UNICAMP

Universidade Estadual de Campinas Faculdade de Engenharia Elétrica e Computação Departamento de Sistemas e Controle de Energia DSCE-FEE-UNICAMP



IMPACTO DE GERADORES SÍNCRONOS NO DESEMPENHO DE REGIME PERMANENTE DE SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA

Autor:	Jesús Armando Morán Gallardo
Orientador:	Prof. Dr.Luiz Carlos Pereira da Silva
Co-Orientador:	Dr. Walmir de Freitas Filho

Dissertação submetida à Faculdade de Engenharia Elétrica e de Computação da Universidade Estadual de Campinas, para preenchimento dos requisitos exigidos para obtenção do Título de MESTRE EM ENGENHARIA ELÉTRICA.

Banca Examinadora:

Prof. Dr. Luiz Carlos Pereira da Silva (Orientador) - FEEC/UNICAMP Prof^a. Dra. Carolina Mattos Affonso - DEEC/UFPA Prof. Dr. Fujio Sato - FEEC/UNICAMP Prof. Dr. Eduardo Nobuhiro Asada - FEEC/UNICAMP

Campinas, Junho de 2005.

FICHA CATALOGRÁFICA ELABORADA PELA BIBLIOTECA DA ÁREA DE ENGENHARIA - BAE - UNICAMP

M793i	Morán Gallardo, Jesús Armando Impacto de geradores síncronos no desempenho de regime permanente de sistemas de distribuição de energia elétrica / Jesús Armando Morán GallardoCampinas, SP: [s.n.], 2005.	
	Orientadores: Luiz Carlos Pereira da Silva, Walmir de Freitas Filho. Dissertação (Mestrado) - Universidade Estadual de Campinas, Faculdade de Engenharia Elétrica e de Computação.	
	1. Energia elétrica - Distribuição. 2. Energia elétrica e calor - Cogeração. 3. Fontes alternativas de energia. I. Silva, Luiz Carlos Pereira da. II. Freitas Filho, Walmir de. III. Universidade Estadual de Campinas. Faculdade de Engenharia Elétrica e de Computação. IV. Título.	
Titulo em Palavras-c	Inglês: Impact of distributed synchronous generators on the s performance of electrical power distribution systems have em Inglês: Electric power distribution, Electric power and cogeneration e Renewable energy sources	teady state heat

Área de concentração: Energia Elétrica

Titulação: Mestre em Engenharia Elétrica

Banca examinadora: Carolina Mattos Affonso, Fujio Sato e Eduardo Nobuhiro Asada

Data da defesa: 30/05/2005

Agradecimentos

Quero expressar meu profundo e sincero agradecimento:

- A Deus.
- Aos Professores *Luiz Carlos Pereira da Silva* e *Walmir de Freitas Filho*, por suas excelentes orientações. Pela confiança depositada, estímulo, amizade e respeito.
- À Universidade Estadual de Campinas, por sua excelente qualidade acadêmica.
- Ao Conselho Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico (CNPq) pelo suporte financeiro, fundamental na realização deste trabalho.
- A meus amigos *Márcio Venício Pilar Alcântara* e *Alexandre Anzai*, por todas as conversas acadêmicas e enriquecimento sobre a cultura brasileira.
- A todos os amigos do Departamento de Sistemas e Controle de Energia (DSCE), por sua amizade, respeito e disposição para ajudar.
- Ao grande povo brasileiro por me permitir conhecer e aprender muito de sua rica cultura.

Dedico este trabalho à minha esposa, Agnieszka; aos meus pais e irmãos, e a toda a gente peruana que se encontra no estrangeiro tratando de melhorar a realidade atual do Peru.

Resumo

Neste trabalho, apresenta-se um estudo detalhado sobre a influência provocada pela instalação de geradores síncronos no desempenho da operação em regime permanente de sistemas de distribuição de energia elétrica. O estudo é baseado em simulações estáticas e foram investigadas duas formas de controle do sistema de excitação do gerador: operação mantendo tensão terminal constante e operação mantendo fator de potência constante. Determinou-se o impacto nos seguintes aspectos técnicos associados com a inserção de geradores nos alimentadores de distribuição: variação do perfil de tensão do sistema em regime permanente, perdas elétricas de potência ativa e reativa, e estabilidade de tensão. Diversos cenários e condições de carregamento do sistema foram considerados. Baseados nos resultados obtidos são propostos índices matemáticos que permitem avaliar sistematicamente o impacto desses geradores no desempenho de regime permanente do sistema. A partir desses índices empresas ou órgãos responsáveis pela integração de geração distribuída podem determinar quais pontos do sistema de distribuição são mais adequados para a instalação de geradores síncronos, tendo em consideração os aspectos supracitados.

Abstract

In this master's thesis, it is presented detailed studies on the impact of distributed synchronous generators on the steady-state performance of distribution system. Synchronous generators equipped with exciter systems acting as voltage or power factor regulator are analyzed. Impacts on steady state voltage profile, active and reactive power losses, and voltage stability were determined considering different scenarios and system loading conditions. Mathematical indices are proposed to systematically evaluate such impacts. With these indices, one can determine which buses are more suitable for the installation of distributed synchronous generators considering the above cited technical aspects.

Sumário

1 INTRODUÇÃO		1
2 UN	IA BREVE REVISÃO SOBRE GERAÇÃO DISTRIBUÍDA	5
2.1	Motivações para o uso de Geração Distribuída	5
2.2	Impactos técnicos	7
2.2	2.1 Impacto no perfil de tensão	8
2.2	2.2 Impacto nas perdas elétricas de potência	10
2.2	2.3 Impacto na estabilidade de tensão	11
	2.2.3.1 Metodo de curvas PV	12
3 MC	DDELAGEM E MÉTODO COMPUTACIONAL	15
3.1	Método Computacional	15
3.1	1.2 Cálculo das perdas elétricas de potência	16
3.1	1.3Obtenção das curvas PVs	17
3.2	Modelagem do gerador síncrono	18
3.2	2.1 Regulador de tensão	19
3.2	2.2 Regulador de fator de potência	19
3.2	2.3 Limites de capacidade de geração de potência ativa e reativa do gerador síncrono	20
3.3	Modelagem da carga	22
3.4	Sistema teste	24
4 ES	TUDOS DE IMPACTO	25
4.1	Introdução	25
4.2	Análise do sistema teste	25
4.3	Estudos preliminares sobre a variação de tensão e perdas elétricas com a presença de	
	geradores síncronos no sistema	29
4.4	Testes para o caso em que o gerador opera com fator de potência constante	33
4.4	4.1 Testes em máximo carregamento	33
	4.4.1.1 Resultados do impacto no perfil de tensão	35
	4.4.1.2 Resultados do impacto nas perdas elétricas de potência	39
	4.4.1.3 Resultados sobre o máximo nível de penetração dos geradores síncronos	45
4.4	4.2 Testes em mínimo carregamento	46
	4.4.2.1 Resultados do impacto no perfil de tensão	47
	4.4.2.2 Resultados de impacto nas perdas eletricas de potencia	52
	4.4.2.3 Resultados sobre o maximo nivel de penetração dos geradores sincronos	59
4.5	Testes para o caso em que o gerador opera com tensão terminal constante	60
4.5	5.1 Testes em máximo carregamento	62

4	5.1.1 Resultados do impacto no perfil de tensão	62
4	5.1.2 Resultados de impacto nas perdas elétricas de potência	67
4	5.1.3 Resultados sobre o máximo nível de penetração dos geradores síncronos	72
4.5.2	Testes em mínimo carregamento	73
4	5.2.1 Resultados do impacto no perfil de tensão	73
4	5.2.2 Resultados de impacto nas perdas elétricas de potência	78
4	5.2.3 Resultados sobre o máximo nível de penetração dos geradores síncronos	86
4.6	Análise comparativa entre as duas formas de operação dos geradores síncronos	87
4.6.	Máximo carregamento (tap em 104%)	87
4	6.1.1 Comparação do máximo nível de penetração dos geradores síncronos	87
4	6.1.2 Comparação das Perdas elétricas de potência	88
4.6.2	Mínimo carregamento (<i>tap</i> em 104%)	89
4	6.2.1 Comparação do máximo nível de penetração dos geradores síncronos	89
4	6.2.2 Comparação das perdas elétricas de potência	90
4.6.	Mínimo carregamento (tap em 100%)	91
4	6.3.1 Comparação do máximo nível de penetração dos geradores síncronos	91
4	6.3.2 Comparação das perdas elétricas de potência	92
4.7	Resultados de impacto na estabilidade de tensão	93
5 ÍNDI	CES DE IMPACTO DE GERAÇÃO DISTRIBUÍDA	97
5.1	Introdução	97
5.2	Índice de impacto da geração distribuída	98
5.2.	Índice baseado no critério de variação do perfil de tensão (IGDVp)	98
5.2.2	Índice baseado no critério de sensibilidade de tensão (IGDVs)	99
5.2.	Índice baseado no critério de perdas elétricas de potência ativa (IGDP)	99
5.2.4	Índice baseado no critério de perdas elétricas de potência reativa (IGDQ)	100
5.2.:	Índice baseado no critério de estabilidade de tensão (IGDE)	101
5.2.0	Índice de impacto global de geradores síncronos (IGD)	101
5.2.7	Testes e resultados	102
6 CON	CLUSÕES E SUGESTÕES PARA TRABALHOS FUTUROS	109
REFE	RÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS	111
APÊN	DICE A – DADOS ORIGINAIS DO SISTEMA DE 70 BARRAS	115
ADÊN	DICE D. DOTÊNCIA MÁYIMA IN IETADA NAS DADDAS DO SISTEMA (KM/)	
QUAN POTÊ	DO O GERADOR OPERA EM MÁXIMO CARREGAMENTO COM FATOR DE NCIA (FP) CONSTANTE	117
APÊN QUAN CONS	DICE C – POTÊNCIA MÁXIMA INJETADA NAS BARRAS DO SISTEMA (KW) DO O GERADOR OPERA EM MÁXIMO CARREGAMENTO COM TENSÃO TERMIN TANTE CONSIDERANDO LIMITES DE POTÊNCIA REATIVA DEFINIDA PARA OS RES DE ER - 0.95 E 0.90	110
VALU	neg de FF = 0,33 e 0,30	119

Lista de Siglas

- ANEEL Agência Nacional de Energia Elétrica
- CIGRÉ International Council of Large Electric Systems
- **CIRED –** International Conference & Exhibition on Electricity Distribution
- FP Fator de Potência
- FPU Fator de Potência Unitário
- GD Geração Distribuída
- **IEEE –** Institute of Electrical and Electronics Engineers

Capítulo 1

Introdução

No contexto internacional, observa-se uma maior inserção de unidades de geração de pequeno e médio porte em sistemas de distribuição de energia elétrica, o que é conhecido como *Geração Distribuída* (CIGRÉ, 1999; CIRED, 1999; Jenkins *et al.*, 2000). A utilização de sistemas de geração distribuída como fonte de geração de energia elétrica representa atualmente uma opção atrativa segundo o ponto de vista ambiental, técnico, comercial e de políticas energéticas adotadas pelos paises.

No caso brasileiro, atualmente, a demanda energética é atendida quase em sua totalidade por grandes centrais hidroelétricas (ANEEL, 2005), as quais dependem de condições climáticas favoráveis (regime de chuvas). Como conseqüência desta dependência, o Brasil já teve sérias crises energéticas, sendo que a mais recente ocorreu em 2001. Nesse sentido, muitas empresas vêm investindo em geração distribuída, objetivando reduzir seus gastos em energia elétrica e, sobretudo, garantir um fornecimento mais confiável e independente de interrupções do sistema de alimentação principal.

Uma característica relacionada com geração distribuída é a diversidade de tecnologias disponíveis usando fontes de energia primária renováveis ou não. As principais tecnologias existentes são: máquinas de combustão interna, turbinas a gás de pequeno e médio porte, células combustíveis, geradores térmicos solares, células fotovoltaicas, geração eólica, turbinas a vapor de pequeno e médio porte e as pequenas centrais hidroelétricas. Hoje em dia no Brasil, a capacidade de potência gerada em sistemas de geração distribuída ainda é pequena, representado só 3% da capacidade total de geração do País, mas é esperado que esta aumente a 10% nos próximos cinco anos (ANEEL, 2005). Embora haja grande interesse por tecnologias alternativas,

como células combustíveis e fotovoltaicas, atualmente, sobretudo no Brasil, a maioria dos sistemas de geração distribuída de médio porte emprega geradores síncronos, principalmente em usinas térmicas com turbinas a vapor (biomassa) e hidráulicas em pequenas centrais hidrelétricas (ANEEL, 2005).

Os geradores síncronos utilizados em sistemas de geração distribuída podem ser operados de duas formas dependendo do controle do sistema de excitação: (i) tensão constante, ou (ii) fator de potência constante (Jenkins *et al.*, 2000). Atualmente, não há consenso entre diferentes guias e práticas adotadas por concessionárias distintas sobre qual é a melhor filosofia de controle a ser adotada para o sistema de excitação.

Neste trabalho, faz-se um estudo detalhado sobre o impacto técnico que a inserção de geradores síncronos produz no desempenho do sistema de distribuição quando este opera em regime permanente. Os estudos foram realizados usando um programa de fluxo de potência baseado no método de *Newton-Raphson* considerando-se diversos cenários de carregamento do sistema e de nível de penetração dos geradores. Foram analisados três aspectos técnicos nos quais as inserções de geradores síncronos têm repercussão: (i) variação do perfil de tensão em regime permanente, (ii) impacto na estabilidade de tensão e (iii) perdas elétricas de potência ativa e reativa. Sistemas de excitação controlados para manter tensão ou fator de potência constante foram analisados. Com base nos resultados obtidos são propostos índices matemáticos com o fim de determinar, de forma prática, o impacto que a inserção de geradores síncronos produz nos sistemas de distribuição.

Este trabalho está organizado conforme descrito a seguir:

No capítulo 2, discutem-se os principais impactos técnicos associados à presença de geração distribuída em sistemas de distribuição. Apresenta-se uma revisão bibliográfica sobre o impacto da instalação de geradores distribuídos no perfil de tensão em regime permanente, nas perdas elétricas de potência ativa e reativa e na estabilidade de tensão.

No capítulo 3, o método computacional utilizado para realizar o cálculo de fluxo de potência e o sistema de distribuição adotado são descritos. Adicionalmente, os modelos empregados para representar geradores síncronos e a carga do sistema são apresentados.

No capítulo 4, apresentam-se os resultados de simulação computacional obtidos considerando-se os aspectos técnicos acima mencionados. Foram analisados para a obtenção desses resultados diferentes cenários de nível de penetração dos geradores síncronos e de carregamento do sistema, além disso, duas formas de operação do sistema de excitação de geradores síncronos são investigadas.

No capítulo 5, tendo por base os resultados obtidos no capítulo precedente, são propostos índices matemáticos que possam servir como ferramenta de análise sistemática e qualitativa dos impactos técnicos provocados pela inserção de geradores síncronos nos sistemas de distribuição.

Finalmente, no capitulo 6 são apresentadas as principais conclusões deste trabalho bem como sugestões para trabalhos futuros.

Capítulo 2

Uma breve revisão sobre Geração Distribuída

2.1 Motivações para o uso de Geração Distribuída

Diversas são as razões que vem motivando a inserção de unidades geradoras de médio e pequeno porte em redes de distribuição. Nos relatórios técnicos elaborados por grupos de trabalho da CIRED e do CIGRÉ são apresentadas as seguintes motivações para a utilização de geração distribuída (CIRED, 1999; CIGRÉ, 1998):

- Redução de emissões gasosas (principalmente CO₂);
- Eficiência energética ou uso da energia renovável;
- Políticas desregulatórias 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.

A maioria das unidades de energia renovável tem alguns impactos no meio ambiente, mas esses impactos são muito menores se comparados com fontes de geração que utilizam combustíveis fósseis. Nesse sentido, a geração distribuída pode oferecer varias tecnologias alternativas, desde unidades de geração tradicionais mais eficientes até opções que são extremamente limpas e silenciosas, e.g., células fotovoltáicas e células a combustível (Willis e Scott, 2000; Bayegan, 2001; Chambers, 1999).

A maior eficiência alcançada pelas unidades de geração distribuída, resultante do avanço tecnológico alcançado no setor de projeto e construção de turbinas nas duas últimas décadas, é outro aspecto que contribui para que os sistemas de geração distribuída sejam considerados como uma alternativa no fornecimento de energia. A eficiência da maioria das grandes unidades centralizadas de geração térmica está na faixa de 28% a 35%. Por outro lado, eficiências de 40% a 55% são atribuídas a pequenas células combustíveis e modernas turbinas a gás empregando unidades de ciclo combinado. No caso de plantas de cogeração, a eficiência térmica global pode alcançar valores de 88% (Willis e Scott, 2000; Chambers, 1999).

Do ponto de vista das políticas regulatórias, uma unidade de geração distribuída pode operar como produtor independente, representando um elemento de competitividade dentro do mercado que ainda é dominado pelas grandes centrais de geração. Além disso, hoje em dia, em alguns países como Dinamarca e França, geradores distribuídos têm participação em serviços ancilares, por exemplo, na melhoria da regulação de tensão (CIRED, 1999).

Em razão da pequena capacidade, a maioria das unidades de geração distribuída são construídas com base em um mesmo projeto, o que é oposto a uma estação central de geração, que é projetada de acordo com as necessidades do cliente e do local da instalação. O tempo da construção de uma planta de geração distribuída é muito menor comparado ao das grandes centrais. A característica modular de sistemas de geração distribuída faz com que as unidades tenham em comum os seguintes aspectos: projeto, tamanho, e métodos de operação, simplificando a engenharia e instalação, o que diminui os custos.

O fato das unidades de geração distribuída serem localizadas próximas das cargas possibilita que a expansão do sistema de transmissão seja postergada. Como é sabido, este representa um custo significativo no capital inicial e posteriormente na sua operação e manutenção. Para evitar esses custos e esses problemas de viabilidade, a geração distribuída pode prover melhores serviços a baixos custos, em alguns casos.

O avanço tecnológico é um aspecto que está dando grande impulso ao crescimento da utilização de geração distribuída no mundo todo, levando a uma diminuição dos custos associados a essas unidades. No entanto, algumas tecnologias ainda não estão sendo usadas de forma intensiva, *e.g.* células combustíveis, justamente devido ao alto custo dessas tecnologias.

2.2 Impactos técnicos

A interligação de geradores nas redes de distribuição produz um impacto técnico qualitativo e quantitativo que deve alterar, em maior ou menor incidência, suas condições de operação, pois as redes de distribuição e transmissão foram projetadas com diferentes propósitos. A principal diferença é que as redes de distribuição não foram projetadas considerando a conexão de geradores em seus alimentadores.

Uma rede típica de distribuição caracteriza-se pelos seguintes aspectos (Openshaw, 1998; Jenkins *et al.*, 2000; Ackermann e Knyazkin, 2002):

- Possui topologia radial;
- O fluxo de potência ativa é unidirecional, sendo seu sentido da subestação alimentadora para a rede, e decrescente ao longo da linha;
- Em geral o quociente entre a reatância x e a resistência r é baixo. Em Ackermann e Knyazkin, 2002, apresentam-se valores de razão x/r que estão na faixa de 0,306 a 1,43;
- A circulação de potência reativa tem quase as mesmas características que a circulação da potência ativa;
- O perfil de tensão é 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, a interligação de geradores distribuídos ao longo das redes de distribuição implica nas seguintes considerações (CIGRÉ, 1998; CIRED, 1999; Masters, 2002; Jenkins *et al.*, 2000):

- Os fluxos de potência ativa deixam de ser unidirecionais, podendo para uma mesma linha da rede ter sentidos e valores diversos para diferentes situações de operação;
- O perfil de tensão aumenta e decresce ao longo da rede dependendo das condições de operação 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;
- Poderá aumentar o nível de distorção harmônica na rede e outros problemas associados à qualidade do serviço;
- Dificuldade no ajuste dos dispositivos de proteção devido à perda de radialidade.

A seguir, apresenta-se uma breve revisão bibliográfica sobre os aspectos técnicos estudados neste trabalho, *i.e.* perfil de tensão, perdas elétricas e estabilidade de tensão.

2.2.1 Impacto no perfil de tensão

Os regulamentos no fornecimento de eletricidade no Brasil estabelecem que a tensão contratada com a concessionária no ponto de entrega ou de conexão deve situar-se entre 95% e 105% da tensão nominal do sistema elétrico (para conexão entre 1kV e 230kV). No caso de unidades consumidoras atendidas em tensão igual ou inferior a 1 kV deve-se garantir que a tensão de leitura fique entre 95% e 105% da tensão contratada (ANEEL, 2001). Sobre estes valores percentuais não há um consenso entre todos os países. Tipicamente, em estudos técnicos-científicos, o percentual utilizado é $\pm 5\%$.

Usualmente, a instalação de geradores distribuídos tem como conseqüência um aumento nas magnitudes das tensões nodais do sistema (Masters, 2002). A elevação do perfil de tensão do sistema é mais intensa conforme aumenta a penetração da geração no sistema, o que pode provocar a violação do limite superior de tensão na rede, sobretudo quando o sistema se encontra operando em mínimo carregamento (Jenkins *et al.*, 2000; Baran e Wu, 1989). De forma simplificada este fato é devido à baixa relação reatância/resistência (x/r) e da configuração radial, comum nesses sistemas (Masters, 2002).

A conexão de um gerador ao sistema de distribuição resultará em mudanças no fluxo de potência e o perfil de tensão dos alimentadores. Para injetar potência na rede, o gerador deve

operar com uma tensão terminal mais elevada do que a barra vizinha. Isso é mostrado na Fig. 2.1.

V_{BV}: Tensão da barra vizinha;
V_{GE}: Tensão no ponto onde é alocado o gerador;
r,x: Resistência e reatância da linha, respectivamente;
P,Q: Potência ativa e reativa transmitida pelo gerador à rede.



Figura 2.1

$$\Delta V = V_{GE} - V_{BV} = \frac{rP + xQ}{V_{GE}}$$
(2.1)

A expressão x.Q da equação 2.1 pode ser negativa ou positiva, dependendo se o gerador está consumindo ou injetando potência reativa. Contudo, como a magnitude da potência reativa é pequena comparada com a potência ativa (ao menos que alguma forma de compensação seja usada) e o valor de r não é desprezível, a expressão, r.P + x.Q, tende a ser positiva. Portanto, o valor da tensão no ponto de conexão do gerador ao sistema de distribuição aumenta acima da tensão da barra vizinha.

Em Masters, 2002, são propostas algumas recomendações para diminuir o impacto da geração distribuída na elevação do perfil de tensão, objetivando maximizar a quantidade de potência injetada pelos geradores. Dentro dessas, têm-se:

- 1) Redução da tensão no lado primário do transformador na subestação;
- Permitir que o gerador importe potência reativa (operação com fator de potência indutivo);
- 3) Instalação de autotransformadores ou reguladores de tensão ao longo da linha;
- 4) Incremento da bitola do condutor (redução da resistência);
- 5) Restrição da geração quando o sistema opera com mínimo carregamento;
- 6) Combinação das recomendações acima mencionadas.

Em Scott *et al.*, 2002, faz-se um estudo do custo das recomendações mencionadas. Baseado neste estudo, os autores propõem utilizar a quinta recomendação por representar a de menor custo

para o caso de geração eólica utilizando máquinas de indução. Além disso, eles também mostram que para o caso de outros tipos de geração que não empregam geradores de indução, é mais econômico seguir a recomendação de controlar o fator de potência do gerador (segunda recomendação). Controlar o fator de potência do gerador foi abordado por van Zyl e Gaunt, 2003, mostrando que se pode conseguir um incremento significativo da quantidade de potência fornecida por geradores distribuídos mudando o fator de potência, dependendo da demanda durante o dia. A seguinte regra é proposta: o gerador deve operar com fator de potência indutivo durante períodos de carga mínima e fator de potência unitário durante o resto do dia. A primeira recomendação proposta em Masters, 2002, foi estudada em Bonhomme *et al.*, 2001, neste trabalho se propõe um controle de tensão baseado na regulação dos *tap's* dos transformadores na subestação primária de distribuição e a regulação da potencia reativa injetada pelos geradores síncronos.

No trabalho aqui apresentado, estudou-se o impacto de geradores síncronos na variação do perfil de tensão quando o gerador opera com fator de potência constante capacitivo, indutivo e unitário, e quando opera de forma a manter a tensão terminal do gerador constante.

