

UNIVERSIDADE TECNOLÓGICA FEDERAL DO PARANÁ
DEPARTAMENTO ACADÊMICO DE ELETROTÉCNICA
CURSO DE ENGENHARIA ELÉTRICA

ALEXSANDRO BABIAK KVET
MARCOS JOSÉ ALVES DA SILVA
PABLO LEANDRO CHEN

**DESENVOLVIMENTO DE UM SOFTWARE PARA ESTUDO DE
IMPACTOS CAUSADOS PELA CONEXÃO DE GERADORES
DISTRIBUÍDOS**

TRABALHO DE CONCLUSÃO DE CURSO

CURITIBA
2014

ALEXSANDRO BABIAK KVET
MARCOS JOSÉ ALVES DA SILVA
PABLO LEANDRO CHEN

**DESENVOLVIMENTO DE UM SOFTWARE PARA ESTUDO DE
IMPACTOS CAUSADOS PELA CONEXÃO DE GERADORES
DISTRIBUÍDOS**

Trabalho de Conclusão de Curso de Graduação, apresentado à disciplina de TCC2, do curso de Engenharia Elétrica do Departamento Acadêmico de Eletrotécnica (DAELT) da Universidade Tecnológica Federal do Paraná (UTFPR), como requisito parcial para obtenção do título de Engenheiro Eletricista.

Orientador: Prof. Eloi Rufato Junior, M. Sc. E.E

Co-orientador: Prof. Álvaro Augusto W. de Almeida

CURITIBA
2014

ALEXSANDRO BABIAK KVET
MARCOS JOSÉ ALVES DA SILVA
PABLO LEANDRO CHEN

DESENVOLVIMENTO DE UM SOFTWARE PARA ESTUDO DE IMPACTOS CAUSADOS PELA CONEXÃO DE GERADORES DISTRIBUÍDOS.

Este Trabalho de Conclusão de Curso de Graduação foi julgado e aprovado como requisito parcial para a obtenção do Título de engenheiro eletricista, do curso de Engenharia Industrial Elétrica ênfase Eletrotécnica do Departamento Acadêmico de Eletrotécnica (DAELT) da Universidade Tecnológica Federal do Paraná (UTFPR).

Curitiba, 13 de Agosto de 2014.

Prof. Emerson Rigoni, Dr.
Coordenador de Curso
Engenharia Industrial Elétrica ênfase Eletrotécnica

Profa. Annemarle Gehrke Castagna, Mestre
Responsável pelos Trabalhos de Conclusão de Curso
de Engenharia Industrial Elétrica ênfase Eletrotécnica do DAELT

ORIENTAÇÃO

Elói Rufato Junior, Me.
Universidade Tecnológica Federal do Paraná
Orientador

Álvaro Augusto W. de Almeida, Me.
Universidade Tecnológica Federal do Paraná
Co-Orientador

BANCA EXAMINADORA

Álvaro Augusto W. de Almeida, Me.
Universidade Tecnológica Federal do Paraná

Elói Rufato Junior, Me.
Universidade Tecnológica Federal do Paraná

Gilberto Manoel Alves, Dr.
Universidade Tecnológica Federal do Paraná

RESUMO

Com o aumento considerável da demanda por energia elétrica observado nos últimos anos, abre-se espaço para que produtores independentes de pequeno porte possam gerar energia e conectar-se ao sistema elétrico. Nesse cenário, ganha espaço a geração distribuída, meio pelo qual o produtor independente conecta sua geração ao sistema de distribuição de energia. Assim, para que essa conexão seja possível, são necessários estudos que garantam a qualidade da energia fornecida aos consumidores dentro dos padrões estabelecidos pela ANEEL. O objetivo deste trabalho está no desenvolvimento de um programa computacional que possa avaliar os impactos causados pela conexão de um gerador distribuído à rede de distribuição de até 34,5 kV, e retornar os dados referentes às novas tensões das barras analisadas. O modelo matemático de fluxo de potência utilizado pelo programa para processar os dados do sistema é o método de Gauss-Seidel. Para definir as potências injetadas na rede de distribuição, o programa considera a potência do gerador e sua curva de capacidade, analisando diversos pontos dentro dos limites operacionais da máquina síncrona.

Palavras-chave: Geração distribuída. Método Gauss Seidel. Curva de capacidade. PCH.

ABSTRACT

Over the last few years, it has been observed that there has been a considerable increase in the demand of electric energy. Due to this, there is a new market for small independent producers of energy to connect themselves to the electric system. In this scenario, distributed energy generation gains market space and the possibility of connecting to the system of energy distribution. In order for this to be possible, it is necessary to do research that will guarantee that the quality of the energy offered to the consumers are within the standards established by ANEEL. The purpose of this project is the development of a computer system that can evaluate the impacts caused by the connection of a distributed generator to a network of distribution of up to 34,5kV and return the data to the new tensions of the analyzed bars. The mathematical model of power flow utilized by the program to process the data is the Gauss-Seidel method. In order to define the power injected in the distribution network, the program considers the power of the generator, its capability curve, and analysis of different points within the operational limits of the synchronous machine.

KeyWords: Distributed Generation. Gauss-Seidel Method. Capability Curve. PCH

LISTA DE FIGURAS

Figura 1: Definição dos eixos direto (d) e quadratura (q).	28
Figura 2: Circuito unifilar equivalente p/ máquina de polos lisos	28
Figura 3: Exemplo de um diagrama fasorial de um gerador sobreexcitado	29
Figura 4: Diagrama fasorial para um gerador de polos salientes	31
Figura 5: Potência ativa de um gerador de polos salientes	32
Figura 6: Curva de capacidade de uma máquina síncrona	33
Figura 7: Representação de um Sistema de Potência	44
Figura 8: Matriz do tipo $Ax=B$	49
Figura 9: Fluxograma do software	55
Figura 10: Fluxograma do algoritmo	56
Figura 11: Diagrama unifilar	57
Figura 12: Primeira janela do GDCalc	59
Figura 13: Janela para lançamento dos parâmetros do sistema	60
Figura 14: Relatório do GDCalc para simulação sem gerador	61
Figura 15: Simulação no ANAREDE	62
Figura 16: Curva de capacidade para os geradores de 1 MVA, 2 MVA e 3 MVA....	64
Figura 17: Relatório do GDCalc para simulação com gerador de 1 MVA	64
Figura 18: Relatório do GDCalc para simulação com gerador de 2 MVA	67
Figura 19: Relatório do GDCalc para simulação com gerador de 3 MVA	69
Figura 20: Curva de capacidade para o gerador de 8 MVA.....	72
Figura 21: Relatório do GDCalc para simulação com gerador de 8 MVA	72

LISTA DE GRÁFICOS

Gráfico 1: Gráficos das tensões das barras da primeira simulação	63
Gráfico 2: Tensões das barras(p.u.) em diversas configurações de potência – Gerador 1 MVA.	65
Gráfico 3: Tensões das barras(p.u.) em diversas configurações de potência – Gerador 1 MVA.	65
Gráfico 4:Tensões das barras(p.u.) em diversas configurações de potência – Gerador 2 MVA	68
Gráfico 5:Tensões das barras(p.u.) em diversas configurações de potência – Gerador 2 MVA	68
Gráfico 6: Tensões das barras(p.u.) em diversas configurações de potência – Gerador 3 MVA	70
Gráfico 7: Tensões das barras(p.u.) em diversas configurações de potência – Gerador 3 MVA	71
Gráfico 8: Tensões das barras(p.u.) em diversas configurações de potência – Gerador 8 MVA	73
Gráfico 9: Tensões das barras(p.u.) em diversas configurações de potência – Gerador 8 MVA	73

LISTA DE TABELAS

Tabela 1: Pontos de conexão em Tensão Nominal a 1 kV e inferior a 69 kV.....	25
Tabela 2: Pontos de conexão em Tensão Nominal a 69 kV e inferior a 230 kV	25
Tabela 3: Classificação das máquinas elétricas.....	34
Tabela 4: Dados das barras a serem analisadas	58
Tabela 5: Dados das linhas a serem analisadas	58
Tabela 6: Comparativo entre o GDCalc e o ANAREDE	62

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

GD	Geração Distribuída
PRODIST	Procedimentos de Distribuição
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
PCH	Pequena Central Hidrelétrica
SE	Subestação
CIGRÉ	<i>International Council Of Large Electric Systems</i>
IEEE	<i>Institute of Electrical and Electronics Engineers</i>
ONS	Operador Nacional do Sistema Elétrico
PIE	Produtores Independentes de Energia
DIT	Demais Instalações de Transmissão
SDE	Sistemas de Distribuição de Energia
ELETROBRÁS	Centrais Elétricas Brasileiras S.A
COPEL	Companhia Paranaense de Energia
TA	Tensão de Atendimento
TL	Tensão de Leitura
TR	Tensão de Referência
ANSI	<i>American National Standards Institute</i>
C#	<i>C Sharp</i>

LISTA DE SÍMBOLOS

X	Indutância
R	Resistência
V	Volts
Hz	Hertz
Φ	Fluxo
N_s	Velocidade Síncrona
Δ	Ângulo de Carga ou de Potência
R_1	Resistência Interna da Máquina
X_d	Reatância Síncrona do Gerador
E_f	Tensão Interna por Fase da Máquina
\dot{V}_f	Tensão do Terminal por Fase
P	Potência Ativa
\dot{I}_1	Corrente de Armadura
\dot{I}_d	Corrente de Eixo Direto
\dot{I}_q	Corrente de Eixo em Quadratura
\dot{I}_2	Corrente de Sequência Negativa
\dot{P}_G	Potência Gerada
R	Estatismo da Máquina
Y_{barra}	Admitância da Barra
Z_{barra}	Impedância da Barra
P_k	Potência ativa da Barra k
Q_k	Potência Reativa da Barra k
\dot{V}_k	Tensão da Barra k
θ_k	Ângulo de Fase da Tensão.
Ω_k	Conjunto de Barras Vizinhas de k
V_m	Magnitude das Tensões das Barras Terminais do Ramo $k-m$
θ_m	Ângulo das Tensões das Barras Terminais do Ramo $k-m$
P_{Km}	Fluxo de Potência Ativa do Ramo $k-m$
Q_{Km}	Fluxo de Potência Reativa do Ramo $k-m$

Q_k^{sh}	Componente de Injeção de Potência Reativa devido ao elemento Shunt da Barra k
S_k^G	Potência Complexa Gerada no nó k
S_k^C	Potência Complexa Consumida no nó k
S_k^T	Potência Complexa Transferida do nó k
Y_N	Matriz de Admitância Nodal do Sistema
V_N	Vetor das Tensões Nodais do Sistema
Y_N	Vetor das Correntes Injetadas
P_K^G	Potência Ativa Gerada
Q_K^G	Potência Reativa Gerada
P_K^C	Potência Ativa Consumida
Q_K^C	Potência Reativa Consumida
θ_k	Ângulo de Fase da Tensão

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO.....	12
1.1	TEMA.....	13
1.2	DELIMITAÇÃO DO TEMA	14
1.3	PROBLEMA.....	14
1.4	OBJETIVOS.....	15
1.4.1	Objetivo geral.....	15
1.4.2	Objetivos específicos	15
1.5	JUSTIFICATIVA.....	15
1.6	PROCEDIMENTOS METODOLÓGICOS	16
1.7	ESTRUTURA DO TRABALHO	16
2	SISTEMA ELÉTRICO DE DISTRIBUIÇÃO	18
2.1	GERAÇÃO DISTRIBUÍDA	18
2.1.1	Principais vantagens.....	20
2.1.2	Principais desvantagens	21
2.2	PROCEDIMENTOS DE DISTRIBUIÇÃO.....	22
2.3	PEQUENAS CENTRAIS HIDRELÉTRICAS - PCH	23
2.3.1	Definição de PCH	23
2.3.2	Classificação.....	23
2.4	QUALIDADE DE ENERGIA.....	24
2.4.1	Tensão em regime permanente.....	25
2.4.2	Flutuação de tensão	26
2.4.3	Variação de frequência.....	26
2.5	MÁQUINAS SÍNCRONAS	27
2.5.1	Máquina de polos lisos em regime permanente	27
2.5.2	Máquina de polos salientes em regime permanente	30
2.6	CURVA DE CAPABILIDADE	32
2.7	SISTEMAS DE PROTEÇÃO PARA GERADORES SÍNCRONOS	33
2.7.1	Anormalidades em geradores síncronos	34
2.7.1.1	Sobrecarga	34
2.7.1.2	Carga Desbalanceada	35
2.7.1.3	Falha interna entre fase e carcaça.....	35
2.7.1.4	Perda de sincronismo	35
2.7.1.5	Operação como motor	36
2.7.1.6	Variações de tensão e de frequência.....	36
2.7.1.7	Curto-circuito externo fase-fase (na rede).....	37
2.7.1.8	Curto-circuito interno fase-fase (no estator).....	37

2.7.1.9	Falha na carcaça do estator.....	37
2.7.1.10	Falha na carcaça do rotor	38
2.7.1.11	Perda de excitação	39
3	VARIÁVEIS ENVOLVIDAS	40
3.1	CONTROLE DE FREQUÊNCIA	40
3.2	FLUXO DE POTÊNCIA.....	40
3.2.1	Considerações iniciais	41
3.2.2	Fluxo de carga aspectos gerais	42
3.2.3	Formulação do Problema de Fluxo de Carga	43
3.2.4	Métodos de solução iterativos	47
4	MÉTODOS PARA A SOLUÇÃO DO FLUXO DE CARGA.....	48
4.1	MÉTODO DE GAUSS.....	48
4.2	MÉTODO DE GAUSS-SEIDEL.....	50
4.3	CRITÉRIO DE CONVERGÊNCIA.....	51
4.4	APLICAÇÃO EM FLUXO DE POTÊNCIA.....	52
5	DESENVOLVIMENTO DO PROGRAMA	53
5.1	LINGUAGEM DE PROGRAMAÇÃO.....	53
5.2	VARIÁVEIS DE ENTRADA.....	53
5.3	DADOS DE SAÍDA	54
5.4	FLUXOGRAMAS DO PROGRAMA	54
5.5	SIMULAÇÕES	57
5.5.1	Simulação da situação atual no GDCalc e ANAREDE	58
5.5.2	Simulação com gerador de 1 MVA	63
5.5.3	Simulação com gerador de 2 MVA	66
5.5.4	Simulação com gerador de 3 MVA	69
5.5.5	Simulação com gerador de 8 MVA	71
6	CONSIDERAÇÕES FINAIS.....	74
6.1	SUGESTÕES PARA TRABALHOS FUTUROS.....	75
	REFERÊNCIAS.....	76

1 INTRODUÇÃO

O cenário nacional aponta para o aumento sistemático da demanda por energia em todas as regiões do Brasil. Este aumento está diretamente ligado ao crescimento econômico do país, demonstrando a forte relação entre esses fatores.

Nesse panorama, quase todas as empresas de energia elétrica, principalmente as distribuidoras, estão promovendo grandes esforços tecnológicos, nas áreas de geração e proteção (SOUZA, 2006).

As grandes concentrações de fontes de geração de energia elétrica no Brasil, encontram-se distantes dos grandes centros consumidores, sendo estas provenientes de recursos hídricos. Além disso, requerem grandes investimentos e demandam muito tempo para sua construção (LORA; HADDAD, 2006).

Mudanças importantes são necessárias para que o setor energético se torne sustentável, como as políticas que redirecionam as escolhas de tecnologias e investimentos no setor (ALVES, 2007).

Com isso, abre-se espaço para a geração distribuída (GD), que possui uma série de vantagens quando comparada à geração convencional, por exemplo: custos reduzidos de transmissão, melhoria na confiabilidade do sistema, diversificação da matriz energética (LORA; HADDAD, 2006).

O fornecimento da energia elétrica gerada por produtores independentes e autoprodutores deve se realizar por meio de conexão das centrais geradoras aos sistemas elétricos de distribuição ou transmissão. Essas conexões são regulamentadas por meio do Módulo 8 dos Procedimentos de Distribuição (PRODIST) da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL).

A conexão de uma GD com o sistema elétrico de distribuição (até 34,5 kV), exige estudos quanto à viabilidade técnica, sendo necessário analisar os impactos causados em uma determinada parte do sistema elétrico, tais como: níveis de tensão, frequência e curto-circuito, entre outros.

Um dos obstáculos mais importantes da conexão de uma GD em sistemas de energia elétrica é o potencial que estas fontes possuem de impactar na segurança, estabilidade e qualidade da energia destes sistemas (KREITH; GOSWAMI, 2007).

Geradores síncronos podem facilmente operar em paralelo, mas sofrem influência substancial nos níveis de tensão e frequência quando conectados a um sistema elétrico de grande porte (FITZGERALD; KINGSLEY; UMANS, 2006).

