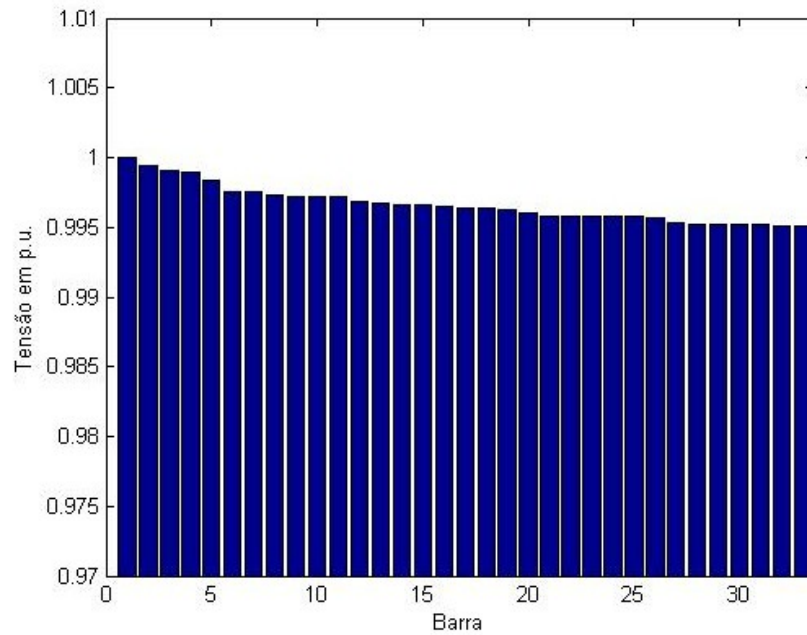


Figura A.1 – Perfil de tensão para o caso base

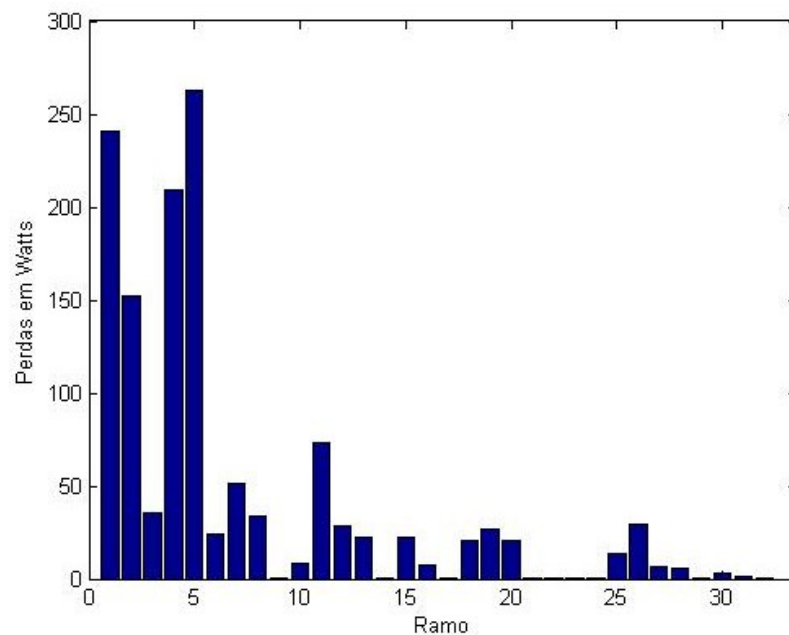


Figura A.2 – Perdas nos ramos para o caso base

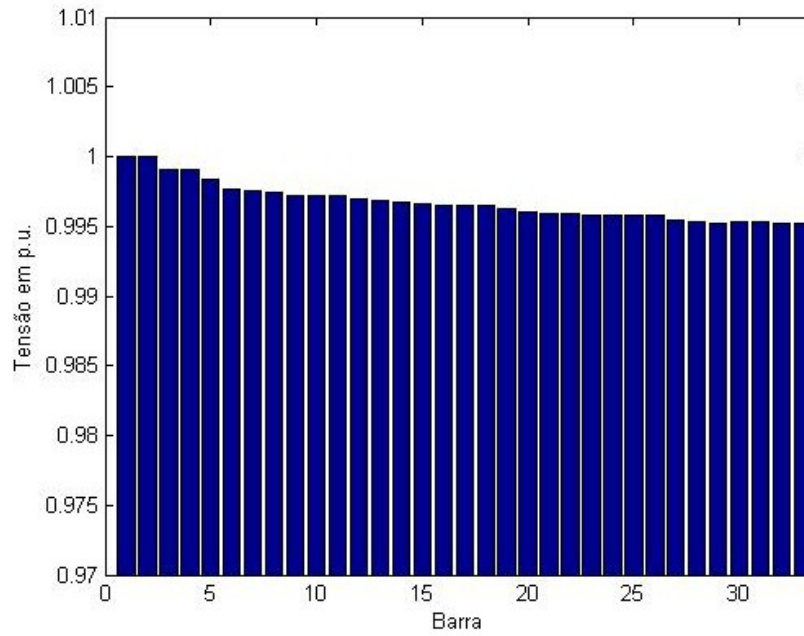


Figura A.3 – Perfil de tensão para o gerador instalado na barra 2

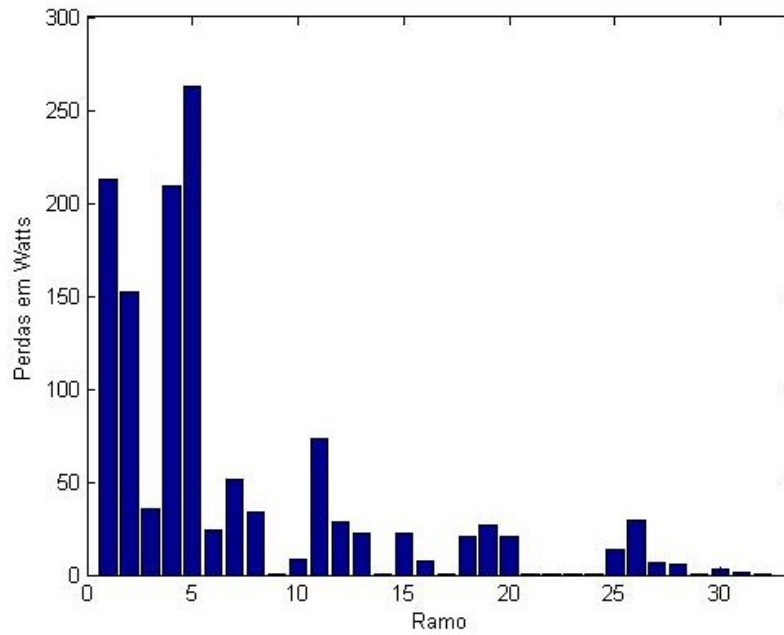


Figura A.4 – Perdas nos ramos para o gerador instalado na barra 2

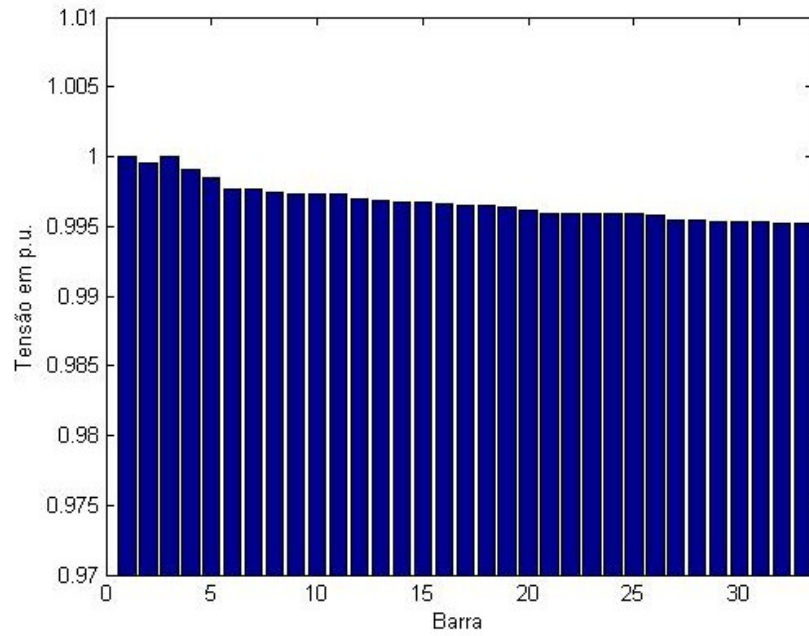


Figura A.5 – Perfil de tensão para o gerador instalado na barra 3

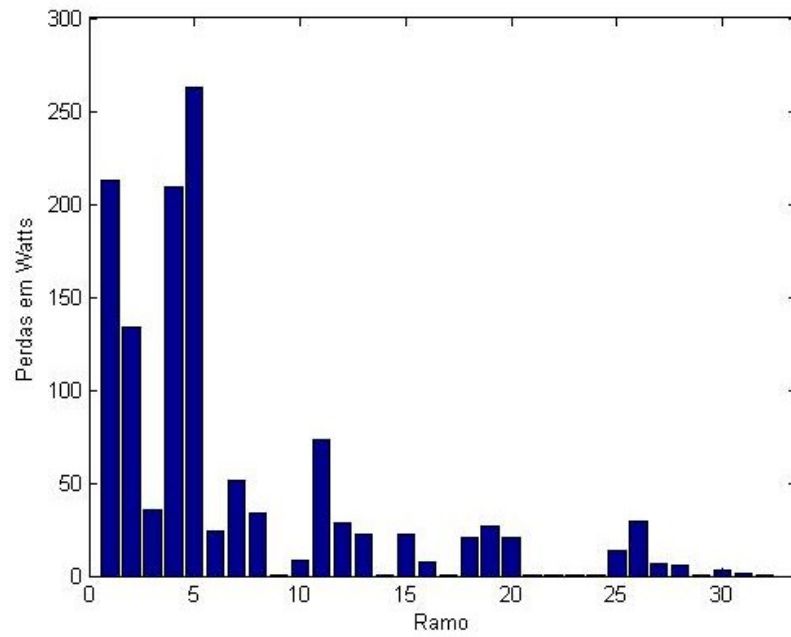


Figura A.6 – Perdas nos ramos para o gerador instalado na barra 3

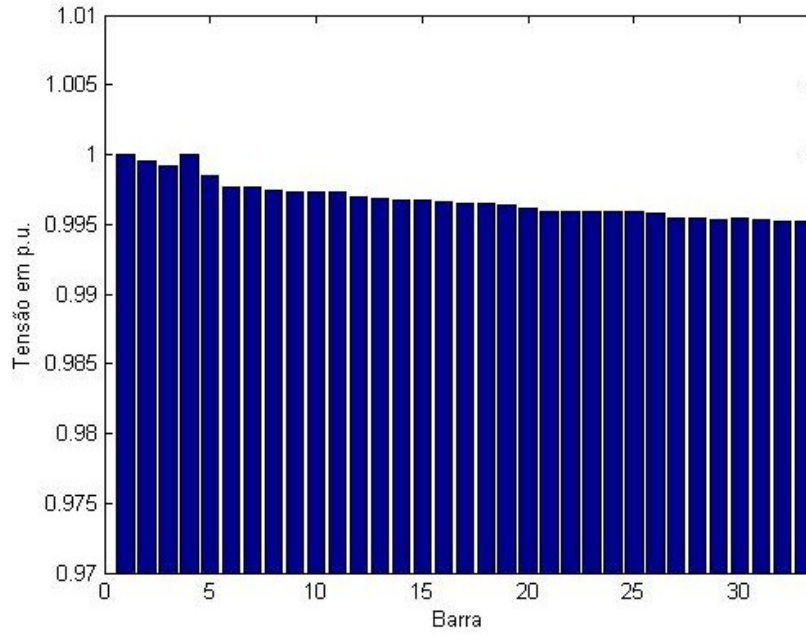


Figura A.7 – Perfil de tensão para o gerador instalado na barra 4

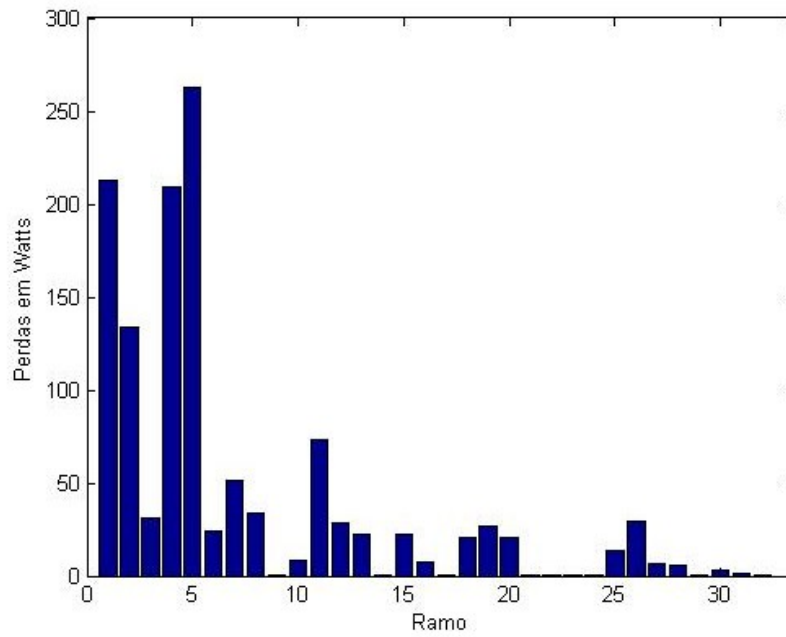


Figura A.8 – Perdas nos ramos para o gerador instalado na barra 4

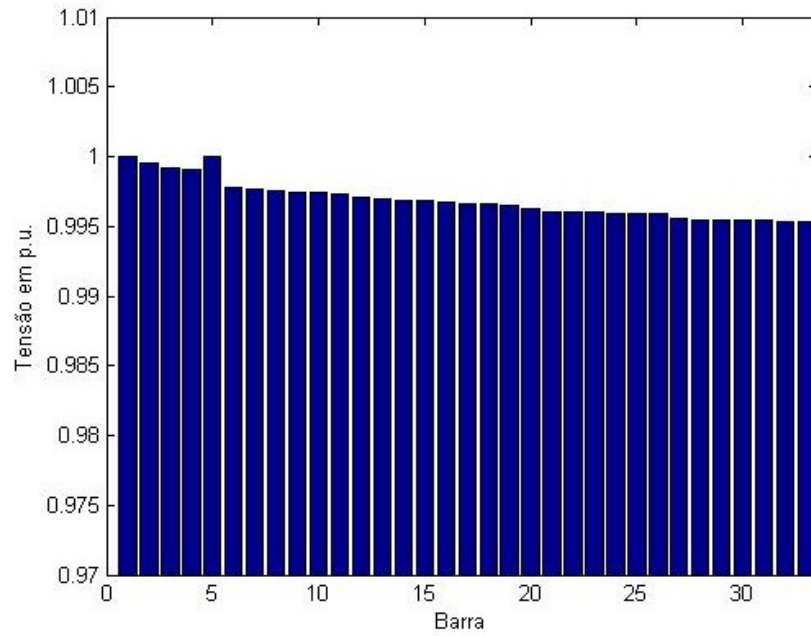