2.2.2 Impacto nas perdas elétricas de potência

A importância do estudo de impacto dos geradores síncronos nas perdas de elétricas é basicamente econômica, mas do ponto de vista técnico, estas são ocasionadas devido ao fluxo de potência elétrica que passa através de algum dispositivo de rede como transformadores e alimentadores. Usualmente, a relação nível de carregamento com o nível de perdas de potência ativa é crescente, isto se deve à componente resistiva do condutor. As perdas aumentam com o quadrado da corrente de carga. Assim, quando se duplica o fluxo de potência que passa pelo dispositivo, as perdas tornam-se quatro vezes maiores.

O fluxo de potência através de algum dispositivo elétrico, sendo esse um condutor, transformador, regulador de tensão, ou qualquer outro dispositivo, produz certa quantidade de perdas elétricas devido à impedância (resistência ao fluxo de corrente elétrica) do dispositivo. Essas perdas são resultados do efeito Joule e podem ser medidas e minimizadas através de uma engenharia adequada, mas nunca eliminadas completamente.

A introdução de geradores síncronos na rede de distribuição tem impacto nas perdas elétricas. Um dos primeiros artigos sobre este assunto é Salman, 1996, onde o autor diz que as perdas de potência elétrica podem diminuir ou aumentar dependendo de fatores como: localização da unidade de geração, relação entre a quantidade de potência gerada e da quantidade de potência requerida pela carga nesse ponto, e topologia da rede.

Outros estudos mais recentes buscam a alocação ótima de geração distribuída, com o fim de minimizar as perdas elétricas do sistema (Griffin *et al.*, 2000; Barker e De Mello, 2000). Por exemplo, em Barker e De Mello, 2000, recomenda-se tratar este problema de forma similar ao de alocação ótima de capacitores em redes de distribuição.

Neste trabalho será analisado o impacto que a instalação de geradores distribuídos tem nas perdas elétricas de potência quando o gerador síncrono opera de forma a manter a tensão terminal constante, e quando este opera de forma a manter o fator de potência constante.

2.2.3 Impacto na estabilidade de tensão

A estabilidade de tensão é definida como a capacidade de manter as tensões em todas as barras do sistema em uma faixa de tolerância aceitável tanto para as condições normais de operação quanto depois da ocorrência de faltas (Kundur, 1994). A instabilidade de tensão é um fenômeno dinâmico que ocorre por períodos de um minuto ou mais, causando um declínio progressivo da tensão após o sistema ter sido submetido a uma perturbação (Kundur, 1994).

De forma geral, a instalação de geradores próximos às cargas pode permitir um aumento da margem de estabilidade de tensão de redes de distribuição. Porém, o quanto que a instalação do gerador pode contribuir para o aumento da margem de estabilidade depende da troca de potência reativa entre o gerador e o sistema. Assim, é importante determinar o impacto que a instalação de geradores distribuídos tem sobre a margem de estabilidade de tensão do sistema.

A estabilidade de tensão pode ser analisada por métodos dinâmicos e estáticos. Os métodos de análise dinâmica refletem fielmente o comportamento não linear no domínio do tempo (Kundur, 1994). Porém, é preciso utilizar uma grande quantidade de parâmetros e os tempos computacionais os tornam inviáveis em um ambiente de supervisão *on-line*. Além disso, as

dinâmicas que influenciam estabilidade de tensão são usualmente lentas e assim, a estabilidade de tensão pode ser analisada em vários casos por métodos estáticos.

Neste trabalho, a análise estática da estabilidade de tensão de redes de distribuição com geração distribuída é realizada através da análise do gráfico relacionando perfil de tensão das barras em função de seu carregamento (curva PV), de forma a obter a margem de estabilidade de tensão do sistema (Kundur, 1994). A seguir, descreve-se brevemente essa metodologia.

2.2.3.1 Método de curvas PV

A proximidade do sistema de potência à instabilidade de tensão pode ser determinada examinando a capacidade limite de transferência de potência do sistema de distribuição para atender a demanda de carga. Isso pode ser efetuado aumentando-se a demanda de potência ativa e reativa de cada barra para um determinado nível de penetração do gerador síncrono e calculando sucessivos fluxos de carga. O incremento de carga é feito em muitos passos até que o ponto de máximo carregamento da curva de potência *versus* tensão (PV) é alcançado.

A curva PV da Fig. 2.2 mostra a variação da tensão da barra de carga conforme a demanda (P) aumenta, e sua obtenção envolve a realização de sucessivos fluxos de carga. O limite máximo de transferência de potência é atingido em Pcrit. Este ponto de operação, de tensão crítica Vcrit, é comumente referido na literatura como o "nariz" da curva PV, e é definido como limite (estático) de estabilidade de tensão. Além disso, para cargas do tipo potência constante, uma dada carga P_0 , tem dois pontos de interseção com a curva PV, pontos A e B. O ponto A (Vsup, P_0) representa um ponto de operação estável, enquanto o ponto B (Vinf, P_0) representa um ponto de operação instável.



Figura 2.2: Curva PV típica.

A Margem de Estabilidade de Tensão (MET) determina quão próximo o sistema está do seu limite, ou seja, da fronteira de estabilidade de tensão, e é definida como a diferença entre o valor atual do carregamento e o carregamento máximo no ponto crítico de estabilidade. A MET pode ser expressada em MW ou em forma porcentual (%). Por exemplo, com relação à Fig. 2.2, a margem de estabilidade e dada por:

$$MET = Pcrit - P_0 \tag{2.2}$$

Capítulo 3

Modelagem e método computacional

Neste capítulo, a metodologia computacional utilizada para realização dos estudos de simulação é descrita. Adicionalmente, os modelos empregados para representar os geradores síncronos são apresentados.

3.1 Método Computacional

Atualmente existem vários métodos para o cálculo de fluxos de potência em sistemas de distribuição. Quase todos esses métodos usam formulações básicas das leis de Kirchhoff, alguns deles como Shirmonhammadi *et. al.*, 1988; Cheng e Shirmohammadi, 1995; Zhu e Tomsovic, 2002, incluem a modelagem dos seguintes aspectos: inserção de geração distribuída, cargas balanceadas e desbalanceadas, assim como reguladores de tensão e capacitores em derivação com controle local e transformadores com mudança automática do *tap*. Contudo, estes métodos têm suas limitações, *e.g.*, não são tão precisos como o método de *Newton-Rhapson* ou *Gauss*, devido ao fato que para conseguir diminuir o tempo computacional, necessário para aplicações de controle em tempo real, recorrem a diversas simplificações.

O presente estudo do impacto de geradores síncronos nos sistemas de distribuição está orientado ao planejamento dos sistemas de distribuição de energia elétrica, portanto o tempo computacional requerido no cálculo não é primordial, mas sim a robustez e eficiência dos resultados obtidos. O método de *Newton-Rhapson* empregado para o cálculo de fluxos de potência em redes de transmissão (Monticelli, 1983) pode também ser utilizado em redes de distribuição (Lopes, 2002) garantindo a robustez e eficiência requerida para este estudo.

Portanto, neste trabalho, empregou-se o método de *Newton-Rhapson* convencional no cálculo de fluxos de potência do sistema em estudo, o qual foi desenvolvido em Matlab®. Para cada solução de fluxo de potência as perdas elétricas de potência e a curva PV com a presença do gerador síncrono na rede foram determinadas segundo descrito a seguir.

3.1.2 Cálculo das perdas elétricas de potência

Em linhas de transmissão as perdas dependem da resistência da linha e da corrente, o que se deve ao efeito Joule. As equações utilizadas para o cálculo de perdas elétricas são dependentes da resistência das linhas e das correntes. Essas equações estão em função dos seguintes aspectos: topologia do sistema, localização do gerador e da carga. A presença de geradores síncronos em sistemas de distribuição produz um cenário similar ao que se tinha nos sistemas de transmissão, o que implica em poder fazer uso das fórmulas utilizadas para o cálculo de perdas elétricas de potência em linhas de transmissão. Nesse contexto, as perdas elétricas de uma determinada linha i entre as barras $k \in m$, podem ser calculadas pelas seguintes equações (Monticelli e Garcia, 2000):

$$Pper_{i} = g_{km}(V_{k}^{2} + V_{m}^{2} - 2V_{k}V_{m}\cos\theta_{km})$$
(3.1)

$$Qper_{i} = -b_{km}^{sh}(V_{k}^{2} + V_{m}^{2}) - b_{km}(V_{k}^{2} + V_{m}^{2} - 2V_{k}V_{m}\cos\theta_{km})$$
(3.2)

No caso das perdas elétricas totais do sistema, estas podem ser calculadas pelas seguintes equações:

$$Pper_{sis} = \sum_{i=1}^{n} g_{km} (V_k^2 + V_m^2 - 2V_k V_m \cos \theta_{km})$$
(3.3)

$$Qper_{sis} = \sum_{i=1}^{n} -b_{km}^{sh} (V_k^2 + V_m^2) - b_{km} (V_k^2 + V_m^2 - 2V_k V_m \cos \theta_{km})$$
(3.4)

Sendo:

Pper_i, Qper_i : Perdas elétricas de potência ativas e reativas na linha *i*;

Pper_{sis}, Qper_{sis} : Perdas elétricas de potência ativas e reativas do sistema;

- g_{km}, b_{km} : Condutância e susceptância série obtidas a partir da matriz admitância nodal;
- V_k , V_m : Tensões das barras de início e fim da linha;
- θ_{km} : Ângulo de fase entre as linhas $k \in m$;

$$b_{km}^{sh}$$
 : Susceptância shunt.

3.1.3 Obtenção das curvas PVs

O traçado das curvas PVs é feito para cada incremento de potência injetada pelo gerador operando com fatores de potência indutivo, capacitivo e unitário numa determinada barra k. Partindo de um determinado nível de carregamento do sistema, definido pelo fator de carregamento λ^1 , vai aumentando-se a demanda de potência ativa e solucionando sucessivos fluxos de carga. O aumento da carga é feito através do incremento do fator de carregamento com um passo de 0,01 p.u. até alcançar o ponto de máximo carregamento da curva PV. Começando pelo caso em que não se tem presença de geradores na rede e seguidamente para os casos em que os geradores injetam potência com incrementos de 100kW, são traçadas as curvas PVs até alcançar o valor da máxima potência injetada pelo gerador sem ultrapassar o limite superior de tensão regulamentado de 1,05 p.u. (ANEEL, 2001).

Na Fig. 3.1, mostra-se como variam as curvas PVs para cada incremento de 100kW de potência injetada com um FP de 0,9 capacitivo na barra 53 do sistema teste (ver Apêndice A), durante o máximo carregamento (λ =1). A curva PV mais grossa corresponde ao caso sem geradores síncronos na rede, enquanto que as linhas mais finas representam as curvas PVs para cada incremento de potência injetada pelos geradores síncronos.



Figura 3.1: Curvas PVs para cada incremento de potência injetada de 100kW na barra 53 com FP de 0,9 capacitivo.

¹ O fator de carregamento λ é definido como o nível de carga que tem um sistema de distribuição expressado em p.u.

3.2 Modelagem do gerador síncrono

Normalmente, a filosofia de controle de geradores síncronos de pequeno e médio porte conectados em redes de distribuição é diferente daquela adotada no caso de geradores síncronos de grande porte conectados em sistemas de transmissão, sobretudo no que diz respeito ao sistema de controle de tensão e freqüência.

No caso de sistemas de transmissão, por exemplo, o regulador de velocidade dos geradores de grande porte é ajustado de forma a manter operação com freqüência constante. Ao passo que no caso de redes de distribuição, usualmente, os geradores são operados de forma a manter potência ativa constante independentemente da freqüência da rede (Hurley *et al.*, 1999).

O sistema de excitação de geradores conectados em redes de transmissão é normalmente controlado de forma a manter a tensão terminal constante. Porém, no caso de geradores síncronos conectados em redes de distribuição, atualmente, não há consenso entre diferentes guias e práticas adotadas por concessionárias distintas sobre qual é a melhor filosofia de controle a ser adotada para o sistema de excitação. De forma geral, há duas formas de controle que podem ser empregadas: tensão constante ou fator de potência (potência reativa) constante (CIGRÉ, 1998; Jenkins et al., 2000; Hurley *et al.*, 1999). Portanto neste trabalho, ambas as formas de controle são analisadas. Uma descrição detalhada sobre o sistema de excitação de geradores síncronos atuando como um regulador de tensão ou de fator de potência é apresentado em (Hurley *et al.*, 1999). Assim, somente os conceitos básicos são revistos aqui.

A estrutura geral do sistema de excitação de um gerador síncrono é mostrada na Fig. 3.2, a qual consiste de circuitos de medição e processamento de sinais, um regulador e uma excitatriz. Um determinado sinal de erro é enviado para o regulador e a tensão de campo E_{fd} da excitatriz é ajustada baseada na saída do regulador. Além disso, o conjunto regulador/excitatriz usualmente é equipado com limitadores de sobre/sub-excitação, os quais, de fato, limitam a quantidade de potência reativa injetada ou consumida pelo gerador (Kundur, 1994). A excitatriz pode ser controlada para atuar como um regulador de tensão ou de fator de potência, como discutido a seguir.



Figura 3.2: Diagrama esquemático do sistema de controle de excitação de um gerador síncrono.

3.2.1 Regulador de tensão

Neste caso, o sinal medido X é dado por (3.5), sendo: $\overline{V_T}$ o fasor da tensão terminal, $\overline{I_T}$ o fasor da corrente terminal, *j* é o operador complexo $(-1)^{1/2}$ e X_C é a reatância de compensação de corrente reativa. Normalmente, um valor positivo de X_C (*reactive droop compensation*) é empregado para compartilhar a corrente reativa entre diferentes geradores conectados a uma mesma barra. Por outro lado, um valor negativo de X_C (*line drop compensation*) é adotado com o objetivo de controlar a tensão em uma barra remota, usualmente a tensão terminal do lado de alta do transformador (Hurley *et al.*, 1999).

$$X = \left\| \overline{V_T} - j\overline{I_T}X_C \right\| \tag{3.5}$$

3.2.2 Regulador de fator de potência

Neste caso, o sinal medido X é o fator de potência. A tensão de campo é automaticamente ajustada para manter o fator de potência constante. Esse tipo de regulador é freqüentemente utilizado no controle de excitação de grandes motores síncronos (Hurley *et al.*, 1999). No caso de geradores distribuídos, tal estratégia de controle é adotada por produtores independentes para evitar o pagamento de penalidades devido ao consumo de potência reativa ou para maximizar a geração de potência ativa. Neste caso, a operação com fator de potência unitário é usualmente adotada. Adicionalmente, no caso de autoprodutores industriais, pode-se empregar os geradores síncronos para realizar a correção do fator de potência da instalação. Por conseguinte, os geradores são operados de forma manter fator de potência capacitivo. Além dos casos citados acima, alguns órgãos de regulamentação de países com tradição em geração distribuída requerem que o gerador opere importando potência reativa da rede de forma a contra-balancear o aumento

do perfil de tensão. Assim, verifica-se que geradores distribuídos podem operar com fator de potência unitário, indutivo e capacitivo.

3.2.3 Limites de capacidade de geração de potência ativa e reativa do gerador síncrono

Os geradores síncronos são projetados em termos da máxima geração de potência aparente (MVA), para uma tensão e fator de potência especificados que podem operar sem sofrer um considerável aquecimento (Kundur, 1994). A potência ativa e reativa que os geradores síncronos podem gerar é limitada por diversos aspectos, dentro dos quais temos: a capacidade da máquina primária que transmite energia mecânica ao gerador, o aquecimento dos enrolamentos de armadura e de campo, o aquecimento do núcleo do gerador, e os limites de estabilidade e excitação mínima (Kundur, 1994; Monticelli e Garcia, 1999).

O aquecimento dos enrolamentos de campo e armadura é devido às perdas elétricas de potência, as quais são originadas pela circulação das correntes associadas a esses enrolamentos. Por outro lado, o aquecimento do núcleo do gerador afeta a capacidade de geração deste em condições de subexcitação. No caso do limite de estabilidade, este é imposto como uma margem de potência em relação à potência máxima teórica (potência correspondente ao ângulo $\delta = \pi/2$), sendo que o ângulo de potência máximo permitido (δ) varia com o nível de excitação do gerador (Kundur 1994; Moticelli e Garcia, 1999).

A Fig. 3.3 mostra a curva de capacidade do gerador síncrono, os diversos pontos associados às letras A, B, C, D e E representam diversos cenários de operação do gerador. Por exemplo, o ponto A corresponde ao caso em que não se tem nenhum fluxo de potência injetado ou consumido pelo gerador. No ponto B, a excitação ou corrente de campo vem sendo incrementada e desta forma a potência reativa é injetada à rede. No ponto C, a máquina primaria fornece energia mecânica para dar movimentação ao gerador e assim potência ativa é injetada. No ponto D, potência ativa e reativa são injetadas com um fator de potência dado por $\cos(\phi)$. No ponto E, potência ativa é fornecida à rede ao mesmo tempo em que potência reativa é consumida da rede.



Os geradores de grande porte geralmente são projetados para operar com fator de potência de 0,85 ou 0,9 em atraso (Kundur, 1994), mas no caso de geradores síncronos conectados a redes de distribuição, diversos guias práticos e recomendações sugerem que os geradores operem com fatores de potência de 0,9 capacitivo e 0,95 indutivo, como é o caso do Canadá, enquanto que na Inglaterra recomenda-se operar com FPs entre 0,95 capacitivo e 0,95 indutivo (Electrecity Association, 2002; BCHydro, 1998).

Neste trabalho, durante a operação do gerador com tensão terminal constante foram considerados limites de capacidade de potência reativa definidos pelos FPs de 0,9 e 0,95. Desta forma, os limites de potência reativa máxima ($Q_{máx}$) e mínima ($Q_{mín}$) do gerador são definidos pelas equações 3.6 e 3.7. A variação dos limites de potência reativa para cada incremento de potência ativa gerada (P) é apresentada na Fig. 3.4.



Figura 3.4: Limites de capacidade de potência reativa do gerador síncrono (kVAr) para um FP=0.95.

$$Q_{máx} = +P.tan(arccos(FP))$$
(3.6)

$$Q_{min} = -P.tan(arccos(FP))$$
(3.7)

3.3 Modelagem da carga

A característica de carga tem um significativo efeito no desempenho e resultado do cálculo de fluxo de potência. Aspectos como a estabilidade: de tensão, dinâmica, e transitória, são altamente dependentes do tipo de carga presente no sistema (Kundur, 1994; IEEE Task Force Report, 1995).

Uma correta modelagem das cargas representa um trabalho muito difícil devido aos seguintes fatores (Kundur, 1994):

- 1. O grande número de diferentes componentes de carga;
- 2. A posse e localização dos dispositivos de carga em locais do lado dos consumidores indiretamente accessíveis a companhias de eletricidade;
- 3. A carência de informação precisa na composição da carga;
- 4. A carência de um acertado sistema de testes para identificação dos modelos de carga.

O IEEE publicou um relatório (IEEE Task Force Report, 1995) no qual se enfatiza a importância da modelagem da carga em estudos de simulações em sistemas de potência. Neste estudo se apresentam e se propõem diferentes modelagens de carga destinadas para aplicações industriais e de companhias elétricas. Estes modelos têm o objetivo de melhorar os estudos em cálculo de fluxo de potência, estabilidade transitória, e estabilidade dinâmica (IEEE Task Force Report, 1993; IEEE Task Force Report, 1995). Atualmente os sistemas de potência são projetados e operados com menores margens de estabilidade. Nesse sentido, modelos que representem mais exatamente as cargas são necessários, um exemplo disto pode-se encontrar em (Coker e Kgasoane, 1999) onde se mostra como a margem de estabilidade varia dependendo do tipo de modelo de carga adotado.

Algumas definições relacionadas ao modelo de carga são apresentadas em (IEEE Task Force Report, 1993):

Modelo de carga: Um modelo de carga é uma representação matemática da relação entre a tensão da barra (magnitude e freqüência) e a potência ou corrente fluindo para dentro da barra de carga.

Modelo estático de carga: É um modelo que expressa as potências ativas e reativas em qualquer instante de tempo como uma função da magnitude de tensão, e freqüência da barra, simultaneamente. Modelos estáticos de carga são usados essencialmente, para componentes estáticos das cargas, e.g., carga resistiva e de iluminação, e como uma aproximação para componentes dinâmicos de carga, e.g., cargas de motores controlados.

Modelo de carga de impedância constante: É um modelo estático de carga onde a potência varia diretamente com o quadrado da magnitude da tensão. Este também pode ser chamado como modelo de carga de admitância constante.

Modelo de carga de corrente constante: É um modelo estático de carga onde a potência varia diretamente com a magnitude da tensão.

Modelo de carga de potência constante: É um modelo estático de carga onde a potência não varia com mudanças na magnitude da tensão. Este também pode ser chamado de modelo de carga MVA constante. Porque dispositivos MVA constantes, tais como motores e dispositivos eletrônicos, não mantêm suas características abaixo de certa tensão (tipicamente 80 a 90%), muitos modelos de carga fornecem conversão de MVA constante (e outros modelos estáticos) para impedância constante ou permitem que a carga esteja rapidamente abaixo de uma tensão especificada.

Modelo de carga polinomial: É um modelo estático de carga que representa a relação de potência para magnitude de tensão como uma equação polinomial.

Modelagem de carga exponencial: É um modelo estático de carga que representa a relação de potência e tensão como uma equação exponencial.

Neste trabalho a análise do comportamento do sistema de distribuição com presença de geradores síncronos é o principal foco. Conseqüentemente, visando simplificar os cálculos e análise dos resultados, a carga será modelada como potencia constante. No entanto, para obter

resultados mais precisos (*e.g.* análise de redes reais) é necessário determinar o modelo de carga mais apropriado para esse sistema.

A representação matemática do modelo de potência constante, esta dado por:

$$P = P_0 = cte$$

$$Q = Q_0 = cte.$$
(3.8)

P₀ e Q₀, são valores obtidos a partir das condições iniciais em tensão nominal.

3.4 Sistema teste

O sistema teste utilizado neste trabalho tem 70 barras, e pode ser encontrado em Baran e Wu, 1989. A demanda total das cargas é de 3802,19 kW de potência ativa e 2694,6 kVAr de potência reativa, enquanto que a tensão no sistema é 12,66 kV. Os dados do sistema são apresentados no Apêndice A, e o diagrama unifilar é mostrado na Fig. 3.5 a seguir.



Figura 3.5: Diagrama unifilar do sistema teste de 70 barras.

Capítulo 4

Estudos de Impacto

4.1 Introdução

Neste capítulo são apresentados e discutidos os resultados obtidos nos estudos de simulações. Inicialmente são apresentados alguns aspectos levados em consideração na realização dos testes. Em seguida, são mostrados alguns estudos preliminares analisando as sensibilidades das magnitudes das tensões das barras do sistema e das perdas elétricas de potência, visando determinar os pontos mais sensíveis à conexão de geradores síncronos. Na seqüência são apresentados os resultados dos estudos de impacto no perfil de tensão do sistema e perdas elétricas de potência ativa e reativa de forma separada, de acordo com o modo de operação do gerador (fator de potência constante ou tensão constante). Finalmente, são apresentados os estudos do impacto dos geradores síncronos distribuídos na estabilidade de tensão, através da obtenção da margem de estabilidade para cada incremento da potência fornecida pelo gerador.

4.2 Análise do sistema teste

A solução do fluxo de carga para o sistema teste no caso base, resulta no perfil de tensão mostrado na Fig. 4.1, onde se verifica que nove barras (45, 46, 47, 48, 49, 50, 51, 52 e 53) tem tensões que violam o limite inferior regulamentando pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), a qual estabelece que a tensão contratada não pode variar mais do que 5% (0,95 p.u. \leq tensão \leq 1,05 p.u.) (ANEEL, 2001). Portanto, antes de instalar geradores síncronos no sistema, é necessário melhorar seu perfil de tensão de forma a garantir os limites regulamentados, o que é feito, nesse trabalho, através do ajuste do *tap* do transformador da subestação principal.



Figura 4.1: Perfil de tensão do sistema em estudo – condições iniciais sem a presença de geradores síncronos e sem regulação do *tap*.

Para garantir que o perfil de tensão inicial fique dentro dos limites regulamentados se ajustou o *tap* do transformador, de acordo com a metodologia descrita na Fig. 4.2.



Figura 4.2: Fluxograma da metodologia empregada para elevar o perfil de tensão do sistema em estudo para dentro dos limites regulamentados pela ANEEL.