1.1 TEMA

O acesso de uma GD diretamente à rede de distribuição é garantido pela ANEEL, no entanto, o acessante deve submeter-se aos critérios que visam a segurança da operação e a qualidade da energia elétrica.

A operação coordenada visa minimizar os custos globais de produção de energia elétrica, aumentando a confiabilidade do fornecimento de energia ao mercado consumidor final (RUFATO, 2006).

Alguns autores como Acharya, Mahat e Mithulananthan (2006), apresentam uma metodologia para calcular o tamanho ótimo da unidade de GD minimizando as perdas no sistema de distribuição primário.

A ANEEL considera os seguintes aspectos da qualidade da energia elétrica em regime permanente ou transitório: tensão em regime permanente, fator de potência, harmônicos, desequilíbrio de tensão, flutuação de tensão, variações de tensão de curta duração e variação de frequência.

As características de uma máquina síncrona, quando conectadas ao sistema elétrico de distribuição, influenciam diretamente nos valores dos aspectos acima citados. Portanto, é necessário o estudo dos impactos, para determinar os parâmetros máximos do gerador, sem prejudicar a qualidade da energia elétrica.

Os estudos são complexos, demorados e obrigatórios. Para otimizá-los, faz-se necessário o desenvolvimento de um *software*, que possa identificar com quais potências máximas os geradores poderão se conectar em um alimentador do sistema de distribuição (13,8 kV e 34,5 kV), sem causar impactos, que venham a prejudicar a qualidade da energia elétrica, no que diz respeito ao aspecto de variação de tensão e frequência que estas máquinas poderão provocar no sistema elétrico de potência (SEP).

1.2 DELIMITAÇÃO DO TEMA

Avaliação dos impactos causados pela conexão de uma máquina síncrona numa pequena central hidrelétrica (PCH), quando conectada ao sistema elétrico de distribuição (13,8 kV e 34,5 kV), em regime permanente, para identificar se a operação pode acontecer sem causar prejuízo à qualidade da energia elétrica, em termos de nível de tensão e frequência.

1.3 PROBLEMA

A geração distribuída é uma realidade e precisa ser objeto de pesquisa nos mais diversos segmentos: estudos de proteção, qualidade da energia elétrica, vantagens e desvantagens.

De acordo com Ribeiro; Ferreira e Medeiros (2006) “dependendo da tecnologia de GD empregada, em que ponto do sistema é conectada e do aspecto de qualidade, a inserção de GD pode contribuir para melhorar ou deteriorar a qualidade de energia”.

Alguns itens necessitam de estudos profundos, como: regulação de tensão, sincronização, proteção, qualidade de energia, ilhamento, testes necessários para conexão da GD à rede, entre outros, quando se trata da implantação de GD (BRITO, 2007).

Neste trabalho foram estudados os impactos causados com a conexão de uma GD por uma PCH, na rede de distribuição, alteração nos níveis de qualidade de fornecimento de energia (funções de relé 59, 27 e 81, respectivamente sobretensão, subtensão e frequência).

1.4 OBJETIVOS

1.4.1 Objetivo geral

O objetivo deste trabalho foi desenvolver um *software* para analisar os parâmetros de potências (ativa e reativa), que causam impactos na rede elétrica de distribuição, como: variação de tensão e frequência, quando é feita a conexão de uma PCH com máquina síncrona geradora, em um sistema elétrico de distribuição (até 34,5 kV).

1.4.2 Objetivos específicos

Foi desenvolvido um algoritmo na linguagem *C#*, que possibilitou a definição das características máximas de uma GD, respeitando os limites operacionais da máquina síncrona, para que sua conexão seja feita em um ponto da linha tronco do sistema de distribuição (até 34,5 kV), sem infringir os pré-requisitos determinados pela ANEEL em seu PRODIST, estabelecidos no Módulo 3 – Acesso ao Sistema de Distribuição e no Módulo 8 – Qualidade da Energia Elétrica.

1.5 JUSTIFICATIVA

Após a regulamentação das condições gerais para o acesso de geração distribuída aos sistemas de distribuição de energia elétrica, estabeleceu-se, pela ANEEL, os pré-requisitos necessários para garantir que a conexão não interfira na qualidade da energia elétrica, além das proteções mínimas necessárias para a segurança da operação.

A conexão do acessante só pode acontecer após o atendimento a esses pré-requisitos, normatizados e padronizados no PRODIST, em seus módulos 3 e 8.

1.6 PROCEDIMENTOS METODOLÓGICOS

O trabalho foi fundamentado a partir de pesquisas bibliográficas, em livros, artigos técnicos, dissertações de mestrado e teses de doutorado, que apresentaram a mesma abordagem dedicada ao tema de estudo.

Foi elaborado o estudo do método matemático de Gauss-Seidel, para executar o cálculo de fluxo de potência, seguindo para o desenvolvimento da estruturação do código do programa.

Por fim, desenvolveu-se as simulações, uma no *software* ANAREDE, e a outra no programa desenvolvido, com valores teóricos, de maneira a possibilitar a comparação e validação do programa.

1.7 ESTRUTURA DO TRABALHO

A estruturação deste trabalho está organizada em seis capítulos:

Capítulo 1 – Introdução com apresentação do tema, problemas e premissas, objetivos gerais, objetivos específicos, justificativas e procedimentos.

Capítulo 2 – Apresentação do embasamento teórico sobre estudos a respeito de geração distribuída e conceitos gerais sobre máquinas síncronas.

Capítulo 3 – É apresentado um resumo teórico para a formulação da análise do fluxo de carga, consta também com a apresentação de um exemplo teórico para o equacionamento do fluxo de carga.

Capítulo 4 - Este capítulo é dedicado ao detalhamento de alguns métodos utilizados para análise do fluxo de carga, com as formulações matemáticas necessárias para a estruturação do código do programa.

Capítulo 5 – É dedicado ao desenvolvimento do programa, as grandezas de entrada requeridas pelo usuário e as grandezas de saída que estão disponibilizadas,

além das simulações feitas para a validação do algoritmo desenvolvido, com um exemplo específico de conexão de GD no SEP.

Capítulo 6 – Considerações finais e sugestões para trabalhos futuros.

2 SISTEMA ELÉTRICO DE DISTRIBUIÇÃO

O segmento de distribuição se caracteriza como o segmento do setor elétrico dedicado à entrega de energia elétrica para um usuário final. Como regra geral, o sistema de distribuição pode ser considerado como o conjunto de instalações e equipamentos elétricos que operam, geralmente, em tensões inferiores a 230 kV, incluindo os sistemas de baixa tensão (ANEEL, 2014).

As subestações (SEs), de distribuição fornecem energia aos consumidores através de alimentadores primários em média tensão. Conectados aos alimentadores primários, através de transformadores abaixadores estão os alimentadores secundários que fornecem energia a clientes de menor porte em baixa tensão, como clientes residenciais e comerciais (SHORT, 2004).

Alguns exemplos de tensões típicas praticadas em sistemas em sistemas elétricos de potência são:

- Geração: 400 V a 24 kV;
- Transmissão: 138 kV a 765 kV;
- Subtransmissão: 69 kV e 138 kV;
- Distribuição: média tensão (13,8 kV a 34,5 kV) e baixa tensão (110V a 440V).

Com a inserção de unidades geradoras nos sistemas de distribuição de energia (SDE), essa topologia básica dos SEP, que antes era conhecida agora sofre modificações, e após estas modificações a etapa da transmissão de energia não acontece, sendo que o gerador está conectado próximo à carga.

2.1 GERAÇÃO DISTRIBUÍDA

"Segundo Jenkins et al., (2000), não há uma definição universal para o termo geração distribuída". A geração distribuída ganhou maior força no Brasil nos últimos anos, porém há existência da geração distribuída em diversos países já é bem conhecida, algumas características comuns para se considerar um empreendimento como geração distribuída podem ser listadas, tais como o

planejamento e o despacho descentralizado, geradores usualmente conectados a sistemas de distribuição (RESENER, 2001).

Já em Ackermann e Andersson, (2001), a geração distribuída pode ser definida como uma fonte de geração conectada diretamente na rede de distribuição ou ao consumidor, e pode ser classificada em função da sua potência:

- Micro GD: menos de 10 kW;
- Pequena GD: entre 10 kW e 500 kW;
- Média GD: entre 500 kW e 5 MW;
- Grande GD: entre 5 MW e 50 MW.

Diferentes definições, independentes da capacidade instalada, têm sido adotadas. Para o IEEE, geração descentralizada é uma central de geração pequena o suficiente para estar conectada à rede de distribuição e próxima do consumidor (LORA; HADDAD, 2006).

A característica necessária para se considerar no caso brasileiro uma GD é a geração não despachada centralizadamente pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS). Segundo os procedimentos de rede do ONS, não são despachadas as usinas com potência disponibilizada para o sistema inferior a 30 MW (ONS, 2006).

No Brasil, geração distribuída foi definida de forma oficial através do Decreto nº 5.163, de 30 de Julho de 2004, publicado pela ANEEL, e foi definida da seguinte forma:

" Art. 14. Para os fins deste Decreto, considera-se geração distribuída a produção de energia elétrica proveniente de empreendimentos de agentes concessionários, permissionários ou autorizados (...), conectados diretamente no sistema elétrico de distribuição do comprador, exceto aquela proveniente de empreendimento:

I hidrelétrica com capacidade instalada superior a 30 MW; e

II termelétrica, inclusive de cogeração, com eficiência energética inferior a setenta e cinco por cento, (...).

Parágrafo único. Os empreendimentos termelétricos que utilizem biomassa ou resíduos de processo como combustível não estarão limitados ao percentual de eficiência energética prevista no inciso II do caput ." (ANEEL, 2004).

Vale ressaltar que o Decreto não estabelece limite de potência instalada para as centrais térmicas serem classificadas como geração distribuída, porém

estabelece limite máximo para as centrais hidrelétricas, ou seja, apenas pequenas centrais hidrelétricas PCHs - potência instalada inferior a 30 MW - são classificadas como geração distribuída.

As figuras de produtor independente e autoprodutor foram regulamentadas na Lei 9.074, de 7 de julho de 1995, que estabelece normas para outorga e prorrogações das concessões e permissões dos serviços públicos.

Os produtores independentes de energia (PIE), são geradores que não são concessionários de serviço público, podendo ser, pessoa jurídica ou empresas reunidas em consórcio que recebam concessão ou autorização para produzir energia elétrica destinada ao comércio.

O autoprodutor de energia recebe autorização para produzir energia elétrica, destinada ao seu uso exclusivo, sendo permitida a venda de excedentes.

Com a publicação da Resolução ANEEL nº 281, de 1 de outubro de 1999, foram estabelecidas as condições gerais de contratação, assim um dos objetivos desta Resolução é permitir o livre acesso aos sistemas de distribuição e transmissão de concessionário e permissionário do serviço público de energia, possibilitando a comercialização direta de energia entre produtores e consumidores, independentemente de suas localizações no sistema elétrico.

O Decreto no 2.003, de 10 de setembro de 1996, determina que, para garantir a utilização e a comercialização da energia produzida, o autoprodutor e o produtor independente terão o livre acesso aos sistemas de transmissão e distribuição de concessionários e permissionários de serviço público de energia, mediante o ressarcimento do custo de transporte de energia envolvido.

2.1.1 Principais vantagens

Em redes de distribuição, a GD pode fornecer vantagens tanto para consumidores quanto para as empresas de distribuição, podem ser instaladas em sistemas que possuam desempenho satisfatórios somente para redução de perdas, mas a GD será extremamente útil em sistemas que não apresentam desempenho satisfatório. Estes sistemas críticos são encontrados em redes onde a geração central é impraticável ou existe deficiência no transporte de energia. As principais

razões para o crescente uso da GD são (BORGES, FALCÃO, JÚNIOR, MANZONI, 2003; INEE, 2004):

- As unidades GD estão próximas dos consumidores de modo que o custo de transporte (transmissão e distribuição) são reduzidos;
- As questões ambientais levantadas com a instalação de pequenas unidades são reduzidas, especialmente quando empregadas fontes alternativas de energia;
- A liberação do mercado de energia cria oportunidades para novos agentes produtores;
- Redução nos custos de ampliação das linhas de transmissão pelo fato de estar localizado próximo das cargas;
- Redução da dependência de importação de energia em algumas regiões;
- Aumento da capacidade de transmissão da linha de distribuição, retardando investimentos em infraestrutura das redes.

2.1.2 Principais desvantagens

A inserção de geradores ao longo das linhas de distribuição acarretará em impactos técnicos qualitativos e quantitativos. Estes impactos irão alterar em maior ou menor escala as condições de operação da rede pois esta não foi projetada para este tipo de conexão. Ao se inserir a GD em um sistema de distribuição de energia serão observadas as seguintes alterações em sua operação (GALLARDO, 2005):

- Os fluxos de potência ativa não serão mais em somente uma direção. Após a inserção da(s) unidade(s) GD os fluxos poderão ter sentidos e valores diversos para variados níveis de carga;
- Variação do perfil de tensão ao longo das linhas. As tensões irão decrescer e aumentar ao longo da linha dependendo da localização e potência fornecida pela(s) unidade(s) GD;
- Podem ser observadas variações rápidas de tensão devido a entrada ou saída de geradores do sistema;

- A potência de curto-circuito aumenta em todas as barras da rede, observando-se um incremento ainda maior nas barras onde são inseridas as unidades;
- Podem surgir problemas ligados ao controle da tensão, podendo ocorrer a violação do limite superior de tensão do sistema.

2.2 PROCEDIMENTOS DE DISTRIBUIÇÃO

Os Procedimentos de Distribuição (PRODIST) são documentos que estabelecem os requisitos técnicos mínimos necessários ao planejamento, acesso, uso e operação dos sistemas de distribuição e as responsabilidades de cada agente. Estes procedimentos foram formados através de um conjunto de leis e decretos brasileiros, de responsabilidade da ANEEL. Ainda, o PRODIST visa garantir a segurança, eficiência, qualidade e confiabilidade das redes de distribuição.

Quando aplicável, ficam sujeitos ao PRODIST as concessionárias, permissionárias e autorizadas dos serviços de geração distribuída e de distribuição de energia elétrica; os consumidores conectados à rede de distribuição, em qualquer classe de tensão, inclusive consumidor ou conjunto de consumidores reunidos por comunhão de interesses; agente importador ou exportador de energia elétrica conectado ao sistema de distribuição; transmissoras detentoras de Demais Instalações de Transmissão (DIT); e o ONS.

Os acessantes de geração que desejam se conectar aos sistemas de distribuição devem observar as regras e procedimentos apresentados no PRODIST. O Módulo 3 (ANEEL, 2009) trata do acesso aos sistemas de distribuição, regendo os processos de consulta, informação, solicitação e parecer de acesso, bem como apresentando o fluxo de informações que deve acontecer durante os processos.

Para viabilizar a conexão devem ser observados todos os requisitos técnicos apresentados no PRODIST, como os requisitos de qualidade de energia elétrica (Módulo 8) e os procedimentos operativos dos SDE (Módulo 4).

2.3 PEQUENAS CENTRAIS HIDRELÉTRICAS - PCH

2.3.1 Definição de PCH

De acordo com a Resolução ANEEL nº 652, de 09 de dezembro de 2003, será considerado com características de PCH o aproveitamento hidrelétrico com potência superior a 1000 kW e igual ou inferior a 30.000 kW, destinado a produção independente, autoprodução ou produção independente autônoma, com área do reservatório inferior a 3,0 km².

Caso a área do reservatório ultrapasse o limite de 3,0Km², o aproveitamento ainda será considerado com características de PCH caso se verifique pelo menos uma das seguintes condições:

I - atendimento à inequação

$$A \leq \frac{14,3 \times P}{H_b} \quad (1)$$

sendo:

P = potência elétrica instalada em (MW);

A = área do reservatório em (km²);

H_b = queda bruta em (m), definida pela diferença entre os níveis d'água máximo normal de montante e normal de jusante;

II - reservatório cujo dimensionamento, comprovadamente, foi baseado em outros objetivos que não o de geração de energia elétrica.

2.3.2 Classificação

A ELETROBRÁS (2003), classifica os tipos de PCH, quanto à capacidade de regulação do reservatório, sendo elas:

- A Fio d'Água;
- de Acumulação, com Regularização Diária do Reservatório;
- de Acumulação , com Regularização Mensal do Reservatório.

Segundo a ELETROBRÁS (2003), as PCHs que operam a fio d'água são empregadas quando as vazões de estiagem do rio são iguais ou maiores que a descarga necessária à potência a ser instalada para atender à demanda máxima prevista.

Este tipo de PCH apresenta algumas simplificações, entre elas:

- dispensa estudos de regularização de vazões;
- dispensa estudos de sazonalidade da carga elétrica do consumidor;
- facilita os estudos e a concepção da tomada d'água.