Figura A.9 – Perfil de tensão para o gerador instalado na barra 5

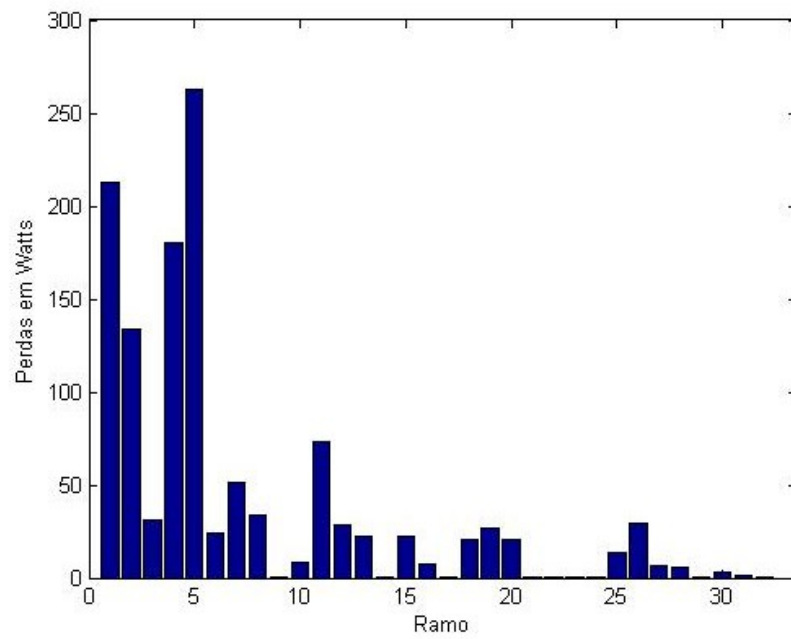


Figura A.10 – Perdas nos ramos para o gerador instalado na barra 5

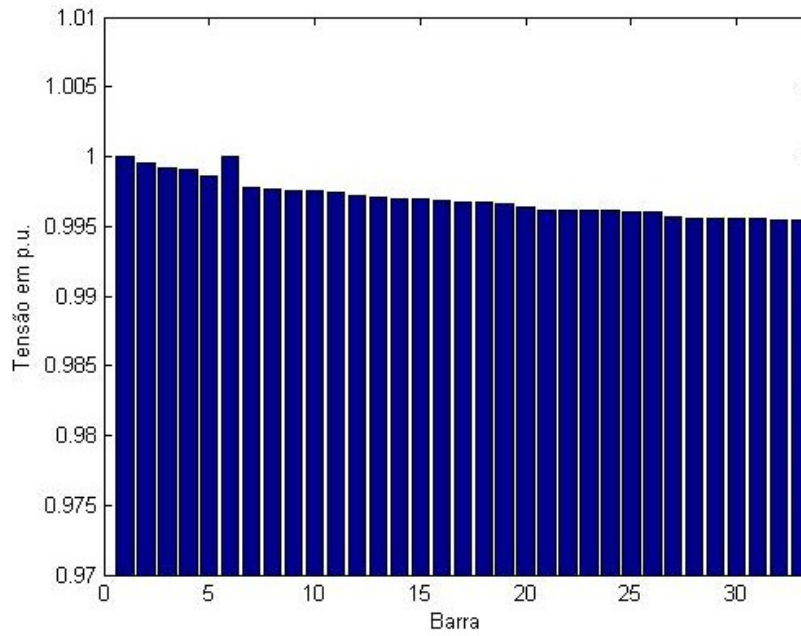


Figura A.11 – Perfil de tensão para o gerador instalado na barra 6

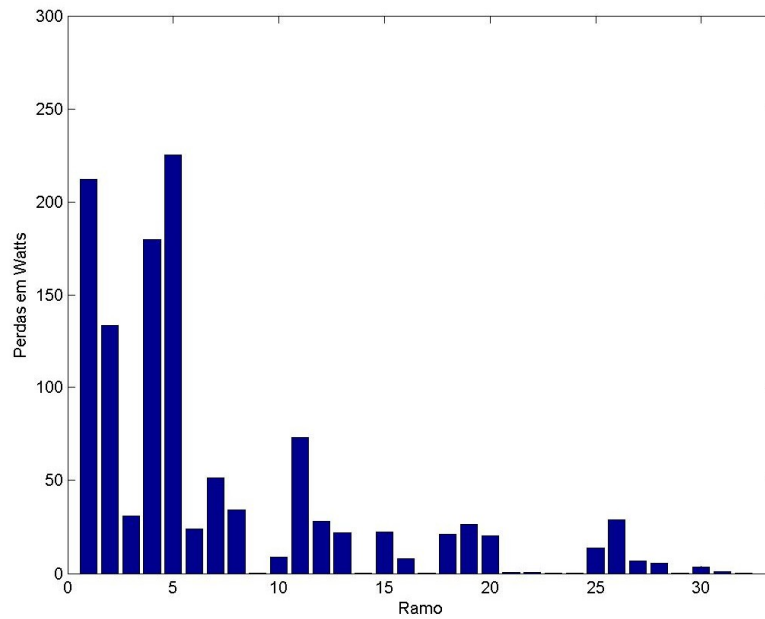


Figura A.12 – Perdas nos ramos para o gerador instalado na barra 6

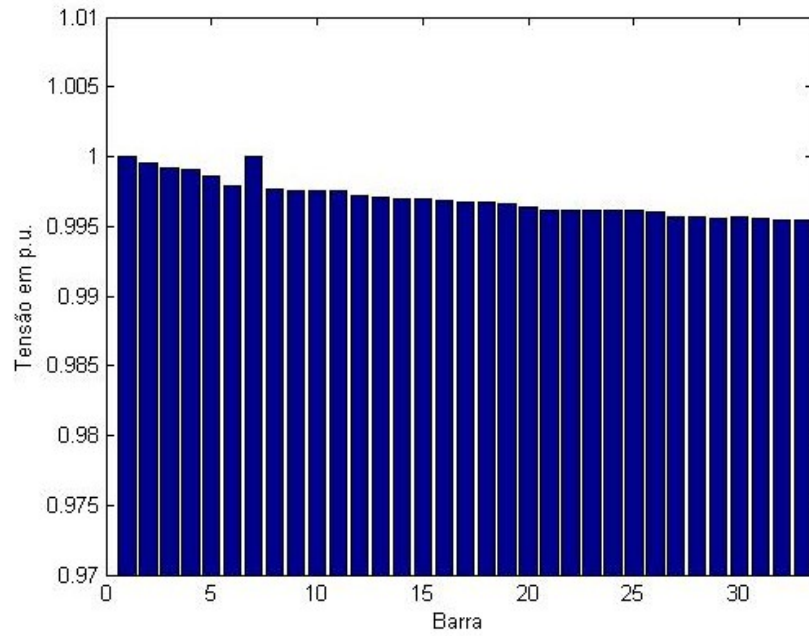


Figura A.13 – Perfil de tensão para o gerador instalado na barra 7

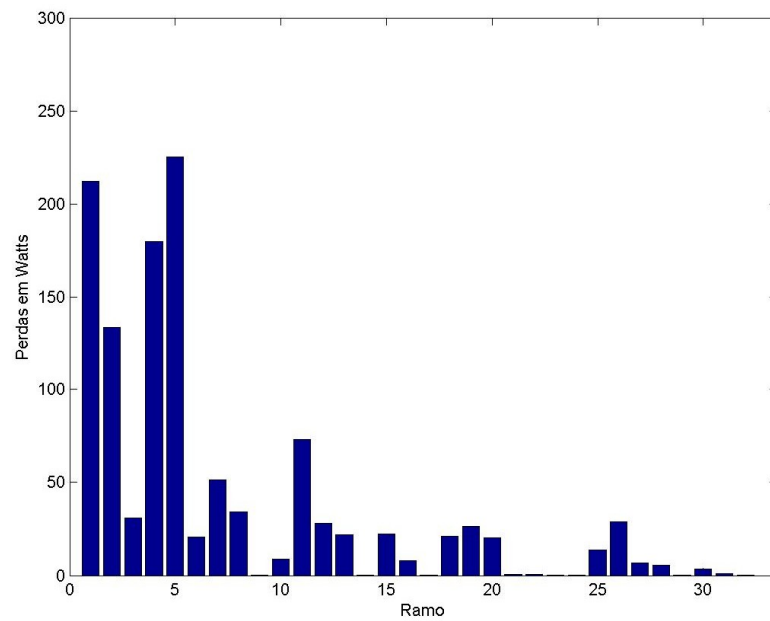


Figura A.14 – Perdas nos ramos para o gerador instalado na barra 7

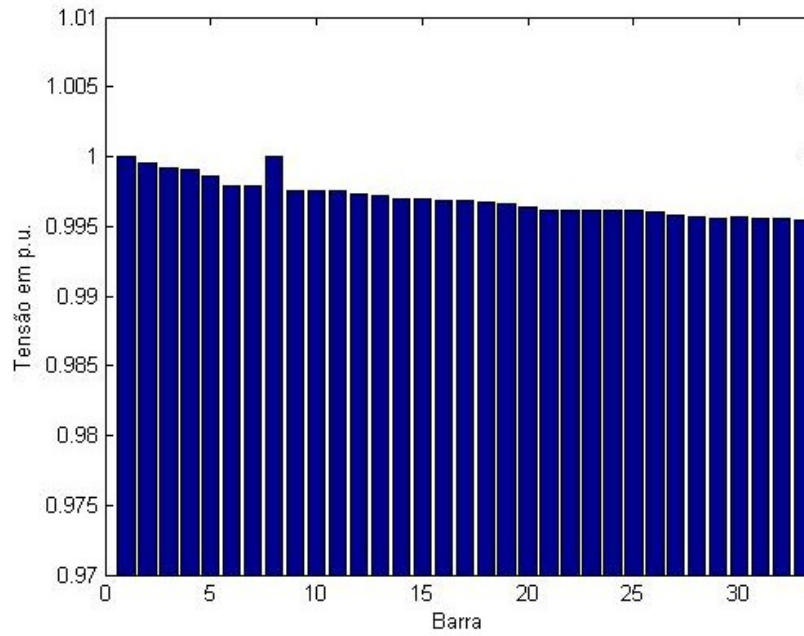


Figura A.15 – Perfil de tensão para o gerador instalado na barra 8

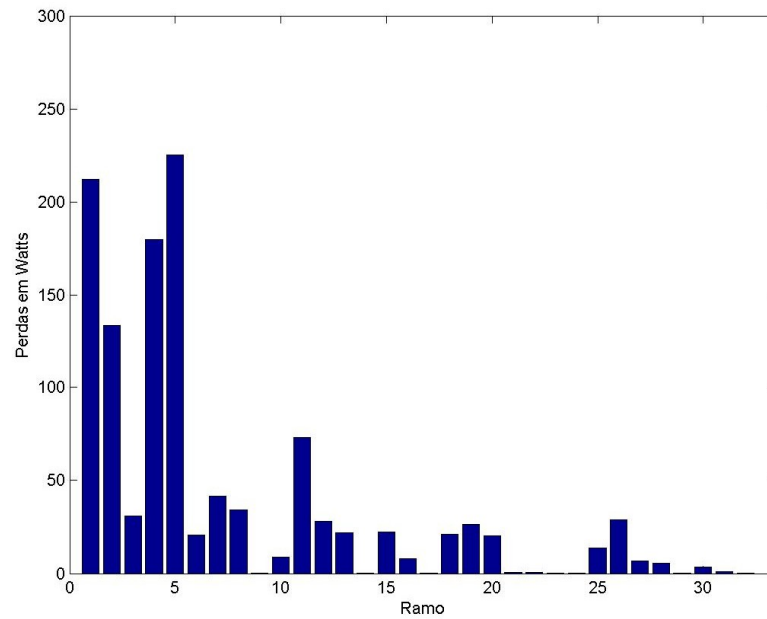


Figura A.16 – Perdas nos ramos para o gerador instalado na barra 8

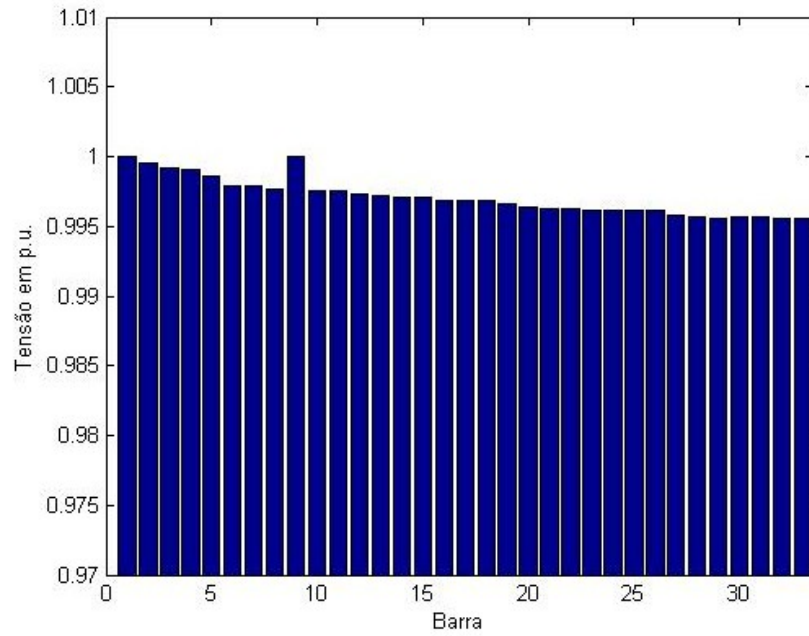


Figura A.17 – Perfil de tensão para o gerador instalado na barra 9