Quando o sistema se encontra operando com máximo carregamento, deve-se ajustar o *tap* do transformador de forma a manter a tensão na barra de saída da subestação primária de distribuição em 104%. Esse valor de regulação do *tap* garante que o sistema opere dentro dos limites de tensão para o nível de máximo carregamento, como mostra a Fig. 4.3.


Figura 4.3: Perfil de tensão do sistema em estudo sem ajuste do *tap* e com ajuste do *tap* em 104% (máximo carregamento).

A elevação do perfil de tensão do sistema também poderia ser conseguida com a instalação de bancos de capacitores em algumas barras. Contudo, esse método foi descartado, uma vez que a instalação de capacitores também provocaria impactos em aspectos técnicos que são estudados neste trabalho, o que dificultaria a análise dos resultados podendo levar a conclusões equivocadas.

Um estudo abrangente sobre os impactos de geradores síncronos nos sistemas de distribuição deve levar em conta diferentes cenários de operação, tais como a variação do perfil de carregamento do sistema durante o dia. No entanto, como discutido em Masters, 2001 apenas os casos mais críticos precisam ser analisados detalhadamente. A sustentação para essa conclusão baseia-se na idéia que se um determinado critério técnico é garantido para as situações extremas qualquer situação intermediária estará automaticamente satisfeita (Masters, 2001). Considerando, por exemplo, o perfil de tensão da rede, basta garantir que as magnitudes das tensões se encontram dentro dos limites permitidos para os seguintes casos (Masters, 2001):

- Máximo carregamento do sistema e sem geração distribuída;
- Mínimo carregamento do sistema e máxima geração distribuída;
- Máximo carregamento do sistema e máxima geração distribuída.

A condição de operação de mínimo carregamento foi considerada, neste trabalho, igual a 20% do máximo carregamento (100% da carga nominal). Pode-se verificar (Fig. 4.4) que no caso

de mínimo carregamento, não é necessário regular o *tap* do transformador para respeitar o limite inferior de tensão. No entanto, para efeito de comparação, são levados em consideração dois casos para o carregamento leve: um sem modificação do *tap* do transformador, e o segundo considerando a regulação do *tap* em 104% como é mostrado na Fig. 4.4, na qual se pode ver também o perfil de tensão para o caso de máximo carregamento.



Figura 4.4: Perfil de tensão sem geradores síncronos para máximo e mínimo carregamento.

Uma vez definidos os cenários para carregamento máximo e mínimo, os estudos de impacto podem ser realizados. Os aspectos técnicos a serem considerados são:

- Variação do perfil de tensão do sistema em regime permanente com a conexão de geradores síncronos;
- Variação das perdas ativas e reativas do sistema com a conexão de geradores síncronos;
- Variação da margem de estabilidade de tensão do sistema com a conexão de geradores síncronos.

Os estudos levam em consideração duas formas de operação dos geradores síncronos, operação com fator de potência constante ou com tensão terminal constante. Para a realização dos diversos testes limita-se a capacidade dos geradores síncronos em função das seguintes restrições: violação do limite de tensão (±5%) e capacidade máxima pré-especificada para os estudos. A máxima capacidade dos geradores foi fixada em 4000 kW. Este valor foi adotado tendo em consideração que a demanda total do sistema é de 3802,19 kW.

4.3 Estudos preliminares sobre a variação de tensão e perdas elétricas com a presença de geradores síncronos no sistema

A identificação das barras onde a inserção de geradores síncronos, dentro da rede de distribuição, produz maiores variações no perfil de tensão e nas perdas elétricas do sistema, foi determinada empregando a seguinte metodologia:

- i) Verificar se o perfil de tensão está dentro da faixa permitida (ANEEL, 2001);
- ii) Se o perfil de tensão do sistema encontra-se dentro da faixa regulamentada para o caso base (sem GD), ir para o passo iv, senão segue para o passo iii;
- Regular o *tap* do transformador até que o perfil de tensão do sistema se encontre dentro dos limites regulamentados, seguindo a metodologia mostrada na Fig. 4.2;
- iv) Considerar que um gerador síncrono injeta 100 kW de potência ativa em uma determinada barra k (P_k=100kW);
- v) Solucionar o fluxo de carga, e armazenar os novos valores de tensão das barras e perdas elétricas de potência ativa e reativa do sistema associados a P_k;
- vi) Repetir o processo para cada uma das barras do sistema.



Figura 4.5: Fluxograma para a análise da variação das magnitudes de tensão e perdas elétricas quando se injeta 100 kW em uma determinada barra *k*.

Na Fig. 4.6, mostra-se que existe variação diferenciada da magnitude de tensão ΔV_{GD} para cada barra quando o gerador síncrono injeta potência ativa em cada uma delas. Percebe-se também que a instalação do gerador, em geral, provoca elevação do perfil de tensão. Do mesmo modo, a variação das perdas de potência elétrica do sistema ΔPe_{GD} é apresentada na Fig. 4.7, percebe-se também, que o impacto nas perdas é dependente da barra onde o gerador é instalado. Em relação ao caso base, sem geradores síncronos no sistema, se verificou que em quase todas as barras a instalação do gerador resultou em diminuição das perdas. As variações de tensão e perdas foram calculadas pelas seguintes expressões:

$$\Delta P e_{GD} = P e_{C-GD} - P e_{S-GD} \tag{4.1}$$

$$\Delta V_{GD} = V_{C-GD} - V_{S-GD} \tag{4.2}$$

Sendo:

 ΔV_{GD} = Variação das tensões nas barras com a presença de geradores síncronos (p.u.);

 $V_{C_{GD}}$ = Tensão da barra após a entrada de geradores síncronos no sistema (p.u);

 $V_{S_{GD}}$ = Tensão da barra sem a presença de geradores síncronos (p.u.);

 ΔPe_{GD} = Variação das perdas elétricas de potência ativa com a presença de geradores síncronos (kW);

 $Pe_{C_{GD}}$ = Perdas elétricas de potência após a presença de geradores síncronos (kW);

 $Pe_{S_{GD}}$ = Perdas elétricas de potência sem a presença de geradores síncronos (kW).



Figura 4.6: Variação da magnitude da tensão ΔV_{GD} quando se injeta 100 kW de potência em cada uma das barras do sistema (p.u.).



Figura 4.7: Variação das perdas de potência ativa ΔPe_{GD} quando se injeta 100 kW de potência em cada uma das barras do sistema (kW).

Na Tabela 4.1, são apresentadas as dez barras mais sensíveis à injeção de potência pelos geradores síncronos do ponto de vista da variação de tensão ΔV_{GD} . Os resultados mostram que as barras mais sensíveis são aquelas que se encontram mais distantes da subestação primária de distribuição e possuem cargas mais elevadas.

BARRA	ΔV_{GD} (p.u.)
26	0,0057
25	0,0056
24	0,0054
53	0,0051
23	0,0049
22	0,0047
20	0,0046
21	0,0046
19	0,0044
52	0,0044

Tabela 4. 1: Barras com as maiores variações da magnitude de tensão ΔV_{GD} quando se injeta 100kW de potência em cada uma delas.

Na Tabela 4.2 são mostradas as barras nas quais os geradores síncronos produzem as maiores variações nas perdas ΔPe_{GD} . O sinal negativo indica que, em geral, as perdas diminuem com a injeção de 100 kW de potência do gerador síncrono, representando um aspecto benéfico do ponto de vista econômico. Destaca-se que a injeção de 100kW pode levar à redução de quase 15kW nas perdas, desde que o gerador seja instalado na barra mais adequada em relação a esse critério.

BARRA	$\Delta Pe_{GD}(kW)$
53	-14,65
52	-14,62
51	-14,34
50	-14,29
49	-14,24
48	-13,01
47	-12,09
46	-11,33
45	-9,39
23	-6.27

Tabela 4. 2: Barras com as maiores variações de perdas elétricas de potência ativa ΔPe_{GD} quando se injeta 100kW de potência em cada uma delas.

A partir dos resultados obtidos e com uma análise da topologia do sistema pode-se concluir que uma combinação entre a distância do ponto de conexão à subestação de alimentação principal com o nível de carregamento em cada ponto é que determina quais barras sofrem maior impacto em termos de variação de tensão e perdas elétricas com a instalação de geradores síncronos. O que se apresenta simples para um sistema radial com poucos alimentadores laterais pode ser, no entanto, extremamente complexo de se extrair para sistemas de distribuição reais, mesmo que fracamente malhados. Tornando-se necessário o desenvolvimento de metodologias de análise de impactos, sistemáticas e automáticas, de forma que os impactos da conexão de geradores na distribuição possam ser qualificados e quantificados de forma direta para sistemas de distribuição reais.

As Tabelas 4.1 e 4.2 mostram que as barras 53, 26, e as barras vizinhas a estas, tiveram considerável variação das tensões e perdas elétricas de potência. Portanto, para a realização de testes mais detalhados foram escolhidas as barras 53 e 26, visando ter um panorama mais claro do impacto que os geradores síncronos provocam na rede. Por outro lado, os resultados também mostram que em barras próximas da subestação primária de distribuição, a injeção de 100 kW de potência ativa pelo gerador síncrono não tem efeito algum na variação de tensão e nas perdas de potência. Por exemplo, na Figura 4.6 e 4.7, pode-se ver que as barras 3, 27, que estão próximas da subestação primária de distribuição não sofrem nenhum impacto nos aspectos técnicos em estudo. Nesse sentido, também foi selecionada a barra 3 para a realização dos testes detalhados, de forma a abranger barras com diferentes comportamentos.

4.4 Testes para o caso em que o gerador opera com fator de potência constante

4.4.1 Testes em máximo carregamento

Metodologia empregada

- Ler os dados do sistema. Dados como fator de potência pré-especificado para o gerador, barra onde o gerador síncrono é instalado e o fator de carregamento do sistema também são lidos neste passo;
- Se o perfil de tensão do sistema encontra-se dentro da faixa regulamentada para o caso base, ir para o passo iv, senão segue para o passo iii;
- Regular o *tap* do transformador até que o perfil de tensão do sistema se encontre dentro dos limites regulamentados, seguindo a metodologia mostrada na Fig. 4.2;
- iv) Considerar que a injeção de potência ativa do gerador síncrono aumenta em 100 kW.
 A potência reativa injetada ou consumida pelo gerador é determinada pela seguinte relação:

$$Q_k = P_k.tan(arccos(FP))$$
(4.3)

Sendo:

- P_k = Potência ativa injetada pelo gerador síncrono (kW) na barra k. Para o estudo, considerou-se um passo de 100 kW;
- FP = Fator de potência pré-especificado para o gerador.
- v) Resolver o fluxo de carga para a nova situação;
- vi) Calcular perdas elétricas de potência ativa e reativa (equações 2.7 e 2.8), traçar as curvas P-V;
- vii) Se o perfil de tensão do sistema encontra-se dentro da faixa regulamentada e o limite de capacidade pré-especificado para os geradores (4 MW) ainda não foi alcançado voltar ao passo iv, senão seguir para o passo viii;
- viii) Armazenar dados correspondentes à máxima penetração de geradores síncronos na rede.

Levando em consideração o estudo feito no item 4.3 os estudos de impacto da inserção dos geradores síncronos serão feitos nas barras 3, 26 e 53.



Figura 4.8: Fluxograma da metodologia utilizada para os testes quando o gerador injeta potência numa determinada barra k e opera com fator de potência constante.

4.4.1.1 Resultados do impacto no perfil de tensão

Nesta parte do trabalho mostram-se os resultados obtidos referentes ao impacto dos geradores síncronos no perfil de tensão. Os testes foram feitos considerando os geradores nas barras 3, 26 e 53.

• <u>Barra 3 (*tap* em 104%)</u>

A Fig. 4.9 (a) mostra que a injeção de potência ativa na barra 3 praticamente não produz impacto no perfil de tensão do sistema, podendo o gerador síncrono fornecer potência até chegar ao limite de 4 MW. Na Fig. 4.9 (b) são apresentados os perfis de tensão para uma injeção fixa de 500 kW, operando o gerador com FP de: $\pm 0,90, \pm 0,95$ e 1. Pode-se ver que o perfil de tensão não é afetado, mesmo quando o FP de operação do gerador varia. Esse comportamento se deve ao fato da subestação absorver qualquer variação de potência ativa ou reativa do gerador, e também ao fato que a tensão é fortemente mantida pela subestação (barramento infinito) e não pode ser modificada por um pequeno gerador na sua vizinhança.



Figura 4.9: (a) Perfil de tensão para cada incremento de potência injetada de 100kW com FPU na barra 3. (b) Perfil de tensão para uma injeção de 500 kW com FP de: ±0.90, ±0.95 e 1 na Barra 3.

A variação do módulo de tensão na barra 3 para cada injeção de potência ativa, com incrementos de 100 kW, é mostrada na Fig. 4.10 (a). Pode-se ver nesta figura que o fator de potência influi na variação do módulo de tensão da barra, mas a variação produzida é praticamente desprezível (da ordem de 10^{-4} p.u.). Dependendo do fator de potência com que opera o gerador, a tensão de campo será ajustada de forma a manter o FP constante. Nesse

sentido, na Fig. 4.10 (b) é mostrada a potência reativa injetada ou consumida pelo gerador no caso de operar com FP indutivo ou FP capacitivo, respectivamente.



Figura 4.10: (a) Variação do módulo de tensão na barra 3 para cada incremento de potência injetada de 100kW com FP = \pm 0.9, \pm 0.95 e 1. (b) Potência reativa injetada ou consumida pelo gerador com o fim de manter o fator de potência constante.

• <u>Barra 26 (*tap* em 104%)</u>

No caso da barra 26, na Fig. 4.11 (a), pode-se ver como varia o perfil de tensão do sistema quando o gerador síncrono injeta potência com FPU. Cada linha pontilhada representa o perfil de tensão após um incremento de 100kW na potência ativa injetada pelo gerador. Verifica-se que o fator restritivo para seguir injetando potência é o limite superior de tensão de 1,05 p.u. Por outro lado, na Fig. 4.11 (b), apresenta-se a variação do perfil de tensão do sistema para uma injeção fixa de 500 kW com fatores de potência de: $\pm 0,95$, $\pm 0,90$ e 1.



Figura 4.11 (a) Perfil de tensão para cada incremento de potência injetada de 100kW com FPU na barra 26. (b) Perfil de tensão para uma injeção de 500 kW com FP de: $\pm 0,90, \pm 0,95$ e 1 na Barra 26.

Da Fig. 4.11 (b) se verifica que a variação do perfil de tensão depende do FP com que opera o gerador síncrono distribuído, nesse sentido, o FP capacitivo é o que produz uma maior variação no perfil de tensão do sistema. Quando o gerador opera com FP indutivo, a variação da tensão é muito menor que para os fatores de potência capacitivo e unitário. A potência máxima que pode ser injetada pelo gerador em uma determinada barra varia com o FP, esses valores são mostrados na Fig. 4.12 (a). Percebe-se que a operação com fator de potência capacitivo é mais restritiva em relação à máxima penetração do gerador síncrono, comparada à operação com fator de potência indutivo ou unitário. A quantidade de potência reativa que o gerador consume ou injeta também depende do FP, como se pode ver na Fig. 4.12 (b).



Figura 4.12: (a) Variação do módulo de tensão na barra 26 para cada incremento de potência injetada de 100 kW com FPs = ± 0.9 , ± 0.95 e 1. (b) Potência reativa injetada ou consumida pelo gerador com o fim de manter o fator de potência constante.

• Barra 53 (*tap* em 104%)

O impacto provocado pela instalação de geradores síncronos na barra 53 é similar ao que se tem na barra 26. Este fato é mostrado nas Figuras 4.13 (a) e (b). Pode-se verificar que a presença do gerador síncrono produz um impacto nos módulos de tensão de todas as barras do sistema, contudo, o impacto é maior na barra onde se aloca o gerador síncrono. Dos resultados obtidos nas barras 3, 26 e 53 é importante ressaltar um fato, o qual se relaciona à localização da unidade de geração dentro do sistema de distribuição. No caso de alocar o gerador síncrono na barra 3, verificou-se que este praticamente não produz nenhum impacto na tensão das barras. No entanto,

quando o gerador e alocado em barras localizadas muito distantes da subestação, tem-se um impacto notório nesse aspecto técnico em estudo.



Figura 4.13: (a) Perfil de tensão para cada incremento de potência injetada de 100kW com FPU na barra 53. (b) Perfil de tensão para uma injeção de 500 kW com FP de: $\pm 0,90, \pm 0,95$ e 1 na Barra 53.

Na Fig. 4.14 (a) é mostrada a variação do módulo de tensão da barra 53. A máxima potência ativa que o gerador síncrono pode injetar na barra 53 é 2 MW, operando com FPU, como é mostrado na Fig. 4.14 (a). Esse valor é aproximadamente o dobro da capacidade máxima de potência que pode ser injetada na barra 26, quando o gerador opera com FPU. Na Fig. 4.14 (b) apresenta-se a quantidade de potência reativa requerida para manter o FP constante durante a operação do gerador.



Figura 4.14: (a) Variação do módulo de tensão na barra 53 para cada incremento de potência injetada de 100 kW com FPs = ± 0.9 , ± 0.95 e 1. (b) Potência reativa injetada ou consumida pelo gerador com o fim de manter o fator de potência constante.

Na Tabela 4.3 são apresentados os valores de máxima penetração dos geradores síncronos nas três barras em estudo, levando em consideração os diferentes valores de fatores de potência com que operam os geradores. Dos fatores analisados verifica-se que o principal fator limitante para seguir injetando potência em barras distantes da subestação de distribuição vem a ser o limite superior de tensão de 1,05 p.u. e, que em barras próximas da subestação, o fator limitante é o limite máximo de potência injetada, assumido como sendo de 4 MW.

	ba	arra 3	ba	rra 26	ba	rra 53
$FP = Cos(\phi)$	Máx. Potência Injetada GD (kW)	Fator limitante	Máx. Potência Injetada GD (kW)	Fator limitante	Máx. Potência Injetada GD (kW)	Fator limitante
0,90 ind.	4000	Limite de potência injetada com GD (4 MW)	1100	Limite de tensão	2800	Limite de tensão
0,95 ind.	4000	Limite de potência injetada com GD (4 MW)	1100	Limite de tensão	2500	Limite de tensão
1 (FPU)	4000	Limite de potência injetada com GD (4 MW)	900	Limite de tensão	2000	Limite de tensão
0,95 cap.	4000	Limite de potência injetada com GD (4 MW)	800	Limite de tensão	1800	Limite de tensão
0,90 cap.	4000	Limite de potência injetada com GD (4 MW)	800	Limite de tensão	1600	Limite de tensão

Tabela 4. 3: Máxima potência ativa injetada com geradores síncronos nas barras 3, 26 e 53 nomáximo carregamento e operando com FP constante.

4.4.1.2 Resultados do impacto nas perdas elétricas de potência

• <u>Barra 3 (*tap* em 104%)</u>

Com base nas Figuras 4.15 (a) e (b), verifica-se que durante o máximo carregamento, as perdas elétricas de potência ativa e reativa do sistema sofrem uma pequena diminuição conforme aumenta a potência injetada pelo gerador síncrono na barra 3. Além disso, observa-se que o FP com que opera o gerador, influi na diminuição das perdas, nesse sentido, a operação do gerador síncrono com FP capacitivo diminui ainda mais as perdas elétricas de potência, enquanto que a

0,95 cap.

0,90 cap.

203,32

203,32

operação com FP indutivo é a menos favorável nesse aspecto. Contudo, a diminuição de perdas nessa barra, próxima à subestação, é praticamente desprezível.



Figura 4.15: (a) Perdas elétricas de potência ativa do sistema (kW) para cada injeção de potência de 100kW na barra 3. (b) Perdas elétricas de potência reativa do sistema (kVAr) para cada injeção de potência de 100kW na barra 3.

Nas Tabelas 4.4 e 4.5 são apresentadas as perdas elétricas de potência ativa e reativa, obtidas quando se faz a inserção do gerador síncrono na barra 3. Os valores mínimos de perdas elétricas de potência que se pode conseguir, isto é, qual é a capacidade mais adequada do gerador de forma a maximizar a redução de perdas, são apresentados juntamente com o valor de potência que o gerador tem que injetar para tal fim. Além disso, têm-se os valores de perdas obtidos para a máxima quantidade de potência injetada pelo gerador síncrono até alcançar o limite superior de tensão ou o máximo valor estabelecido de 4 MW.

Perdas sem geração = 203,66 kW Potência Injetada Potência Injetada Perdas Mínimas Perdas para Máx. $Cos(\phi)$ (kW) para as (kW) para a Máx. (**k**W) Penetração (kW) Perdas Mínimas Penetração 0,90 ind. 2000 4000 203,59 203,64 0,95 ind. 4000 203,54 2800 203,57 203,42 4000 4000 1 203,42

4000

4000

203,32

203,29

4000

4000

Tabela 4. 4: Perdas elétricas de potência ativa (kW) quando se injeta potência na barra 3 em máximo carregamento e operação do gerador síncrono com fator de potência constante.

Perdas sem geração = 92,55 kVAr					
Cos(φ)	Perdas Mínimas (kVAr)	Potência Injetada (kW) para as Perdas Mínimas	Perdas para Máx. Penetração (kVAr)	Potência Injetada (kW) para a Máx. Penetração	
0,90 ind	92,37	2000	92,53	4000	
0,95 ind.	92,28	2600	92,34	4000	
1	92,03	3800	92,03	4000	
0,95 cap.	91,84	4000	91,84	4000	
0,90 cap.	91,79	4000	91,79	4000	

Tabela 4. 5: Perdas elétricas de potência reativa (kVAr) quando se injeta potência na barra 3 em máximo carregamento e operação do gerador síncrono com fator de potência constante.

• <u>Barra 26 (*tap* em 104%)</u>

Pode-se ver nas Figuras 4.16 (a) e (b), que quando o gerador síncrono injeta potência na barra 26 as perdas elétricas inicialmente diminuem. Diferentemente da barra 3, a redução das perdas de potência conseguidas após a instalação de uma unidade geradora nessa barra, é significativa. Verifica-se que dependendo do FP de operação do gerador, se conseguirá uma maior ou menor diminuição das perdas elétricas, nesse sentido o FP capacitivo é o mais favorável por proporcionar a diminuição da demanda total de potência ativa e reativa do sistema. Além disso, mostra-se que só até uma determinada quantidade de potência injetada pelo gerador síncrono se consegue diminuir as perdas.



Figura 4.16: (a) Perdas elétricas de potência ativa do sistema (kW) para cada injeção de potência de 100kW na barra 26. (b) Perdas elétricas de potência reativa do sistema (kVAr) para cada injeção de potência de 100kW na barra 26.

Nas Tabelas 4.6 e 4.7 são mostrados os valores de perdas mínimas tendo em consideração diferentes FP de operação do gerador síncrono e também os valores de perdas obtidos para a máxima quantidade de potência injetada pelo gerador até se alcançar o limite superior de tensão.

Tabela 4.6: Perdas elétricas de potência ativa (kW) quando se injeta potência na barra 26 em máximo carregamento e operação do gerador síncrono com fator de potência constante.

Perdas sem geração = 203,66 kW					
Cos(φ)	Perdas Mínimas (kW)	Potência Injetada (kW) para as Perdas Mínimas	Perdas para Máx. Penetração (kW)	Potência Injetada (kW) para a Máx. Penetração	
0,90 ind.	196,36	300	234,63	1100	
0,95 ind.	192,72	400	218,65	1100	
1	183,65	600	187,9	900	
0,95 cap.	176,7	700	177,51	800	
0,90 cap.	175,2	700	176,29	800	

Tabela 4.7: Perdas elétricas de potência reativa (kVAr) quando se injeta potência na barra 26 em máximo carregamento e operação do gerador síncrono com fator de potência constante.

Perdas sem geração = 92,55 kVAR						
Cos(φ)	Perdas Mínimas (kVAr)	Potência Injetada (kW) para as Perdas Mínimas	Perdas para Máx. Penetração (kVAr)	Potência Injetada (kW) para a Máx. Penetração		
0,90 ind.	88,75	400	99,96	1100		
0,95 ind.	86,87	500	93,68	1100		
1	82,1	700	82,48	900		
0,95 cap.	78,38	800	78,38	800		
0.90 cap.	77.53	800	77.53	800		

• <u>Barra 53 (*tap* em 104%)</u>

Nessa barra, a injeção de potência do gerador síncrono inicialmente produz uma diminuição de perdas de potência elétrica maiores que as conseguidas na barra 26, isso é mostrado na Fig. 4.17. Além disso, no caso em que o gerador opera com FP indutivo, as perdas de potência aumentam consideravelmente, conforme a potência injetada se aproxima da potência de máxima penetração. Analisando os resultados da Tabela 4.8, verifica-se que para uma injeção de potência de 2800 kW e FP=0.9 indutivo, se tem 384,8 kW de perdas elétricas ativas, esse valor representa um aumento das perdas elétricas de aproximadamente 90%, enquanto que operando com FP 0,9 capacitivo, as perdas de potência ativa para a máxima geração de 1600 kW são de 60,08 kW,

representando uma diminuição da ordem de 70% do total de perdas obtidas nas condições iniciais sem geradores síncronos.