Em seu manual, a ELETROBRÁS (2003) também classifica as PCHs quanto ao sistema de adução, sendo que são considerados dois tipos:

- adução em baixa pressão com escoamento livre em canal / alta pressão em conduto forçado;
- adução em baixa pressão por meio de tubulação / alta pressão em conduto forçado.

A escolha de um ou outro tipo dependerá das condições topográficas e geológicas que apresenta o local do aproveitamento, bem como de estudo econômico comparativo.

2.4 QUALIDADE DE ENERGIA

"Diversos aspectos permitem a avaliação da qualidade do fornecimento de energia elétrica, entre eles podem-se citar a continuidade do fornecimento, nível de tensão, oscilações de tensão, desequilíbrios, distorções harmônicas, entre outros" (L. M. MEHL, Ewaldo).

Existem ainda os aspectos para a avaliação da qualidade do produto em regime permanente e regime transitório, no entanto este estudo trata somente da abordagem para a qualidade de energia no estado de regime permanente.

2.4.1 Tensão em regime permanente

A tensão deve ser avaliada por meio de um conjunto equipamentos para efetuar leituras, onde são obtidas por medições apropriadas, de acordo com a metodologia descrita pelo órgão responsável pela qualidade de energia elétrica.

Segundo a Companhia Paranaense de Energia (COPEL), em sua NTC905100, o valor de tensão obtido pela medição, deve ser comparada a tensão de referência, que será a tensão nominal contratada no ponto de conexão. A conformidade dos níveis de tensão, obedecem aos critérios de avaliações nos pontos de: conexão com a rede de distribuição, conexões entre distribuidoras e nos pontos de conexões com as unidades consumidoras.

A operação da tensão em regime permanente num sistema elétrico podem ser estabelecidos de forma sendo adequada, precário e crítico. Onde a conformidade dos níveis de tensão deve ser avaliada nos pontos de conexão à rede de distribuição da concessionária (COPEL, 2012).

Tabela 1: Pontos de conexão em Tensão Nominal a 1 kV e inferior a 69 kV

Tensão de Atendimento (TA)	Faixa de Variação da tensão de Leitura (TL) em Relação à Tensão de Referência (TR)
Adequada	$0,93TR \leq TL \leq 1,05TR$
Precária	$0,90TR \leq TL < 0,93TR$
Crítica	$TL < 0,90TR$ ou $TL > 1,07TR$

Fonte: Manual de acesso de geração distribuída ao sistema da COPEL / NTC 905100 (COPEL, 2012).

Tabela 2: Pontos de conexão em Tensão Nominal a 69 kV e inferior a 230 kV

Tensão de Atendimento (TA)	Faixa de Variação da tensão de Leitura (TL) em Relação à Tensão de Referência (TR)
Adequada	$0,95TR \leq TL \leq 1,05TR$
Precária	$0,90TR \leq TL < 0,95TR$ ou $1,05TR \leq TL < 1,07TR$
Crítica	$TL < 0,90TR$ ou $TL > 1,07TR$

Fonte: Manual de acesso de geração distribuída ao sistema da COPEL / NTC 905100 (COPEL, 2012).

2.4.2 Flutuação de tensão

A flutuação de tensão no sistema elétrico, também denominada *falcar*, é de fundamental importância para a geração distribuída, uma vez que os geradores independentes podem parar e iniciar a geração frequentemente, dentro de certos limites estabelecidos, além de estarem sujeitos à variação da disponibilidade da fonte primária de geração. O *flicker* é causado principalmente pela conexão ou desconexão de geradores de indução no sistema elétrico (RIBEIRO, FERREIRA e MEDEIROS, 2005).

De acordo com o Módulo 8 do PRODIST quando acontece uma flutuação de tensão, sendo essa uma variação aleatória, repetitiva ou esporádica do seu valor eficaz, pode-se observar um incômodo provocado pelo efeito da cintilação no consumidor através dos respectivos aparelhos de iluminação.

2.4.3 Variação de frequência

As máximas variações de frequência permitidas estão definidas pela ANEEL no PRODIST - Módulo 8.

O sistema de distribuição e as instalações de geração conectadas ao mesmo devem, em condições normais de operação e em regime permanente, operar dentro dos limites de frequência situados entre 59,9 Hz e 60,1 Hz.

As instalações de geração conectadas ao sistema de distribuição devem garantir que a frequência retorne para a faixa de 59,5 Hz a 60,5 Hz, no prazo de 30 (trinta) segundos após sair desta faixa, quando de distúrbios no sistema de distribuição, para permitir a recuperação do equilíbrio carga-geração.

Havendo necessidade de corte de geração ou de carga para permitir a recuperação do equilíbrio carga-geração, durante os distúrbios no sistema de distribuição, a frequência:

- não pode exceder 66 Hz ou ser inferior a 56,5 Hz em condições extremas;

- pode permanecer acima de 62 Hz por no máximo 30 (trinta) segundos e acima de 63,5 Hz por no máximo 10 (dez) segundos;
- pode permanecer abaixo de 58,5 Hz por no máximo 10 (dez) segundos e abaixo de 57,5 Hz por no máximo 05 (cinco) segundos.

2.5 MÁQUINAS SÍNCRONAS

As máquinas em corrente alternada (CA) podem ser divididas em duas categorias: síncronas e indução. Porém nas PCH's são utilizados geradores CA síncronos de polos lisos ou salientes.

Segundo Fitzgerald, Kingsley e Umans (2006), um gerador síncrono simples, quando fornece potência a uma impedância de carga, está atuando como uma fonte de tensão cuja frequência é determinada pela velocidade do seu acionador mecânico primário (ou máquina motriz). A corrente e o fator de potência são determinados pela excitação do campo gerador, pelas impedâncias do gerador e da carga imposta.

O fornecimento de energia elétrica na maioria dos países, tem como fonte geradora, máquinas síncronas, pois são o principal meio de conversão de energia mecânica em elétrica, além de se conectar facilmente em paralelo com a rede elétrica.

2.5.1 Máquina de polos lisos em regime permanente

A figura 1 representa o diagrama de uma máquina síncrona, de polos lisos, caracterizada por uma reatância síncrona de eixo direto, x_d , associada a uma resistência de armadura, r_1 , ambas medidas em (Ω) *ohms*, por fase, e do eixo de quadratura (q) (ALMEIDA, 2014).

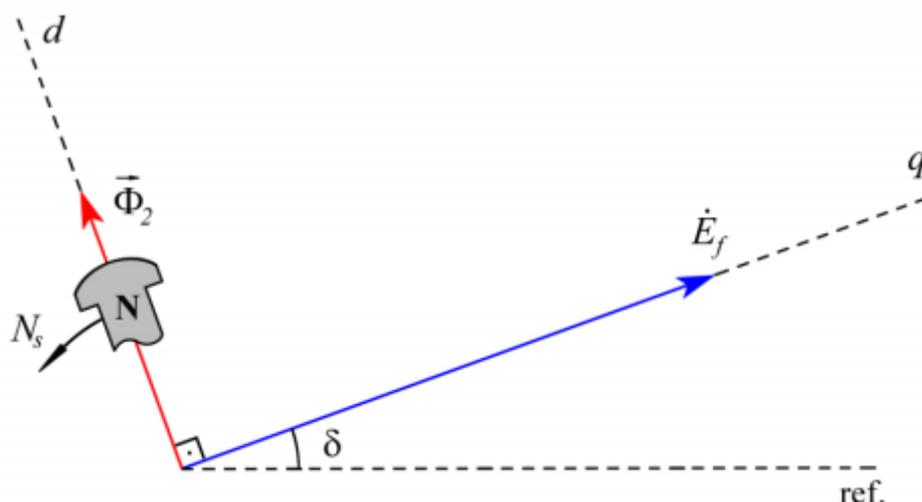


Figura 1: Definição dos eixos direto (d) e quadratura (q).
Fonte: Almeida, 2014

Em situações de regime permanente, o fluxo Φ_2 , gira no sentido anti-horário com velocidade constante N_s , juntamente com todo o diagrama fasorial. Neste caso, não há aceleração ou desaceleração das massas girantes do rotor, sendo constante e igual à velocidade síncrona. Se houver um incremento de potência mecânica na entrada do gerador, o polo norte se adiantará levemente em relação à referência, produzindo um incremento em δ , apropriadamente denominado ângulo de carga (ou de potência). Os estudos de estabilidade, sejam em regime permanente ou transitório, têm a finalidade de determinar se os valores iniciais e finais de δ , correspondem a situações estáveis, nas quais o gerador continua operando em sincronismo com o barramento infinito.

No circuito unifilar da figura 2 considera-se uma máquinas de potência elevada, neste caso, a resistência r_1 , é geralmente desprezível em relação à reatância síncrona x_d .

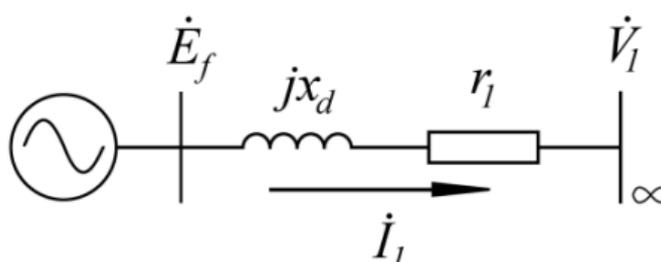


Figura 2: Circuito unifilar equivalente p/ máquina de polos lisos
Fonte: Almeida, 2014

A equação fasorial para um gerador síncrono de polos lisos é dada por:

$$\dot{E}_f = \dot{V}_f + (r_1 + jx_d) \cdot \dot{I}_1 \quad (2)$$

Nas condições de paralelismo do gerador como o barramento infinito adota-se:

$$\dot{E}_{fg} = \dot{V}_{1q} \quad (3)$$

onde:

\dot{E}_f = tensão interna por fase da máquina;

\dot{V}_f = tensão do terminal por fase;

r_1 = resistência interna da máquina;

x_d = reatância síncrona;

\dot{I}_1 = corrente de armadura por fase;

\dot{V}_{1q} = tensão do barramento infinito.

Sendo o primeiro termo a tensão do gerador antes do sincronismo e o segundo termo corresponde à tensão do barramento.

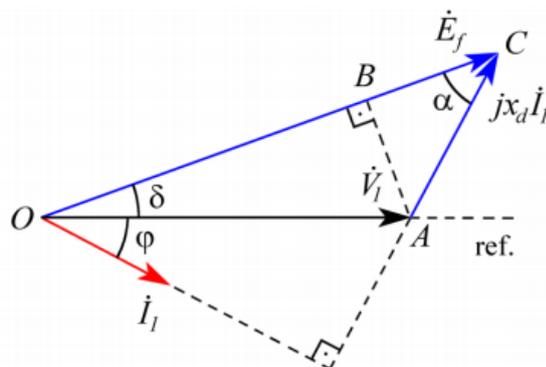


Figura 3: Exemplo de um diagrama fasorial de um gerador sobreexcitado
 Fonte: Almeida, 2014

Também é possível obter as seguintes equações:

$$P = \frac{V_1 E_f}{x_d} \cdot \text{sen}(\delta) \quad (4)$$

$$Q = \frac{V_1 E_f}{x_d} \cdot \cos \delta - \frac{V_1^2}{x_d} \quad (5)$$

onde a representação das potências se dá por: potência ativa (P), e potência reativa (Q).

2.5.2 Máquina de polos salientes em regime permanente

Em máquinas de polos salientes, tal constância não se verifica, sendo adotado outro modelo. Em condições de regime e de equilíbrio de fases, os efeitos dos polos salientes podem ser considerados, decompondo-se a corrente de armadura \dot{I}_1 , em duas componentes. Uma componente é \dot{I}_d , ao longo do eixo direto, e a outra é \dot{I}_q , ao longo do eixo em quadratura, de modo que:

$$\dot{I}_1 = \dot{I}_d + \dot{I}_q \quad (6)$$

Cada uma das componentes de \dot{I}_1 produzirá quedas de tensão diferentes, associadas às respectivamente reatâncias síncronas, de eixo direto x_d , e de eixo em quadratura x_q , conforme figura 4 para o caso de carga indutiva.

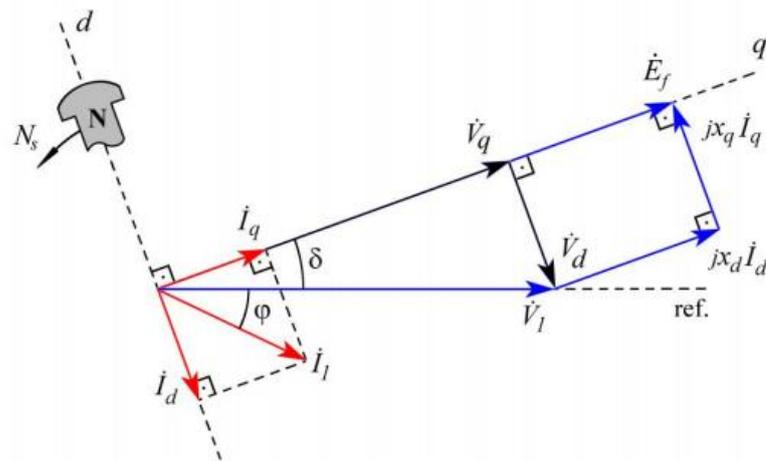


Figura 4: Diagrama fasorial para um gerador de polos salientes
Fonte: Almeida, 2014

No diagrama fasorial representado na figura 4 obtém-se diretamente a equação fasorial do gerador síncrono onde considera-se que $r_1 \cong 0$.

Pode-se, desta forma, deduzir a equação fasorial para um gerador síncrono de polos salientes.

$$\dot{E}_f = V_f + jx_d \dot{I}_d + jx_q \dot{I}_q \quad (7)$$

logo:

$$P = \frac{V_1 E_f}{x_d} \cdot \text{sen } \delta + \frac{V_1^2}{2} \cdot \left(\frac{1}{x_d} - \frac{1}{x_q} \right) \cdot \text{sen}(2\delta) \quad (8)$$

Ao contrário do que acontece na máquina de polos lisos, cuja potência ativa sofre variação senoidalmente em função do ângulo de carga, a potência da máquina de polos salientes é agora uma soma de duas partes. A primeira parte, conforme mostrado na figura 5, é denominada potência de excitação, por ser diretamente proporcional a E_f . A segunda parte, que não depende de E_f é denominada potência de relutância, por depender da diferença entre as relutâncias de eixo direto e de eixo em quadratura.

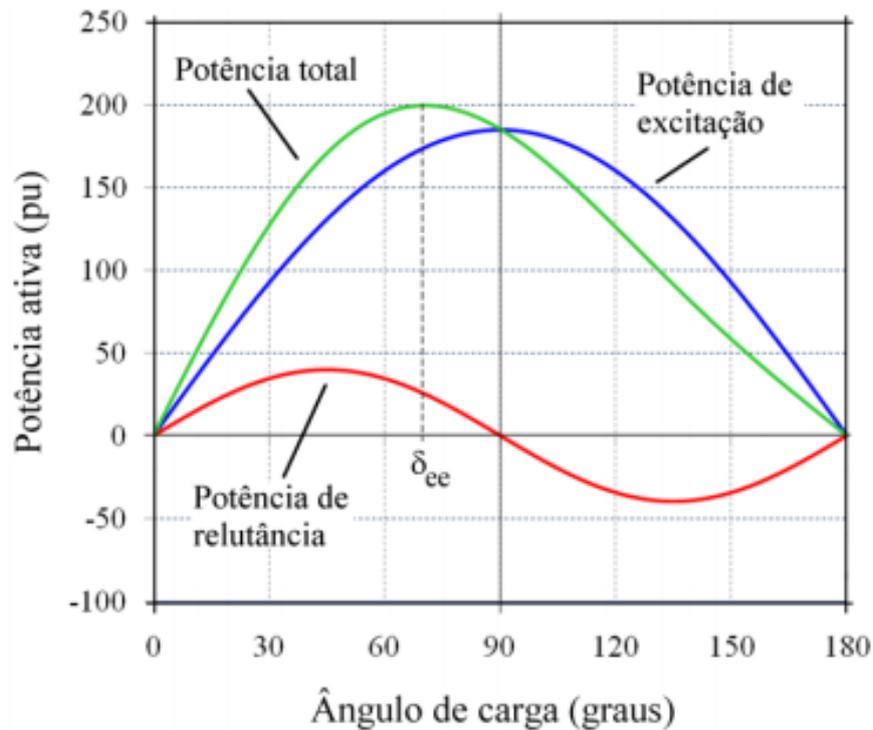


Figura 5: Potência ativa de um gerador de polos salientes
Fonte: Almeida, 2014

2.6 CURVA DE CAPABILIDADE

Além do limite de estabilidade estática é necessário conhecermos também todos os limites operacionais da máquina, os quais são representados pela curva de capacidade (também conhecida como curva de capacidade) (ALMEIDA, 2014).