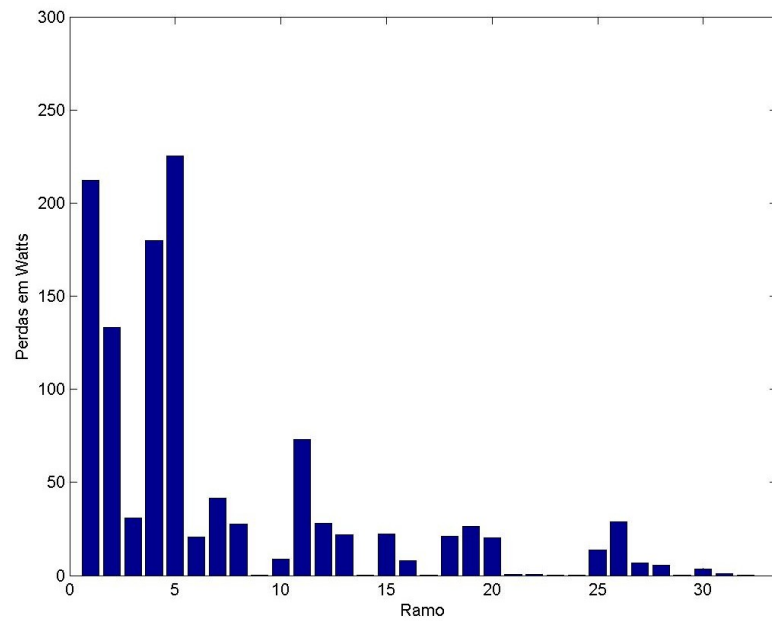


Figura A.18 – Perdas nos ramos para o gerador instalado na barra 9

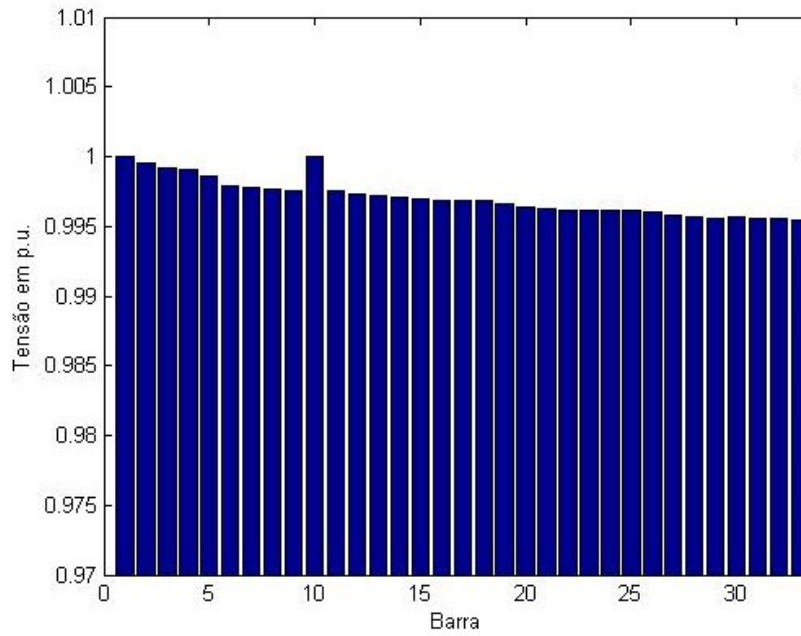


Figura A.19 – Perfil de tensão para o gerador instalado na barra 10

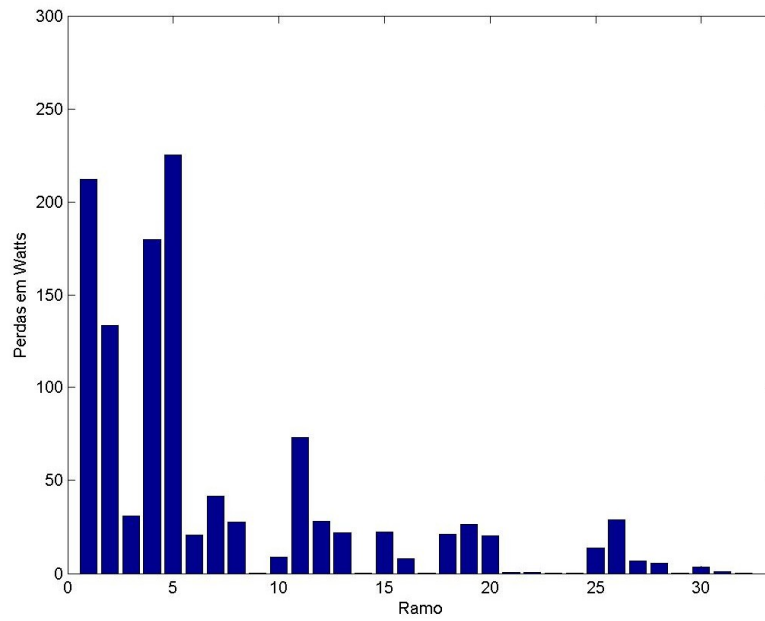


Figura A.20 – Perdas nos ramos para o gerador instalado na barra 10

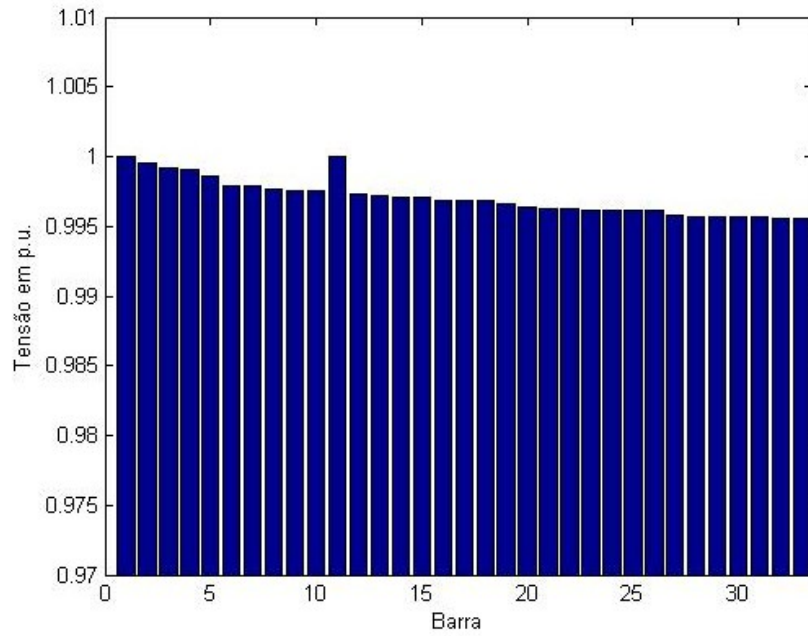


Figura A.21 – Perfil de tensão para o gerador instalado na barra 11

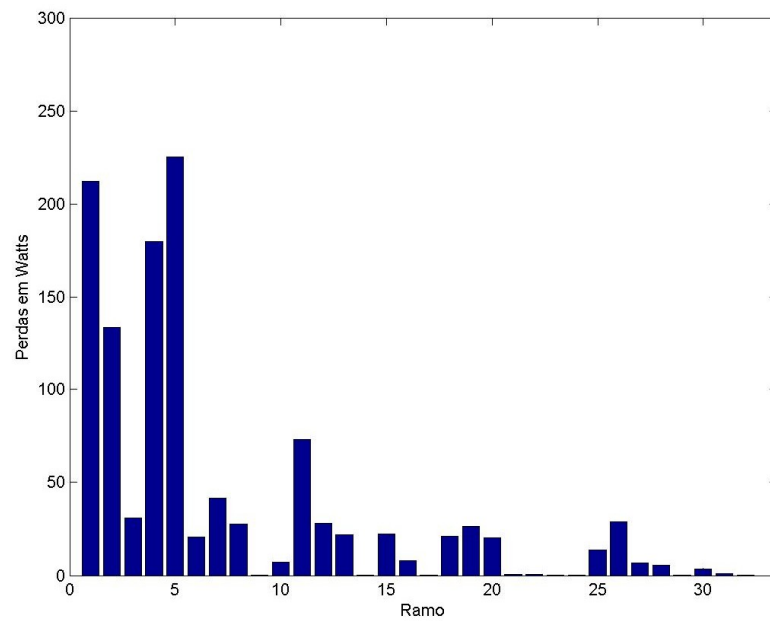


Figura A.22 – Perdas nos ramos para o gerador instalado na barra 11

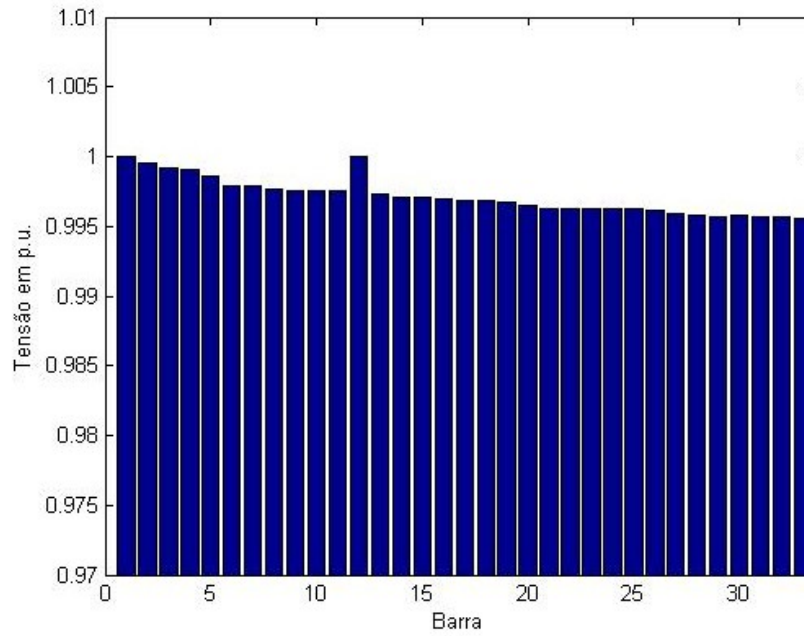


Figura A.23 – Perfil de tensão para o gerador instalado na barra 12

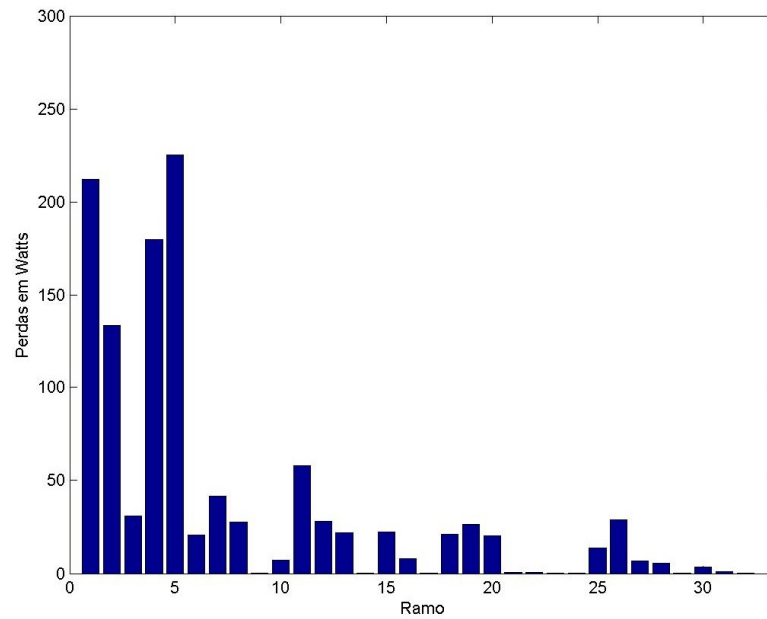


Figura A.24 – Perdas nos ramos para o gerador instalado na barra 12

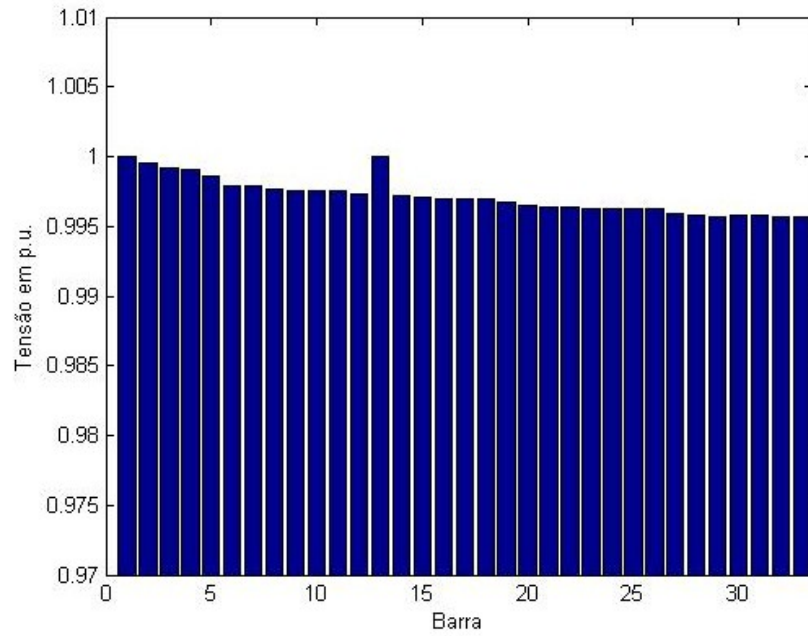


Figura A.25 – Perfil de tensão para o gerador instalado na barra 13