Figura 4.17: (a) Perdas elétricas de potência ativa do sistema (kW) para cada injeção de potência de 100kW na barra 53. (b) Perdas elétricas de potência reativa do sistema (kVAr) para cada injeção de potência de 100kW na barra 53.

Os valores de perdas elétricas mínimas obtidas com a presença dos geradores síncronos e os valores de perdas elétricas de potência ativa e reativa correspondentes à máxima injeção de potência pelos geradores são apresentados nas Tabelas 4.8 e 4.9.

Tabela 4.8: Perdas elétricas de potência ativa (kW) quando se injeta potência na barra 53 em máximo carregamento e operação do gerador síncrono com fator de potência constante.

Perdas sem geração = 203,66 kW					
Cos(q)	Perdas Mínimas (kW)	Potência Injetada (kW) para as Perdas Mínimas	Perdas para Máx. Penetração (kW)	Potência Injetada (kW) para a Máx. Penetração	
0,90 ind.	166,07	800	384,8	2800	
0,95 ind.	147,69	1000	253,82	2500	
1	102,36	1400	115,58	2000	
0,95 cap.	68,02	1600	69,94	1800	
0,90 cap.	60,08	1600	60,08	1600	

Perdas sem geração = 92,55 kVAR				
Cos(φ)	Perdas Mínimas (kVAr)	Potência Injetada (kW) para as Perdas Mínimas	Perdas para Máx. Penetração (kVAr)	Potência Injetada (kW) para a Máx. Penetração
0,90 ind.	76,96	700	174,64	2800
0,95 ind.	69,29	1000	117,45	2500
1	50,32	1400	50,89	2000
0,95 cap.	36,01	1600	37,15	1800
0,90 cap.	32,6	1500	32,74	1600

Tabela 4.9: Perdas elétricas de potência reativa (kVAr) quando se injeta potência na barra 53 em máximo carregamento e operação do gerador síncrono com fator de potência constante.

Impacto nas perdas considerando todas as barras do sistema (*tap* em 104%)

A Fig. 4.18 (a) apresenta as perdas mínimas que podem ser conseguidas quando o gerador síncrono é instalado em cada uma das barras do sistema. A Fig. 4.18 (b) mostra os valores de potência injetada para se conseguir perdas mínimas. Pode-se ver na Fig. 4.18 (a) que quando o gerador opera com FP capacitivo, o ganho em termos de diminuição das perdas são maiores. No caso de operar com FP indutivo, também se consegue diminuir as perdas elétricas, mas em menor proporção. Por outro lado, a potência injetada necessária para se conseguir tais perdas mínimas é menor no caso de operar com FP capacitivo e muito maior no caso de operar com FP indutivo, como mostrado na Fig. 4.18 (b).



Figura 4.18: (a) Perdas mínimas de potência ativa em cada barra do sistema (kW). (b) Potência injetada para conseguir o valor de perdas mínimas (kW).

Os resultados apresentados na Fig. 4.18 permitem a visualização direta de onde instalar um gerador síncrono, como operar esse gerador e qual deve ser sua capacidade, de forma a explorar seus benefícios em termos da diminuição das perdas do sistema. Esse tipo de resultado sistêmico pode ser muito útil em processos de negociação de conexões de novos geradores, fornecendo uma análise simples do ponto de vista do impacto do novo gerador nas perdas do sistema. No caso de perdas elétricas de potência reativa, seu comportamento é similar ao das perdas ativas. Os valores de perdas mínimas reativas, assim como, a potência necessária para conseguir tais perdas para todas as barras do sistema são mostradas nas Figuras 4.19 (a) e 4.19 (b), respectivamente.



Figura 4.19: (a) Perdas mínimas de potência reativa em cada barra do sistema (kVAR). (b) Potência injetada para conseguir o valor de perdas mínimas (kW).

4.4.1.3 Resultados sobre o máximo nível de penetração dos geradores síncronos

Na Fig. 4.20 apresentam-se os valores da máxima potência ativa que se pode injetar nas diferentes barras do sistema em estudo. Foram considerados para o estudo fatores de potência de ± 0.9 , ± 0.95 e 1 durante a operação dos geradores síncronos. Além disso, levou-se em consideração os fatores restritivos de limite inferior e superior de tensão de $\pm 5\%$, a capacidade máxima de 4 MW e regulação do *tap* em 104%.



Figura 4.20: Máximo nível de penetração dos geradores síncronos operando com diferentes FPs nas diferentes barras do sistema (kW) em máximo carregamento.

Percebe-se claramente que a operação com fator de potência indutivo permite maior penetração dos geradores síncronos por resultar em menor elevação de tensão, o que é conflitante com a diminuição das perdas, em que o melhor modo de operação é com fator de potência capacitivo. Em todas as barras próximas à subestação pôde-se injetar o valor máximo pré-especificado (4MW) sem que o perfil de tensão saísse da faixa permitida, não contribuindo, no entanto, para a diminuição das perdas. Em algumas barras do sistema o nível máximo de geração, mesmo considerando fator de potência indutivo, foi muito baixo (em torno de 500kW), o que está associado com a grande sensibilidade das tensões dessas barras em relação à instalação de geradores, resultando em violação da faixa permitida de tensão mesmo com a conexão de pequenos geradores.

O Apêndice B apresenta os resultados numéricos da máxima potência injetada pelos geradores síncronos em cada uma das barras do sistema.

4.4.2 Testes em mínimo carregamento

A metodologia empregada é similar à utilizada para o caso de máximo carregamento, com as seguintes considerações:

- i) O fator de carregamento considerado é de 20% do máximo carregamento;
- São considerados dois cenários correspondentes à regulação do *tap* em 104% e 100%, como mostrado na Fig. 4.4;

iii) Os fatores restritivos considerados no estudo são os limites de tensão (±5%) e de potência injetada pelos geradores síncronos (4 MW).

4.4.2.1 Resultados do impacto no perfil de tensão

Da mesma maneira que no caso de máximo carregamento, os estudos foram realizados nas barras 3, 26 e 53 levando em consideração o estudo de variações de tensão e perdas visto no item 4.3 deste capítulo.

• Barra 3 (*tap* em 104%)

No caso de mínimo carregamento, verifica-se que a injeção de potência ativa na barra 3 produz um impacto similar ao obtido para o caso de máximo carregamento, o qual é praticamente desprezível.

A Fig. 4.21 (a) mostra que a potência ativa injetada pelo gerador síncrono com incrementos de 100 kW não produz impacto algum nas magnitudes de tensão da barra em estudo ou do sistema como um todo, podendo o gerador fornecer potência até alcançar a potência limite assumida de 4 MW. Quando o gerador síncrono distribuído injeta uma quantidade fixa de potência, pode-se verificar que o perfil de tensão praticamente não sofre impacto algum, independentemente do gerador operar com diferentes fatores de potência. Esse teste é mostrado na Fig. 4.21 (b), onde são apresentados os perfis de tensão para uma injeção de 500 kW com os FP de $\pm 0.9, \pm 0.95$ e 1.



Figura 4.21: (a) Perfil de tensão para cada incremento de potência injetada de 100kW com FPU na barra 3. (b) Perfil de tensão para uma injeção de 500kW com FPs de: \pm 0.90, \pm 0.95 e 1 na barra 3.

A Fig. 4.22 (a) mostra que a tensão na barra 3 varia muito pouco, sendo essa variação da ordem de 10^{-4} p.u. quando o gerador injeta potência ativa operando com FP de 0,9 capacitivo, e nos outros fatores de potência (indutivo e unitário) a variação é ainda menor. A potência reativa injetada ou consumida pelo gerador síncrono, para os diferentes fatores de potência com que opera o gerador, é apresentada na Fig. 4.22 (b).



Figura 4.22: (a) Variação do módulo de tensão na barra 3 para cada incremento de potência injetada de 100 kW com FPs = ± 0.9 , ± 0.95 e 1. (b) Potência reativa injetada ou consumida pelo gerador com o fim de manter o fator de potência constante.

• <u>Barra 26 (*tap* em 104%)</u>

Pode-se verificar na Fig. 4.23 (a) que no mínimo carregamento a injeção de potência pelo gerador síncrono produz um impacto significativo na variação do perfil de tensão do sistema. Nessa figura, para cada injeção de 100 kW com FPU, é traçado o perfil de tensão do sistema (linhas pontilhadas) até que o limite superior de tensão seja atingido. Comparando os resultados obtidos no máximo e mínimo carregamento, percebe-se que o impacto no mínimo carregamento é maior. Esse fato limita a quantidade de potência que o gerador síncrono poderia fornecer quando está localizado nessa barra, já que alcançará mais rapidamente o limite superior de tensão de 1,05 p.u. A Fig. 4.23 (b) mostra a variação do perfil de tensão para uma injeção fixa de potência ativa de 500 kW com diferentes FPs. Pode-se verificar que o fator de potência influi na variação do perfil de tensão do sistema, este fato foi também verificado no máximo carregamento do sistema (Fig. 4.11 (b)). Pode-se ver que a injeção de potência com fator de potência capacitivo é a que produz maior impacto no perfil de tensão, pois além do gerador fornecer potência ativa ele fornece também potência reativa.



Figura 4.23: (a) Perfil de tensão para cada incremento de potência injetada de 100kW com FPU na barra 26. (b) Perfil de tensão para uma injeção de 500kW com FPs de: \pm 0,90, \pm 0,95 e 1 na barra 26.

A variação da magnitude da tensão na barra 26 para cada incremento de 100 kW de potência injetada pelo gerador síncrono é apresentada na Fig. 4.24 (a). Verifica-se que a quantidade de potência injetada pelo gerador síncrono é muito menor que a obtida para o caso de máximo carregamento. Por exemplo, na Fig. 4.10 (a) pode-se ver que no máximo carregamento a máxima potência ativa injetada quando o gerador opera com FPU é de 900 kW, e que no caso de mínimo carregamento a máxima potência injetada que o gerador injetada alcança só 300 kW. Na Fig. 4.24 (b) é apresentada a potência reativa que o gerador injeta ou consome para manter o FP constante.



Figura 4.24: (a) Variação do módulo de tensão na barra 26 para cada incremento de potência injetada de 50 kW com FPs = \pm 0,9, \pm 0,95 e 1. (b) Potência reativa injetada ou consumida pelo gerador com o fim de manter o fator de potência constante.

• <u>Barra 53 (*tap* em 104%)</u>

Para o caso da barra 53 em carga mínima são levados em conta dois valores de regulação do *tap* do transformador, correspondentes aos ajustes do *tap* em 104% e 100%.



Figura 4.25: (a) Perfil de tensão para cada incremento de potência injetada de 100kW com FPU na barra 53. (b) Perfil de tensão para uma injeção de 500kW com FPs de: \pm 0,90, \pm 0,95 e 1 na barra 53.

Quando o *tap* é ajustado em 104%, pode-se verificar que a cada incremento de 100kW de potência injetada pelo gerador, a variação do perfil de tensão é considerável, como é mostrado na Fig. 4.25 (a). A dependência da variação do perfil de tensão co m o FP de operação do gerador, é mostrada na Fig. 4.25 (b). Pode-se observar na Fig. 4.26 (a) que a quantidade de potência que o gerador síncrono injeta em mínimo carregamento é menor que no máximo carregamento. No caso de máximo carregamento a quantidade de potência máxima injetada na barra 26 foi de 2000 kW quando o gerador operava com FPU (Fig 4.14 (a)), no caso de mínimo carregamento e com as mesmas condições de geração, o gerador pode injetar só 500 kW como é mostrado na Fig. 4.26 (a). Este valor representa uma diminuição de aproximadamente 75% na capacidade de fornecimento de potência do gerador síncrono. A Fig. 4.26 (b) mostra a quantidade de potência reativa que o gerador consome ou injeta no sistema para os diferentes FPs com que opera o gerador.



Figura 4.26: (a) Variação do módulo de tensão na barra 26 para cada incremento de potência injetada de 100 kW com FPs = ± 0.9 , ± 0.95 e 1. (b) Potência reativa injetada ou consumida pelo gerador com o fim de manter o fator de potência constante.

• <u>Barra 53 (tap 100%)</u>

Os resultados obtidos mostraram que em mínimo carregamento o gerador síncrono não pode injetar o mesmo nível de potência que no máximo carregamento sem causar violação das restrições de tensão. Contudo, a capacidade de penetração do gerador em mínimo carregamento pode ser melhorada consideravelmente ajustando o *tap* do transformador da subestação primária de distribuição para 100%, durante as horas de carregamento leve ao longo do dia. Os impactos da injeção de potência ativa pelo gerador síncrono com essas condições de geração são mostrados a seguir. A Fig. 4.27 (a) apresenta a variação do perfil de tensão para cada incremento de 100 kW de potência fornecida pelo gerador síncrono. Os perfis de tensão para uma injeção fixa de 500 kW e diferentes FP de operação do gerador são mostrados na Fig. 4.27 (b). A Fig. 4.28 (a) mostra a variação do módulo de tensão da barra 53 para cada incremento de 100 kW de potência injetada pelo gerador síncrono. Pode-se verificar o aumento considerável na capacidade de potência injetada pelos geradores síncronos. Nessas novas condições o gerador pode injetar 1500 kW de potência ativa operando com FPU o que representa um aumento da ordem de 300% na capacidade de geração, comparada à que tinha quando o *tap* era regulado em 104%. A potência reativa injetada ou consumida, necessária para manter o fator de potência constante, é apresentada na Fig. 4.28 (b).



Figura 4.27: (a) Perfil de tensão para cada incremento de potência injetada de 100kW com FPU na barra 53. (b) Perfil de tensão para uma injeção de 500kW com FPs de: \pm 0,90, \pm 0,95 e 1 na barra 53.



Figura 4.28: (a) Variação do módulo de tensão na barra 53 para cada incremento de potência injetada de 100 kW com FPs = ± 0.9 , ± 0.95 e 1. (b) Potência reativa injetada ou consumida pelo gerador com o fim de manter o fator de potência constante.

4.4.2.2 Resultados de impacto nas perdas elétricas de potência

• <u>Barra 3 (*tap* em 104%)</u>

No mínimo carregamento do sistema, a injeção de potência ativa na barra 3, praticamente só aumenta as perdas elétricas de potência, mas com uma quantidade praticamente desprezível. Na Fig. 4.29 (a) se verifica esse fato, já que para uma injeção máxima de potência (4 MW), as perdas elétricas de potência ativa aumentam aproximadamente em 0,2 kW. No caso das perdas elétricas

de potência reativa o impacto dos geradores síncronos é similar ao produzido nas perdas ativas, tal como é mostrado na Fig. 4.29 (b).



Figura 4.29: (a) Perdas elétricas de potência ativa do sistema (kW) para cada injeção de potência de 200kW na barra 3. (b) Perdas elétricas de potência reativa do sistema (kVAr) para cada injeção de potência de 200kW na barra 3.

A Tabela 4.10 apresenta os valores de perdas mínimas ativas e o valor de potência injetado para conseguir tais perdas. Além disso, também são mostrados os valores das perdas para a máxima injeção de potência que o gerador pode fornecer nessa barra. O caso de perdas reativas é apresentado na Tabela 4.11. Pode-se verificar dos resultados apresentados nas Tabelas 4.10 e 4.11 que a injeção de potência pelo gerador síncrono no mínimo carregamento em uma barra próxima à subestação, praticamente só aumenta as perdas elétricas de potências ativa e reativa.

Perdas sem geração = 7,23 kW					
Cos(φ)	Perdas Mínimas (kW)	Potência Injetada (kW) para as Perdas Mínimas	Perdas para Máx. Penetração (kW)	Potência Injetada (kW) para a Máx. Penetração	
0,90 ind.	7,22	400	7,46	4000	
0,95 ind.	7,22	600	7,42	4000	
1	7,22	800	7,37	4000	
0,95 cap.	7,22	800	7,40	4000	
0,90 cap.	7,21	800	7,38	4000	

Tabela 4. 10: Perdas elétricas de potência ativa (kW) quando se injeta potência na barra 3 em mínimo carregamento e operação do gerador síncrono com fator de potência constante.

Perdas sem geração				
Cos(φ)	Perdas Mínimas (kVAr)	Potência Injetada (kW) para as Perdas Mínimas	Perdas para Máx. Penetração (kVAr)	Potência Injetada (kW) para a Máx. Penetração
0,90 ind	3,30	400	3,85	4000
0,95 ind.	3,30	400	3,76	4000
1	3,29	800	3,66	4000
0,95 cap.	3,28	800	3,67	4000
0,90 cap.	3,28	800	3,71	4000

Tabela 4. 11: Perdas elétricas de potência reativa (kVAr) quando se injeta potência na barra 3 em mínimo carregamento e operação do gerador síncrono com fator de potência constante.

• <u>Barra 26 (*tap* em 104%)</u>

No caso da barra 26, quando o gerador síncrono injeta potência ativa no mínimo carregamento, pode-se verificar que as perdas elétricas de potência ativa e reativa praticamente só aumentam. Essa característica é mais evidente se o gerador opera com fator de potência indutivo, como é mostrado nas Figuras 4.30 (a) e (b). Nessa barra, no mínimo carregamento não se pode conseguir uma diminuição significativa das perdas com a injeção de potência pelo gerador síncrono, diferentemente dos resultados obtidos no máximo carregamento (Tabelas 4.6 e 4.7).



Figura 4.30: (a) Perdas elétricas de potência ativa do sistema (kW) para cada injeção de potência de 50kW na barra 26. (b) Perdas elétricas de potência reativa do sistema (kVAr) para cada injeção de potência de 50kW na barra 26.

Nas Tabelas 4.12 e 4.13 são mostrados os valores de perdas mínimas levando em consideração diferentes FPs de operação do gerador síncrono, além disso, são apresentados os

valores de perdas do sistema obtidos para a máxima quantidade de potência injetada pelo gerador até se alcançar o limite superior de tensão.

Perdas sem geração = 7,23 kW				
Cos(φ)	Perdas Mínimas (kW)	Potência Injetada (kW) para as Perdas Mínimas	Perdas para Máx. Penetração (kW)	Potência Injetada (kW) para a Máx. Penetração
0,90 ind.	6,99	50	14,13	400
0,95 ind.	6,89	100	10,94	350
1	6,55	100	8,27	300
0,95 cap.	6,32	150	7,95	300
0,90 cap.	6,28	100	7,22	250

Tabela 4. 12: Perdas elétricas de potência ativa (kW) quando se injeta potência na barra 26 em mínimo carregamento e operação do gerador síncrono com fator de potência constante.

Tabela 4. 13: Perdas elétricas de potência reativa (kVAR) quando se injeta potência na barra 3 em mínimo carregamento e operação do gerador síncrono com fator de potência constante.

Perdas sem geração = 3,31 kVAR						
Cos(φ)	Perdas Mínimas (kVAr)	Potência Injetada (kW) para as Perdas Mínimas	Perdas para Máx. Penetração (kVAr)	Potência Injetada (kW) para a Máx. Penetração		
0,90 ind	3,19	100	5,50	400		
0,95 ind.	3,11	100	4,37	350		
1	2,95	150	3,40	300		
0,95 cap.	2,82	150	3,22	300		
0.90 cap.	2.79	150	3.00	250		

• <u>Barra 53 (*tap* em 104%)</u>

O impacto da injeção de potência ativa na barra 53, quando o *tap* é ajustado em 104%, é similar ao obtido na barra 26. Verificou-se que as perdas elétricas de potência ativa e reativa diminuem nos casos em que o gerador opera com FP capacitivo e unitário, no caso que o gerador opera com FP indutivo as perdas praticamente só aumentam como é mostrado nas Figuras 4.31 (a) e (b) correspondentes às perdas elétricas de potência ativa e reativa, respectivamente. Nas Tabelas 4.14 e 4.15 são apresentados os valores de perdas ativas e reativas do sistema para cada injeção de potência pelo gerador síncrono com diferentes fatores de potência. Podem-se verificar os resultados já obtidos para as barras 3 e 26, onde se mostrava que no mínimo carregamento, a introdução dos geradores síncronos praticamente não produzem nenhuma diminuição das perdas, pelo contrário essas aumentam e de forma considerável quando o gerador opera com FP indutivo.



Figura 4.31: (a) Perdas elétricas de potência ativa do sistema (kW) para cada injeção de potência de 100kW na barra 53. (b) Perdas elétricas de potência reativa do sistema (kVAr) para cada injeção de potência de 100kW na barra 53.

Tabela 4. 14: Perdas elétricas de potência ativa (kW) quando se injeta potência na barra 53 em

Perdas sem geração = 7,23 kW					
Cos(φ)	Perdas Mínimas (kW)	Potência Injetada (kW) para as Perdas Mínimas	Perdas para Máx. Penetração (kW)	Potência Injetada (kW) para a Máx. Penetração	
0,90 ind.	6,99	50	14,13	400	
0,95 ind.	6,89	100	10,94	350	
1	6,55	100	8,27	300	
0,95 cap.	6,32	150	7,95	300	
0,90 cap.	6,28	100	7,22	250	

mínimo carregamento e operação do gerador síncrono com fator de potência constante.

Tabela 4. 15: Perdas elétricas de potência reativa (kVAR) quando se injeta potência na barra 53 em mínimo carregamento e operação do gerador síncrono com fator de potência constante.

Perdas sem geração = 3,31 kVAR					
Cos(φ)	Perdas Mínimas (kVAr)	Potência Injetada (kW) para as Perdas Mínimas	Perdas para Máx. Penetração (kVAr)	Potência Injetada (kW) para a Máx. Penetração	
0,90 ind	3,19	100	5,50	400	
0,95 ind.	3,11	100	4,37	350	
1	2,95	150	3,40	300	
0,95 cap.	2,82	150	3,22	300	
0,90 cap.	2,79	150	3,00	250	

• <u>Barra 53 (*tap* em 100%)</u>

Quando o *tap* do transformador da subestação primária de distribuição é ajustado em 100%, a capacidade de penetração de potência fornecida pelo gerador síncrono aumenta em aproximadamente 300% em relação a caso em que o *tap* era ajustado em 104%. Devido ao aumento da potência que flui pelas linhas de distribuição, as perdas elétricas de potência sofrem um aumento significativo, esse fato é mostrado nas Figuras 4.32 (a) e (b). Os valores de perdas elétricas de potência mínimas, assim como, os valores de perdas correspondentes à máxima penetração dos geradores síncronos levando em consideração diferentes FPs com que opera o gerador síncrono são mostrados nas Tabelas 4.16 e 4.17.



Figura 4.32: (a) Perdas elétricas de potência ativa do sistema (kW) para cada injeção de potência de 100kW na barra 53. (b) Perdas elétricas de potência reativa do sistema (kVAr) para cada injeção de potência de 100kW na barra 53.

Tabela 4. 16: Perdas elétricas de potência ativa (kW) quando se injeta potência na barra 53 em

Perdas sem geração = 7,80 kW					
Cos(φ)	Perdas Mínimas (kW)	Potência Injetada (kW) para as Perdas Mínimas	Perdas para Máx. Penetração (kW)	Potência Injetada (kW) para a Máx. Penetração	
0,90 ind.	6,67	100	184,39	2000	
0,95 ind.	5,89	200	125,85	1800	
1	4,21	300	66,43	1500	
0,95 cap.	2,85	300	48,00	1300	
0,90 cap.	2,52	300	43,89	1200	

mínimo carregamento e operação do gerador síncrono com FP constante (tap 100%).

Perdas sem geração = 3,57 kVAR					
Cos(φ)	Perdas Mínimas (kVAr)	Potência Injetada (kW) para as Perdas Mínimas	Perdas para Máx. Penetração (kVAr)	Potência Injetada (kW) para a Máx. Penetração	
0,90 ind	3,10	100	81,38	2000	
0,95 ind.	2,78	200	55,72	1800	
1	2,08	300	29,68	1500	
0,95 cap.	1,51	300	21,63	1300	
0,90 cap.	1,37	300	19,83	1200	

Tabela 4. 17: Perdas elétricas de potência reativa (kVAR) quando se injeta potência na barra 53 em mínimo carregamento e operação do gerador síncrono com FP constante (*tap* 100%).