Os fatores que limitam a curva de operação dos geradores síncronos são (SILVEIRA, 2011):

- Tensão terminal;
- Corrente de armadura;
- Corrente de campo;
- Limite de estabilidade;
- Excitação mínima permissível;
- Capacidade da máquina primária.

A curva de capacidade consiste em um método gráfico para representar os limites operacionais do gerador conforme a figura 6:

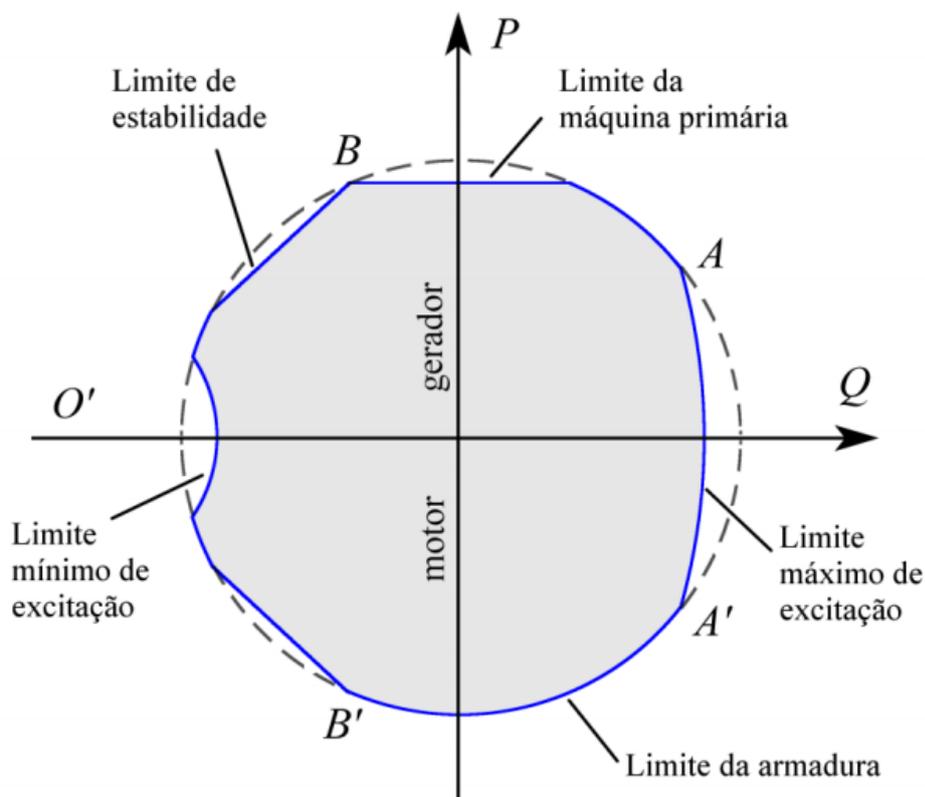


Figura 6: Curva de capacidade de uma máquina síncrona
Fonte: Almeida, 2014

Segundo Silveira (2011) a região sombreada representa os limites de operação que não deverá ser ultrapassada em regime permanente, mas devido à inércia térmica das máquinas os limites térmicos podem ser excedidos por curtos períodos de tempo.

Traçando essas curvas é possível determinar os valores de potência ativa e reativa do gerador para cada respectivo ponto.

2.7 SISTEMAS DE PROTEÇÃO PARA GERADORES SÍNCRONOS

As máquinas elétricas tem a função de transformar energia de uma forma para outra. Por exemplo, transformar energia mecânica em energia elétrica.

Pode-se classificar as máquinas elétricas da seguinte forma:

Tabela 3 : Classificação das máquinas elétricas

Máquinas	Descrição da Função
Geradores	Transforma energia mecânica em elétrica
Motores	Transforma energia elétrica em mecânica
Conversores	Transforma energia elétrica de uma forma para diversas outras formas

Fonte: Fitzgerald, 2006.

As máquinas síncronas (geradores ou motores) só funcionam na velocidade síncrona numa correta relação angular (MAEZONO, 2004).

As vantagens de se utilizar as máquinas síncronas são o seu alto rendimento e operação em velocidade constante. Por essas características são as mais empregadas para a geração de energia, pois podem ser conectadas com facilidade ao sistema elétrico, permitindo a conexão de inúmeros geradores simultaneamente em paralelo.

2.7.1 Anormalidades em geradores síncronos

Existem diversos casos de anomalias, que irão exigir uma atuação adequada de uma proteção, sendo essa essencial para evitar danos.

2.7.1.1 Sobrecarga

Existem casos que irão exigir acréscimo de potência que não são comuns, ou seja, uma sobrecarga não esperada. Essa potência extra provoca uma corrente acima da nominal exigindo a atuação para não danificar o gerador.

As proteções de sobrecarga são detectas pelas funções padronizadas pela *American National Standards Institute ANSI* :

- Sobrecarga térmica função *ANSI (49RMS)*;

- Supervisão da temperatura função *ANSI* (49T);
- Sobrecorrente com tempo inverso função *ANSI* (51).

2.7.1.2 Carga Desbalanceada

Quando um gerador está fornecendo potência para alimentar uma carga que esteja desbalanceada, irá causar a existência de uma corrente de sequência negativa I_2 , provocando correntes induzidas de frequência dupla no rotor. É tendo um superaquecimento nos enrolamentos do rotor. Quando acontecer esse caso a proteção que deve atuar é a *ANSI* 46. (MAEZONO, 2004)

2.7.1.3 Falha interna entre fase e carcaça

As consequências dessas falhas dependem do tipo de aterramento do neutro. Isso acarreta uma grande sensibilidade para limitar os danos nos circuitos magnéticos.

Conforme catálogo da Schneider, existem duas formas de aterramento desse neutro. A primeira quando o aterramento do neutro for diretamente por uma impedância, uma proteção de sobrecorrente residual temporizada, onde irá atuar as proteções *ANSI* 51N/51G, protegendo os enrolamentos principais. A segunda forma é quando for neutro isolado, uma proteção *ANSI* 59N será de sobretensão residual adequada será para detectar o deslocamento do neutro.

2.7.1.4 Perda de sincronismo

Pode ocorrer por mudança brusca de carga, por falha na rede ou até por perda de excitação.

Quando ocorre uma forte perturbação na rede, como um curto-circuito, tem-se a perda de potência, com isso o gerador tende a acelerar, permanecendo acionado pela máquina tracionante ocorrendo uma perda de sincronismo.

Outro caso é a perda de campo podendo levar na maioria dos casos, à perda de sincronismo, em menos de 1s, com a máquina operando como gerador de indução, com velocidade inferior à velocidade síncrona (MAEZONO, 2004).

2.7.1.5 Operação como motor

De acordo com Maezono (2004), quando o gerador está em regime permanente, está fornecendo energia ativa para a rede. Mas quando há uma inversão do fluxo de potência, o gerador começa a operar como motor síncrono. A função 32R onde é mais frequente em turbinas, pois os efeitos de motorização são detectadas por um relé, que avalia a potência ativa reversa, função *ANSI 32P*, absorvida pelo gerador.

A sensibilidade e o ajuste do relé dependem do tipo de máquina primária envolvida, visto que a potência necessária para motorizar é função da carga e das perdas nas engrenagens da máquina primária.

2.7.1.6 Variações de tensão e de frequência

Segundo Maezono (2004), a condição em regime permanente no sistema elétrico brasileiro, estabelecido pelo SIN, é de 60 hertz. Em casos de condições anormais de variação de frequência, como sub/sobrefrequência, poderá ocorrer:

- Desligamento para proteção da carga por desligamentos de disjuntores (sobrefrequência);
- Sobrecarga/Abertura de disjuntores numa subestação da concessionária;

2.7.1.7 Curto-circuito externo fase-fase (na rede)

Este tipo de falha é detectado efetivamente por uma proteção de sobrecorrente, com restrição de tensão, função *ANSI 51V*, cujo nível aumenta com a tensão, porém quando o curto-circuito é aproximadamente $3I_n$, é recomendada a utilização de uma proteção de sobrecorrente fase *ANSI 51*.

Outra solução é utilizar uma proteção de subimpedância temporizada *ANSI 21G*, ela pode também servir de *back-up ANSI 21B* e *back-up* para a proteção de sobrecorrente.

2.7.1.8 Curto-circuito interno fase-fase (no estator)

A proteção diferencial *ANSI 87G* de alta impedância ou de porcentagem fornece uma solução sensível e rápida.

Se o gerador funciona em paralelo, com outra fonte, a proteção de sobrecorrente de fase direcional *ANSI 67* pode detectar falhas no estator.

Em certos casos, especialmente para geradores de baixa potência, comparados à rede na qual estão conectados, a proteção contra curto-circuito interno fase-fase pode ser realizada das seguintes maneiras:

- Proteção de sobrecorrente instantânea validada quando o disjuntor do gerador aberto, com sensores de corrente no lado do ponto neutro, com regulagem inferior à corrente nominal;
- Proteção de sobrecorrente instantânea com sensores de corrente no lado do disjuntor, com regulagem superior a corrente de curto-circuito do gerador.

2.7.1.9 Falha na carcaça do estator

Se o neutro estiver aterrado no ponto neutro do gerador, será utilizada uma proteção de fuga à terra *ANSI 51G* ou uma proteção diferencial de fuga à terra restrita *ANSI 64REF*.

Se o neutro estiver aterrado na rede e não no ponto neutro do gerador, será detectada a falha na carcaça:

- Por uma proteção de fuga à terra no disjuntor do gerador, quando este for acoplado à rede;
- Por um dispositivo de monitoração de isolamento para regime de neutro isolado, quando o gerador for desacoplado da rede.

Se o neutro for impedante no ponto neutro do gerador, será utilizada uma proteção de falha na carcaça do estator 100% *ANSI 64G*, que é associação de duas funções:

- Deslocamento de tensão de neutro, que protege 80% dos enrolamentos *ANSI 59N*;
- Subtensão ponto neutro do harmônico de 3ª ordem (H3), que protege 20% dos enrolamentos do lado do neutro *ANSI 27TN*.

Se o neutro for isolado, a proteção contra falhas na carcaça será assegurada por um dispositivo de monitoração de isolamento. Este dispositivo opera por detecção de tensão residual *ANSI 59N* ou por injeção de corrente contínua entre neutro e terra.

Se este dispositivo existir na rede, ele irá monitorar o gerador quando este for acoplado, mas um dispositivo especial do gerador, validado pela posição aberta do disjuntor do circuito do gerador, será necessário para monitorar a isolamento quando o gerador for desacoplado.

2.7.1.10 Falha na carcaça do rotor

Quando o circuito de excitação for acessível, a falha na carcaça será monitorada por um controlador permanente de isolamento.

2.7.1.11 Perda de excitação

Quando um gerador síncrono acoplado a rede da concessionária, perde a excitação, ele passa a consumir potência reativa, ou seja, começa a funcionar no modo assíncrono. As consequências são o aumento da corrente, tendo um aquecimento no estator, e rotor, assim as proteções que irão atuar são:

- Direcional de sobrepotência reativa temporizada *ANSI 32Q*;
- Subimpedância *ANSI 40*;

De acordo Maezono (2004), alguns fatores para a perda de excitação são:

- Abertura acidental da proteção do campo do gerador;
- Um curto circuito fase-aberto no circuito do motor;
- Uma falha no regulador automático de tensão, com redução da corrente de campo indo a zero;
- Perda da fonte AC, para o circuito de excitação CC, pode também causar perda total do campo.

3 VARIÁVEIS ENVOLVIDAS

3.1 CONTROLE DE FREQUÊNCIA

O controle de frequência é necessário para manter um equilíbrio entre geração e carga, atuando diretamente sobre os geradores, a frequência é uma medida do balanço de potência ativa do sistema, se houver um crescimento das cargas do sistema e a potência gerada não acompanhar esse aumento, a diferença de potência necessária para alimentar as cargas é obtida da energia cinética, armazenada nas massas girantes das unidades dos geradores (ALMEIDA, 2014).

A cada instante a potência gerada pelas máquinas, deve ser igual à carga total do sistema, havendo um aumento da carga, as máquinas tenderão a reduzir suas velocidades, com conseqüente redução na frequência do sistema, porém se a potência gerada é maior do que a demanda, as máquinas tenderão a aumentar suas velocidades, causando um aumento na frequência, assim, a frequência não é uma grandeza constante, mas continuamente variável, e essas variações normalmente são pequenas, não causando efeitos para os consumidores (ALMEIDA, 2014).

3.2 FLUXO DE POTÊNCIA

O cálculo do fluxo de carga (ou fluxo de potência), em SEP, consiste basicamente na determinação do estado (tensões complexas das barras), de operação do sistema para uma dada topologia e uma condição operativa do sistema, da distribuição dos fluxos e de algumas outras grandezas de interesse.

O cálculo de fluxo de carga é, em geral, realizado utilizando-se métodos computacionais desenvolvidos especificamente para a resolução do sistema de equações e inequações algébricas que constituem o modelo estático da rede. A partir disso, determina-se um novo estado operativo para o sistema elétrico, obtendo-se (MONTICELLI, 1983):

- Os módulos e ângulos das tensões nas barras dos sistemas;

- Os fluxos de potência ativa e reativa nas linhas de transmissão;
- As potências ativas e reativas, geradas e consumidas, bem como as perdas nos diversos elementos que compõem o sistema elétrico de potência.

Uma das análises mais comuns em sistemas de potência é o estudo do fluxo de carga, que pode ser empregado como parte em análise de estabilidade de sistemas, em otimização e em confiabilidade.

Podem se citar mais algumas aplicações para simulações de fluxo de carga, tais como:

- Planejamento do sistema elétrico, visando a conhecer detalhes para expansão futura;
- Avaliação das condições operativas do sistema;
- Determinação dos limites de transmissão de potência do sistema elétrico.

3.2.1 Considerações iniciais

Segundo Bernardes (2007), são necessárias algumas simplificações para se calcular o fluxo de carga:

- Serão consideradas como constantes as cargas ativas e reativas, sendo que na prática, as cargas sofrem variações, de maneira lenta e gradual, considerando longos períodos de tempo, assim, em intervalos de tempo muito pequenos essas mudanças são quase imperceptíveis;
- Caso ocorram mudanças significativas nas cargas, alteram se os valores fornecidos para as mesmas e um novo cálculo é efetuado;
- O sistema elétrico é considerado simétrico, em relação as suas três fases, e poderá ser representado na forma unifilar, de maneira que essa simplificação não altera a precisão dos resultados em sistemas de potência.

3.2.2 Fluxo de carga aspectos gerais

O problema do fluxo de carga ou fluxo de potência pode ser formulado por um sistema de equações e inequações algébricas não lineares que correspondem, respectivamente às leis de Kirchhoff e a um conjunto de restrições operacionais da rede elétrica e de seus componentes. Para a formulação mais simples do problema a cada barra da rede serão associadas quatro variáveis, duas dessas são consideradas como dados do sistema e as outras duas como as incógnitas (MONTICELLI, 1983).

- V_k : magnitude da tensão nodal (barra k);
- θ_k : ângulo da tensão nodal;
- P_k : geração líquida de potência ativa;
- Q_k : injeção líquida de potência reativa.

A definição das variáveis a serem calculadas, dependem das quais variáveis nodais entram como dados, dessa maneira definem-se três tipos de barras:

- PQ : são dados P_k e Q_k , e calculados V_k e θ_k ;
- PV : são dados P_k e V_k , e calculados Q_k e θ_k ;
- $REFERÊNCIA$: são dados V_k e θ_k , e calculados P_k e Q_k .

Barras PQ e PV são do tipo barras de carga e de geração, respectivamente. A barra $V\theta$, também conhecida como barra de *referência*, tem dupla função, fornecendo a referência angular do sistema e também sendo utilizada para fechar o balanço de potência do sistema, levando em conta as perdas de transmissão, não conhecidas antes da solução final do problema (MONTICELLI, 1983).

O conjunto de equações do problema do fluxo de carga é formado por duas equações para cada barra, cada uma delas, representando o fato de as potências ativas e reativas injetadas em uma barra serem iguais à soma dos fluxos correspondentes que deixam a barra através das linhas de transmissão, transformadores, entre outros. Isso corresponde a Primeira Lei de Kirchhoff e pode ser expresso matematicamente como se segue (MONTICELLI, 1983):

$$P_k = \sum_{m \in \Omega K} P_{Km} (V_K, V_m, \theta_k, \theta_m) \quad (9)$$

$$Q_k + Q_k^{sh}(V_k) = \sum_{m \in \Omega_k} Q_{km}((V_k, V_m, \theta_k, \theta_m)) \quad (10)$$

em que:

- $k: 1, \dots, NB$, sendo NB o número de barras da rede;
- Ω_k : conjunto de barras vizinhas de k ;
- V_k, V_m : magnitude das tensões das barras terminais do ramo $k-m$;
- θ_k, θ_m : ângulo das tensões das barras terminais do ramo $k-m$;
- P_{km} : fluxo de potência ativa do ramo $k-m$;
- Q_{km} : fluxo de potência reativa do ramo $k-m$;
- Q_k^{sh} : componente de injeção de potência reativa devida ao elemento *shunt* da barra k ($Q_k^{sh} = b_k^{sh} V_k^2$, sendo b_k^{sh} a susceptância *shunt* ligada à barra k).