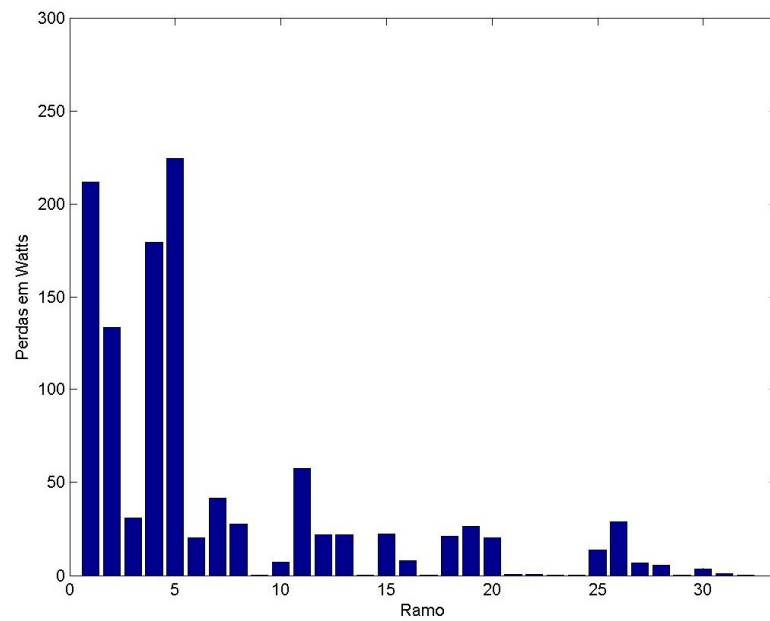


Figura A.26 – Perdas nos ramos para o gerador instalado na barra 13

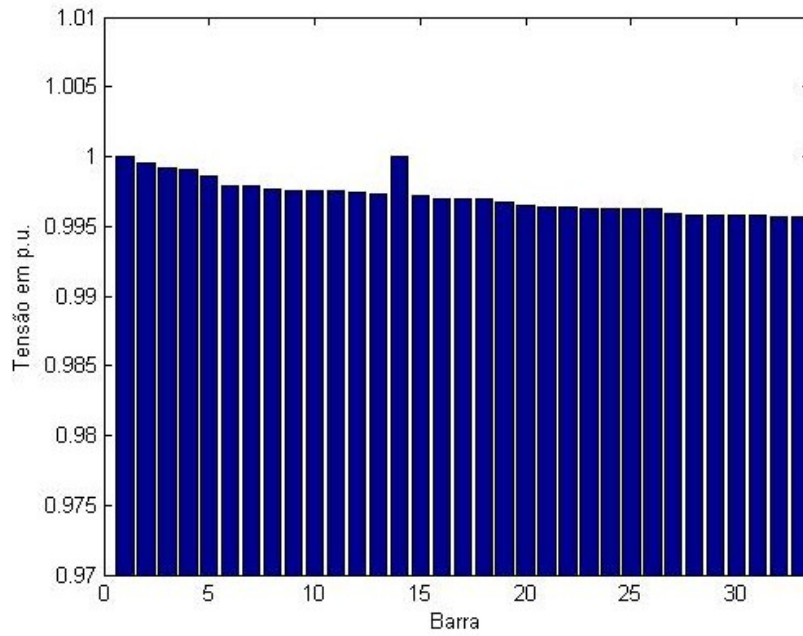


Figura A.27 – Perfil de tensão para o gerador instalado na barra 14

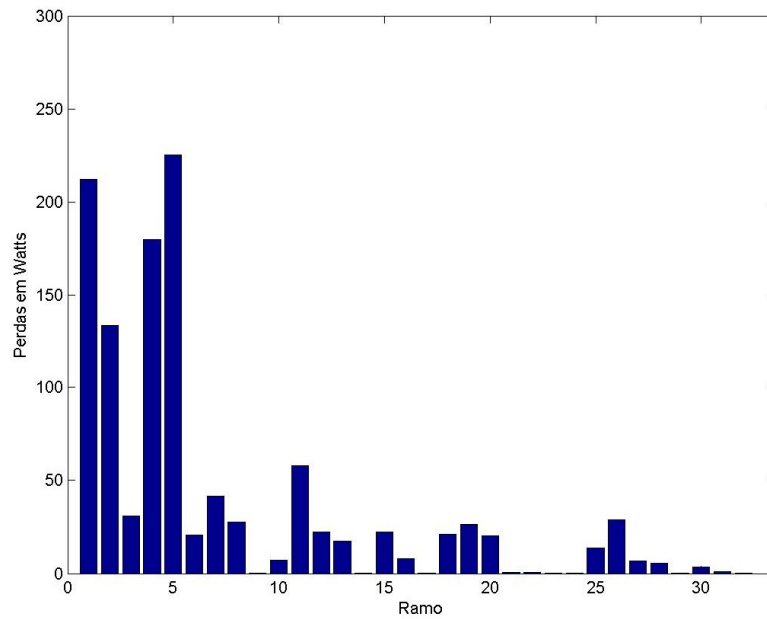


Figura A.28 – Perdas nos ramos para o gerador instalado na barra 14

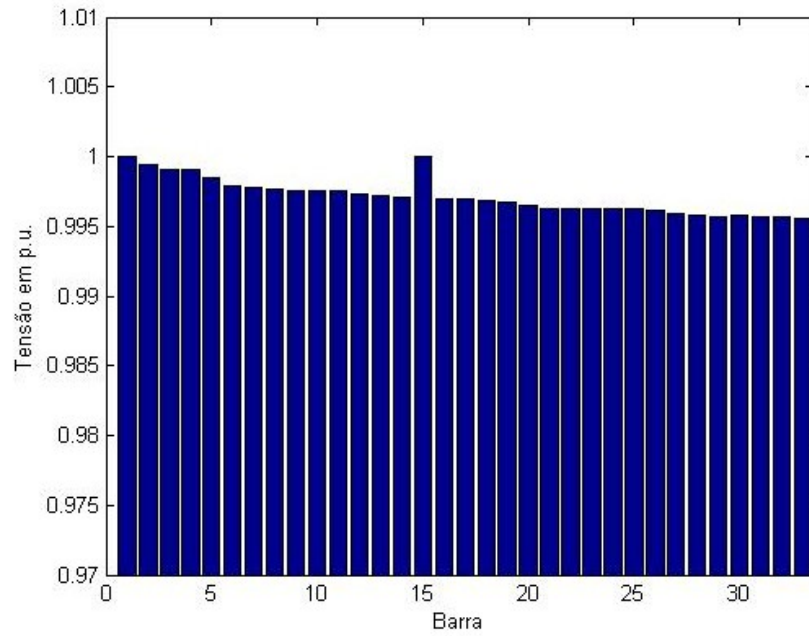


Figura A.29 – Perfil de tensão para o gerador instalado na barra 15

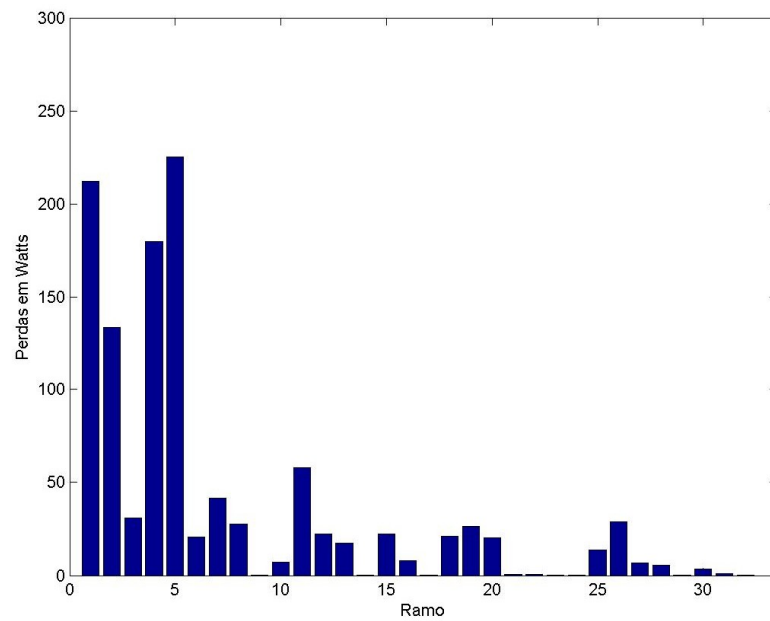


Figura A.30 – Perdas nos ramos para o gerador instalado na barra 15

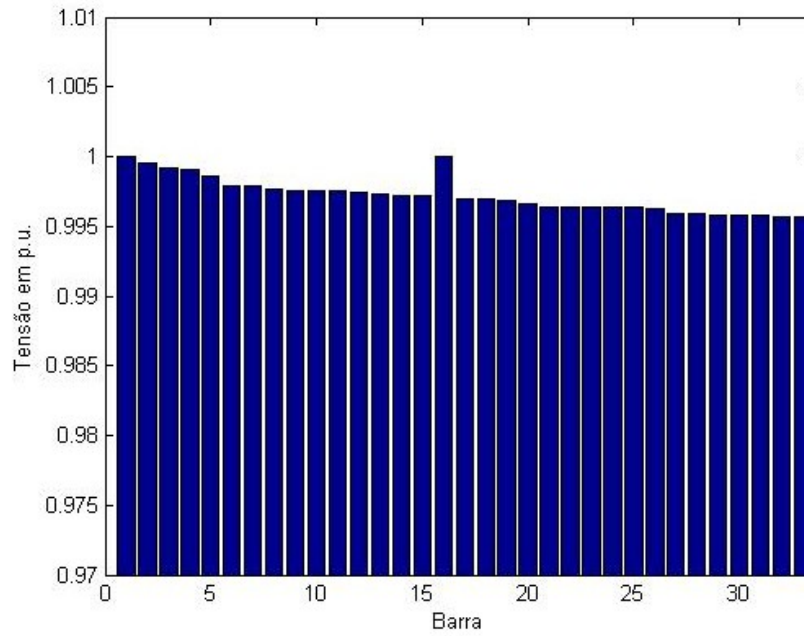


Figura A.31 – Perfil de tensão para o gerador instalado na barra 16

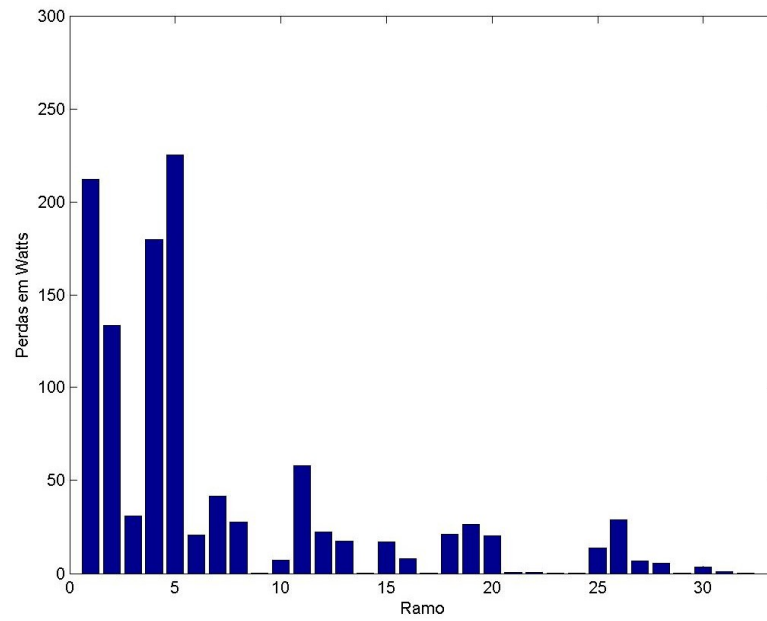


Figura A.32 – Perdas nos ramos para o gerador instalado na barra 16

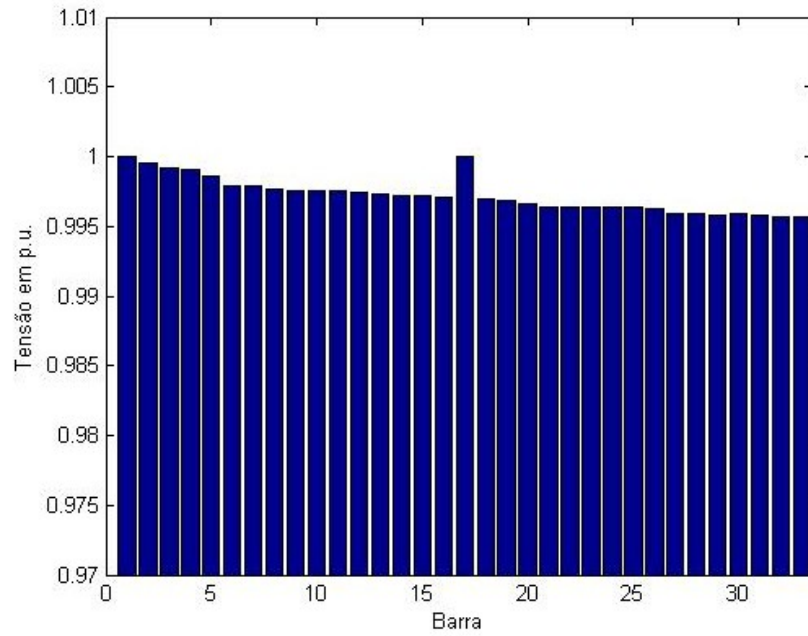


Figura A.33 – Perfil de tensão para o gerador instalado na barra 17

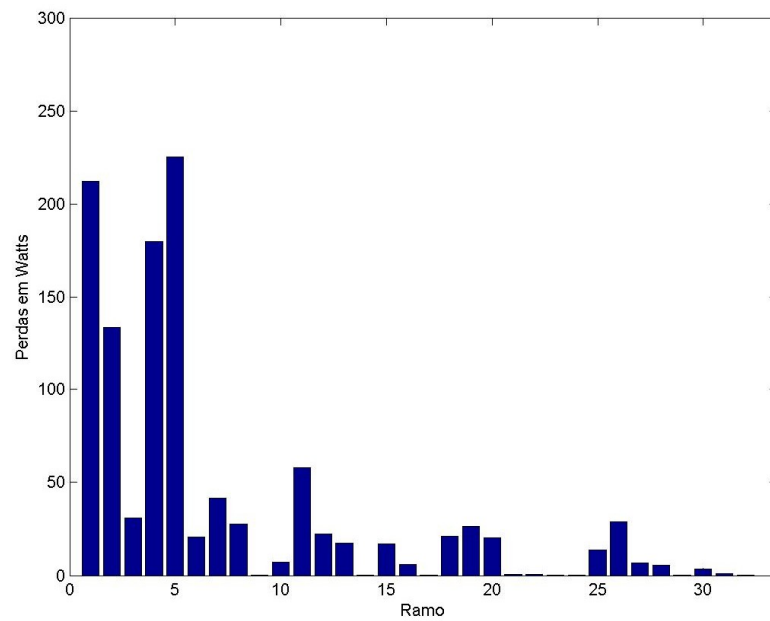