Impacto nas perdas considerando todas as barras do sistema (*tap* em 104%)

Extrapolando a análise do impacto nas perdas para o sistema completo em carregamento leve, verifica-se na Fig. 4.33 (a), que em mínimo carregamento as perdas elétricas de potência podem ser diminuídas, no melhor dos casos, em pouca quantidade. Para barras localizadas distantes da subestação e altamente carregadas, pode-se conseguir uma maior redução nas perdas, por exemplo, em regiões próximas da barra 50. Por outro lado, em regiões próximas da subestação se verifica que não existe diminuição nas perdas. Pode-se ver também que o FP influi de uma forma importante na redução de perdas. A potência injetada nas barras do sistema para conseguir minimizar as perdas apresentadas na Fig. 4.33 (a) é apresentada na Fig. 4.33 (b).



Figura 4.33: (a) Perdas mínimas de potência ativa em cada barra do sistema (kW). (b) potência injetada para se conseguir o valor de perdas mínimas (kW).

No caso das perdas reativas, a Fig. 4.34 (a) mostra que o comportamento é similar ao obtido para as perdas ativas. Na Fig. 4.34 (b) se apresenta os valores de potência ativa injetada para conseguir minimizar as perdas em alguma barra do sistema de distribuição.



Figura 4.34: (a) Perdas mínimas de potência reativa em cada barra do sistema (kVAR). (b) Potência injetada para conseguir o valor de perdas mínimas (kW).

4.4.2.3 Resultados sobre o máximo nível de penetração dos geradores síncronos

Os valores de máxima potência injetada pelos geradores nas diferentes barras do sistema em estudo, são apresentados na Fig 4.35. Verifica-se que quando o *tap* é regulado em 100%, a potência máxima injetada pelo gerador se vê incrementada de uma forma considerável (Fig. 4.35 (b) mostrando várias barras com injeção máxima em torno de 1000kW) em relação à máxima penetração alcançada quando o *tap* foi regulado em 104% (Fig. 4.35 (a) mostrando várias barras com injeção máxima em torno de 500kW). Mostra-se também a influência do FP na máxima penetração de potência que se pode alcançar nas distintas barras do sistema. Em geral, pode-se concluir que o nível de penetração máximo é menor para situações de carregamento leve, comparados aos casos de carregamento pesado (Fig. 4.20 mostrando várias barras com injeção máxima em torno de 2000kW), uma vez que em carga leve o perfil de tensão se torna mais sensível à conexão de geradores síncronos, podendo resultar em violações da faixa de tensão adequada, mesmo considerando pequenas injeções de potência.



Figura 4.35: Máxima potência ativa injetada (kW) pelos geradores síncronos operando com FPs constante em mínimo carregamento. (a) quando o *tap* é regulado em 104%. (b) quando o *tap* é regulado em 100%.

4.5 Testes para o caso em que o gerador opera com tensão terminal constante

Metodologia empregada

- i) Ler dados do sistema;
- ii) Verificar se o perfil de tensão se encontra dentro dos limites de tensão regulamentados; se sim seguir para o passo iv, senão, ir para o passo iii;
- Regular o *tap* do transformador na subestação primária de distribuição até conseguir que o perfil de tensão esteja dentro dos limites regulamentados;
- iv) Aumentar a injeção de potência do gerador em 100 kW na barra k onde se faz o teste,
 e calcular os limites de potência reativa;
- Verificar se a potência reativa que o gerador precisa para manter a tensão terminal constante se encontra dentro dos limites de potência reativa calculados em iv; se sim seguir ao passo vi, senão ir ao passo vii;
- vi) Resolver o fluxo de carga considerando o controle da tensão terminal do gerador (gerador como barra PV);
- vii) Resolver o fluxo de carga considerando o controle do fator de potência (gerador como barra PQ);

- viii) Calcular as perdas elétricas ativas e reativas do sistema em estudo;
- ix) Traçar a curva PV para cada incremento de potência injetada pelo gerador síncrono distribuído;
- x) Verificar os seguintes aspectos: se o perfil de tensão do sistema se encontra dentro dos limites regulamentados e se ainda não foi alcançado o limite de potência injetada na barra k de 4 MW; se sim voltar ao passo iv, senão ir para o passo xi;
- Armazenar os resultados obtidos, correspondentes à máxima penetração dos geradores síncronos na barra k.



Figura 4.36: Fluxograma da metodologia empregada quando o gerador opera com tensão terminal constante.

4.5.1 Testes em máximo carregamento

Levando em consideração a metodologia apresentada no fluxograma da Fig. 4.36 e as considerações mencionadas no item 4.2 deste capítulo são mostrados a seguir os resultados obtidos.

4.5.1.1 Resultados do impacto no perfil de tensão

Os testes foram feitos nas mesmas barras 3, 26 e 53, visando a comparação dos impactos provocados pelo gerador síncrono no sistema quando este opera com FP constante ou com tensão terminal constante.

• <u>Barra 3 (*tap* em 104%)</u>

A Fig. 4.37 (a) mostra que quando o gerador síncrono injeta potência na barra 3, o perfil de tensão praticamente não sofre variação alguma, podendo-se injetar a máxima quantidade de potência ativa considerada neste estudo de 4 MW. Na Fig. 4.37 (b), percebe-se que na verdade o gerador não consegue manter a tensão terminal constante no valor pré-especificado de 1 p.u., sendo que o sistema de controle de tensão atua de forma que o gerador opera o tempo todo em seu limite mínimo de capacidade de potência reativa (FP de 0,95 indutivo). Isso ocorre devido à proximidade da barra em relação à subestação, que impõe um valor de tensão para a barra 3 bem acima do valor de tensão especificado de 1 p.u.



Figura 4.37: (a) Perfil de tensão para cada incremento de potência injetada de 100kW na barra 3. (b) Variação do módulo de tensão da barra 3 para cada incremento de potência injetada de 100kW. (c) Potência reativa injetada ou consumida $Q = \pm P.tan(\arccos(FP=0.95))$.
Na Fig. 4.37 (c) se verifica que o gerador opera no limite mínimo de capacidade de potência reativa ($Q_{min} = -P.tan(arccos (0.95))$). O sinal negativo indica que o gerador consome potência reativa. Ou seja, nesse caso não houve diferença em relação ao modo de controle da tensão terminal constante em relação ao modo de fator de potência constante, a não ser pelo fato do próprio controlador escolher qual é o fator de potência mais adequado do ponto de vista do controle de tensão, o capacitivo ou o indutivo. Considerando que o limite para o fator de potência é mais flexível (FP de ±0,9) também não ocorre grande variação no perfil de tensão do sistema, isso é mostrado na Fig. 4.38 (a). No caso da variação do módulo de tensão da barra 3, verifica-se que o sistema de controle de tensão atua de forma similar ao caso onde o limite é de ± 0.95 , e que o gerador opera no limite de consumo de potência reativa, uma vez que à tensão da barra está muito acima do valor especificado (1 p.u.). Isso é mostrado na Fig. 4.38 (b), contudo, nesse caso a quantidade de potência reativa fornecida pelo gerador em seu limite inferior faz com que o módulo de tensão diminua visando alcançar seu valor especificado de 1 p.u. A Fig. 4.38 (c) mostra que o gerador opera no seu limite inferior de potência reativa. Percebe-se a partir dessa análise inicial, que o gerador precisaria de uma capacidade de potência reativa muito maior para conseguir competir com a subestação, e assim manter tensão terminal constante em um determinado valor pré-especificado.



Figura 4.38: (a) Perfil de tensão para cada incremento de potência injetada de 100kW na barra 3. (b) Variação do módulo de tensão da barra 3 para cada incremento de potência injetada de 100kW. (c) Potência reativa injetada ou consumida $Q = \pm P.tan(\arccos(FP=0.90))$.

• <u>Barra 26 (*tap* em 104%)</u>

As Figuras 4.39 e 4.40 correspondem ao modo de controle de tensão terminal constante, considerando os limites de potência reativa com fatores de potência 0,95 e 0,9, respectivamente. Pode-se verificar que a injeção de potência ativa pelo gerador síncrono nessa barra, fará com que o perfil de tensão do sistema varie de forma apreciável com cada incremento de 100 kW, como é mostrado nas figuras 4.39 (a) e 4.40 (a).



Figura 4.39: (a) Perfil de tensão para cada incremento de potência injetada de 100 kW na barra 26. (b) Variação do módulo de tensão da barra 26 para cada incremento de potência injetada de 100kW. (c) Potência reativa injetada ou consumida $Q = \pm P.tan(\arccos(FP=0.95))$.



Figura 4.40: (a) Perfil de tensão para cada incremento de potência injetada de 100 kW na barra 26. (b) Variação do módulo de tensão da barra 26 para cada incremento de potência injetada de 100kW. (c) Potência reativa injetada ou consumida $Q = \pm P.tan(\arccos(FP=0,90))$.

A variação do módulo de tensão com cada incremento de potência ativa injetada é mostrada nas figuras 4.39 (b) e 4.40 (b). Percebe-se novamente que o gerador não consegue manter a tensão constante na barra, devido à quantidade insuficiente de potência reativo, vindo a operar

com fator de potência constante no limite de inferior de potência reativa (FP indutivo). Nas figuras 4.39 (c) e 4.40 (c) se verifica que o gerador opera o tempo todo mantendo o FP constante, e absorvendo potência reativa no seu limite de capacidade Qmin = - P.tan (arccos (FP)).

• <u>Barra 53 (*tap* em 104%)</u>

No caso da barra 53, para cada incremento de 100 kW de potência injetada pelo gerador se verifica uma variação considerável do perfil de tensão do sistema, apesar disso, também se pode verificar que para uma determinada quantidade de potência injetada, a tensão terminal do gerador se mantém no valor especificado de 1 p.u., como é mostrado nas figuras 4.41 (a) e 4.42 (a). Nas figuras 4.41 (b) e 4.42 (b), pode-se ver com maior clareza como atua o controle de tensão. Como a tensão está muito abaixo de 1 p.u., e a quantidade de potência reativa requerida para elevar a tensão é muito grande, o sistema de controle fará com que o gerador fique operando no seu limite superior de potência reativa (FP capacitivo) como se vê nas figuras 4.41 (c) e 4.42 (c). O gerador ficará operando dessa forma até que se alcance a tensão especificada de 1 p.u., e a quantidade de potência reativa seja suficiente para manter essa tensão, como é mostrado nas Figuras 4.41 (b) e 4.42 (b).



Figura 4.41: (a) Perfil de tensão para cada incremento de potência injetada de 100kW na barra 53. (b) Variação do módulo de tensão da barra 53 para cada incremento de potência injetada de 100kW. (c) Potência reativa injetada ou consumida $Q = \pm P.tan(\arccos(FP=0.95))$.



Figura 4.42: (a) Perfil de tensão para cada incremento de potência injetada de 100kW na barra 53. (b) Variação do módulo de tensão da barra 53 para cada incremento de potência injetada de 100kW. (c) Potência reativa injetada ou consumida $Q_{mín} = \pm P.tan(\arccos(FP=0.90))$.

Por exemplo, quando o gerador injeta 1000 kW a quantidade de potência reativa que o gerador precisa para manter a tensão constante, está dentro dos limites de potência reativa como é mostrado nas figuras 4.41 (c) e 4.42 (c), portanto, a tensão fica no valor especificado. Mas conforme se incrementa a potência injetada a quantidade de potência reativa requerida é mais elevada, fazendo com que novamente o gerador comece a operar com fator de potência constante, mas agora no limite inferior de potência reativa requerida (FP indutivo), com o objetivo de minimizar a variação da tensão e maximizar a potência que o gerador síncrono pode injetar. Quando o gerador injeta 1500 kW, pode-se ver nas figuras 4.41 (c) e 4.42 (c) que a quantidade de potência reativa necessária para manter a tensão em 1 p.u. é insuficiente, portanto, o gerador passa a operar de forma a controlar o FP, mas agora com FP indutivo. Como conseqüência, a tensão varia numa quantidade muito menor do que operando com FP capacitivo, como se mostra nas figuras 4.41 (b) e 4.42 (b). Na Tabela 4.18, são apresentados os valores da máxima potência injetada pelos geradores síncronos nas barras 3, 26 e 53. Pode-se verificar que o principal fator limitante em barras distantes da subestação de distribuição vem a ser o limite superior de tensão de 1.05 p.u., e em barras próximas da subestação o fator limitante é o limite de potência injetada de 4MW.

barra 3		barra 26		barra 53		
$\left FP \right = \cos(\phi)$	Máx. Potência Injetada GD (kW)	Fator limitante	Máx. Potência Injetada GD (kW)	Fator limitante	Máx. Potência Injetada GD (kW)	Fator limitante
0,90	4000	Limite de potência injetada com GD (4 MW)	1100	Limite de tensão	2800	Limite de tensão
0,95	4000	Limite de potência injetada com GD (4 MW)	1100	Limite de tensão	2500	Limite de tensão

Tabela 4. 18: Máxima potência ativa injetada com geradores síncronos nas barras 3, 26 e 53 nomáximo carregamento e operando com tensão terminal constante.

4.5.1.2 Resultados de impacto nas perdas elétricas de potência

• <u>Barra 3 (*tap* em 104%)</u>

No caso das perdas elétricas de potência, pode-se verificar nas figuras 4.43 (a) e (b), que essas diminuem, mas em uma quantidade insignificante. O fato de a barra 3 estar localizada muito próxima da subestação primária e que não alimenta carga alguma, explica o porquê das perdas não sofrerem muita variação.

Nas Tabelas 4.19 e 4.20, apresentam-se os valores de perdas mínimas, assim como os valores de perdas conseguidas para a máxima quantidade de potência ativa que o gerador pode injetar.



Figura 4.43: (a) Perdas elétricas de potência ativa do sistema (kW) para cada injeção de potência de 100kW na barra 3. (b) Perdas elétricas de potência reativa do sistema (kVAr) para cada injeção de potência de 100kW na barra 3.

Perdas sem geração = 203,66 kW							
	Cos(φ)	Perdas Mínimas (kW)	Potência Injetada (kW) para as Perdas Mínimas	Perdas para Máx. Penetração (kW)	Potência Injetada (kW) para a Máx. Penetração		
	0,90	203,58	2300	203,65	4000		
	0,95	203,54	2700	203,57	4000		

Tabela 4.19: Perdas elétricas de potência ativa (KW) quando se injeta potência na barra 3 em

máxima como como ento o	amanaña da ganada	n címonon o como tomo?	a tomminal constants
– тахино саператеню е	operacao do gerado	r sincrono com lensa	io terminal constante.

Tabela 4.20: Perdas elétricas de potência reativa (kVAr) quando se injeta potência na barra 3 em máximo carregamento e operação do gerador síncrono com tensão terminal constante.

Perdas sem geração = 92,55 kVAR								
Cos(φ)	Perdas Mínimas (kVAr)	Potência Injetada (kW) para as Perdas Mínimas	Perdas para Máx. Penetração (kVAr)	Potência Injetada (kW) para a Máx. Penetração				
0,90 ind	92,37	2300	92,53	4000				
0,95 ind.	92,28	2700	92,34	4000				

• <u>Barra 26 (*tap* em 104%)</u>

A variação das perdas com a quantidade de potência injetada pelo gerador síncrono nesta barra é apresentada nas figuras 4.44 (a) e (b). Pode-se verificar que as perdas elétricas de potência diminuem até certa quantidade de potência injetada, isso como conseqüência da redução das correntes que circulam pelas linhas ao alimentar localmente as demandas de potência ativa e reativa. Outro aspecto importante é que com uma maior capacidade de limite de potência reativa do gerador se consegue uma menor redução de perdas. Esse fato se deve às condições iniciais (sem gerador síncrono), nas quais o módulo de tensão da barra está acima da tensão especificada (1p.u.). Nessas condições, a quantidade de potência reativa requerida para controlar a tensão é insuficiente, portanto, o gerador passa operar o tempo todo no limite inferior de potência reativa (FP indutivo), visando manter a tensão o mais próxima do valor especificado.

Nas Tabelas 4.21 e 4.22, apresentam-se os valores das perdas mínimas, assim como os valores de perdas conseguidas para a máxima quantidade de potência ativa que o gerador pode injetar até alcançar o limite superior de tensão de 1.05 p.u.



Figura 4.44: (a) Perdas elétricas de potência ativa do sistema (kW) para cada injeção de potência de 100kW na barra 26. (b) Perdas elétricas de potência reativa do sistema (kVAr) para cada injeção de potência de 100kW na barra 26.

máximo carregamento e operação do gerador síncrono com tensão terminal constante.							
	Perdas sem geração = 203,66 kW						
	Cos(φ)	Perdas Mínimas (kW)	Potência Injetada (kW) para as Perdas Mínimas	Perdas para Máx. Penetração (kW)	Potência Injetada (kW) para a Máx. Penetração		
	0,90	196,38	300	234,61	1100		

Tabela 4. 21: Perdas elétricas de potência ativa (kW) quando se injeta potência na barra 26 em máximo carregamento e operação do gerador síncrono com tensão terminal constante.

Tabela 4. 22: Perdas elétricas de potência reativa (kVAr) quando se injeta potênc	ia na	barra 2	6
em máximo carregamento e operação do gerador síncrono com tensão termina	l cons	stante.	

400

218,62

1100

Perdas sem geração = 92,55 kVAR								
Cos(φ)	Perdas Mínimas (kVAr)	Potência Injetada (kW) para as Perdas Mínimas	Perdas para Máx. Penetração (kVAr)	Potência Injetada (kW) para a Máx. Penetração				
0,90	88,76	400	99,95	1100				
0,95	86,87	500	93,68	1100				

• <u>Barra 53 (*tap* em 104%)</u>

0,95

192,77

A variação das perdas com o incremento de potência injetada pelo gerador síncrono é apresentada nas figuras 4.45 (a) e (b).



Figura 4.45: (a) Perdas elétricas de potência ativa do sistema (kW) para cada injeção de potência de 100kW na barra 53. (b) Perdas elétricas de potência reativa do sistema (kVAr) para cada injeção de potência de 100kW na barra 53.

Pode-se verificar que as perdas elétricas de potência diminuem até certa quantidade de potência injetada, isso como conseqüência da redução das correntes que circulam pelas linhas, ao alimentar localmente a demanda de potência ativa e reativa. Verifica-se nessas figuras, que as perdas elétricas de potência têm comportamento distinto em 3 situações pela atuação do controle de tensão. Na primeira situação as perdas diminuem como conseqüência do gerador operar no seu limite superior de capacidade de potência reativa (FP capacitivo); na segunda o sistema de controle mantém a tensão no seu valor especificado de 1 p.u., consumindo potência reativa para tal fim, como conseqüência, aumenta as perdas; finalmente, na terceira situação, o gerador fica operando no seu limite inferior de potência reativa (FP indutivo), pois não consegue manter a tensão em 1 p.u., aumentando as perdas elétricas de potência.

Nas Tabelas 4.23 e 4.24 apresentam-se os valores das perdas mínimas, assim como os valores de perdas conseguidas para a máxima quantidade de potência ativa que o gerador pode injetar até alcançar o limite superior de tensão de 1,05 p.u.

Tabela 4. 23: Perdas elétricas de potência ativa (kW) quando se injeta potência na barra 53 em máximo carregamento e operação do gerador síncrono com tensão terminal constante.

Perdas sem geração = 203,66 kW								
Cos(φ)	Perdas Mínimas (kW)	Potência Injetada (kW) para as Perdas Mínimas	Perdas para Máx. Penetração (kW)	Potência Injetada (kW) para a Máx. Penetração				
0,90	95,03	800	384,76	2800				
0,95	98,73	800	253,79	2500				

Perdas sem geração = 92,55 kVAR						
Cos(φ) Perdas Mínin (kVAr)		Potência Injetada (kW) para as Perdas Mínimas	Perdas para Máx. Penetração (kVAr)	Potência Injetada (kW) para a Máx. Penetração		
0,90	46,58	800	174,82	2800		
0,95	48,14	800	117,44	2500		

Tabela 4. 24: Perdas elétricas de potência reativa (kVAr) quando se injeta potência na barra 53 em máximo carregamento e operação do gerador síncrono com tensão terminal constante.

• Impacto nas perdas considerando todas as barras do sistema

A Fig. 4.46 (a) mostra as perdas de potência mínimas que se pode conseguir quando o gerador síncrono injeta potência em cada uma das barras. Na Fig. 4.46 (b) apresenta-se o valor de potência injetada pelo gerador síncrono nas barras do sistema para se obter o valor de perdas mínimas da Fig. 4.46 (a).



Figura 4.46: (a) Perdas mínimas de potência ativa em cada barra do sistema (kW). (b) Potência injetada para se conseguir o valor de perdas mínimas (kW).

No caso de perdas elétricas de potência reativa, seu comportamento é similar ao das perdas ativas. Os valores de perdas mínimas, assim como, a potência necessária para conseguir tais perdas são mostradas nas Figuras 4.47 (a) e (b), respectivamente. Pode-se concluir que a flexibilização do limite de fator de potência do gerador de 0,95 para 0,90 visando a melhoria do controle da tensão terminal impacta de forma conflitante a diminuição das perdas. Ou seja, com o fator de potência do gerador limitado em 0,95 consegue-se chegar, na maioria das barras, a níveis de perdas menores comparados ao caso onde o fator de potência é limitado em 0,90.



Figura 4.47: (a) Perdas mínimas de potência reativa em cada barra do sistema (kVAR). (b) Potência injetada para se conseguir o valor de perdas mínimas (kW).

4.5.1.3 Resultados sobre o máximo nível de penetração dos geradores

síncronos



Figura 4.48 Máxima potência injetada com geradores síncronos quando operam com tensão terminal constante em máximo carregamento.

A Fig. 4.48 apresenta os valores de máxima potência ativa que se pode injetar nas diferentes barras do sistema em estudo no modo de controle da tensão terminal. São considerados os dois casos correspondentes às capacidades limites de potência reativa que se pode gerar ou consumir (considerou-se FP = 0,95 e 0,90). Percebe-se a partir desse teste que a flexibilização dos limites de potência reativa de 0,95 para 0,90 leva a um nível máximo de penetração um pouco maior, uma vez que o controle de tensão se torna mais eficiente, sendo necessária uma

quantidade maior de geração em cada barra para que o perfil de tensão saia da faixa adequada. O Apêndice C apresenta uma tabela com os resultados numéricos desse teste.

4.5.2 Testes em mínimo carregamento

A metodologia empregada é similar à utilizada no máximo carregamento (ver figura 4.36). Além disso, foram considerados os seguintes aspectos:

- i) O fator de carregamento foi considerado igual a 20% do máximo carregamento;
- São considerados dois cenários, correspondentes à regulação do *tap* em 104% e 100%, como mostrado na Fig. 4.4;
- iii) Os fatores limitantes considerados no estudo foram: os limites de tensão de ±5% e o limite de potência injetada pelos geradores síncronos de 4 MW;
- iv) O controle de tensão é regulado de forma a manter a tensão especificada em 1 p.u..

4.5.2.1 Resultados do impacto no perfil de tensão

Como no caso de máximo carregamento, os estudos foram realizados nas barras 3, 26 e 53, de acordo com o item 4.3 deste capítulo.

• <u>Barra 3 (*tap* em 104%)</u>

As figuras 4.49 (a) e 4.50 (a) mostram o impacto da injeção de potência pelo gerador nessa barra. Praticamente não se produz variação no perfil de tensão com cada incremento de potência injetada, podendo o gerador fornecer potência até seu valor limite de 4 MW. Nota-se a partir das figuras 4.49 (b) e 4.50 (b), que o sistema de controle de tensão não consegue manter a tensão constante, no caso da Fig. 4.49 (b), verifica-se que apesar de o gerador operar o tempo todo em seu limite inferior de capacidade de potência reativa (0,95 indutivo), essa quantidade não é suficiente para diminuir a tensão visando alcançar o valor especificado de 1 p.u.



Figura 4.49: (a) Perfil de tensão para cada incremento de potência injetada de 100kW na barra 3. (b) Variação do módulo de tensão da barra 3 para cada incremento de potência injetada de 100kW. (c) Potência reativa injetada ou consumida $Q_{mín} = \pm P.tan(\arccos(FP=0.95))$.