O conjunto de inequações, que fazem parte do problema de fluxo de carga, é formado, entre outras, pelas restrições nas magnitudes das tensões nodais das barras PQ e pelos limites nas injeções de potência reativa das barras PV :

$$V_K^{min} \leq V_K \leq V_K^{max} \quad (11)$$

$$Q_K^{min} \leq Q_K \leq Q_K^{max} \quad (12)$$

3.2.3 Formulação do Problema de Fluxo de Carga

Os componentes que formam uma rede de transmissão de energia elétrica podem ser modelados através de circuitos equivalentes, as equações básicas do fluxo de carga são obtidas impondo-se a conservação das potências ativa e reativa em cada nó da rede, isto é, a potência líquida injetada deve ser igual à soma das potências que fluem pelos componentes internos que têm este nó como um de seus terminais. Isso equivale a se impor a Primeira Lei de Kirchhoff (MONTICELLI, 1983).

Na prática, todos os métodos usados atualmente no cálculo do fluxo de carga usam a análise nodal em sua formulação. Nos sistemas de potência são consideradas as potências injetadas nos nós do sistema e não mais as correntes.

Em Bernardes (2007), é elaborado um exemplo, para um barramento qualquer de um sistema elétrico de potência, Figura 7:

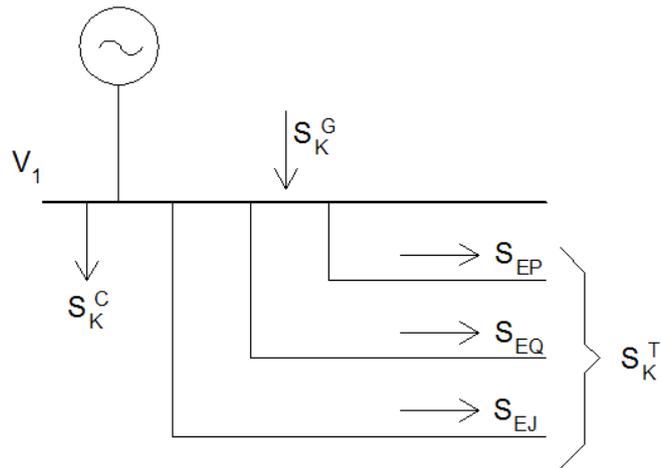


Figura 7: Representação de um Sistema de Potência
Fonte: Bernardes, 2007

onde:

S_k^G : Potência complexa gerada no nó k ;

S_k^C : Potência complexa consumida no nó k ;

$S_k^T = S_{EP} + S_{EQ} + S_{EJ}$: Potência complexa transferida do nó (k) para os demais nós da rede através do sistema de transmissão.

Considerando a primeira lei de Kirchhoff no nó (k) do sistema tem-se a equação (13), considerando a convenção para a potência que é entregue a barra é positiva; e a potência fornecida pela barra é considerada negativa:

$$S_k^G - S_k^C - S_k^T = 0 \quad (13)$$

A equação nodal de um circuito de n nós, em termos da matriz de admitâncias nodal $[Y_N]$ é dada por:

$$[Y_N][V_N] = [I_N] \quad (14)$$

onde:

$[Y_N]$: matriz de admitância nodal do sistema, de ordem $n \times n$;

$[V_N]$: vetor das tensões nodais do sistema, contendo n elementos;

$[I_N]$: vetor das correntes injetadas nos nós do sistema, contendo n elementos.

O cálculo do fluxo de carga se faz necessário para obtermos a determinação das tensões nodais do sistema, ou seja, o vetor $[V_N]$; logo se o vetor $[I_N]$ fosse conhecido, o problema seria prontamente resolvido. Porém, não se tem o valor do vetor $[I_N]$, e uma vez que as gerações são representadas através de potências, com a potência complexa injetada em um nó do sistema, denominada S_k^I , é a diferença entre a potência complexa gerada no nó, S_k^G , e a potência complexa consumida neste nó, S_k^C . Assim tem-se que:

$$S_k^I = S_k^G - S_k^C \quad (15)$$

Assim a potência complexa injetada é exatamente a potência disponível para ser transmitida aos demais barramentos do sistema, então:

$$S_k^I = S_k^T \quad (16)$$

Logo a potência injetada relaciona-se com a corrente complexa injetada no nó k :

$$S_k^I = V_k I_k^* \rightarrow I_k = \frac{(S_k^I)^*}{V_k^*} \quad (17)$$

onde: V_k é a tensão do nó k . Considerando como norma o símbolo $*$ de conjugado do número complexo associado. Para se obter o vetor $[I_N]$, em função das potências injetadas e das tensões nos barramentos, usa-se a equação (17) para cada um dos barramentos. Assim:

$$[I_N] \left[\left(\frac{S_N^I}{V_N} \right) \right]^* = \left[\left(\frac{S_N^G - S_N^C}{V_N} \right) \right]^* \quad (18)$$

Apesar das equações anteriores serem lineares, a introdução da equação (18) torna o modelo altamente não linear:

$$\left[\left(\frac{S_N^G - S_N^C}{V_N}\right)\right]^* = [Y_N][V_N] \quad (19)$$

Para um nó qualquer, tem-se então:

$$\frac{(S_k^G - S_k^C)^*}{V_k^*} = \sum_{j=1}^n Y_{kj} V_{kj} \quad (20)$$

Nota-se que da equação anterior, que para cada nó do sistema, uma equação complexa é associada. Assim podem ser divididas em parte real e parte imaginária, dando origem a outras duas equações, que resultam:

$$Re\left[\frac{(S_k^G - S_k^C)^*}{V_k^*}\right] = Re\left\{\sum_{j=1}^n Y_{kj} V_{kj}\right\} \quad (21)$$

$$Im\left[\frac{(S_k^G - S_k^C)^*}{V_k^*}\right] = Im\left\{\sum_{j=1}^n Y_{kj} V_{kj}\right\} \quad (22)$$

Dessa forma, um sistema com n barramentos, é modelado por $2n$ equações não lineares. Cada um dos barramentos e, então, caracterizado por seis grandezas específicas:

- a potência ativa gerada, P_k^G ;
- a potência reativa gerada, Q_k^G ;
- a potência ativa consumida, P_k^C ;
- a potência reativa consumida, Q_k^C ;
- o módulo da tensão, V_k ;
- o ângulo de fase da tensão, θ_k .

Sendo a forma polar, a mais comum para o equacionamento do fluxo de carga, assim tem-se equações para o cálculo das potências ativas e reativas:

$$P_{is} = V_i \sum_{j=1}^n V_j (G_{ij} \cos \theta_{ij} + B_{ij} \sin \theta_{ij}) \quad (23)$$

$$Q_{is} = V_i \sum_{j=1}^n V_j (G_{ij} \sin \theta_{ij} - B_{ij} \cos \theta_{ij}) \quad (24)$$

3.2.4 Métodos de solução iterativos

Existem diversos métodos encontrados nas literaturas, alguns ocupam posição especial, que são os métodos mais comuns para o cálculo de fluxo de carga:

- Método de *Gauss*;
- Método de *Gauss-Seidel*;
- Método da Relaxação;
- Método de *Newton-Raphson*;
- Método misto (*Gauss-Seidel* e *Newton-Raphson*).

Existem variantes para cada um desses métodos, com opções que visam a melhoraria do processo de convergência, e redução do tempo computacional. Em princípio, o método de Gauss-Seidel, é uma versão melhorada do método de Gauss, tem uma implementação computacional simples, com pouco uso de memória nos cálculos, mas o método apresenta um alto esforço computacional durante o processo iterativo (BERNARDES, 2007).

4 MÉTODOS PARA A SOLUÇÃO DO FLUXO DE CARGA

O método de Gauss-Seidel, é caracterizado pela simplicidade na implementação da programação.

Segundo Castro (2014), o método iterativo possui as seguintes características:

- Os valores da iteração anterior não precisam ser armazenados;
- Possui um número pequeno de cálculos por iteração. Pois o número de elementos da somatória da matriz Y é baixo, tendo a avaliação da tensão duas a duas barras do sistema (Sistema radial);
- O método converge se a matriz Y possuir uma diagonal dominante.

Utilizando como comparativo o método complexo de Newton Raphson, Castro (2014), também cita as seguintes desvantagens ao utilizar este método:

- Requer mais espaço de memória para armazenamento, devido a matriz Jacobiana;
- O tempo computacional por iteração é maior, pois se deve inverter a matriz Jacobiana e multiplicá-la por um vetor;
- As técnicas de armazenamento compacto dos valores reduzindo significativamente o espaço de memória utilizado para realizar os cálculos e ainda necessita um esforço computacional maior que o método de Gauss-Seidel.

Portanto, o método selecionado para o desenvolvimento do *software* foi o Gauss-Seidel. Este se diferencia do método de Gauss, por utilizar nas equações o cálculo das tensões já calculadas para outros barramentos, na mesma iteração.

4.1 MÉTODO DE GAUSS

O primeiro programa computacional para a solução do cálculo de fluxo de potência foi desenvolvido utilizando o método de Gauss, considerado simples por

não exigir grande quantidade de memória do computador, porém em alguns casos devido a complexidade do sistema pode apresentar dificuldades em convergir para uma solução. Para o cálculo do método de Gauss, considera-se um sistema de n equações algébricas lineares $Ax = b$.

Considerando a linha i da equação matricial representada abaixo, são escritas as seguintes equações:

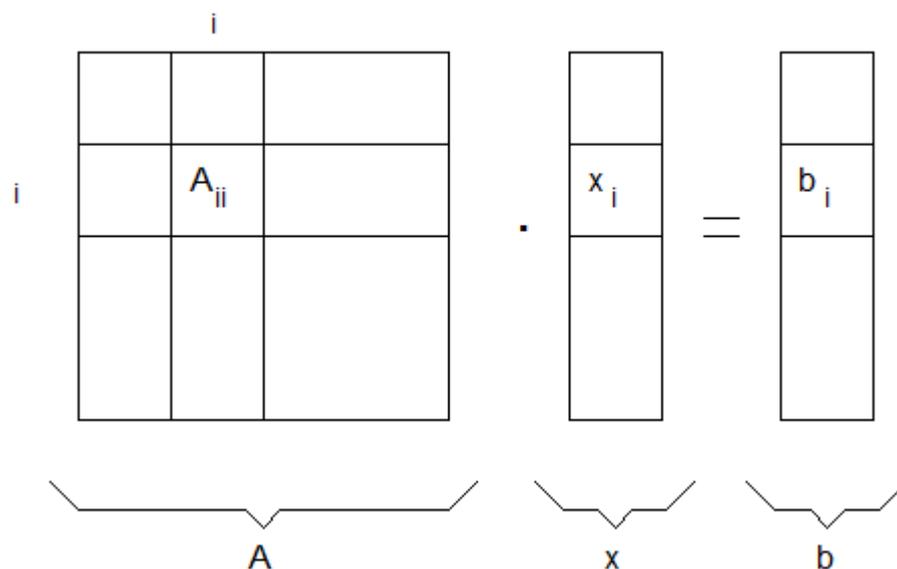


Figura 8: Matriz do tipo $Ax=B$
Fonte: Autoria própria

$$\sum_{j=1}^n A_{ij} x_j = b_i \quad (i = 1, \dots, n) \quad (25)$$

$$A_{ii}x_i + \sum_{\substack{j=1 \\ j \neq i}}^n A_{ij} x_j = b_i \quad (i = 1, \dots, n) \quad (26)$$

resolvendo para x_i :

$$x_i = \frac{1}{A_{ii}} \cdot \left(b_i - \sum_{\substack{j=1 \\ j \neq i}}^n A_{ij} x_j \right) \quad (i = 1, \dots, n) \quad (27)$$

o processo iterativo para uma iteração $(m + 1)$ pode ser definido como:

$$x_i^{(m+1)} = \frac{1}{A_{ii}} \cdot \left(b_i - \sum_{\substack{j=1 \\ j \neq i}}^n A_{ij} x_j^m \right) \quad (i = 1, \dots, n) \quad (28)$$

Para obter a solução de $x_i^{(m+1)}$ são utilizados os valores das iterações anteriores, ou seja valores de $x_i^{(m)}$.

Descreve-se abaixo um exemplo do processo iterativo utilizando o método de Gauss para $n = 3$:

$$x_1^{(m+1)} = \frac{1}{A_{11}} \cdot [b_1 - (A_{12}x_2^{(m)} + A_{13}x_3^{(m)})] \quad (29)$$

$$x_2^{(m+1)} = \frac{1}{A_{22}} \cdot [b_2 - (A_{21}x_1^{(m)} + A_{23}x_3^{(m)})] \quad (30)$$

$$x_3^{(m+1)} = \frac{1}{A_{33}} \cdot [b_3 - (A_{31}x_1^{(m)} + A_{32}x_2^{(m)})] \quad (31)$$

4.2 MÉTODO DE GAUSS-SEIDEL

Sendo considerada a mesma equação matricial representada na figura 8, pode ser escrita uma forma alternativa para o processo iterativo como:

$$x_i^{(m+1)} = \frac{1}{A_{ii}} \cdot (b_i - \sum_{j=1}^{i-1} A_{ij} x_j^{(m+1)} - \sum_{j=i+1}^n A_{ij} x_j^{(m)}) \quad (i = 1, \dots, n) \quad (32)$$

Para obter a solução de $x_i^{(m+1)}$ são utilizados os valores mais recentes disponíveis dos elementos do vetor x .

Descreve-se um exemplo de um processo iterativo utilizando os método de Gauss-Seidel para $n = 3$:

$$x_1^{(m+1)} = \frac{1}{A_{11}} \cdot [b_1 - (A_{12}x_2^{(m)} + A_{13}x_3^{(m)})] \quad (33)$$

$$x_2^{(m+1)} = \frac{1}{A_{22}} \cdot [b_2 - (A_{21}x_1^{(m+1)} + A_{23}x_3^{(m)})] \quad (34)$$

$$x_3^{(m+1)} = \frac{1}{A_{33}} \cdot [b_3 - (A_{31}x_1^{(m+1)} + A_{32}x_2^{(m+1)})] \quad (35)$$

Portanto, no método de Gauss-Seidel, quando se calcula $x_i^{(m+1)}$, são utilizados todos os valores de $x_1^{(m+1)}, x_2^{(m+1)}, \dots, x_{i-1}^{(m+1)}$ que já foram calculados e os valores $x_{i+1}^{(m)}, \dots, x_i^{(m)}$ restantes.

4.3 CRITÉRIO DE CONVERGÊNCIA

As tensões calculadas podem ser consideradas convergentes, quando para cada iteração, o valor se aproxima da solução real, satisfazendo as equações da rede. O tempo de cálculo aumenta de forma linear, dependendo do número de iterações, por isto é necessário um controle no programa, que confira após cada iteração se os cálculos das últimas tensões são suficientemente próximas da solução real, caso não sejam, são necessários cálculos posteriores. Este critério que especifica o grau de exatidão desejado é chamado de critério de convergência.

O critério de convergência chamado de teste de desvio de potência, faz o cálculo da potência em cada barra, com base na solução das tensões e compara com a potência especificada na barra.

Se o desvio máximo for obtido na barra "i", o critério de convergência será expresso da seguinte forma:

$$\Delta P_{max} = \Delta P_i = |P' - E_i \cdot (\sum_{k=1}^n Y_{ik} E_K)| < \varepsilon_P \quad (36)$$

Outro método de convergência avalia a mudança máxima na tensão de qualquer barra, entre as iterações, considera-se ter obtido uma solução com exatidão desejada, quando a mudança for inferior a um pequeno valor de erro especificado (por exemplo $\varepsilon = 0,0001$).

$$\Delta E_{max} = \Delta E_i = |E_i^{m-1} - E_i^m| < \varepsilon \quad (37)$$

Esta equação tem uma solução mais rápida que a equação do teste de potência. A conversão é assintótica, isto significa que, a tensão de uma barra se aproxima do valor final, com incrementos cada vez menores, sendo sempre maior ou menor do que a solução desejada.