Figura A.34 – Perdas nos ramos para o gerador instalado na barra 17

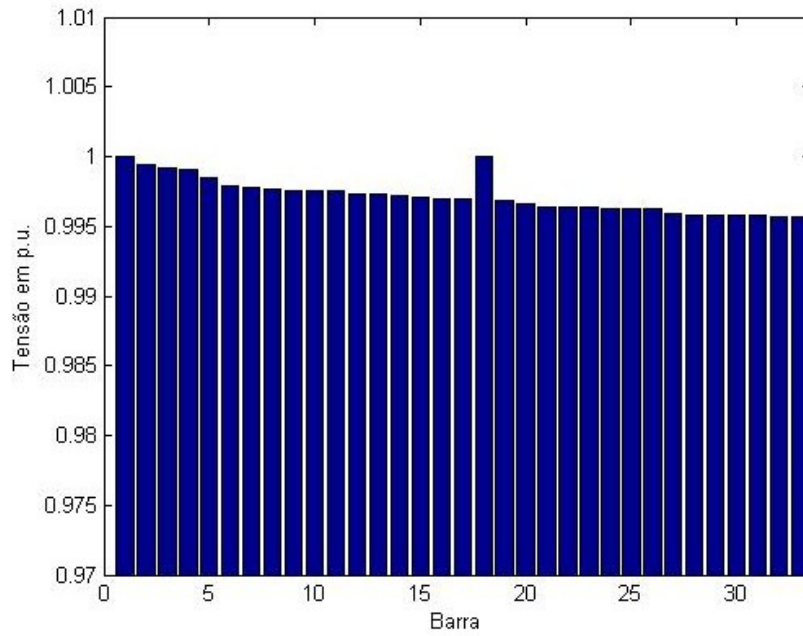


Figura A.35 – Perfil de tensão para o gerador instalado na barra 18

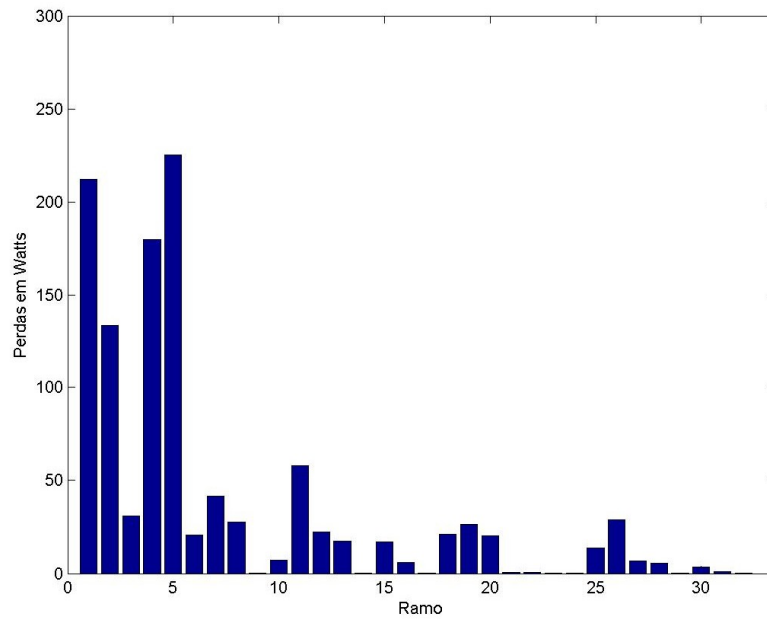


Figura A.36 – Perdas nos ramos para o gerador instalado na barra 18

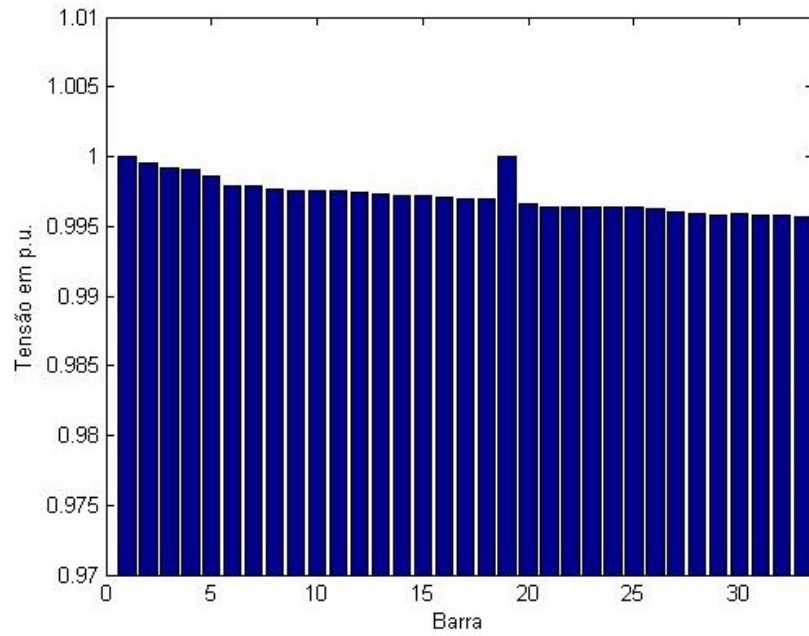


Figura A.37 – Perfil de tensão para o gerador instalado na barra 19

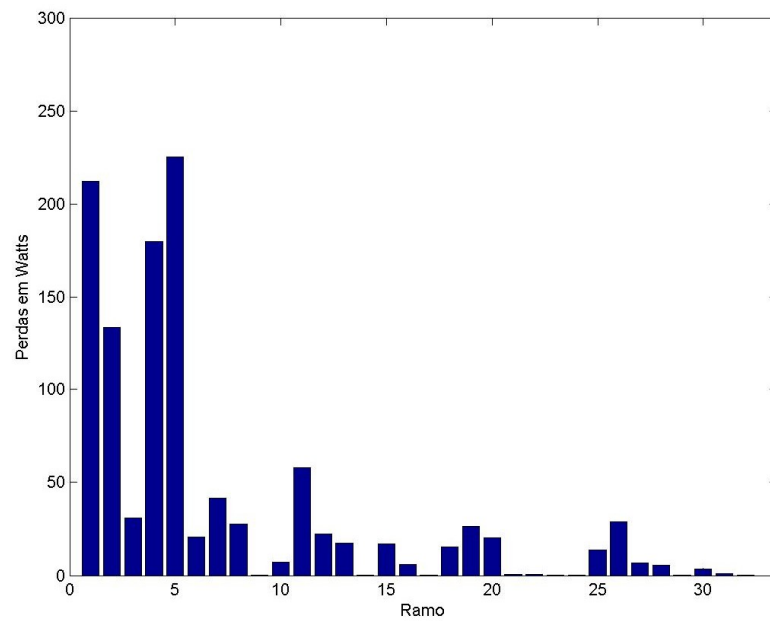


Figura A.38 – Perdas nos ramos para o gerador instalado na barra 19

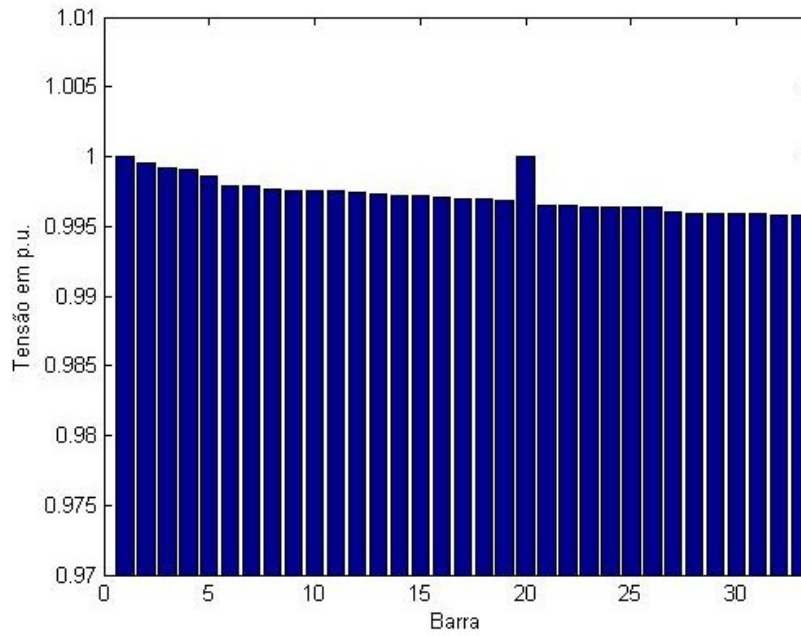


Figura A.39 – Perfil de tensão para o gerador instalado na barra 20

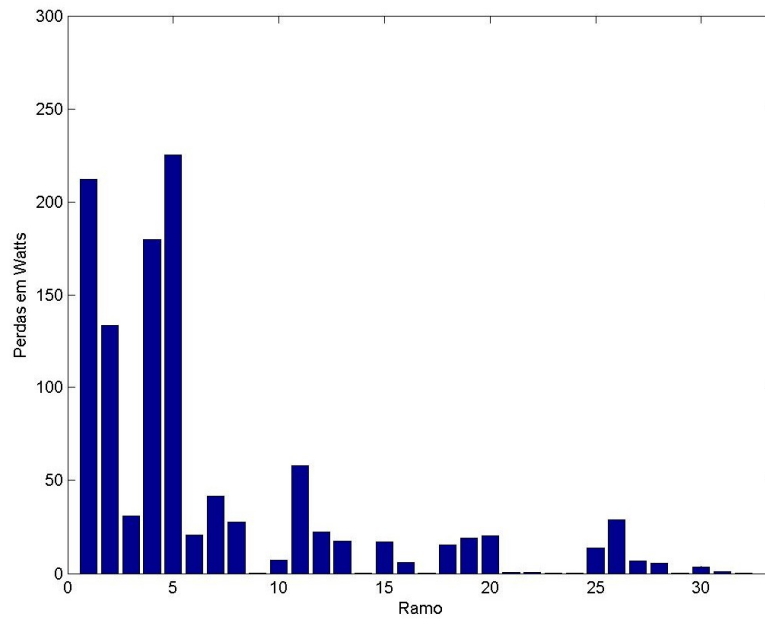


Figura A.40 – Perdas nos ramos para o gerador instalado na barra 20

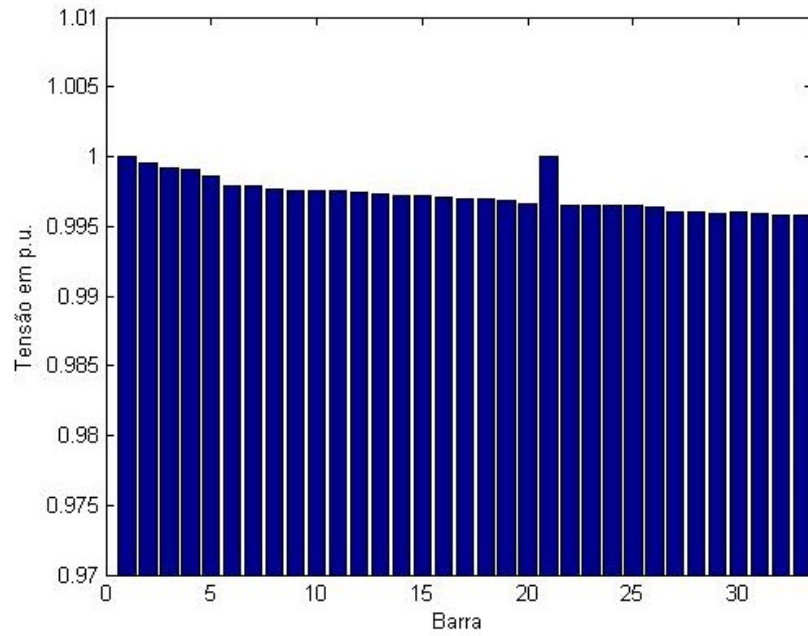


Figura A.41 – Perfil de tensão para o gerador instalado na barra 21

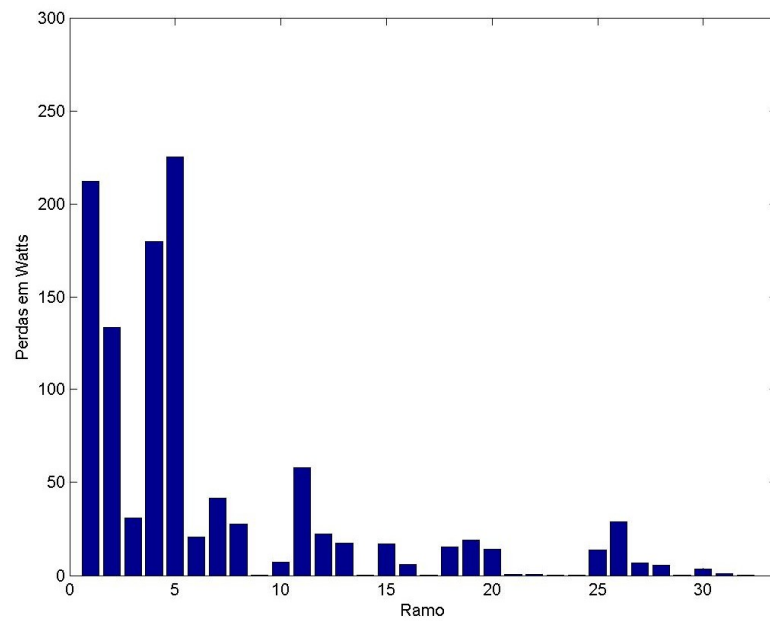