No caso da figura 4.50 (b), o sistema de controle também faz com que o gerador opere em seu limite inferior de capacidade de potência reativa (nesse caso 0,9 indutivo). Diferentemente do que acontecia com a tensão no caso de operar com FP de 0,95, com FP de 0,9 a tensão diminui conforme aumenta a injeção de potência ativa fornecida pelo gerador síncrono, contudo essa diminuição é desprezível por ser da ordem de 10⁻⁵. Finalmente nas figuras 4.49 (c) e 4.50 (c), são apresentadas as quantidades de potência reativa injetada ou consumida pelo gerador visando o controle da tensão. Percebe-se que a injeção de potência reativa se mantém no seu limite indutivo.



Figura 4.50: (a) Perfil de tensão para cada incremento de potência injetada de 100 kW na barra 3. (b) Variação do módulo de tensão da barra 3 para cada incremento de potência injetada de 100kW. (c) Potência reativa injetada ou consumida $Q_{mn} = \pm P.tan(\arccos(FP=0.90))$.

• <u>Barra 26 (*tap* em 104%)</u>

No mínimo carregamento, a variação do perfil de tensão com a injeção de potência na barra 26 é significativa. Pode-se notar nas figuras 4.51 (a) e 4.52 (a) que o perfil de tensão rapidamente chega ao limite superior de tensão, limitando a potência que se pode injetar na barra 26.



Figura 4.51: (a) Perfil de tensão para cada incremento de potência injetada de 100kW na barra 26. (b) Variação do módulo de tensão da barra 26 para cada incremento de potência injetada de 100kW. (c) Potência reativa injetada ou consumida $Q_{mín} = \pm P.tan(\arccos(FP=0.95))$.

As figuras 4.51 (b) e 4.52 (b) mostram que o módulo de tensão da barra 26 aumenta para cada incremento de potência injetada pelo gerador síncrono. Por outro lado, como o perfil de tensão está acima do valor de tensão especifica de 1 p.u., o controle de tensão ficará o tempo todo no seu limite inferior de capacidade de potência reativa (FP indutivo), como é mostrado nas figuras 4.51 (c) e 4.52 (c).



Figura 4.52: (a) Perfil de tensão para cada incremento de potência injetada de 100kW na barra 26. (b) Variação do módulo de tensão da barra 26 para cada incremento de potência injetada de 100kW. (c) Potência reativa injetada ou consumida $Q_{mn} = \pm P.tan(\arccos(FP=0.90))$.

• <u>Barra 53 (*tap* em 104%)</u>

A Fig. 4.53 (a) ilustra a variação do perfil de tensão do sistema para cada incremento de 100kW injetados nessa barra. Não se consegue controlar a tensão terminal do gerador porque a quantidade de potência reativa disponível para diminuir a tensão da barra a seu valor especificado de 1 p.u. é insuficiente, portando o gerador fica operando no seu limite inferior de potência reativa (FP = 0,95 indutivo) como é mostrado nas figuras 4.53 (b) e (c).



Figura 4.53: (a) Perfil de tensão para cada incremento de potência injetada de 100kW na barra 53. (b) Variação do módulo de tensão da barra 53 para cada incremento de potência injetada de 100kW. (c) Potência reativa injetada ou consumida $Q_{mín} = \pm P.tan(\arccos(FP=0.95))$.

Quando se incrementa o limite de capacidade de potência reativa do gerador síncrono (FP=0,9) se tem uma situação similar à obtida na Fig. 4.53, não se consegue controlar a tensão terminal do gerador, isso é mostrado na Fig. 4.54.



Figura 4.54: (a) Perfil de tensão para cada incremento de potência injetada de 100kW na barra 53. (b) Variação do módulo de tensão da barra 53 para cada incremento de potência injetada de 100kW. (c) Potência reativa injetada ou consumida $Q_{mín} = \pm P.tan(\arccos(FP=0.90))$.

• <u>Barra 53 (*tap* 100%)</u>

Quando o *tap* do transformador é regulado em 100%, o perfil de tensão em mínimo carregamento fica dentro dos limites de tensão regulamentados. Nessas condições o gerador síncrono poderá injetar uma maior quantidade de potência nas barras do sistema, devido a se ter uma maior folga para possíveis variações de tensão. No caso da barra 53, é mostrada nas figuras 4.55 (a) e 4.56 (a), a variação do perfil de tensão para cada incremento de 100 kW de potência injetada. Na caso da Fig. 4.55 foi considerado um FP de 0,95 para o cálculo dos limites de potência reativa e no caso da Fig. 4.56, considerou-se um FP de 0,9. A Fig. 4.55 (b) mostra a variação do módulo da tensão da barra 53. Pode-se verificar que o sistema de controle não consegue manter a tensão no seu valor especificado, mas faz com que o gerador opere no seu limite superior de potência reativa (FP = 0,95 capacitivo) até ultrapassar a tensão especificada de 1 p.u., em seguida o controle faz com que o gerador opere no seu limite inferior de potência reativo).



Figura 4.55: (a) Perfil de tensão para cada incremento de potência injetada de 100kW na barra 53. (b) Variação do módulo de tensão da barra 53 para cada incremento de potência injetada de 100kW. (c) Potência reativa injetada ou consumida $Q_{mín} = \pm P.tan(\arccos(FP=0.95))$.

Na Fig. 4.56 (b), mostra-se que o sistema de controle do gerador consegue manter a tensão no valor especificado de 1 p.u. para uma injeção de potência de 300 e 400 kW, para esses valores de potência ativa injetada, a potência reativa requerida para manter a tensão constante está dentro dos limites requeridos, como é mostrado na Fig. 4.56 (c).



Figura 4.56: (a) Perfil de tensão para cada incremento de potência injetada de 100kW na barra 53. (b) Variação do módulo de tensão da barra 53 para cada incremento de potência injetada de 100kW. (c) Potência reativa injetada ou consumida $Q_{mín} = \pm P.tan(\arccos(FP=0.90))$.

4.5.2.2 Resultados de impacto nas perdas elétricas de potência

• <u>Barra 3 (*tap* em 104%)</u>

No caso da barra 3, a Fig. 4.57 mostra a variação das perdas ativas para os dois limites de capacidades de potência reativa do gerador considerados neste trabalho (FP=0,9 e 0,95), pode-se ver como aumenta as perdas para cada incremento de potência ativa injetada. Esse fato se deve a que o gerador fica sempre operando em seu limite inferior de potência reativa, comportando-se de forma similar ao que se tinha no caso de o gerador operar com FP indutivo constante, o que já foi apresentado (Fig. 4.29).

Nas Tabelas 4.25 e 4.21, apresentam-se os valores de perdas mínimas ativas e reativas, respectivamente, assim como os valores de perdas conseguidas para a máxima quantidade de potência ativa que o gerador pode injetar.



Figura 4.57: (a) Perdas elétricas de potência ativa do sistema (kW) para cada injeção de potência de 100kW na barra 3. (b) Perdas elétricas de potência reativa do sistema (kVAr) para cada injeção de potência de 100kW na barra 3.

Tabela 4. 25: Perdas elétricas de potência ativa (kW) quando se injeta potência na barra 3 em

Perdas sem geração = 7,23 kW							
Cos(φ)	Perdas Mínimas (kW) Potência Injetada (kW) para as Perdas Mínimas		Perdas para Máx. Penetração (kW)	Potência Injetada (kW) para a Máx. Penetração			
0,90	7,22	400	7,45	4000			
0,95	7,22	500	7,42	4000			

mínimo carregamento e operação do gerador síncrono com tensão terminal constante.

Tabela 4. 26: Perdas elétricas de potência reativa (kVAr) quando se injeta potência na barra 3 em

mínimo	carregamento e	operação c	do gerad	or síncrono	com	tensão	terminal	constante
	0	1 5	0					

	Perdas sem geração = 3,31 kVAR								
Cos(φ)		Perdas Mínimas (kVAr)	Potência Injetada (kW) para as Perdas Mínimas	Perdas para Máx. Penetração (kVAr)	Potência Injetada (kW) para a Máx. Penetração				
	0,90	3,30	400	3,86	4000				
	0,95	3,30	500	3,76	4000				

• <u>Barra 26 (*tap* em 104%)</u>

Nas figuras 4.58 (a) e (b) são apresentados os valores de perdas elétricas de potência ativa e reativa, respectivamente, pode-se verificar que o comportamento das perdas é similar ao obtido na barra 3, em outras palavras, essas aumentam. Contudo, para o caso da barra 26, as perdas aumentam consideravelmente para uma pequena quantidade de potência injetada pelos geradores. Esse aumento será maior quanto maior for a capacidade limite de potência reativa do gerador.

Nas Tabelas 4.27 e 4.28, apresentam-se os valores de perdas mínimas, assim como os valores de perdas conseguidas para a máxima quantidade de potência ativa que o gerador pode injetar.



Figura 4.58: (a) Perdas elétricas de potência ativa do sistema (kW) para cada injeção de potência de 100kW na barra 26. (b) Perdas elétricas de potência reativa do sistema (kVAr) para cada injeção de potência de 100kW na barra 26.

Tabela 4. 27: Perdas elétricas de potência ativa (kW) quando se injeta potência na barra 26 em

Perdas sem geração = 7,23 kW				
Cos(φ)	Perdas Mínimas (kW)	Potência Injetada (kW) para as Perdas Mínimas	Perdas para Máx. Penetração (kW)	Potência Injetada (kW) para a Máx. Penetração
0,90	7,07	100	14,15	400
0,95	6,88	100	9,59	300

mínimo carregamento e operação do gerador síncrono com tensão terminal constante.

Tabela 4. 28: Perdas elétricas de potência reativa (kVAr) quando se injeta potência na barra 26 em mínimo carregamento e operação do gerador síncrono com tensão terminal constante.

Perdas sem geração = 3,31 kVAR				
Cos(φ)	Perdas Mínimas (kVAr)	Potência Injetada (kW) para as Perdas Mínimas	Perdas para Máx. Penetração (kVAr)	Potência Injetada (kW) para a Máx. Penetração
0,90	3,19	100	5,50	400
0,95	3,11	100	3,93	300

• <u>Barra 53 (*tap* em 104%)</u>

Na barra 53 são analisados dois casos correspondentes às regulações do *tap* em 104% e 100%. Na Fig. 4.59 se vê que as perdas se comportam de forma similar que na barra 26 e 3 quando o *tap* é regulado em 104%. Isso se deve a fato de o módulo de tensão da barra se encontrar acima do valor de tensão especificado de 1 p.u., fazendo com que o sistema de controle atue de forma que o gerador fique operando no seu limite inferior de potência reativa (FP indutivo). As perdas aumentam igualmente ao que ocorreu nas barras 3 e 26.

Nas Tabelas 4.29 e 4.30, são apresentados os valores de perdas obtidos quando o gerador opera com tensão terminal constante. Nessas tabelas são mostrados os valores de perdas mínimas obtidas, assim como os valores de perdas obtidos para a máxima penetração dos geradores síncronos na barra 53.



Figura 4.59: (a) Perdas elétricas de potência ativa do sistema (kW) para cada injeção de potência de 100kW na barra 53. (b) Perdas elétricas de potência reativa do sistema (kVAr) para cada injeção de potência de 100kW na barra 53.

Tabela 4. 29: Perdas elétricas de potência ativa (kW) quando se injeta potência na barra53 em mínimo carregamento e operação do gerador síncrono com tensão terminal constante (*tap* 104%).

Perdas sem geração = 7,23 kW				
Cos(φ)	Perdas Mínimas (kW)	Potência Injetada (kW) para as Perdas Mínimas	Perdas para Máx. Penetração (kW)	Potência Injetada (kW) para a Máx. Penetração
0,90	6,16	100	21,91	700
0,95	5,43	200	13,21	600

Perdas sem geração = 3,31 kVAR				
Cos(φ)	Perdas Mínimas (kVAr)	Potência Injetada (kW) para as Perdas Mínimas	Perdas para Máx. Penetração (kVAr)	Potência Injetada (kW) para a Máx. Penetração
0,90	2,86	100	9,87	700
0,95	2,56	200	6,05	600

Tabela 4. 30: Perdas elétricas de potência reativa (kVAr) quando se injeta potência na barra53 em mínimo carregamento e operação do gerador síncrono com tensão terminal constante (*tap* 104%).

• <u>Barra 53 (*tap* em 100%)</u>

Para uma regulação do *tap* em 100%, as figuras 4.60 (a) e (b) mostram que para essas condições de geração de potência, a quantidade de potência que os geradores podem injetar aumenta consideravelmente, como conseqüência as perdas elétricas de potência também aumentam.



Figura 4.60: (a) Perdas elétricas de potência ativa do sistema (kW) para cada injeção de potência de 100kW na barra 53. (b) Perdas elétricas de potência reativa do sistema (kVAr) para cada injeção de potência de 100kW na barra 53.

Nas Tabelas 4.31 e 4.32, são apresentados os valores de perdas mínimas obtidas, assim como os valores de perdas obtidos para a máxima penetração dos geradores síncronos na barra 53 quando o gerador síncrono opera com tensão terminal constante.

Perdas sem geração = 7,23 kW				
Cos(φ)	Perdas Mínimas (kW)	Potência Injetada (kW) para as Perdas Mínimas	Perdas para Máx. Penetração (kW)	Potência Injetada (kW) para a Máx. Penetração
0,90	2,56	300	184,33	2000
0,95	3,26	400	125,81	1800

Tabela 4.31: Perdas elétricas de potência ativa (kW) quando se injeta potência na barra 53 em mínimo carregamento e operação do gerador síncrono com tensão terminal constante (*tap* 100%).

Tabela 4.32: Perdas elétricas de potência reativa (kVAr) quando se injeta potência na barra 53 em mínimo carregamento e operação do gerador síncrono com tensão terminal constante (*tap* 100%).

Perdas sem geração = 3,31 kVAR				
Cos(φ)	Perdas Mínimas (kVAr)	Potência Injetada (kW) para as Perdas Mínimas	Perdas para Máx. Penetração (kVAr)	Potência Injetada (kW) para a Máx. Penetração
0,90	1,39	300	81,36	2000
0,95	1,72	400	55,70	1800

• Impacto nas perdas considerando todas as barras do sistema(*tap* em 104%)

Para todo o sistema as figuras 4.61 (a) e 4.62 (a) apresentam os valores de perdas mínimas conseguidas em cada uma das barras do sistema com a injeção de potência pelo gerador.



Figura 4.61: (a) Perdas mínimas de potência ativa em cada barra do sistema (kW). (b) Potência injetada para se conseguir o valor de perdas mínimas (kW).

Pode-se verificar que quando o sistema opera com uma regulação de *tap* em 104%, se conseguirá uma maior diminuição das perdas elétricas de potência no caso do gerador ter uma menor capacidade limite de potência reativa (FP=0,95), no caso apresentado foi de $Q = \pm P \tan(\arccos(0,95))$). As tensões das barras têm um valor acima da tensão especificada (1p.u.), fazendo com que o gerador sempre fique consumindo potência reativa da rede (FP indutivo), com o fim de diminuir o aumento de tensão com cada incremento de potência injetada. Nas figuras 4.61 (b) e 4.62 (b) são apresentados os valores de potência que o gerador síncrono tem que injetar para conseguir minimizar as perdas ativas e reativas, respectivamente.



Figura 4.62: (a) Perdas mínimas de potência reativa em cada barra do sistema (kVAr). (b) Potência injetada para se conseguir o valor de perdas mínimas (kW).

Impacto nas perdas considerando todas as barras do sistema(*tap* em 100%)

Quando o sistema opera com uma regulação de *tap* em 100%, as perdas elétricas de potência são diminuídas em maior quantidade quando se tem uma maior capacidade de potência reativa, neste estudo para FP = 0,9 se tem uma maior quantidade de potência reativa fornecida pelo gerador ($Q = \pm P \tan(\arccos(0,90))$). Esses resultados são mostrados nas figuras 4.63 (a) e 4.64 (a).

O ajuste do *tap* em posição nominal (ajuste em 100%) resulta em tensão abaixo de 1 p.u. em todas as barras do sistema, assim o sistema de controle fará com que o gerador opere no seu limite superior (capacitivo) de potência reativa até alcançar a tensão especificada. Nesse modo de operação as perdas diminuem consideravelmente no caso de máximo carregamento e em uma quantidade não tão significativa no caso de mínimo carregamento. Uma vez alcançada a tensão especificada, o sistema de controle verificará se o gerador tem a quantidade de potência reativa requerida para manter a tensão em 1 p.u., se não possuir a potência reativa suficiente, o sistema de controle fará com que o gerador opere no limite inferior de potência reativa (FP indutivo), nesse caso as perdas começam a aumentar consideravelmente. Essa análise pode ser verificada na Fig. 4.60, que corresponde às perdas obtidas na barra 53 quando o gerador síncrono injeta potência e opera de no modo de tensão constante. A potência injetada para minimizar as perdas em cada barra é mostrada nas figuras 4.63 (b) e 4.64 (b).



Figura 4.63: (a) Perdas mínimas de potência ativa em cada barra do sistema (kW). (b) Potência injetada para se conseguir o valor de perdas mínimas (kW).



Figura 4.64: Perdas mínimas de potência reativa em cada barra do sistema (kVAR). (b) Potência injetada para se conseguir o valor de perdas mínimas (kW).

4.5.2.3 Resultados sobre o máximo nível de penetração dos geradores síncronos

Na Fig. 4.65 é apresentada a máxima potência que geradores síncronos distribuídos podem injetar em cada uma das barras do sistema. Esses valores correspondem à regulação do *tap* em 104%. Percebe-se que a máxima potência injetada é maior no caso em que o limite de capacidade de potência reativa dos geradores é maior. Isso se deve ao fato de o sistema ter um perfil de tensão em condições iniciais acima do valor especificado de tensão de 1 p.u., o que fez o gerador operar no seu limite inferior de capacidade de potência reativa (FP indutivo). Quando o gerador opera com fator de potência indutivo, quanto maior o FP maior será a quantidade de potência injetada pelo gerador, já que a tensão irá demorar mais a alcançar o seu limite superior (1.05 p.u.).



Figura 4.65: Potência máxima injetada quando pelos geradores síncronos quando estes operam com tensão terminal constante e um ajuste *tap* em 104% (kW)



Figura 4.66: Potência máxima injetada quando pelos geradores síncronos quando estes operam com tensão terminal constante e um ajuste *tap* em 100% (kW)

Por outro lado, na Fig. 4.66, pode-se verificar que no caso de o *tap* ser regulado em 100%, a quantidade de potência injetada aumenta consideravelmente, devido à faixa de variação da tensão aumentar. Igualmente ao caso anterior, quanto maior é a capacidade limite de potência reativa dos geradores, maior será a penetração dos geradores síncronos em cada barra do sistema.

4.6 Análise comparativa entre as duas formas de operação dos geradores síncronos

4.6.1 Máximo carregamento (*tap* em 104%)

4.6.1.1 Comparação do máximo nível de penetração dos geradores síncronos



Figura 4.67: Máxima potência injetada para as duas formas de operação do gerador síncrono. Considerou-se FPs de ± 0.95 e 1 no caso de operar com FP constante e uma capacidade limite de potência reativa de Q = $\pm P \tan(\arccos(0.90))$ no caso de operar com tensão terminal constante.

A Fig. 4.67 mostra os valores da máxima potência que pode ser injetada pelos geradores síncronos (sem resultar em sobre-tensão excessiva) para suas duas formas de operação em condições de máximo carregamento. Os fatores limitantes para se seguir injetando potência ativa em uma determinada barra do sistema foram os limites de tensão regulamentados pela ANEEL (ANEEL, 2001) e a máxima penetração especificada para os geradores síncronos de 4 MW. Verifica-se que quando o gerador opera com tensão terminal constante é possível injetar maior quantidade de potência. Contudo, esse fato dependerá da capacidade limite de potência reativa que o gerador tem para manter sua tensão terminal constante. Para o caso da Fig. 4.67, a capacidade limite de potência reativa foi definida para um FP de ±0,9, segundo o fluxograma

mostrado na Fig. 4.36. No caso de o gerador ter uma capacidade limite de potência reativa definida para um FP de $\pm 0,95$, a capacidade de penetração dos geradores síncronos seria a mesma comparada ao caso onde o gerador opera com fator de potência constante de 0,95 indutivo.

4.6.1.2 Comparação das Perdas elétricas de potência

As Figuras 4.68 (a) e 4.69 (a) apresentam a variação das perdas elétricas para os dois modos de operação do gerador, verificando-se a diminuição das perdas em maior ou menor grau dependendo da localização da unidade de geração no sistema. Pode-se ver na Fig. 4.68 (a) que a operação com tensão terminal constante em barras próximas da subestação não garante uma significativa diminuição das perdas, uma vez que nessas barras, para uma regulação do *tap* em 104%, o gerador fica operando no seu limite inferior de potência reativa (0,9 indutivo) já que as tensões impostas pela subestação se encontram acima do valor especificado de 1 p.u. Em geral, para essas condições de geração, a operação do gerador com FP capacitivo é a mais favorável para diminuir as perdas elétricas.

No caso das perdas mínimas de potência reativa se verifica na Fig. 4.69 (a) o mesmo que no caso das perdas elétricas ativas, ou seja, que uma maior redução de perdas se consegue quando o gerador opera com FP constante capacitivo. A potência injetada para conseguir tais perdas é mostrada na Fig. 4.69 (b).



Figura 4.68: (a) Perdas elétricas ativas mínimas obtidas para as duas formas de operação do gerador. (b) Potência ativa injetada para se conseguir o valor de perdas mínimo da Fig. 4.68 (a).



Figura 4.69: (a) Perdas elétricas reativas mínimas obtidas para as duas formas de operação do gerador. (b) Potência ativa injetada para se conseguir o valor de perdas mínimo da Fig. 4.69 (a).

4.6.2 Mínimo carregamento (tap em 104%)

4.6.2.1 Comparação do máximo nível de penetração dos geradores síncronos

Na Fig. 4.70 se verifica que os geradores síncronos têm uma maior capacidade de injeção de potência no caso em que operam com tensão terminal constante. Apesar disso, esse fato é dependente da capacidade de potência reativa pré-especificada para o gerador. Nos resultados mostrados na Fig.4.70 considerou-se a capacidade limite de potência reativa $Q = \pm P \tan(\arccos(0,90))$, a qual é recalculada a cada incremento de P (passo de 100 kW). No caso do gerador operar com FP constante, foi considerado os FPs de ±0,95 e 1. A atuação do controle de tensão faz com que o gerador opere em seu limite inferior de capacidade de potência reativa (FP=0,90 indutivo) no caso em que a capacidade de potência reativa é insuficiente para manter a tensão terminal no valor especificado. O ajuste do tap em 104% produz um aumento nas tensões das barras, sem a presença dos geradores síncronos, acima de 1 p.u., por esse motivo o sistema de controle de tensão se mantém operando no seu limite inferior de potência reativa (com FP de 0,9 indutivo) visando diminuir o incremento de tensão e maximizando a potência injetada em cada uma das barras do sistema em estudo.



Figura 4.70: Máxima potência injetada nas duas formas de operação do gerador síncrono. Considerou-se FPs de ± 0.95 e 1 no caso de operar com FP constante e uma capacidade limite de potência reativa de Q = $\pm P \tan(\arccos(0.90))$ no caso de operar com tensão terminal constante.

4.6.2.2 Comparação das perdas elétricas de potência

Como o gerador opera o tempo todo em seu limite inferior de potência reativa (FP indutivo), isso faz com que as perdas elétricas de potência no modo de controle de tensão sejam maiores do que no caso de operar com FP constante, como é mostrado na Fig. 4.71 (a). A quantidade de potência injetada para se conseguir o valor de perdas mínimas dependendo da forma de operação do gerador é mostrada na Fig. 4.71(b). Essa análise mostra claramente que o controle de tensão e a diminuição das perdas são objetivos conflitantes.



Figura 4.71: (a) Perdas elétricas ativas mínimas obtidas para as duas formas de operação do gerador. (b) Potência ativa injetada para se conseguir o valor de perdas mínimo da Fig. 4.71 (a).

As perdas elétricas reativas têm um comportamento similar ao das perdas ativas como é mostrado na Fig. 4.72 (a). Da mesma maneira, na Fig. 4.72 (b), apresentam-se a quantidade de potência ativa que deve ser injetada para se conseguir as perdas mínimas da Fig. 4.72 (a).



Figura 4.72: (a) Perdas elétricas reativas mínimas obtidas para as duas formas de operação do gerador. (b) Potência injetada para conseguir o valor de perdas mínimo da Fig. 4.72 (a).