4.4 APLICAÇÃO EM FLUXO DE POTÊNCIA

Na formulação simples da potência aparente pode ser reescrita da seguinte forma:

$$S_k^* = E_k^* I_k \text{ onde } I_k = \sum_{n \in \Omega_k} Y_{kn} E_n \quad (38)$$

$$S_k^* = E_k^* \sum_{n \in \Omega_k} Y_{kn} E_n \quad (39)$$

$$S_k^* = E_k^* \sum_{n \in \Omega_k} Y_{kn} E_n + E_k^* Y_{kk} E_n \quad (40)$$

E assim, obtêm-se o valor de E_k :

$$E_k = \frac{1}{Y_{kk}} \cdot \left(\frac{S_k^*}{E_k^*} - \sum_{n \in \Omega_k} Y_{kn} E_n \right) \quad (41)$$

$$E_k^{(m+1)} = \frac{1}{Y_{kk}} \cdot \left(\frac{S_k^*}{E_k^{*(m)}} - \sum_{n=1}^{k-1} Y_{kn} E_n^{(m+1)} - \sum_{n=k+1}^{nb} Y_{kn} E_n^{(m)} \right) \quad (42)$$

A partir da equação (42), descreve-se uma expressão para o Cálculo da tensão E_k , segundo o método de Gauss-Seidel.

O valor de S_k utilizado na expressão $E_k^{(m+1)}$ depende do tipo de barra:

- Se a barra for PQ , S_k é especificada;
- Se a barra for $V\theta$, a tensão não é atualizada;
- Se a barra for PV , somente a magnitude da tensão será utilizada.

5 DESENVOLVIMENTO DO PROGRAMA

5.1 LINGUAGEM DE PROGRAMAÇÃO

A linguagem de programação escolhida para o desenvolvimento do programa GDCalc foi o *C#*. Além da similaridade com a linguagem C, bastante utilizada durante a graduação, é uma linguagem de programação orientada a objetos e parte integrante da plataforma Microsoft .Net, que oferece recursos e facilidades no desenvolvimento de programas em ambientes gráficos.

O ambiente integrado de desenvolvimento utilizado foi o Microsoft Visual Studio 2010 Express. Essa ferramenta está disponível para *download* no site da Microsoft e pode ser utilizado gratuitamente pelo período de sessenta dias.

5.2 VARIÁVEIS DE ENTRADA

A alimentação adequada do programa garante que os resultados serão satisfatórios, e as variáveis de entrada necessárias ao seu funcionamento são:

- Módulo da tensão da barra de referência;
- Ângulo da tensão da barra de referência;
- Potência ativa e reativa em todas as demais barras;
- Potência do gerador a ser conectado à rede de distribuição;
- Curva de capacidade do gerador;
- Barra de conexão do gerador;
- Erro máximo admitido para interromper as iterações.

Todos os dados devem ser informados em *p.u.* A potência base S_b deve ser de 100 MVA e a tensão base V_b será a tensão nominal da barra de conexão do gerador ou do sistema analisado.

5.3 DADOS DE SAÍDA

Após a entrada dos dados, o programa GDCalc roda o algoritmo que calcula as novas tensões nas barras do sistema radial informado. Essa operação é repetida diversas vezes variando as potências ativa e reativa que são injetadas na barra de conexão do gerador, respeitando sempre os limites operacionais da máquina síncrona conectada.

Ao final do processamento, é emitido um relatório com todas as tensões das barras para cada conjunto de potências ativa e reativa. Esses dados são disponibilizados em sistema de tabela.

Como o objetivo é verificar se os resultados estão dentro das padrões pré-estabelecidos pela ANEEL, as tensões das barras são informadas em módulos. Desta forma, fica mais fácil visualizar se os valores encontram-se dentro do estabelecido ou se houve prejuízo quanto à qualidade do fornecimento.

5.4 FLUXOGRAMAS DO PROGRAMA

O fluxograma da figura 9 mostra o comportamento do programa GDCalc desde o seu carregamento até o relatório de saída. Na figura 10 outro fluxograma representa o comportamento exclusivamente do algoritmo implementado.

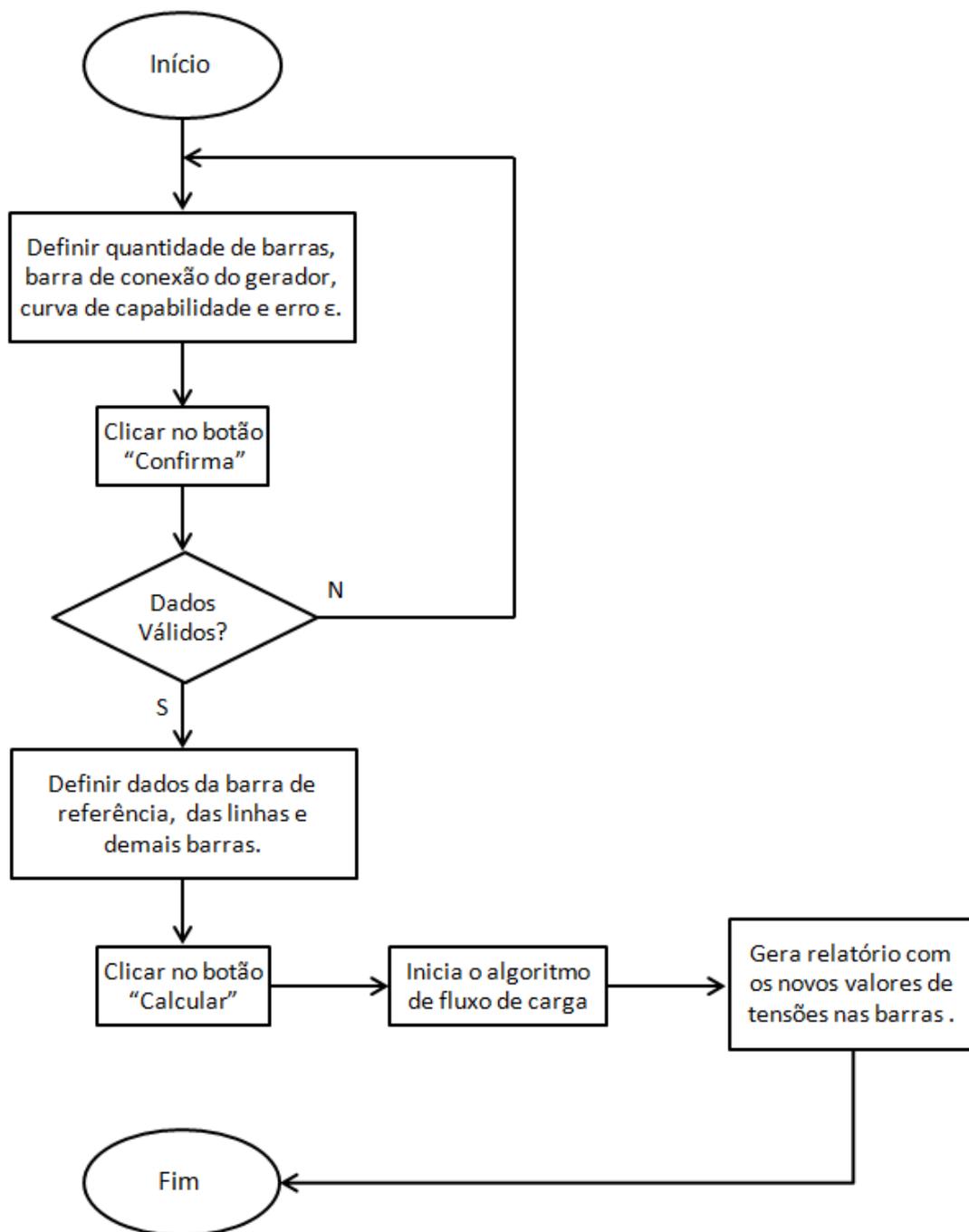


Figura 9: Fluxograma do software
Fonte: Autoria própria

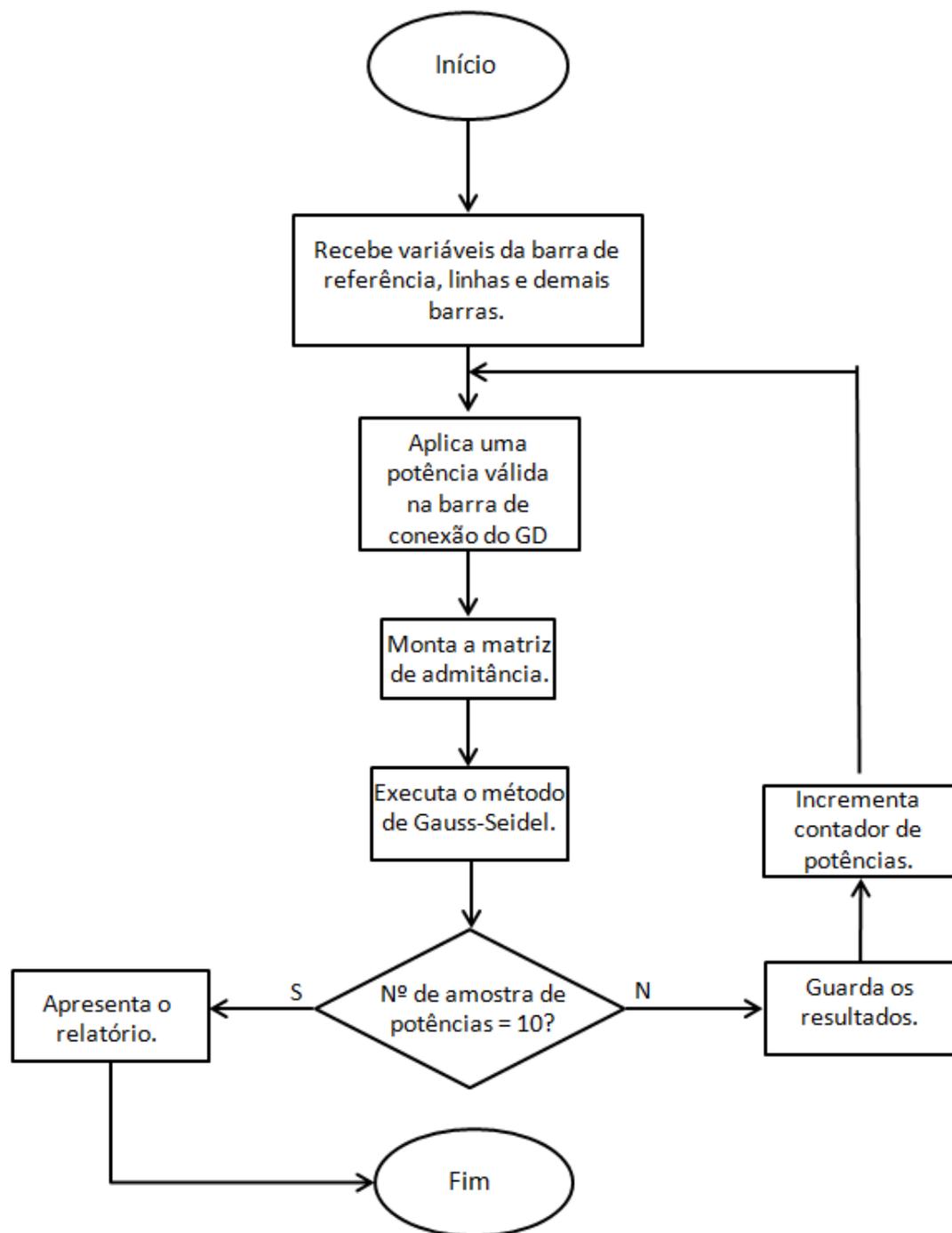


Figura 10: Fluxograma do algoritmo
Fonte: Autoria própria

5.5 SIMULAÇÕES

Para validação do programa, foi analisada uma planta da rede de distribuição real de 34,5 kV, pertencente a uma concessionária de energia do Brasil, cujo diagrama unifilar para início dos estudos está representado no figura 11.

As linhas contínuas representam a situação atual e as linhas tracejadas representam a situação futura com a inclusão do gerador.

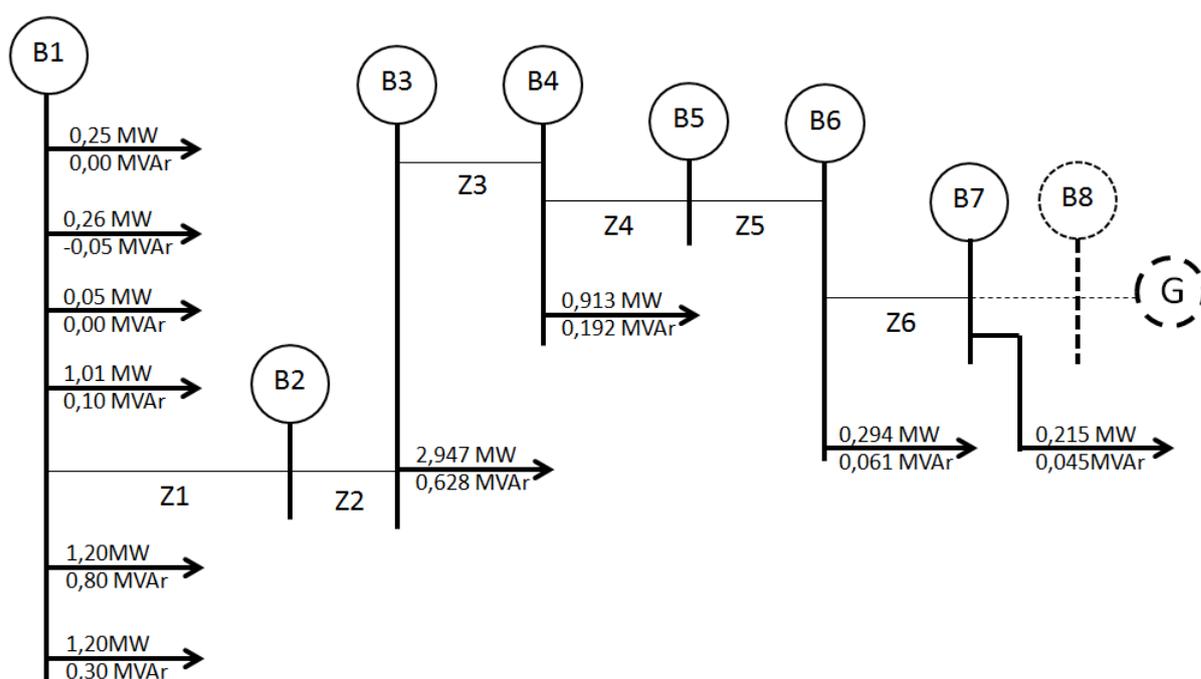


Figura 10: Diagrama unifilar

Fonte: Autoria própria

Foi considerado análise da linha tronco desde a conexão do gerador até a barra da concessionária 34,5 para 138 kV (ponto é considerado rede de transmissão), e resultou nas diversas simplificações linhas secundárias de distribuição como somente cargas conforme a figura 11.

5.5.1 Simulação da situação atual no GDCalc e ANAREDE

A primeira simulação foi feita desconsiderando a conexão do gerador. A finalidade foi observar a situação atual da rede para, em seguida, fazer a comparação com a situação após a inclusão do gerador.

Essa simulação foi executada tanto no programa GDCalc, quanto no ANAREDE. Desta forma, foi possível comparar os valores encontrados em ambos os *softwares* e comprovar a validade do programa desenvolvido.

Os dados de entrada do programa devem ser informados no sistema *por unidade* (p.u.), dessa forma, para facilitar os trabalhos, os dados da simulação foram todos convertidos previamente para esse sistema, utilizando a potência base de 100 MVA e a tensão base de 34,5 kV.

Tabela 4: Dados das barras a serem analisadas

Dados das Barras					
Situação antes da conexão do gerador					
Barra	Tipo	Potência Ativa Líquida (p.u.)	Potência Reativa Líquida (p.u.)	Tensão (V) (p.u.)	θ (graus)
B1 (Ref.)	V θ	-	-	1,0000	0°
B2	P Q	0,00000	0,00000	-	-
B3	P Q	0,02947	0,00628	-	-
B4	P Q	0,00913	0,00182	-	-
B5	P Q	0,00000	0,00000	-	-
B6	P Q	0,00294	0,00061	-	-
B7	P Q	0,00215	0,00045	-	-

Fonte: Autoria própria

Tabela 5: Dados das linhas a serem analisadas

Dados das Linhas			
Situação antes da conexão do gerador			
Linha	Condutor	R _{ca} (p.u.)	X _l (p.u.)
Z1	Merlin 336,5 kcmil	0,4549	0,8362
Z2	Merlin 336,5 kcmil	0,0717	0,1318
Z3	Quail 2/0 AWG	1,5380	1,0923
Z4	Swan 04 AWG	0,9938	0,2634
Z5	Swan 04 AWG	1,7978	0,4765
Z6	Swan 04 AWG	0,4602	0,1220

Fonte: Autoria própria

Após a execução do GDCalc, a primeira janela para entrada de dados solicita os seguintes parâmetros:

- Quantidade total de barras, incluindo a barra de conexão do gerador, quando houver. Pode-se observar, através do diagrama, que há um total de 7 barras no tronco analisado;
- A barra onde será conectado o gerador, quando houver. Nesta primeira simulação não foi conectado nenhum gerador, portanto, o campo permanecerá sem dados;
- A curva de capacidade do gerador. Esta informação deve ser previamente cadastrada. Esse dado só deve ser informado quando a simulação contar com um gerador distribuído;
- E o erro máximo admitido (ϵ). Este parâmetro serve para atender o critério de convergência e determinar quando as iterações do método de Gauss-Seidel devem parar.