Figura A.42 – Perdas nos ramos para o gerador instalado na barra 21

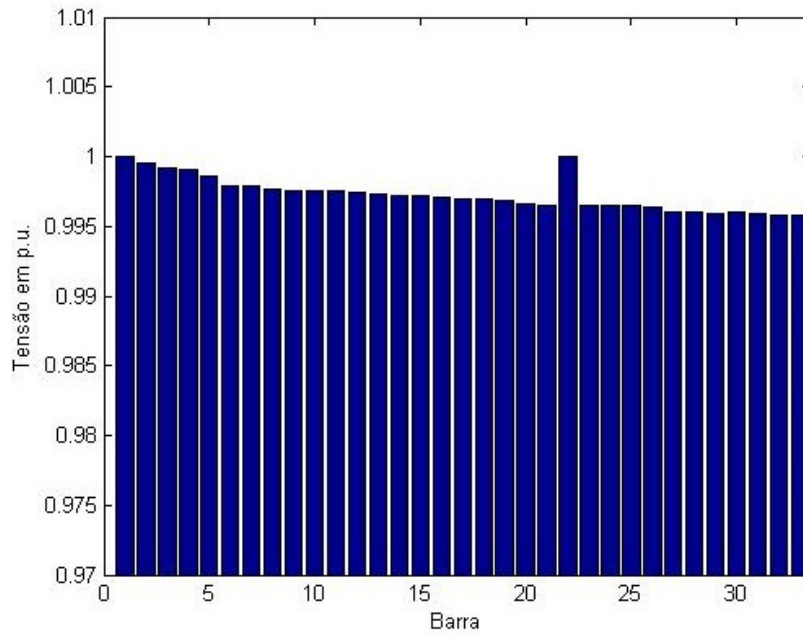


Figura A.43 – Perfil de tensão para o gerador instalado na barra 22

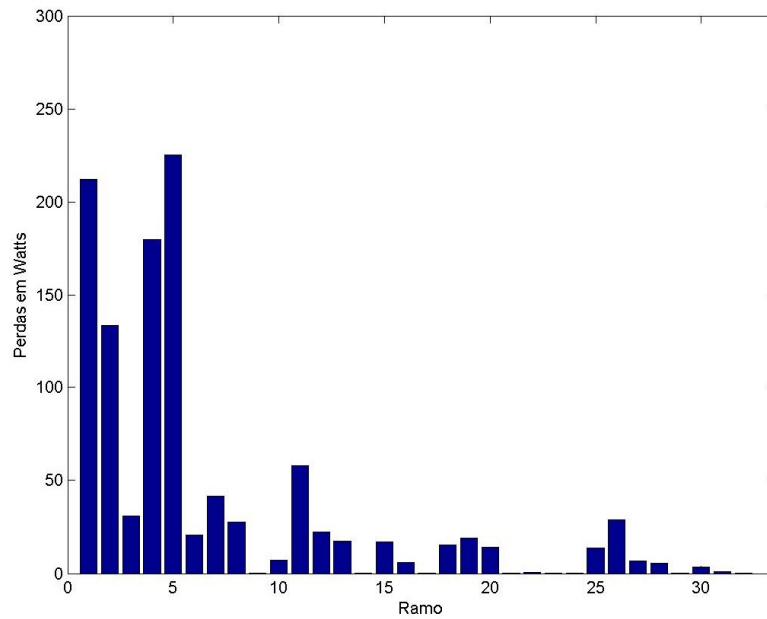


Figura A.44 – Perdas nos ramos para o gerador instalado na barra 22

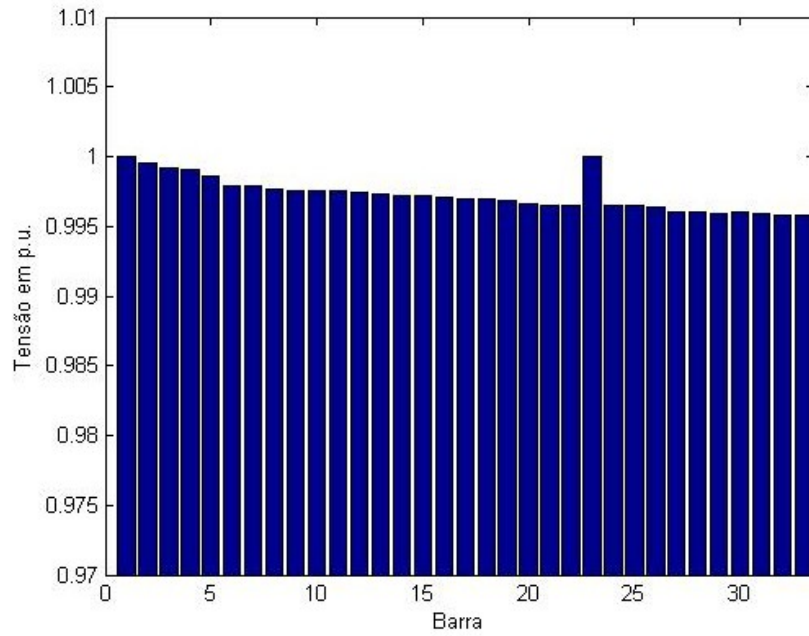


Figura A.45 – Perfil de tensão para o gerador instalado na barra 23

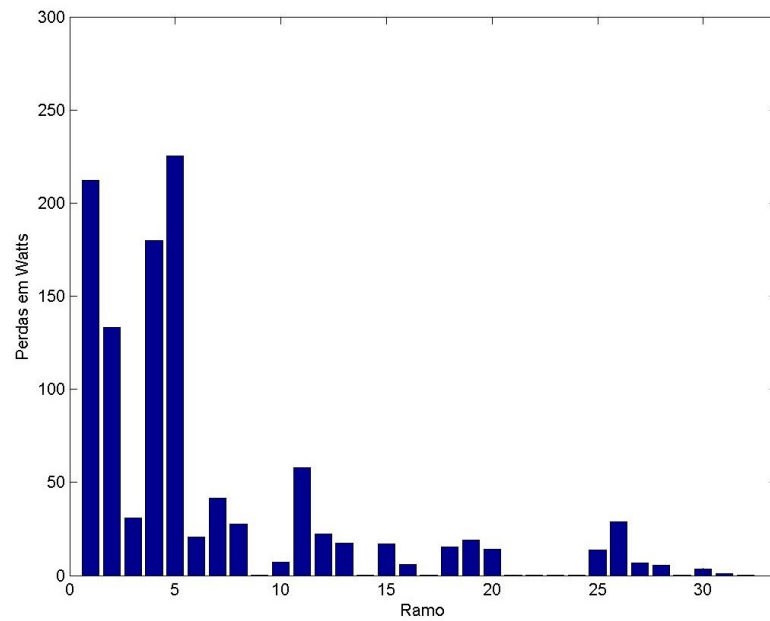


Figura A.46 – Perdas nos ramos para o gerador instalado na barra 23

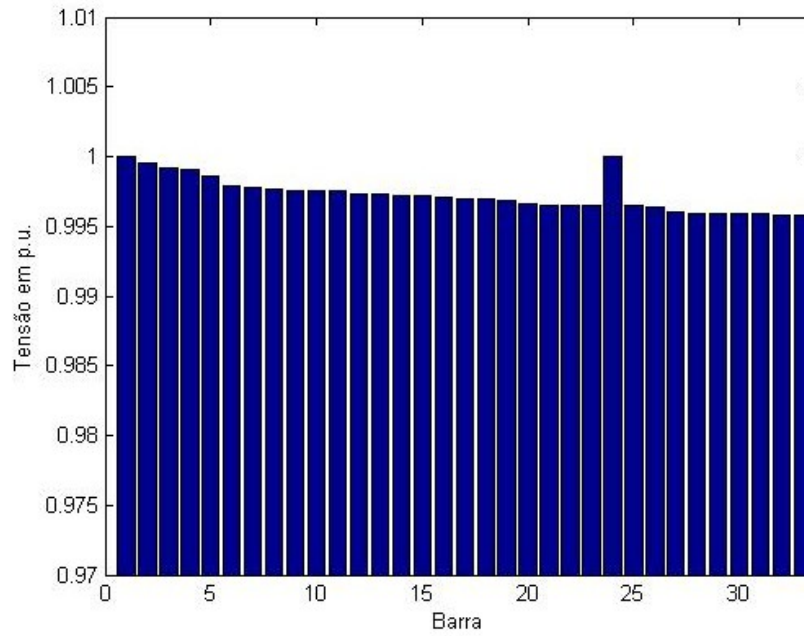


Figura A.47 – Perfil de tensão para o gerador instalado na barra 24

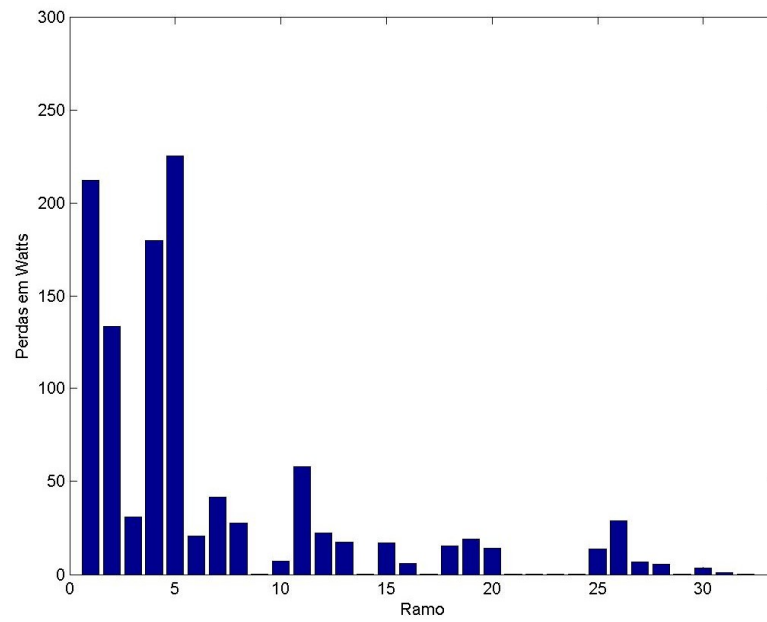


Figura A.48 – Perdas nos ramos para o gerador instalado na barra 24

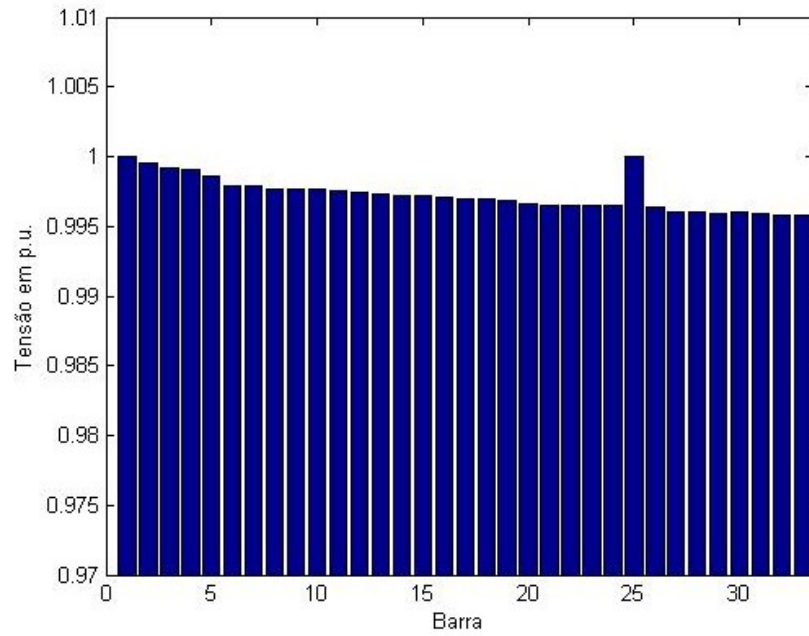


Figura A.49 – Perfil de tensão para o gerador instalado na barra 25

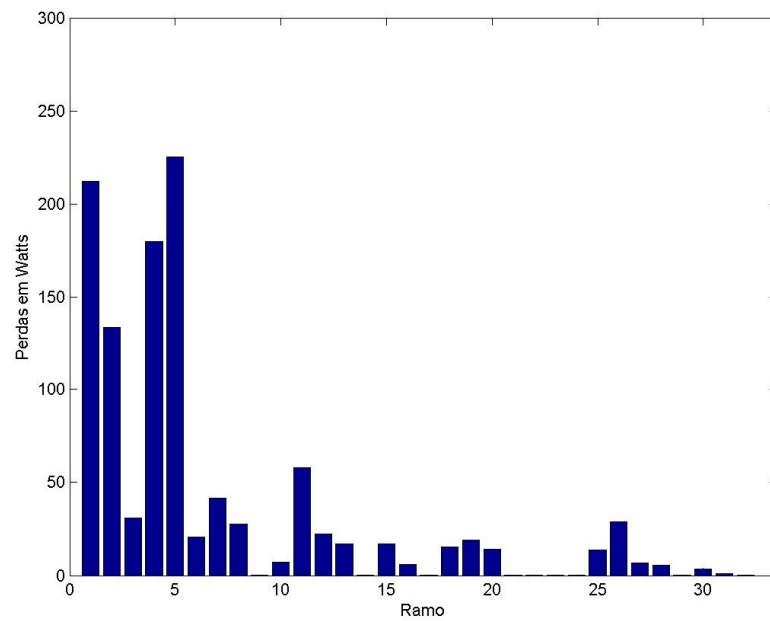