4.6.3 Mínimo carregamento (*tap* em 100%)

4.6.3.1 Comparação do máximo nível de penetração dos geradores síncronos



Figura 4.73: Máxima potência injetada nas duas formas de operação do gerador síncrono. Considerou-se FPs de ± 0.95 e 1 no caso de operar com FP constante e uma capacidade limite de potência reativa de Q = $\pm P \tan(\arccos(0.90))$ no caso de operar com tensão terminal constante.

Quando o *tap* é ajustado em 100% e o sistema se encontra operando no mínimo carregamento, verifica-se o aumento da capacidade de penetração de potência, mais ainda se ele operar no modo de tensão terminal constante, como é mostrado na Fig. 4.73. Igualmente que nos

estudos dos outros casos considerou-se um limite de capacidade de potência reativa de $Q = \pm P \tan(\arccos(0,90))$ e no modo de fator de potência constante se considerou FPs de $\pm 0,95$ e 1.

4.6.3.2 Comparação das perdas elétricas de potência

Nas condições de carregamento leve, a operação com tensão terminal constante garante maior diminuição das perdas, como mostra as Figuras 4.74 (a) e 4.75 (a) para os casos de perdas ativas e reativas, respectivamente. A maior diminuição das perdas nessas condições tem sua explicação devido à regulação do *tap* em 100%, o que faz com que as tensões das barras se encontrem, nas condições iniciais sem geradores síncronos, abaixo do valor especificado de 1 p.u., fazendo com que inicialmente o gerador opere em seu limite superior de tensão (FP capacitivo) visando alcançar a sua tensão especificada. Dependendo da capacidade de potência reativa para a respectiva injeção de potência do gerador síncrono este opera mantendo sua tensão terminal em 1 p.u. ou simplesmente vem a operar no seu limite inferior de capacidade de potência reativa (FP indutivo) visando manter a sua tensão terminal o mais próxima do valor especificado. O fato de o gerador inicialmente operar em seu limite superior de potência reativa (FP capacitivo) faz com que as perdas diminuíam em maior quantidade do que no caso de operar com FP constante.

Os valores da potência injetada necessária para alcançar o valor de perdas mínimas são mostrados nas Figuras 4.74 (b) e 4.75 (b), para os casos de perdas ativas mínimas e perdas reativas mínimas, respectivamente.



Figura 4.74: (a) Perdas elétricas ativas mínimas obtidas para as duas formas de operação do gerador. (b) Potência ativa injetada para se conseguir o valor de perdas mínimo da Fig. 4.74 (a).



Figura 4.75: (a) Perdas elétricas reativas mínimas obtidas para as duas formas de operação do gerador. (b) Potência injetada para conseguir o valor de perdas mínimo da Fig. 4.68 (a).

4.7 Resultados de impacto na estabilidade de tensão

• <u>Barra 3</u>

A Fig. 4.76 (a) apresenta as curvas PVs da barra 3 quando o gerador síncrono injeta 1 MW de potência ativa usando os fatores de potência 0,9 indutivo, unitário e 0,9 capacitivo. Pode-se verificar que a margem de estabilidade para os três casos é a mesma. Isso ocorre porque a barra 3 está localizada próximo da subestação.



Figura 4.76: (a) Curva PV do sistema para uma injeção de 1 MW de potência pelo gerador síncrono na barra 3 e operando com FP $\pm 0,90$ e 1. (b) Margem de estabilidade para cada incremento de potência injetada pelo gerador síncrono no mín. carregamento. (c) Margem de estabilidade para cada incremento de potência injetada pelo gerador síncrono no máx. carregamento.

O impacto dos geradores síncronos na margem de estabilidade de tensão é praticamente nulo quando o sistema opera em mínimo ou máximo carregamento, isso mostram as figuras 4.76 (b) e 4.76 (c), respectivamente.

• <u>Barra 26</u>

No caso da barra 26, as curvas PVs para uma injeção de 100kW de potência ativa com diferentes fatores de potência são mostradas na Fig. 4.77 (a), verificou-se que a margem de estabilidade aumenta indiferentemente do fator de potência com que opera o gerador, mas no caso de o gerador operar com FP capacitivo se terá um maior aumento da margem. Por outro lado, na Fig. 4.77 (b) é mostrada a variação da margem de estabilidade para cada incremento de 100kW de potência injetada pelo gerador síncrono quando o sistema opera no mínimo carregamento, os valores da margem são mostrados até o valor de penetração máxima levando em consideração o limite superior de tensão e o limite de potência injetada de 4 MW. Verifica-se uma melhoria da margem, mas em uma quantidade bem pequena, devido à grande sensibilidade da tensão dessa barra com a alocação de geradores síncronos (ver Fig. 4.23 (a)). No caso do sistema operar em máximo carregamento verifica-se na Fig. 4.77 (c) que a margem de estabilidade pode alcançar melhorias mais significativas do que no caso de mínimo carregamento. Isso ocorre devido a dois fatores: o primeiro é que esta barra é muito sensível do ponto de vista de variação do módulo de tensão; o segundo fator que contribui ao aumento da margem é o fato que em máximo carregamento o gerador pode injetar uma maior quantidade de potência.



Figura 4.77: (a) Curva PV do sistema para uma injeção de 200 kW de potência pelo gerador síncrono usando FP ± 0.90 e 1. (b) Margem de estabilidade de tensão para cada incremento de 100kW de potência injetada pelo gerador síncrono na barra 26 no mínimo carregamento. (c) Margem de estabilidade de tensão para cada incremento de 100 kW de potência injetada pelo gerador síncrono na barra 26 no máximo carregamento.

• <u>Barra 53</u>

As curvas PV da barra 53 são mostradas na Fig. 4.78 (a), para seu traçado se considerou uma injeção de potência pelo gerador de 400 kW com FPs ± 0.9 e 1.



Figura 4.78: (a) Curvas PVs do sistema para uma injeção de 400 kW de potência pelo gerador síncrono usando FP $\pm 0,90$ e 1. (b) Margem de estabilidade de tensão para cada incremento de potência injetada pelo gerador síncrono na barra 53 no mínimo carregamento. (c) Margem de estabilidade de tensão para cada incremento de potência injetada pelo gerador síncrono na barra 53 no máximo carregamento.

Verifica-se o aumento da margem de estabilidade com a presença dos geradores síncronos e também um maior aumento da margem no caso do gerador operar com FP capacitivo. A variação da margem de estabilidade para cada incremento de 100 kW de potência injetada pelo gerador síncrono quando o sistema opera em mínimo carregamento é mostrada na Fig. 4.78 (b). No caso do sistema operar em máximo carregamento se verifica o aumento da margem de estabilidade de tensão numa quantidade maior do que no mínimo carregamento. No mínimo carregamento, como discutido para a barra 26, a tensão é muito sensível em todas as barras do sistema, por esse motivo a margem de estabilidade no máximo carregamento sempre poderá alcançar melhoras mais significativas em barras distantes da subestação. No caso de barras próximas de subestação a margem praticamente não irá variar como foi o caso da barra 3.

Capítulo 5

Índices de impacto de geração distribuída

5.1 Introdução

No capítulo anterior foram apresentados os resultados dos testes de impacto dos geradores síncronos nos aspectos técnicos de interesse para o desempenho de regime permanente do sistema. Verificou-se que dependendo da barra onde estão localizados os geradores síncronos e da quantidade de potência que esses injetam, tem-se um maior ou menor impacto nos aspectos técnicos estudados. Os resultados obtidos podem ser extremamente úteis para determinar as barras da rede onde o impacto da inserção dos geradores é menor, e como deve ser operado o gerador para um melhor desempenho do sistema. Neste capítulo os resultados já obtidos são utilizados para a definição de índices que possam servir para determinar, de forma prática, o impacto dos geradores síncronos no desempenho de regime permanente de redes de distribuição. Esses índices servirão como ferramentas de análise às concessionárias e engenheiros de distribuição encarregados pela integração de geração distribuída na rede, visando a maximização dos benefícios para o sistema e para os proprietários dos geradores. A idéia básica é que os vários impactos técnicos possam ser combinados em um índice global ponderado de acordo com o interesse de uma determinada concessionária.

5.2 Índice de impacto da geração distribuída

5.2.1 Índice baseado no critério de variação do perfil de tensão (IGDVp)

Este índice mostra as barras do sistema onde a potência injetada pelo gerador síncrono ajuda a melhorar o perfil de tensão do sistema. Para sua obtenção, calcula-se a tensão média ponderada do sistema após a injeção de uma quantidade fixa de potência ativa pelo gerador numa determinada barra k (Vmep_{comGDk}), segundo a equação 5.1. Esse processo é feito para todas as barras do sistema e, dentre todos esses valores obtidos, determinam-se os valores máximo e mínimo. Em seguida, o valor mínimo é subtraído da tensão média ponderada da barra k. Finalmente, o resultado é normalizado pela diferença entre o valor máximo e mínimo das tensões médias ponderadas do sistema, de acordo com a equação 5.2. Utilizando essa definição, o índice irá priorizar barras onde a instalação de geradores proporcionará a melhoria do perfil de tensão do sistema, e ainda permitindo maiores níveis de penetração, ou seja, permitindo geradores de maior capacidade sem violar a faixa de tensão especificada como adequada. A normalização garante índice unitário para a melhor barra do ponto de vista de impacto no perfil de tensão.

$$Vmep_{comGDk} = \frac{\sum_{k=1}^{N} V_k Pc_k}{\sum_{k=1}^{N} Pc_k}$$
(5.1)

$$IGDVp_{k} = \frac{Vmep_{comGDk} - min(Vmep_{comGD})}{mix(Vmep_{comGD}) - min(Vmep_{comGD})}$$
(5.2)

Sendo:

Vmep _{comGDk} ,	:	Tensão média ponderada do sistema após a injeção de potência ativa pelo
		gerador síncrono na barra k;
Pc _k	:	Potência ativa da carga na barra k;
V _k	:	Tensão da barra k;
Ν	:	Número de barras do sistema;
k	:	Índice que indica a barra do sistema que recebeu geração.
5.2.2 Índice baseado no critério de sensibilidade de tensão (IGDVs)

Este índice determina as barras do sistema mais sensíveis do ponto de vista da variação do módulo de tensão quando se tem a presença de geradores síncronos no sistema. Para sua obtenção, calcula-se a tensão média do sistema após a injeção de uma quantidade fixa de potência ativa pelo gerador numa determinada barra k (Vm_{comGDk}), segundo a equação 5.3. Esse processo é feito para todas as barras do sistema e, dentre todos esses valores obtidos, determinam-se os valores máximo e mínimo. Em seguida, o valor mínimo é subtraído da tensão média da barra k. Finalmente, o resultado é normalizado pela diferença entre o valor máximo e mínimo das tensões médias do sistema, de acordo com a equação 5.4. A normalização garante índice unitário para a barra em que se produz um aumento mais significativo da tensão.

$$Vm_{comGDk} = \frac{\sum_{k=1}^{N} V_{k}}{N}$$
(5.3)

$$IGDVs_{k} = \frac{Vm_{comGDk} - min(Vm_{comGD})}{max(Vm_{comGD}) - min(Vm_{comGD})}$$
(5.4)

Sendo:

Vm _{comGDk}	:	Tensão média do sistema após a injeção de potência ativa pelo gerador
		síncrono na barra k;
V_k	:	Tensão da barra k;

N : Número de barras do sistema;

k : Índice que indica a barra do sistema que recebeu geração.

5.2.3 Índice baseado no critério de perdas elétricas de potência ativa (IGDP)

Este índice determina o impacto dos geradores síncronos nas perdas elétricas de potência ativa do sistema. Para sua obtenção são calculadas as perdas elétricas de potência ativa do sistema após a injeção de uma quantidade fixa de potência ativa pelo gerador numa determinada barra k (Pper_{comGDk}). Esse processo é repetido para todas as barras do sistema e dentre todos esses valores de perdas obtidos se determinam os valores máximo e mínimo. Em seguida, do valor máximo de perdas se subtrai o valor das perdas elétricas ativas do sistema com relação à injeção

de potência na barra k (Pper_{comGDk}). Finalmente, o resultado é normalizado pela diferença entre o valor máximo e mínimo das perdas elétricas ativas do sistema, de acordo com a equação 5.5.

$$IGDP_{k} = \frac{máx(Pper_{comGD}) - Pper_{comGDk}}{máx(Pper_{comGD}) - mín(Pper_{comGD})}$$
(5.5)

Sendo:

Pper_{comGDk} : Perdas elétricas de potência ativa do sistema após a injeção de potência ativa pelo gerador síncrono na barra k.
k : Índice que indica a barra do sistema que recebeu geração.

Com essa definição o índice de perdas ativas prioriza barras onde a instalação de geradores provocaria a maior redução das perdas. A normalização é feita de forma que a melhor barra receba índice unitário.

5.2.4 Índice baseado no critério de perdas elétricas de potência reativa (IGDQ)

Este índice determina o impacto dos geradores síncronos nas perdas elétricas de potência reativa do sistema. Para sua obtenção se calculam as perdas elétricas de potência reativa do sistema após a injeção de uma quantidade fixa de potência ativa pelo gerador numa determinada barra k ($Qper_{comGDk}$). Esse processo é feito para todas as barras do sistema e dentre todos esses valores de perdas obtidos se determinam os valores máximo e mínimo. Em seguida, do valor máximo das perdas se subtraí o valor das perdas elétricas reativas do sistema com relação à injeção de potência na barra *k* ($Qper_{comGDk}$). Finalmente, o resultado é normalizado pela diferença entre o valor máximo e mínimo das perdas elétricas reativas do sistema, segundo a equação 5.6, fornecendo índice unitário para a melhor barra.

$$IGDQ_{k} = \frac{máx(Qper_{comGD})-Qper_{comGDk}}{máx(Qper_{comGD})-mín(Qper_{comGD})}$$
(5.6)

Sendo:

 $Qper_{comGDk}$: Perdas elétricas de potência reativa do sistema após a injeção de potência ativa pelo gerador síncrono na barra k.

k : Índice que indica a barra do sistema que recebeu geração.

5.2.5 Índice baseado no critério de estabilidade de tensão (IGDE)

Este índice determina o impacto dos geradores síncronos na estabilidade de tensão do sistema. Para sua obtenção se calcula a margem de estabilidade após a injeção de uma quantidade fixa de potência ativa pelos geradores síncronos numa determinada barra k (MET_{comGDk}). Esse processo é feito para todas as barras do sistema e dentre todos os valores de margem de estabilidade obtidos, determinam-se os valores máximo e mínimo. Em seguida, o valor mínimo é subtraído do valor MET_{comGDk} calculado previamente. Finalmente, o resultado é normalizado pela diferença entre o valor máximo e mínimo da margem de estabilidade de tensão do sistema, segundo a equação 5.7, também atribuindo índice unitário para a barra que resultaria no maior aumento da margem de estabilidade de tensão caso recebesse a instalação de um gerador.

$$IGDE_{k} = \frac{MET_{comGDk} - min(MET_{comGD})}{max(MET_{comGD}) - min(MET_{comGD})}$$
(5.7)

Sendo:

MET $_{comGDk}$:Margem de estabilidade de tensão após a injeção de potência ativa pelo
gerador síncrono na barra k.

5.2.6 Índice de impacto global de geradores síncronos (IGD)

Para viabilizar a avaliação conjunta dos índices acima, pode-se definir um índice de impacto global de geradores síncronos distribuídos (IGD) no desempenho de regime permanente de redes de distribuição. O índice global é formado pela combinação ponderada dos quatro índices apresentados. Desta forma, o IGD na rede pode ser calculado pela seguinte equação:

$$IGD_{k} = \frac{a.IGDVp_{k} + b.IGDVs_{k} + c.IGDP_{k} + d.IGDQ_{k} + f.IGDE_{k}}{m \, \acute{a}x (a.IGDVp + b.IGDVs + c.IGDP + d.IGDQ + f.IGDE)}$$
(5.8)
Sendo: $a + b + c + d + f = 1$

O índice de impacto global (IGD) pode ser ponderado de acordo com os interesses prioritários de uma empresa concessionária ou órgão responsável pelo planejamento da instalação

de geração distribuída em alguma barra do sistema. As barras com um maior IGD seriam as mais favoráveis para se incentivar a instalação de geradores síncronos no sistema. Uma vantagem importante do IGD é que ele permite determinar os pontos mais favoráveis dependendo dos benefícios que se quer maximizar, através da definição adequada dos parâmetros **a**, **b**, **c**, **d** e **f**.

5.2.7 Testes e resultados

<u>Índices baseados nos diversos critérios</u>

Na Fig. 5.1 são apresentados os índices de impacto para diferentes níveis de penetração dos geradores síncronos no sistema. Verifica-se na Fig. 5.1 (a) que para as três quantidades de potência injetada pelos geradores (100 kW, 500 kW e 1 MW) o perfil do IGDVp mantém-se constante. Isso acontece porque as magnitudes de tensão aumentam com cada incremento de potência injetada de forma mais ou menos uniforme. Além disso, pode-se ver que nas barras próximas da barra 53 o valor do IGDVp tem valores próximos de 1, indicando que aquelas barras são a mais favoráveis para conectar um gerador síncrono na rede. No caso do IGDVs, mostra-se na Fig. 5.1 (b) que diferentemente do IGDVp, a área mais favorável corresponde a todas as barras próximas da 26, já que esta barra é a mais sensível do ponto de vista de variação do módulo de tensão, como foi visto nos estudos preliminares do item 4.3. Por outro lado, as perdas elétricas de potência variam dependendo do nível de penetração dos geradores. Como foi visto no capítulo 4, esse fato é refletido no índice IGDP como mostra a Fig. 5.1 (c). Essa figura mostra a variação do índice de perdas ativas para os três níveis de penetração dos geradores síncronos, verificando-se que a instalação de um gerador na vizinhança das barras 53 ou 20 maximizaria os benefícios do ponto de vista de diminuição das perdas ativas. O comportamento das perdas elétricas reativas é similar ao das perdas ativas, como mostra a Fig. 5.1 (d). No caso do índice que avalia a variação da margem de estabilidade, na Fig. 5.1 (e), pode-se verificar que as barras localizadas na vizinhança das barras 20 e 53, são novamente as mais favoráveis à alocação dos geradores síncronos.

Um aspecto importante a ser levado em consideração é que todos estes índices podem ser utilizados para encontrar as barras mais favoráveis para alocar um gerador síncrono e que as localizações destas barras variam dependendo do nível de penetração dos geradores na rede.



Figura 5.1: Índices de impacto dos geradores síncronos em: (a) Perfil de tensão do sistema (IGDVp). (b) Módulo de tensão das barras (IGDVs). (c) Perdas elétricas ativas (IGDP). (d) Perdas elétricas reativas (IGDQ). (e) Estabilidade de tensão (IGDE). (f) impacto global dos geradores síncronos para a=b=c=d=f=0.2 considerando 3 níveis de potência injetada pelos geradores síncronos (100 kW, 500 kW e 1MW).

• <u>Índice de impacto global</u>

No caso do índice de impacto global dos geradores síncronos no sistema (IGD), são apresentados dois casos correspondentes a:

- *i)* Três níveis de penetração dos geradores síncronos (100 kW, 500 kW e 1MW), considerandose pesos nos valores de: a=b=c=d=f=0,2;
- *ii*) Uma injeção fixa de potência de 500 kW para três cenários distintos dependentes da variação dos pesos (a=1, b=c=d=f=0; a=d=f=0, b=0,8, c=0,2; a = b = 0,25, c = 0,5, d = f =0).

O caso *i* é apresentado na Fig. 5.1 (f), verificando-se que apesar do perfil do IGD variar um pouco dependendo da penetração de potência injetada, as barras mais favoráveis para conectar os geradores nesse cenário (a=b=c=d=f=0,2) não variam praticamente de localização.

A diferença dos perfis do IGD para cada nível de potência injetado, deve-se principalmente à contribuição do IGDP e IGDQ, os quais são mostrados nas figuras 5.1 (c) e (d). Tanto o IGDP como o IGDQ são dependentes da quantidade de potência injetada pelos geradores, isso se deve ao fato que as perdas elétricas podem diminuir ou aumentar dependendo da quantidade de potência injetada e da localização da barra, como foi visto no capítulo 4.

Na Fig. 5.2 mostra-se como o índice global de impacto IGD pode ser empregado para determinar as barras da rede mais favoráveis, visando obter os maiores benefícios para o sistema e para os proprietários das unidades geradoras. Nesse sentido, foram testados três cenários correspondentes ao item *ii* acima mencionado.

Cenário I ($\mathbf{a} = \mathbf{1}$, $\mathbf{b} = \mathbf{c} = \mathbf{d} = \mathbf{f} = \mathbf{0}$): Esse cenário corresponde ao caso em que, além de atender a demanda de potência de uma carga local, busca-se melhorar o perfil de tensão da rede. A Fig. 5.2 mostra que as barras mais favoráveis estão localizadas na vizinhança da barra 53. Pode-se ver que este índice reflete o que foi determinado dos estudos feitos no capítulo 4 (ver Fig. 4.13).

Cenário II ($\mathbf{a} = \mathbf{d} = \mathbf{f} = \mathbf{0}$, $\mathbf{b} = \mathbf{0}$, \mathbf{s} , $\mathbf{c} = \mathbf{0}$, $\mathbf{2}$): Nesse caso, busca-se encontrar as barras nas que se produzirá um aumento considerável de seus módulos de tensão considerando em menor grau uma diminuição de perdas elétricas de potência. Na Fig. 5.2, pode-se verificar que a barra mais favorável para esse cenário é a barra 26 e algumas barras próximas dela. Dos cenários I e II, verificou-se que não necessariamente incrementando o módulo de tensão de uma determinada barra, com a injeção de potência pelo gerador, conseguirar-se-á melhorar o perfil de tensão do sistema. No caso de conectar um gerador na barra 26 conseguirar-se-á aumentar o módulo de tensão de tensão de sta barra e da vizinhança, mas não de igual forma nas demais barras da rede (ver Fig. 4.11).

Cenário III ($\mathbf{a} = \mathbf{b} = 0,25$, $\mathbf{c} = 0,5$, $\mathbf{d} = \mathbf{f} = 0$): O que se busca nesse cenário é principalmente diminuir perdas elétricas de potência ativa, mas também melhorar o perfil de tensão do sistema considerando as barras mais sensíveis do ponto de vista de variação do módulo de tensão. Para

esse cenário, outra vez as barras mais favoráveis são aqueles próximas da barra 53, como é mostrado na Fig. 5.2.



Figura 5.2: Índice de impacto global dos geradores síncronos para diferentes critérios.

<u>Injeção múltipla de potência pelos geradores síncronos utilizando o IGD</u> para sua alocação

Visando avaliar o desempenho do índice de impacto global de geradores síncronos (IGD) na alocação dos geradores na rede, levando em consideração certos critérios pré-estabelecidos, simulou-se a alocação múltipla de 8 geradores síncronos (cada um com uma capacidade de 500kW). Por questões de analise do IDG, não se considerou uma regulação do *tap* em 104%. A metodologia descrita a seguir:

- *i)* Determinar o índice de impacto de geradores síncronos (IGD) para uma penetração de 500kW em todas as barras do sistema.
- *ii*) Alocar um gerador síncrono de 500KW de capacidade na barra com maior IGD do sistema (barra k);
- *iii)* Solucionar o sistema;

iv) Voltar ao passo *i* e repetir o processo até alcançar uma potência injetada no sistema de 4MW.
Considerar como novas condições iniciais para o cálculo do IGD, os valores das componentes do sistema obtidos no passo *iii* para cada injeção de potência.

Baseado na metodologia acima descrita fez-se o teste considerando para o cálculo do IGD um cenário onde não se levou em conta a melhora da margem de estabilidade de tensão e perdas elétricas de potência reativa (b=0 e f=0). Para a alocação dos geradores, baseados no IGD calculado, deram-se prioridade as barras que garantiam uma melhora do perfil de tensão do sistema, maior capacidade de penetração dos geradores e a redução de perdas elétricas de potência ativa, nesse sentido, os pesos tomaram os seguintes valores: a=b=0,25, c=0,5, d=f=0.

Na Figura 5.3 são apresentados os perfis dos IGDs obtidos seguindo a metodologia e o cenário acima descrito. Pode-se verificar que a barra com maior IGD foi variando de localização dentre as barras de uma mesma área (proximidades da barra 50) para as primeiras 7 injeções de potência (injeção total de 3,5MW) e que para a última injeção a barra com maior IGD (barra 20) foi localizada em outra área. A variação da localização das barras com maior IGD para cada injeção de potência é mostrada mais claramente na Tabela 5.1.