Conexão de Gerador em Redes de Distribuição

Cadastro Sobre Sair

Quantidade de Barras (incluindo conexão do GD)

7

Barra da Conexão (a partir da referência)

Curva de Capacidade do Gerador

Erro Máximo Admitido (E)

0,0001

Confirma

Bem-Vindo ao GD Calc

Figura 11: Primeira janela do GDCalc
Fonte: Autoria própria

Após a confirmação, uma nova janela se abre. É nesta segunda janela que os parâmetros das barras e das linhas são informados.

Para a primeira barra, por se tratar da barra de referência, é solicitado a tensão (p.u.) e o ângulo em graus.

Para as demais barras, deve-se informar os dados de potência líquida ativa (p.u.) e potência líquida reativa (p.u.). Quando a barra tiver carga, os valores informados devem ser negativos, quando a barra tiver geração, os valores devem ser positivos.

Também precisam ser informados os valores de resistência (p.u.) e reatância (p.u.) de todas as linhas do tronco analisado.

Para a nossa primeira simulação, os dados informados são os que constam nas tabelas 4 e 5.

O preenchimento dos dados é bem intuitivo, pois deve ser feito na mesma ordem do modelo analisado, ou seja, da barra de referência para a última barra.

Após a conclusão do preenchimento dos dados, solicita-se que o programa calcule as novas tensões e, na sequência, emita o relatório com os dados de saída.

A imagem mostra uma janela de software intitulada "Sistema de 7 barras". O formulário contém os seguintes campos de entrada:

- Barra de referência (Barra 1):** Campos para "Tensão (p.u.)" e "Ângulo (graus)".
- Linha entre barras 1 e 2:** Campos para "Resistência" e "Reatância (p.u.)".
- Barra 2:** Campos para "Pot. Líq. Ativa" e "Pot. Líq. Reativa (p.u.)".
- Linha entre barras 2 e 3:** Campos para "Resistência" e "Reatância (p.u.)".
- Barra 3:** Campos para "Pot. Líq. Ativa" e "Pot. Líq. Reativa (p.u.)".
- Linha entre barras 3 e 4:** Campos para "Resistência" e "Reatância (p.u.)".

Figura 12: Janela para lançamento dos parâmetros do sistema
Fonte: Autoria própria

O relatório gerado da simulação é o apresentado da figura 14.

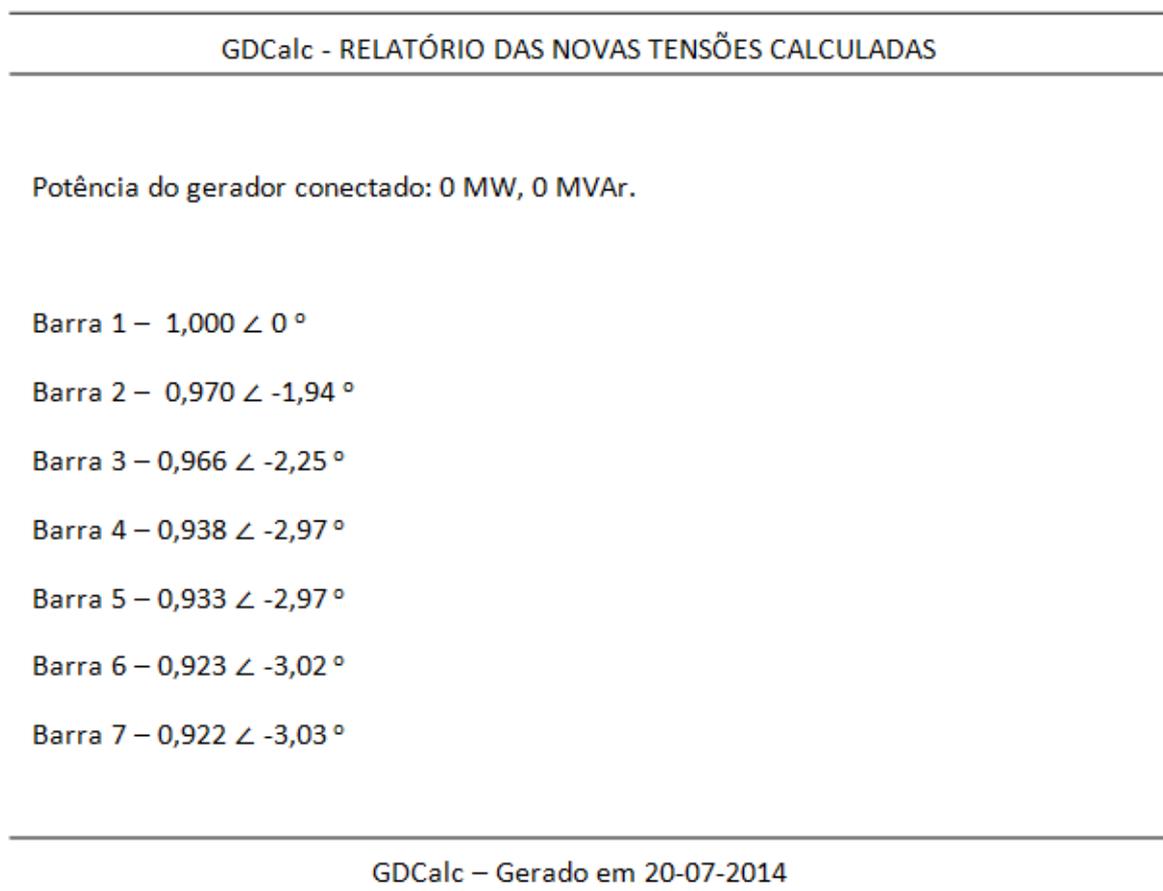


Figura 13: Relatório do GDCalc para simulação sem gerador
Fonte: Autoria própria

A simulação no ANAREDE utilizou os mesmos dados constantes nas tabelas 4 e 5 e está representada na figura 15.

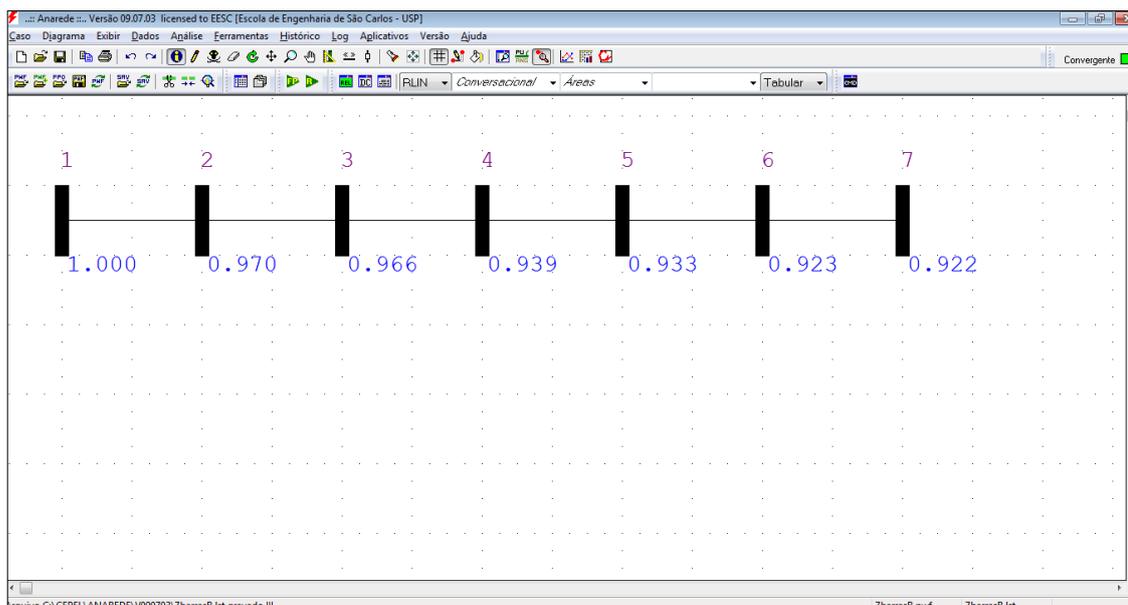


Figura 14: Simulação no ANAREDE
Fonte: Autoria própria

A tabela 6 apresenta as tensões calculadas no programa GDCalc, que executa o método iterativo de Gauss-Seidel, e no ANAREDE.

Tabela 6: Comparativo entre o GDCalc e o ANAREDE

Barra	GDCalc	ANAREDE
B1	1,000 \angle 0,00°	1,000 \angle 0,0°
B2	0,970 \angle -1,94°	0,970 \angle -1,9°
B3	0,966 \angle -2,25°	0,966 \angle -2,2°
B4	0,938 \angle -2,97°	0,939 \angle -2,9°
B5	0,933 \angle -2,97°	0,933 \angle -3,0°
B6	0,923 \angle -3,02°	0,923 \angle -3,0°
B7	0,922 \angle -3,03°	0,922 \angle -3,0°

Fonte: Autoria própria

Para melhorar a análise das tensões nas barras do sistema analisado, foi elaborado um gráfico de colunas destacando as tensões limites estabelecidas pela ANEEL, sendo esses limites, 0,95 p.u. para baixo e 1,05 p.u. para cima.

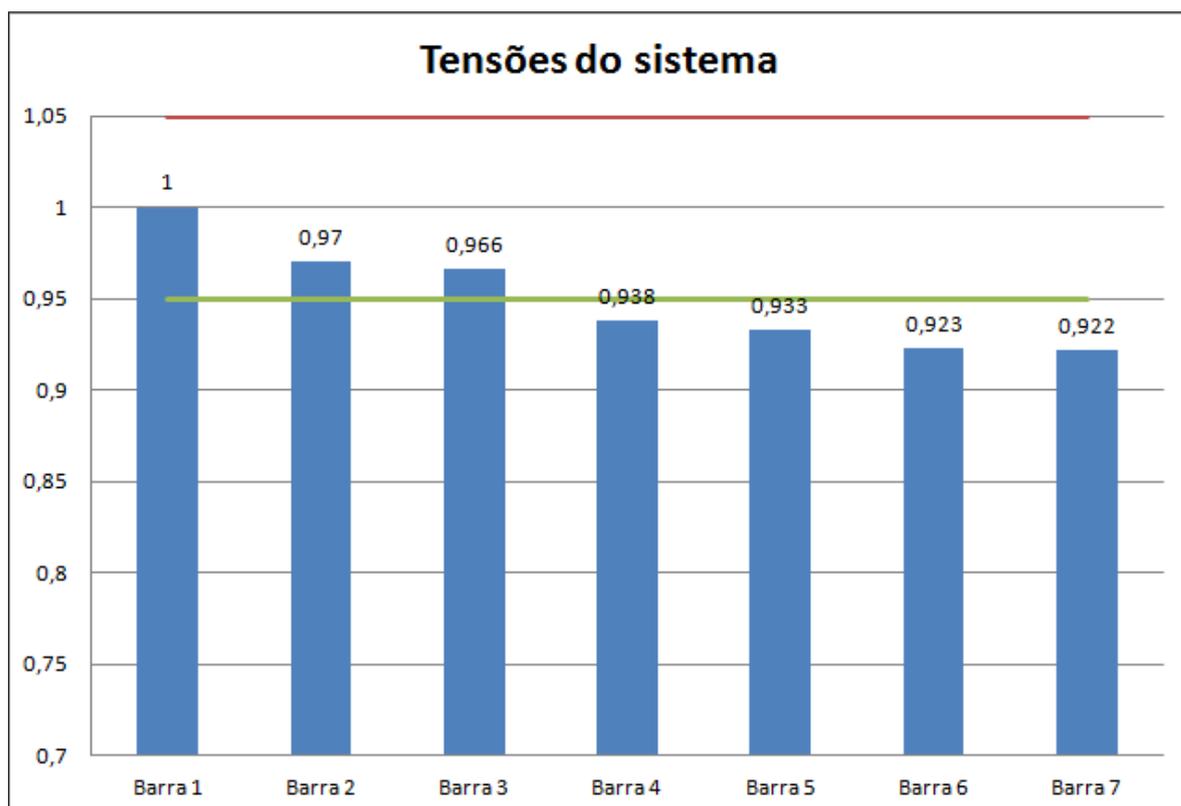


Gráfico 1: Gráficos das tensões das barras da primeira simulação
Fonte: Autoria própria

5.5.2 Simulação com gerador de 1 MVA

Essa simulação foi feita com a conexão de um gerador à última barra do sistema. O diagrama unifilar que representa o modelo é o da figura 11.

Os dados de barras e linhas para a alimentação do programa são os mesmos das tabelas 4 e 5, e a curva de capacidade escolhida é a curva 1, cadastrada previamente no programa e a reatância síncrona deste gerador é de 92,09%.

O gerador conectado tem potência aparente de 1 MVA e sua curva de capacidade é dada pela figura 16.

A mesma curva de capacidade será usada para as demais simulações, pois ela tem mesmo comportamento para os geradores de 2 MVA e de 3 MVA e seus limites são dados em p.u.

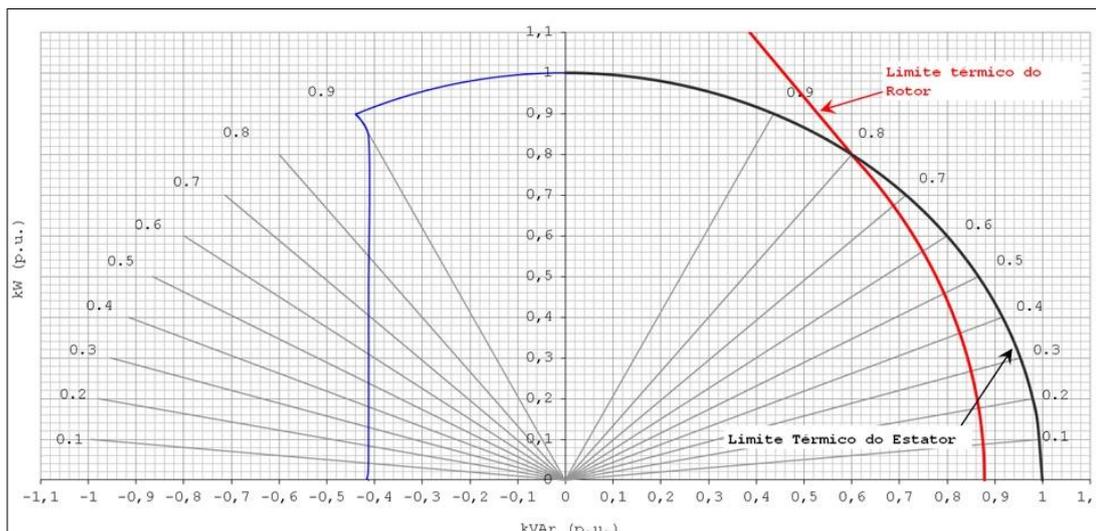


Figura 15: Curva de capacidade para os geradores de 1 MVA, 2 MVA e 3 MVA.
Fonte: Weg, 2014.

O relatório gerado pelo GDCalc, figura 17, apresenta nove amostras de potências dentro do limite operacional da máquina e os novos níveis de tensão em cada uma das barras para cada amostra de potência. É possível, então, avaliar com quais configurações esse gerador pode operar conectado neste ponto da rede distribuição.

GDCalc - RELATÓRIO DAS NOVAS TENSÕES CALCULADAS

Potência do gerador conectado: 1 MVA

Curva de capacidade: 1

Potências em MVA e MVar. Tensões em p.u.

Potência	Barra 1	Barra 2	Barra 3	Barra 4	Barra 5	Barra 6	Barra 7
0,1+j0,0	1,000	0,971	0,966	0,941	0,937	0,928	0,928
0,5+j0,0	1,000	0,973	0,969	0,951	0,950	0,950	0,951
1,0+j0,0	1,000	0,976	0,972	0,962	0,967	0,975	0,979
0,1+j0,4	1,000	0,975	0,971	0,951	0,948	0,942	0,942
0,5+j0,4	1,000	0,977	0,973	0,959	0,960	0,961	0,963
0,9+j0,4	1,000	0,979	0,976	0,968	0,973	0,981	0,985
0,1+j0,8	1,000	0,978	0,975	0,959	0,957	0,952	0,953
0,2+j0,8	1,000	0,978	0,975	0,960	0,959	0,956	0,957
0,4+j0,8	1,000	0,979	0,976	0,965	0,966	0,967	0,969

GDCalc – Gerado em 05-08-2014

Figura 16: Relatório do GDCalc para simulação com gerador de 1 MVA
Fonte: Autoria própria

Os gráficos a seguir ajudam a comparar a situação atual, sem um gerador conectado, e a situação após a conexão do gerador em diversas configurações de injeções de potências.