Figura A.50 – Perdas nos ramos para o gerador instalado na barra 25

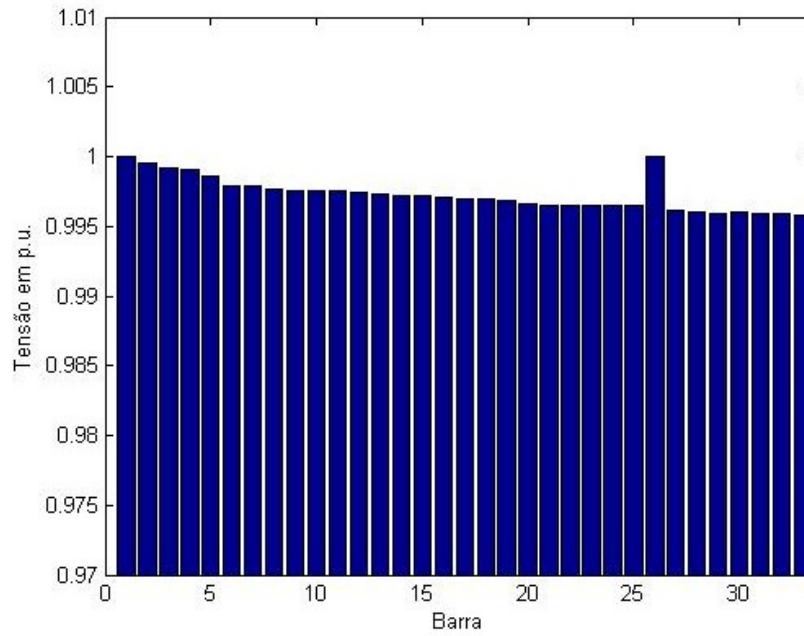


Figura A.51 – Perfil de tensão para o gerador instalado na barra 26

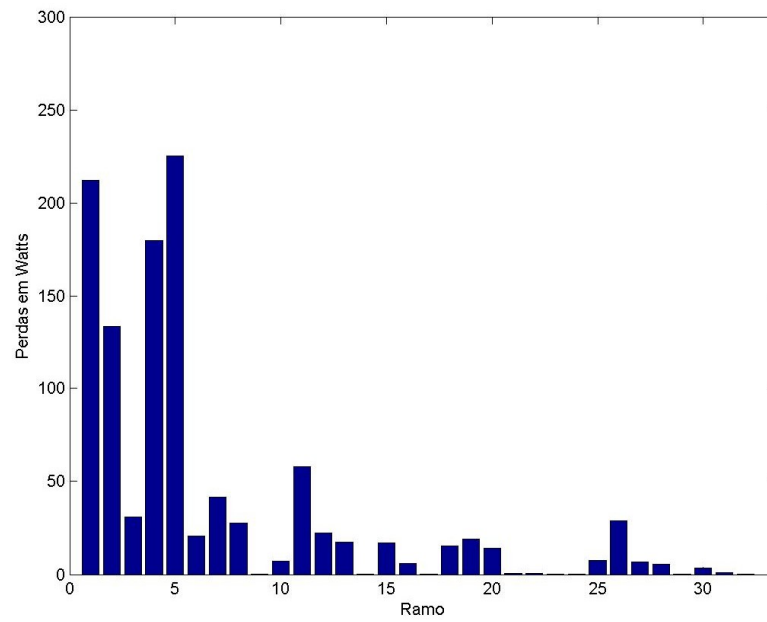


Figura A.52 – Perdas nos ramos para o gerador instalado na barra 26

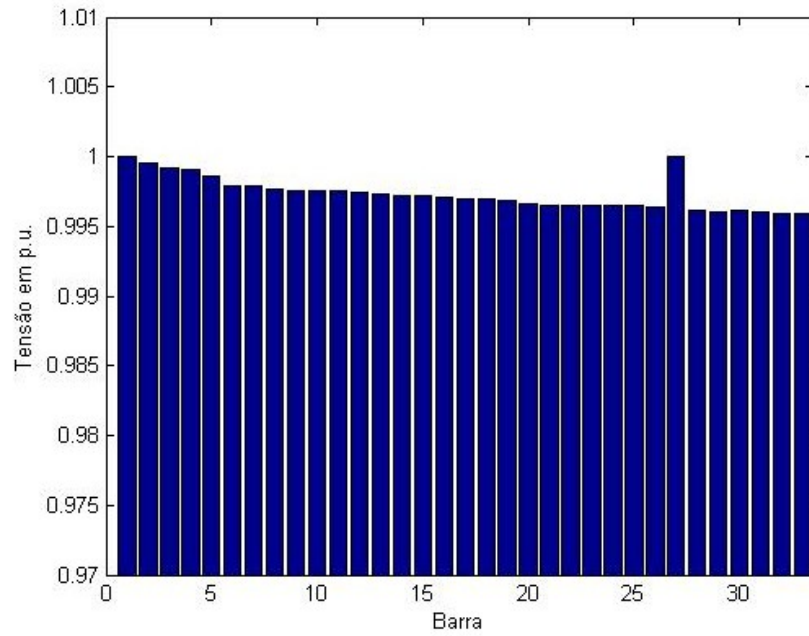


Figura A.53 – Perfil de tensão para o gerador instalado na barra 27

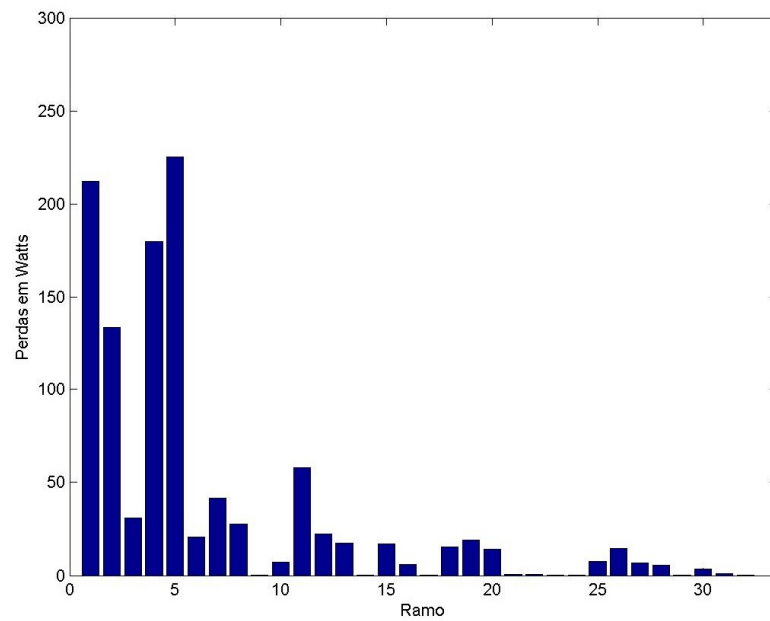


Figura A.54 – Perdas nos ramos para o gerador instalado na barra 27

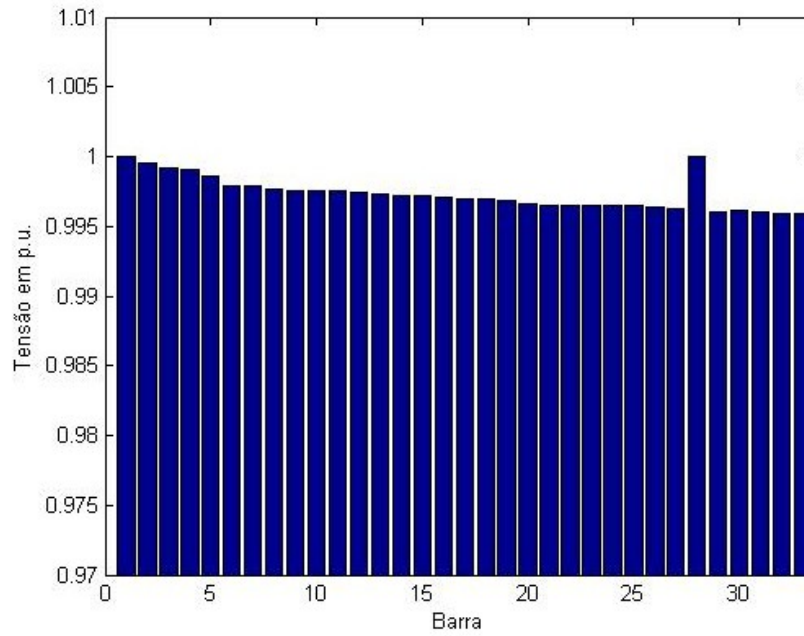


Figura A.55 – Perfil de tensão para o gerador instalado na barra 28

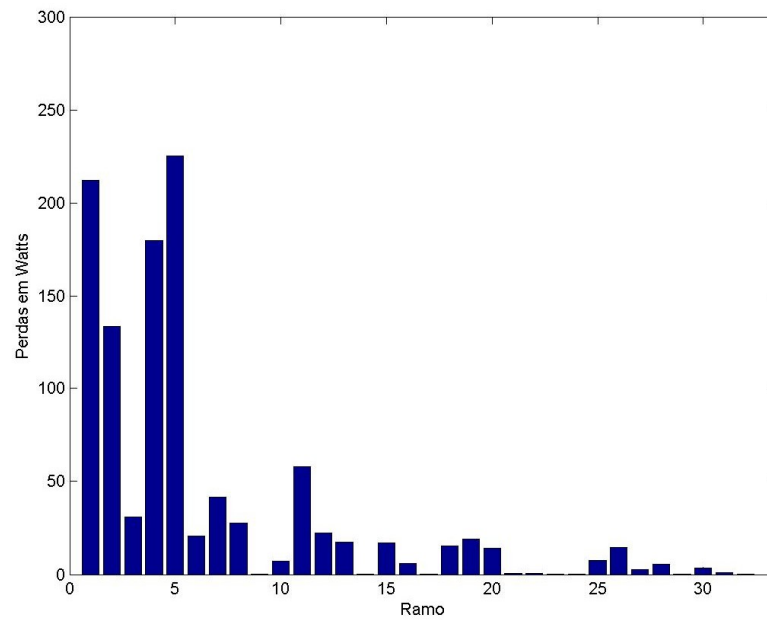


Figura A.56 – Perdas nos ramos para o gerador instalado na barra 28

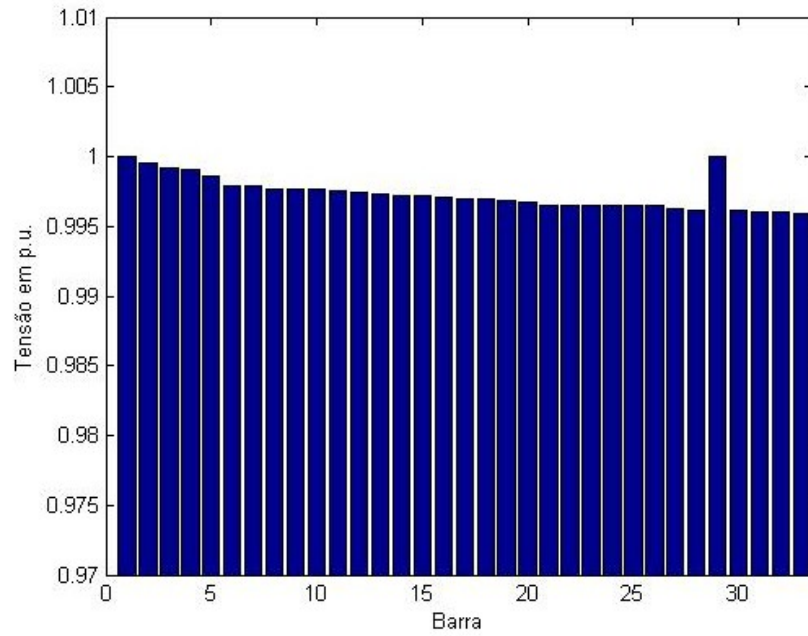


Figura A.57 – Perfil de tensão para o gerador instalado na barra 29

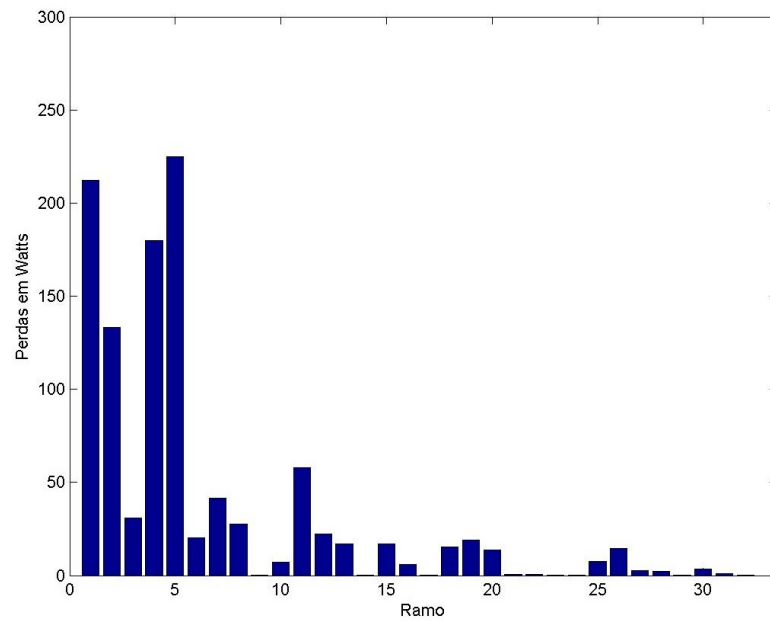


Figura A.58 – Perdas nos ramos para o gerador instalado na barra 29