Figura 5.3: Perfis do IGD após injeções múltiplas de 0,5MW nas barras que tem maior IGD calculado previamente. Considerou-se para o cálculo do IGD os seguintes valores nos pesos: a=b=0,25, c=0,5, d=f=0.

Na Figura 5.4 (a) observa-se a variação do perfil de tensão do sistema para cada injeção de potência nas barras com maior IGD. Pode-se ver que na última injeção de potência a barra com maior IGD encontra-se em outra área, esse fato garantiu a não violação do limite superior de tensão (1,05 p.u.), podendo seguir injetando potência ativa na rede. Portanto, o bom desempenho do IGD foi comprovado. Por outro lado, no caso das perdas elétricas de potência, na Fig. 5.4 (b) pode-se verificar outra vez o bom desempenho do IGD, já que se consegue diminuir consideravelmente as perdas elétricas de potência em aproximadamente 28% para uma injeção de 4MW, valor que é praticamente a quantidade de potência requerida pelas cargas do sistema.



Figura 5.4: (a) Variação do perfil de tensão do sistema para cada injeção de 0,5MW nas barras indicadas pelo IGD. (b) Variação das perdas elétricas ativas para cada injeção de 0,5MW nas barras indicadas pelo IGD.

Número de gerador	Barra com maior	Potência
alocado	valor de IGD	injetada (kW)
G1	52	500
G2	51	500
G3	49	500
G4	50	500
G5	53	500
G6	48	500
G7	47	500
G8	20	500
Total de potênci	4	

Tabela 5.1: Variação das barras com maior IGD para cada injeção de potência de 500kW.

Capítulo 6

Conclusões e sugestões para trabalhos futuros

O presente trabalho de dissertação teve por objetivo determinar de forma quantitativa e qualitativa o impacto técnico que a presença de geradores síncronos produziria em um sistema de distribuição em regime permanente. Baseados nos resultados obtidos foram criados índices que avaliam uma série de impactos técnicos de uma forma prática e simples. As conclusões e análises críticas em relação ao trabalho desenvolvido são apresentadas a seguir.

Verificou-se que o perfil de tensão do sistema ver-se-á afetado, em maior o 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. No caso do nível de carregamento, os testes mostraram que no nível de carregamento mínimo o impacto dos geradores no perfil de tensão é mais significativo que no caso de máximo carregamento. Como conseqüência, a capacidade de penetração do gerador síncrono no mínimo carregamento é bastante limitada.

O controle do fator de potência do gerador síncrono deve ser considerado dependendo dos benefícios que se deseja obter com a inserção do gerador. Verificou-se que no caso do gerador operar com fator de potência capacitivo percebe-se um maior impacto no perfil de tensão do sistema, no entanto, maior diminuição das perdas elétricas totais do sistema e um aumento mais expressivo da margem de estabilidade de tensão. Contudo, a quantidade máxima de potência que o gerador pode fornecer é menor que no caso do gerador operar com fator de potência indutivo ou unitário. No caso do gerador operar com fator de potência indutivo, teve-se um impacto menos favorável nos aspectos técnicos em estudo, mas a quantidade de potência máxima que o gerador pôde fornecer viu-se incrementada consideravelmente comparada à operação com os outros fatores de potência utilizados no estudo.

O uso de geradores síncronos controlados por tensão permite ter uma maior capacidade de penetração, garantindo um bom desempenho na operação do sistema. Contudo, o controle que o gerador tem sobre sua tensão terminal é pequeno e só é possível manter a tensão no valor especificado para certa quantidade de potência ativa injetada, para a qual a quantidade de potência reativa requerida pelo sistema de controle esteve dentro dos limites de capacidade de potência reativa do gerador.

O ajuste do *tap* do transformador durante a operação do sistema em máximo e mínimo carregamento garantiu um aumento da capacidade de penetração do gerador no sistema, principalmente em mínimo carregamento.

Verificou-se que os índices propostos podem ser empregados para determinar, de forma prática, as barras mais favoráveis para conectar geradores síncronos no sistema. No caso do IGD, comprovou-se que pode ser utilizado como um índice multi-critério.

Considerando os resultados obtidos neste trabalho, podem ser sugeridos os seguintes tópicos para trabalhos futuros:

- Estudo detalhado do impacto dos geradores síncronos nos níveis de curto circuito de um sistema de distribuição. Baseados nos resultados obtidos, criar um índice que avalie o impacto da inserção de geradores síncronos nas correntes de curto circuito.
- Estudar o caso em que se tem um determinado esquema de chaveamento de capacitores, analisando o impacto da inserção de geradores síncronos no controle de tensão e potência reativa visando obter um esquema de chaveamento de capacitores que evite a ocorrência de sobretensões no sistema.
- Baseados nos índices propostos, otimizar a alocação dos geradores síncronos num sistema de distribuição considerando aspectos técnicos e também econômicos para tal fim.
- Repetir os estudos de impacto realizados neste trabalho considerando diferentes tecnologias, por exemplo, geradores de indução e geradores conectados ao sistema via conversores eletrônicos. Além disso, considerar as possíveis alterações da topologia do sistema.

Referências Bibliográficas

- (Ackermann e Knyazkin, 2002) Ackermann, 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.
- (ANEEL, 2005) Agência Nacional de Energia Elétrica, http://www.aneel.gov.br. Acessado em 1/04/2005.
- (ANEEL, 2001) Agência Nacional de Energia Elétrica, Resolução Nº 505 de 26 de Novembro 2001. "Estabelece de forma atualizada e consolidada, as disposições relativas à conformidade dos níveis de tensão de energia elétrica em regime permanente".
- (Baran e Wu, 1989) Baran, M.E. e Wu, F.F., "Optimal capacitor placement on radial distribution systems", Power Delivery, IEEE Transactions on, Volume: 4, Issue: 1, Pages: 725 734, Jan. 1989.
- (Barker e De Mello, 2000) Barker, P.P. e De Mello, R.W., "Determining the impact of distributed generation on power systems", Radial distribution systems. Power Engineering Society Summer Meeting, 2000. IEEE, Volume: 3, 16-20, Pages: 1645 1656 vol. 3, July 2000.
- (Bayegan, 2001) Bayegan, M., "A vision of the future grid", Power Engineering Review, IEEE, Volume: 21, Issue: 12, Pages: 10 12, Dec. 2001.
- (Bchydro, 1998) BChydro, "Connection Requirements For Utility Or Non-Utility Generation, 35 kV And Below", Distribution Engineering & Planning, December 1998, Burnaby, Canada.
- (Bonhomme *et al.*, 2001) Bonhomme, A., Cortinas, D., Boulanger, F., e Fraisse, J.L, "A new voltage control system to facilitate the connection of dispersed generation to distribution networks". CIRED. 16th International Conference and Exhibition on (IEE Conf. Publ No. 482), Volume: Summaries, 2001 Pages: 248 248.
- (Chambers, 1999) Chambers, A., Natural Gas Electric Power, PennWell, Oklahoma, United States of America, 1999.
- (Cheng e Shirmohammadi, 1995) Cheng, C.S. e Shirmohammadi, D., "A three-phase power flow method for real-time distribution system analysis", Power Systems, IEEE Transactions on, Volume: 10, Issue: 2, Pages: 671 679, May 1995.
- (CIGRÉ, 1998) Working group 37.23. Impact of increasing contribution of dispersed generation on the power system. CIGRÉ, Relatório Técnico, 1998.

- (CIRED, 1999) CIRED Working group 4, "Dispersed Generation", CIRED, Relatório Técnico, 1999.
- (Coker e Kgasoane, 1999) Coker, M.L. e Kgasoane, H., "Load modeling", IEEE, Volume: 2, Pages: 663 668 vol.2, 28 Sept.-1 Oct. 1999.
- (Cook, 2002) Cook, B., "Introduction to fuel cells and hydrogen technology". Engineering Science and Education Journal, Volume: 11, Issue: 6, Pages: 205 – 216, Dec. 2002.
- (Electricity Association, 2002) Recommendations For The Connection Of Small-Scale Embedded Generators (Up To 16 A Per Phase) In Parallel With Public Low-Voltage Distribution Networs, Engineering recommendations G83, London, United Kindgdom, August 2002.
- (Giri *et al.*, 1990) Giri, N.K., Ahmed, L.M.D.S. e Sarma, M.K.V.H., "Decentralised Solar Thermal Power Generation For Rural Community". Energy Conversion Engineering Conference, 1990. IECEC-90 (1990). Proceedings of the 25th Intersociety, Volume: 5, Pages: 179 – 184, August 12-17, 1990.
- (Griffin *et al.*, 2000) Griffin, T., Tomsovic, K., Secrest, 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.
- (Hurley *et al.*, 1999) Hurley, J.D., Bize, L.N. e Mummert, C.R., "The adverse effects of excitation system VAr and power factor controllers", Energy Conversion, IEEE Transactions on, Volume: 14, Issue: 4, Pages: 1636 1645, Dec. 1999.
- (IEEE Task Force Report, 1993) "Load representation for dynamic performance analysis [of power systems] Power Systems", IEEE Transactions on, Volume: 8, Issue: 2, Pages: 472 – 482, May 1993.
- (IEEE Task Force Report, 1995) "Bibliography on load models for power flow and dynamic performance simulation Power Systems, IEEE Transactions on, Volume: 10, Issue: 1, Pages: 523, Feb. 1995.
- (Jenkins, 1995) Jenkins, N., "Embedded generation", Power Engineering Journal [see also Power Engineer], Volume: 9, Issue: 3, Pages: 145 150, June 1995.
- (Jenkins, 1995) Jenkins, N., "Photovoltaic systems for small-scale remote power supplies", Power Engineering Journal [see also Power Engineer], Volume: 9, Issue: 2, Pages: 89 96, April 1995.

- (Jenkins *et al.*, 2000) Jenkins, N., Allan, R., Crossley, P., Kirschen, D. e Strbac, G.,), Embedded generation, Ed. The Institution of Electrical Engineer, London, United Kindgdom, 2000.
- (Kundur, 1994) Kundur, P., Power System Stability and Control,. New York: McGraw-Hill.
- (Willis e Scott, 2002) Lee Willis, H., e Scott, W. G., Distributed power generation. Ed. Marcel Dekker, Inc., New York, EUA, 2002.
- (Masters, 2002) Masters, C.L., "Voltage rise: the big issue when connecting embedded generation to long 11 kV overhead lines", Power Engineering Journal [see also Power Engineer], Volume: 16, Issue: 1, Pages: 5 12, Feb. 2002.
- (Monticelli, 1983) Monticelli, A. J., Fluxo de carga em redes de energia elétrica. Ed. Edgard Blucher. 1983. 164 p.
- (Monticelli e Garcia, 2000) Monticelli, A. J. e A.Garcia, Introdução a sistemas de energia Elétrica. Editora da Unicamp, São Paulo, Brasil 2000.
- (Mukund, 1997) Mukund, R. Patel, Wind and Solar Power Systems, Ed. Patel. United Estates of America, 1997.
- (Openshaw, 1998) Openshaw, D., "Assessing the commercial impact of embedded generation on UK distribution systems". Economics of Embedded Generation (Ref. No. 1998/512), IEE Colloquium on, Pages: 4/1- 4/7, 29 Oct. 1998.
- (Peças, 2002) 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, 1996) 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 *et al.*, 2002) 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.
- (Vaahedi *et al.*, 1993) Vaahedi, E., El-Din, H.M.Z. e Price, W.W., "Dynamic load modeling in large scale stability studies" Power Systems, IEEE Transactions on, Volume 3, Issue 3, Page(s): 1039 1045, Aug. 1988.
- (Zhu e Tomsovic, 2002) Zhu, Y. e Tomsovic, K., "Adaptive power flow method for distribution systems with dispersed generation", Power Delivery, IEEE Transactions on, Volume: 17, Issue: 3, Pages: 822 827, July 2002.

Apêndice A – Dados originais do sistema de 70 barras

Tabela A1 – Dados originais do sistema de 70 barras estudado													
Br.	Sd.	Rv.	Br	Par	Rv. No	l. Load	Br.	Sd.	Rv.	Br.	Par	Rv. No	l. Load
No	Nd.	Nd.	<u>r</u> (Ω)	$x(\overline{\Omega})$	P(kW)	Q(kVAr)	No	Nd.	Nd.	<u>r</u> (Ω)	$x(\overline{\Omega})$	P(kW)	Q(kVAr)
1	0	1	0,0005	0,0012	0,00	0,00	28	2	27	0,0044	0,0108	26,00	18,60
2	1	2	0,0005	0,0012	0,00	0,00	29	27	28	0,0640	0,1565	26,00	18,60
3	2	2e	0,0000	0,0000	0,00	0,00	30	28	29	0,3978	0,1315	0,00	0,00
4	2e	3	0,0015	0,0036	0,00	0,00	31	29	30	0,0702	0,0232	0,00	0,00
5	3	4	0,0251	0,0294	0,00	0,00	32	30	31	0,3510	0,1160	0,00	0,00
6	4	5	0,3660	0,1864	2,60	2,20	33	31	32	0,8390	0,2816	14,00	10,00
7	5	6	0,3811	0,1941	40,40	30,00	34	32	33	1,7080	0,5646	19,50	14,00
8	6	7	0,0922	0,0470	75,00	54,00	35	33	34	1,4740	0,4873	6,00	4,00
9	7	8	0,0493	0,0251	30,00	22,00							
10	8	9	0.8190	0.2707	28.00	19.00	36	2e	27e	0.0044	0.0108	26.00	18.55
11	9	10	0,1872	0,0619	145,00	104,00	37	27e	28e	0,0640	0,1565	26,00	18,55
12	10	11	0.7114	0.2351	145.00	104.00	38	28e	65	0.1053	0.1230	0.00	0.00
13	11	12	1.0300	0.3400	8.00	5.50	39	65	66	0.0304	0.0355	24.00	17.00
14	12	13	1.0440	0.3450	8.00	5.50	40	66	67	0.0018	0.0021	24.00	17.00
15	13	14	1.0580	0.3496	0.00	0.00	41	67	68	0.7283	0.8509	1.20	1.00
16	14	15	0.1966	0.0650	45.50	30.00	42	68	69	0.3100	0.3623	0.00	0.00
17	15	16	0 3744	0 1238	60.00	35,00	43	69	70	0.0410	0.0478	6.00	4 30
18	16	17	0.0047	0.0016	60,00	35,00	44	70	88	0.0092	0.0116	0,00	0.00
10	17	18	0.3276	0.1083	0.00	0.00	45	88	89	0 1089	0 1373	39.22	26 30
20	18	10	0,3270	0,1005	1.00	0,60	46	89	90	0,1009	0.0012	39.22	26,30
20	19	20	0.3416	0,0000	114.00	81.00	40	07	70	0,0007	0,0012	59,22	20,50
21	20	21	0.0140	0,0046	5 30	3 50	47	3	35	0.0034	0.0084	0.00	0.00
22	20	21	0,0140	0,0040	0.00	0.00	48	35	36	0.0851	0,0004	79.00	56.40
23	21	22	0,1571	0,0320	28.00	20.00	40	36	37	0,0001	0,2003	384.70	274 50
24	22	23	0,3403	0,1145	28,00	20,00	49	30	38	0,2090	0,7091	384,70	274,50
25	23	24	0,7488	0,2473	14.00	10,00	50	57	58	0,0822	0,2011	564,70	274,50
20	24	25	0,3089	0,1021	14,00	10,00							
21	23	20	0,1752	0,0372	14,00	10,00							
Br.	Sd.	Rv.	Br. I	Par.	Rv. Nd	. Load							
No	Nd.	Nd.			DAW								
			r(<u>C</u> 2)	X(2)	P(KW)	Q(KVAF)							
51	7	40	0.0928	0.0473	40 50	28 30			27e 28e 65 6	6 67 68 69 70 8	00 08 89		
52	40	40	0,0720	0,0475	3 60	20,50		Г	h	<u>hh h</u>	<u>++</u> +		
32	40	41	0,3319	0,1114	5,00	2,70			4.4.4	$\psi \psi = \psi$	**		
53	8	42	0 1740	0.0886	4 35	3 50				40 41	55 56		
54	12	13	0,1740	0.1034	26.40	19.00				↓↓			
55	13		0,2030	0.1447	20,40	17,00				12.2.13	Ψ,		
56	43	45 45	0,2042	0,1447	24,00	0.00	0	1 2	3456			16 17 18 19 20 2	22 23 24 25 26
57	45	т <i>5</i> 46	1 5000	0,1433	0,00	0,00		1 4 1	1 5 5 5		հ ել եր	դր դդդ	դլդդլ
58	46	40	0.7837	0,2630	0,00	0,00		20		7 10	57 58		
50	40	18	0,7037	0,2050	100.00	72.00					îtî I		
60	18	10	0,3042	0,1000	0.00	0.00							
61	40 /0	50	0,5075	0,1172	1244.00	888.00			100000000000000000000000000000000000000	42 43	44 45 46 47 48	49 50 51 52 53	54
62	49 50	51	0,0074	0,2385	32.00	23.00			35 36 37	38	յիսելի	- դդ եր հր	-
62	51	52	0,0974	0,0490	32,00	25,00			᠆ᠮᢧᠮᠮ	1			
64	52	52	0,1450	0,0730	227.00	162.00		2	7 28 29 30 3	1 32 33 34			
04 65	52 53	55	1 0/10	0,5019	227,00 50.00	102,00			┟┼┼┼				
05	55	54	1,0410	0,5502	59,00	42,00	Fim	ura ∆1	1 – Dia	orama u	nifilar orig	vinal do ei	stema de 7
"	10	55	0 2012	0.0611	18.00	12.00	harr	as estu	n – Dia dado	5runia ul			stemu ue /
00 67	10	55	0,2012	0,0011	10,00	12,00	Jail	us estu	auu0.				
0/	55	30	0,0047	0,0014	18,00	13,00							
<u> </u>	11	57	0.7204	0.0444	20.00								
DĂ				11 /////		20.00							
6	11 57	51	0,7594	0,2444	28,00	20,00							

 Tensão da subestação: 12,66
Potência de base: 10 (MVA) Tensão da subestação: 12,66 (kV)

Potencia de base: 10 (MVAA)
Tensão de base: 12,66 (kV)
Carga total ativa: P = 3802,19 (kW)
Carga total reativa: Q = 2694,60 (kVAr)

115



Comparando-se o diagrama da Figura A1 com o diagrama da Figura 3.5 verifica-se qual é a correspondência entre as barras do diagrama original e do novo diagrama re-numerado.

Barra	FP=0,9 cap.	FP=0,95 cap.	FP=1	FP=0,95 ind.	FP=0,9 ind.	Barra	FP=0,9 cap.	FP=0,95 cap.	FP=1	FP=0,95 ind.	FP=0,9 ind.
1	4000	4000	4000	4000	4000	36	4000	4000	4000	4000	4000
2	4000	4000	4000	4000	4000	37	3000	3700	4000	4000	4000
3	4000	4000	4000	4000	4000	38	2600	3100	4000	4000	4000
4	4000	4000	4000	4000	4000	39	4000	4000	4000	4000	4000
5	4000	4000	4000	4000	4000	40	3100	3300	3900	4000	4000
6	4000	4000	4000	4000	4000	41	4000	4000	4000	4000	4000
7	4000	4000	4000	4000	4000	42	3700	4000	4000	4000	4000
8	4000	4000	4000	4000	4000	43	3400	3600	4000	4000	4000
9	2800	3000	3400	4000	4000	44	3200	3400	4000	4000	4000
10	2600	2800	3200	3800	4000	45	2500	2700	3100	3700	4000
11	2100	2200	2500	2900	3200	46	2400	2500	2900	3500	3800
12	1600	1700	1900	2200	2400	47	2300	2500	2800	3400	3700
13	1300	1400	1600	1800	2000	48	2300	2400	2700	3300	3600
14	1100	1200	1400	1600	1700	49	2200	2300	2700	3200	3600
15	1100	1200	1300	1500	1700	50	2200	2300	2600	3200	3500
16	1100	1100	1300	1500	1600	51	2100	2200	2600	3100	3500
17	1100	1100	1300	1500	1600	52	1900	2000	2300	2800	3200
18	1000	1100	1200	1400	1500	53	1600	1800	2000	2500	2800
19	1000	1000	1200	1400	1500	54	2400	2500	2900	3400	3700
20	900	1000	1100	1300	1400	55	2400	2500	2900	3400	3700
21	900	1000	1100	1300	1400	56	1600	1700	2000	2300	2500
22	900	1000	1100	1300	1400	57	1600	1700	2000	2300	2500
23	900	900	1100	1200	1300	58	4000	4000	4000	4000	4000
24	800	900	1000	1100	1200	59	4000	4000	4000	4000	4000
25	800	800	900	1100	1200	60	4000	4000	4000	4000	4000
26	800	800	900	1100	1100	61	1200	1400	2000	3500	4000
27	4000	4000	4000	4000	4000	62	900	1100	1500	2700	4000
28	4000	4000	4000	4000	4000	63	900	1000	1500	2600	4000
29	2800	3000	3700	4000	4000	64	900	1000	1500	2600	4000
30	2500	2700	3200	4000	4000	65	800	900	1300	2400	3900
31	1500	1700	1900	2300	2600	66	800	900	1300	2400	3900
32	800	900	1000	1200	1300	67	4000	4000	4000	4000	4000
33	400	400	500	600	600	68	4000	4000	4000	4000	4000
34	300	300	300	400	400	69	4000	4000	4000	4000	4000
35	4000	4000	4000	4000	4000	70	4000	4000	4000	4000	4000

Apêndice B – Potência máxima injetada nas barras do sistema (kW) quando o gerador opera em máximo carregamento com fator de potência (FP) constante

Apêndice C – Potência máxima injetada nas barras do sistema (kW) quando o gerador opera em máximo carregamento com tensão terminal constante considerando limites de potência reativa definida para os valores de FP = 0,95 e 0,90

Barra	FP=0,9	FP=0.95	Barra	FP=0,9	FP=0.95
1	4000	4000	36	4000	4000
2	4000	4000	37	4000	4000
3	4000	4000	38	4000	4000
4	4000	4000	39	4000	4000
5	4000	4000	40	4000	4000
6	4000	4000	41	4000	4000
7	4000	4000	42	4000	4000
8	4000	4000	43	4000	4000
9	4000	4000	44	4000	4000
10	4000	3800	45	4000	3700
11	3200	2900	46	3800	3500
12	2400	2200	47	3700	3400
13	2000	1800	48	3600	3300
14	1700	1600	49	3600	3200
15	1700	1500	50	3500	3200
16	1600	1500	51	3500	3100
17	1600	1500	52	3200	2800
18	1500	1400	53	2800	2500
19	1500	1400	54	3700	3400
20	1400	1300	55	3700	3400
21	1400	1300	56	2500	2300
22	1400	1300	57	2500	2300
23	1300	1200	58	4000	4000
24	1200	1100	59	4000	4000
25	1200	1100	60	4000	4000
26	1100	1100	61	4000	3500
27	4000	4000	62	4000	2700
28	4000	4000	63	4000	2600
29	4000	4000	64	4000	2600
30	4000	4000	65	3900	2400
31	2600	2300	66	3900	2400
32	1300	1200	67	4000	4000
33	600	600	68	4000	4000
34	400	400	69	4000	4000
35	4000	4000	70	4000	4000

Apêndice D – Divulgação da Pesquisa

Durante a realização deste trabalho foram publicados os seguintes artigos:

- J. A. Morán, A. Anzai, L. Abreu, W. Freitas e L. C. P. da Silva, "Impacto da Geração Distribuída no Desempenho de Regime Permanente de Sistemas de Distribuição", IEEE/PES Latin America Transmission and Distribution, 08 a 11 de Novembro de 2004, São Paulo, Brasil.
- L. Abreu, F. A. S. A. Marques, J. Morán, W. Freitas e L. C. P. da Silva, "Impact of Distributed Synchronous Generators on the Dynamic Performance of Electrical Power Distribution Systems", IEEE/PES Latin America Transmission and Distribution, 08 a 11 de Novembro de 2004, São Paulo, Brasil.
- F. A. S. Marques, J. A. Morán, L. Abreu, L. C. P. da Silva e W. Freitas, "Impactos da Expansão da Geração Distribuída no Sistemas de Distribuição de Enegia Elétrica", 5° Encontro de Energia no Meio Rural e Geração Distribuída - AGRENER, 19 a 21 de Outubro de 2004, Campinas, Brasil.