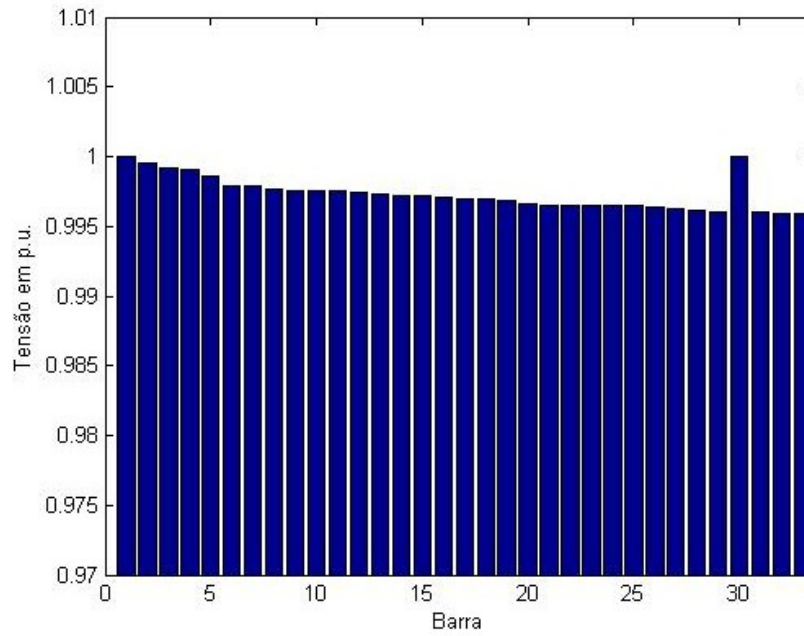


Figura A.59 – Perfil de tensão para o gerador instalado na barra 30

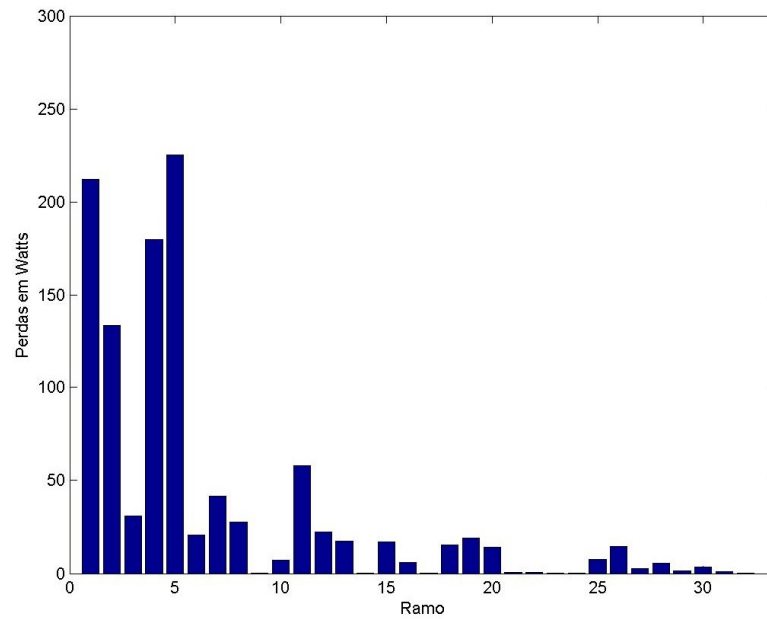


Figura A.60 – Perdas nos ramos para o gerador instalado na barra 30

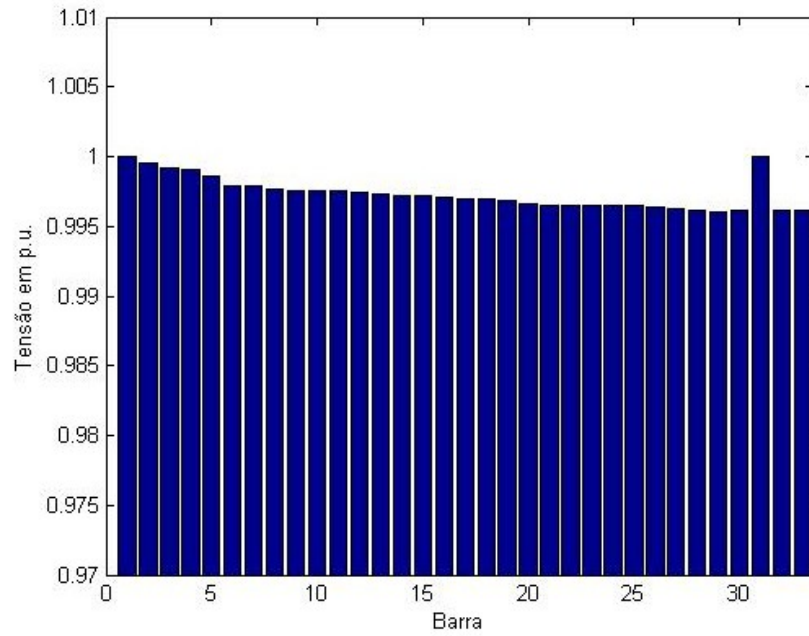


Figura A.61 – Perfil de tensão para o gerador instalado na barra 31

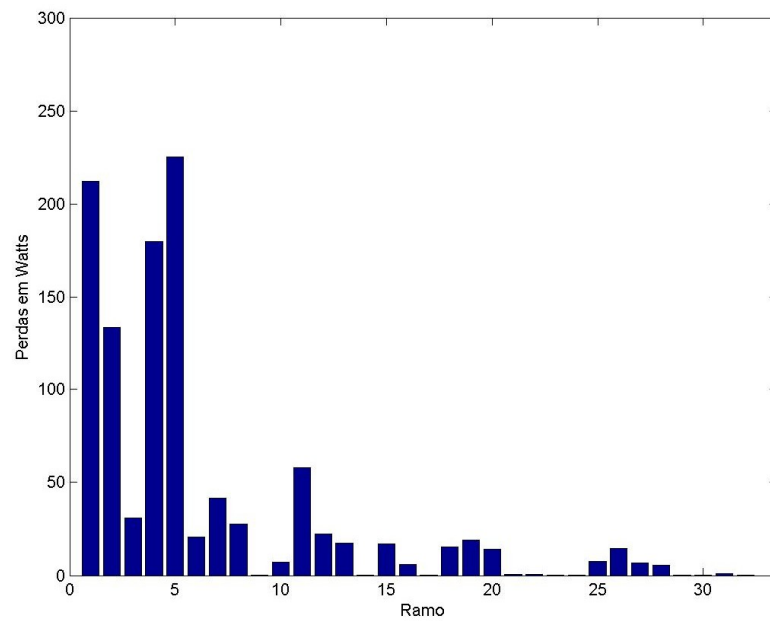


Figura A.62 – Perdas nos ramos para o gerador instalado na barra 31

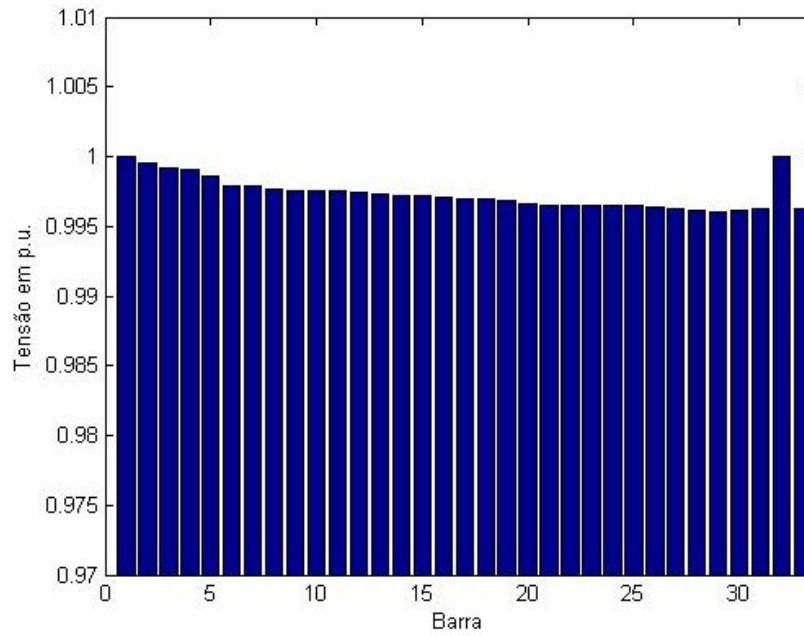


Figura A.63 – Perfil de tensão para o gerador instalado na barra 32

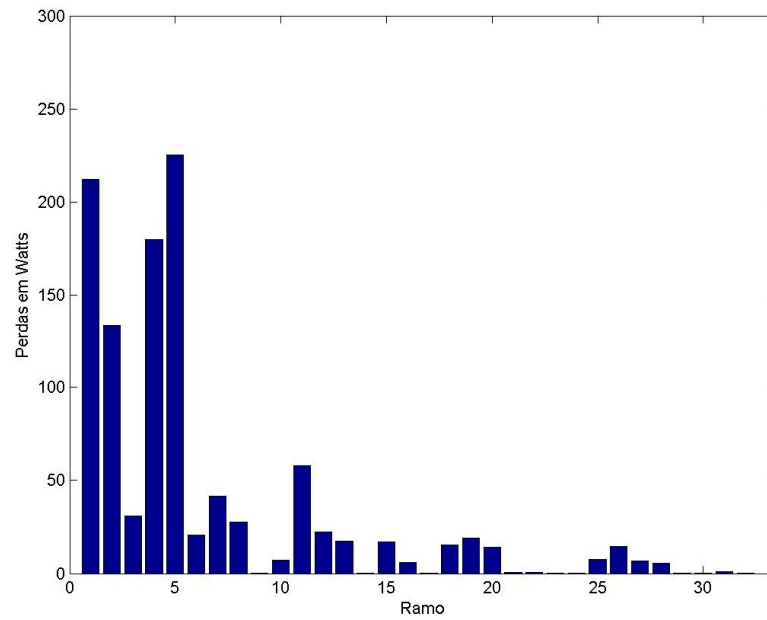


Figura A.64 – Perdas nos ramos para o gerador instalado na barra 32

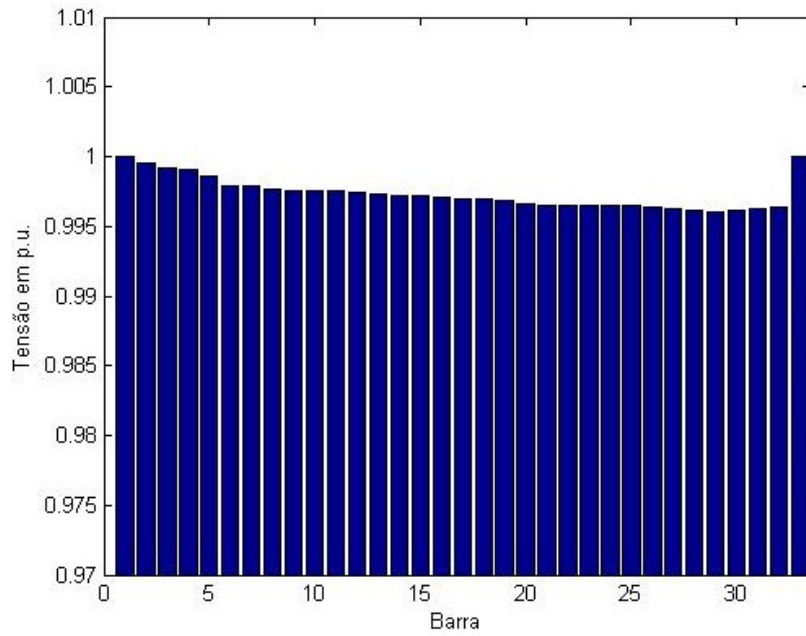


Figura A.65 – Perfil de tensão para o gerador instalado na barra 33

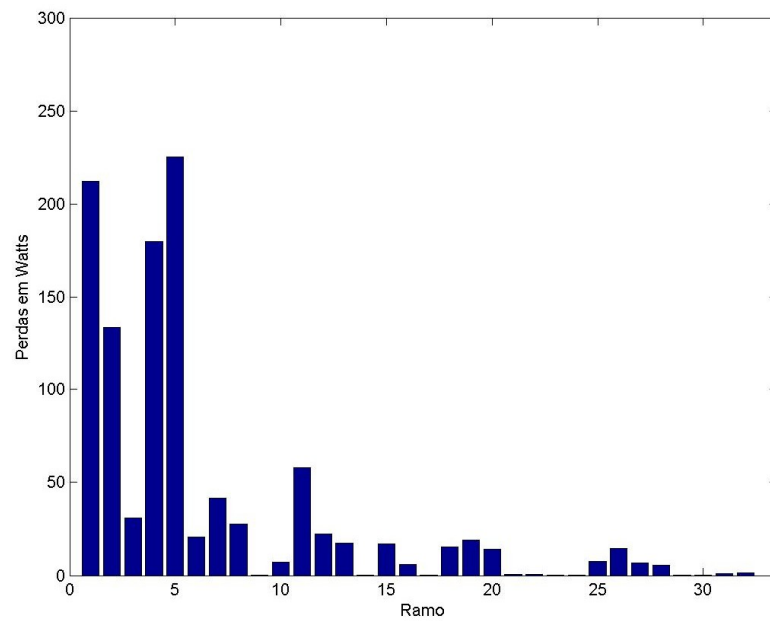


Figura A.66 – Perdas nos ramos para o gerador instalado na barra 33