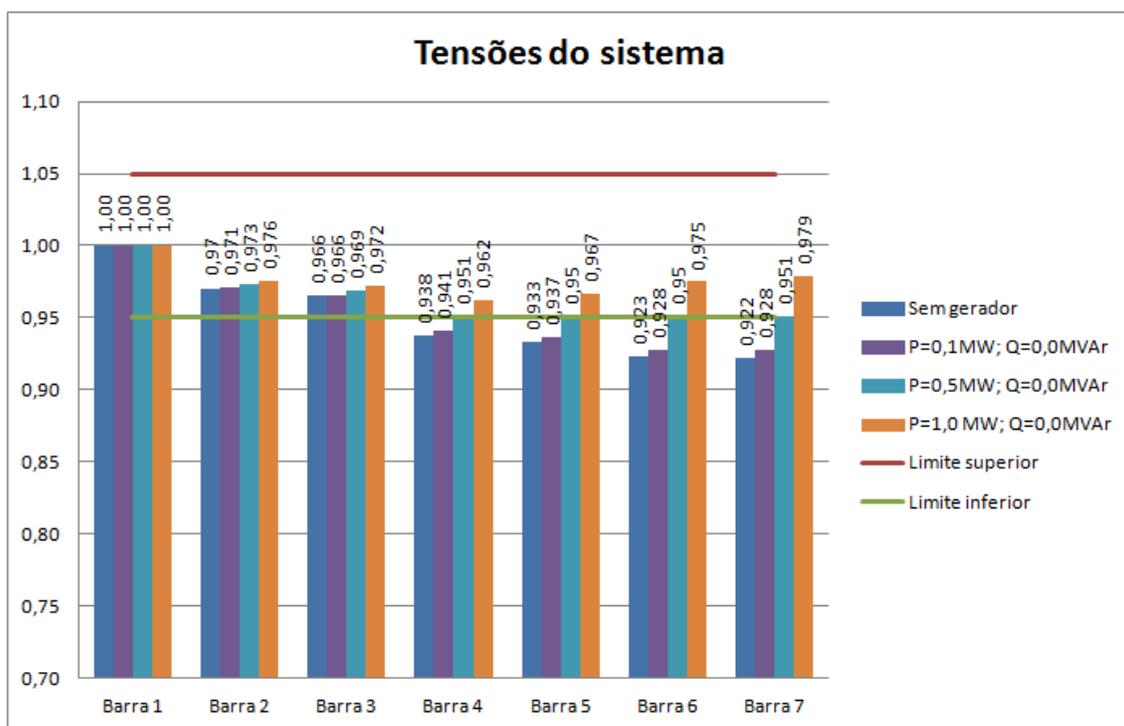


Gráfico 2: Tensões das barras(p.u.) em diversas configurações de potência – Gerador 1 MVA.
Fonte: Autoria própria

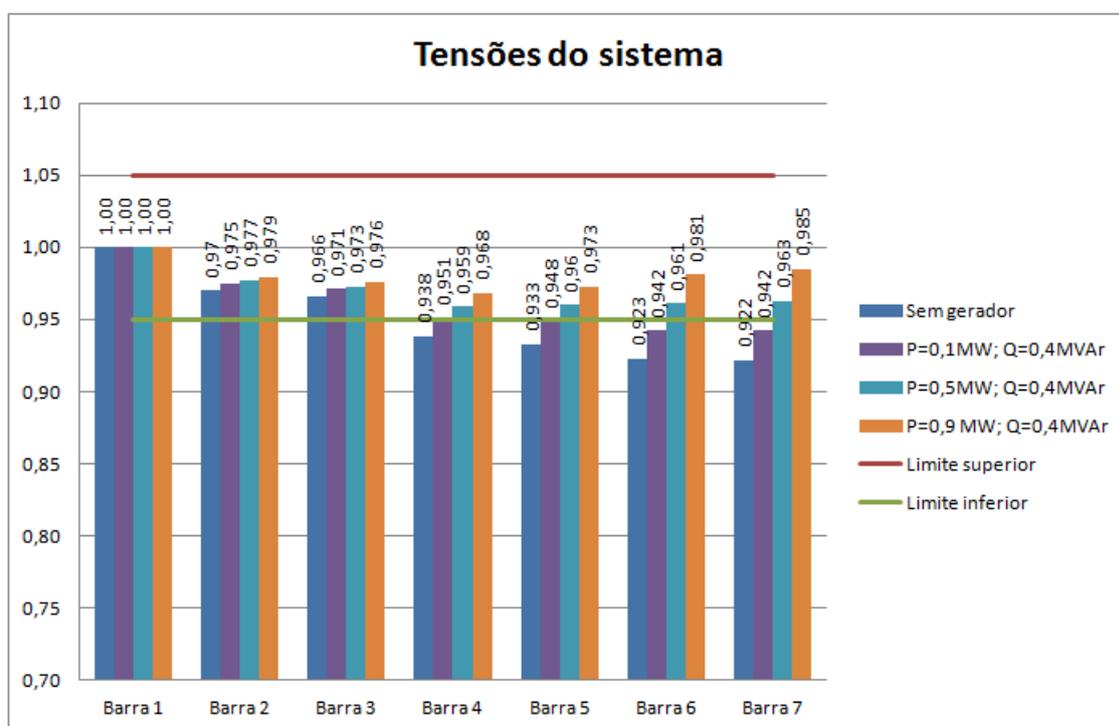


Gráfico 3: Tensões das barras(p.u.) em diversas configurações de potência – Gerador 1 MVA.
Fonte: Autoria própria

Pelo relatório gerado pelo GDCalc e pelos gráficos montados a partir das informações do relatório, é possível perceber que o gerador pode ser conectado ao sistema em qualquer configuração dentro da curva de capacidade. É possível perceber, também, que o nível de tensão está sempre abaixo de 1 p.u. e que, possivelmente, um outro gerador, com potência maior, pode ser conectado a esse ponto da rede de distribuição.

5.5.3 Simulação com gerador de 2 MVA

Os procedimentos aplicados na simulação anterior foram repetidos para um gerador de 2 MVA que possui reatância síncrona de 98,05%.

Na janela inicial do GDCalc foram informadas as quantidades de barras, a curva de capacidade do gerador, a barra de conexão do gerador e o erro admitido.

A curva de capacidade, figura 16, foi cadastrada no GDCalc como curva 2 e utilizada no processamento dos cálculos desta simulação.

Os resultados obtidos podem ser verificados pelo relatório gerado no GDCalc e representado na figura 18 a seguir.

 GDCalc - RELATÓRIO DAS NOVAS TENSÕES CALCULADAS

Potência do gerador conectado: 2 MVA

Curva de capacidade: 2

Potências em MVA e MVar. Tensões em p.u.

Potência	Barra 1	Barra 2	Barra 3	Barra 4	Barra 5	Barra 6	Barra 7
0,2+j0,0	1,000	0,972	0,967	0,944	0,941	0,934	0,934
1,0+j0,0	1,000	0,976	0,972	0,962	0,967	0,975	0,979
2,0+j0,0	1,000	0,980	0,977	0,982	0,996	1,021	1,029
0,2+j0,8	1,000	0,978	0,975	0,960	0,959	0,956	0,957
1,0+j0,8	1,000	0,983	0,980	0,979	0,985	0,997	1,002
1,8+j0,8	1,000	0,986	0,984	0,994	1,008	1,034	1,041
0,2+j1,6	1,000	0,986	0,984	0,979	0,980	0,981	0,983
0,4+j1,6	1,000	0,985	0,983	0,980	0,982	0,987	0,989
0,8+j1,6	1,000	0,988	0,986	0,989	0,995	1,007	1,011

 GDCalc – Gerado em 05-08-2014

Figura 17: Relatório do GDCalc para simulação com gerador de 2 MVA.
Fonte: Autoria própria

Para o gerador de 2 MVA, a tensão máxima foi verificada na barra 7 e foi de 1,041 p.u., portanto, dentro do limite estabelecido pela ANEEL. Essa tensão foi obtida quando o gerador está configurado para injetar potência ativa de 1,8 MVA e potência reativa de 0,8 MVar.

Os gráficos 4 e 5 ajudam na visualização das tensões nas barras do sistema analisado e foram gerados a partir dos dados fornecidos pelo relatório do GDCalc.

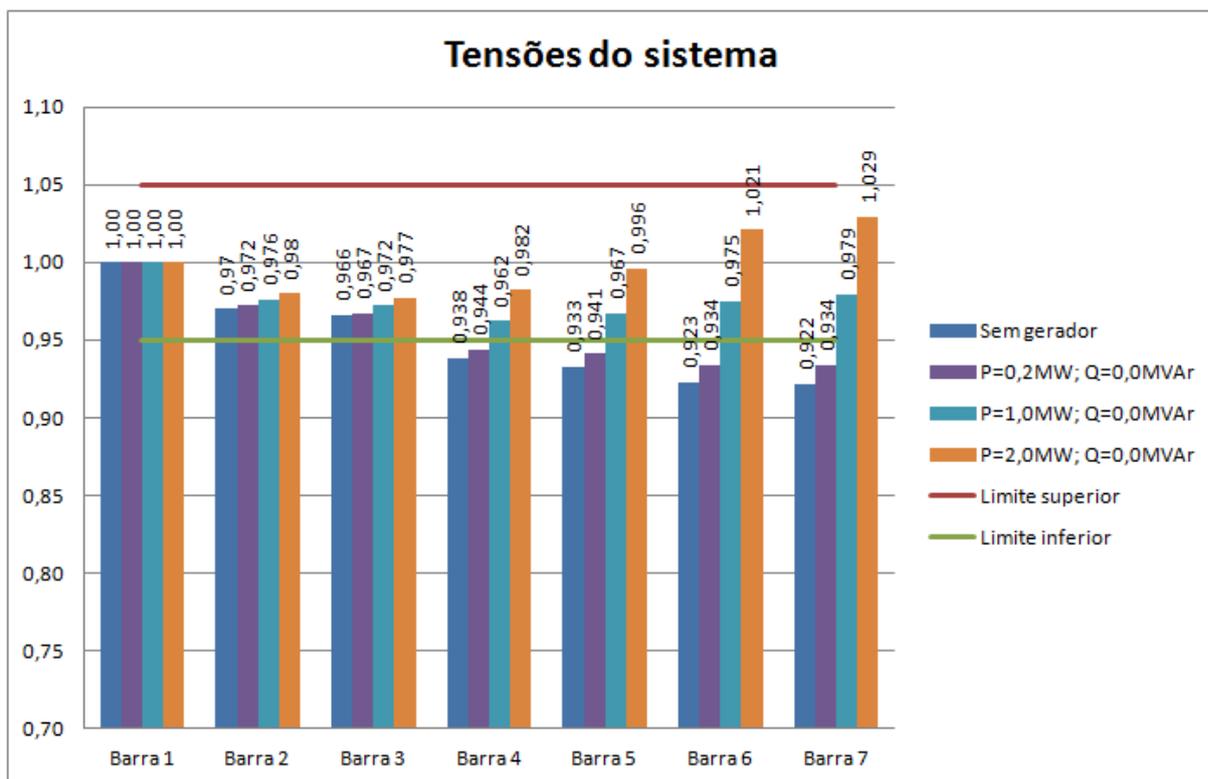


Gráfico 4: Tensões das barras (p.u.) em diversas configurações de potência – Gerador 2 MVA.
 Fonte: Autoria própria

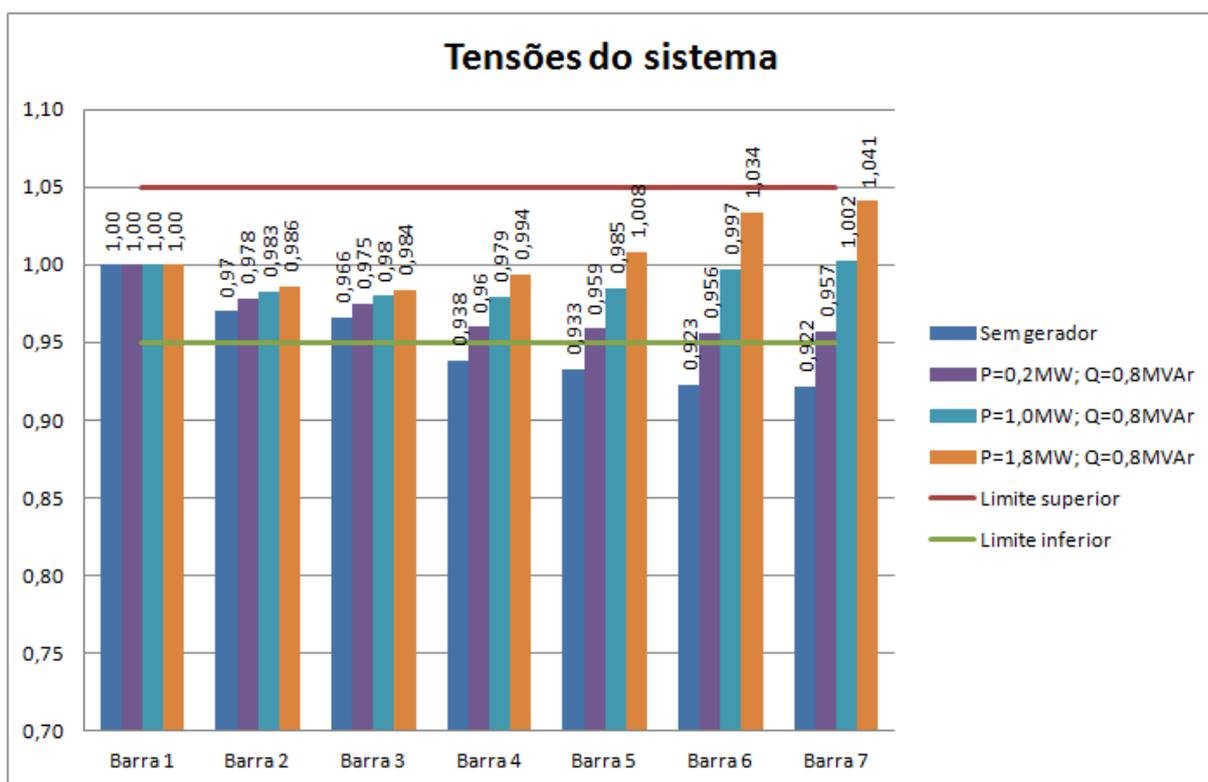


Gráfico 5: Tensões das barras (p.u.) em diversas configurações de potência – Gerador 2 MVA.
 Fonte: Autoria própria

5.5.4 Simulação com gerador de 3 MVA

Também foi feita uma simulação com o gerador de 3 MVA. Foi utilizada a mesma curva de capacidade representada na figura 16.

A reatância síncrona do gerador é de 99,50% e a curva de capacidade foi cadastrada no GDCalc como curva 3.

Os resultados obtidos na terceira simulação, com o gerador de 3 MVA, podem ser verificados no relatório do GDCalc na figura 19 a seguir.

GDCalc - RELATÓRIO DAS NOVAS TENSÕES CALCULADAS							
Potência do gerador conectado: 3 MVA							
Curva de capacidade: 3							
Potências em MVA e MVar. Tensões em p.u.							
Potência	Barra 1	Barra 2	Barra 3	Barra 4	Barra 5	Barra 6	Barra 7
0,3+j0,0	1,000	0,972	0,968	0,948	0,946	0,942	0,942
1,5+j0,0	1,000	0,978	0,975	0,973	0,982	0,999	1,005
3,0+j0,0	1,000	0,984	0,982	0,999	1,022	1,062	1,074
0,3+j1,2	1,000	0,982	0,979	0,970	0,971	0,972	0,974
1,5+j1,2	1,000	0,988	0,987	0,996	1,009	1,030	1,037
2,7+j1,2	1,000	0,993	0,992	1,018	1,040	1,081	1,093
0,3+j2,4	1,000	0,990	0,989	0,990	0,993	0,998	1,002
0,6+j2,4	1,000	0,992	0,991	0,997	1,003	1,014	1,018
1,2+j2,4	1,000	0,995	0,995	1,010	1,021	1,042	1,049
GDCalc – Gerado em 05-08-2014							

Figura 18: Relatório do GDCalc para simulação com gerador de 3 MVA.
Fonte: Autoria própria

Para a conexão do gerador de 3 MVA, haverá limitação da potência que poderá ser injetada no sistema de distribuição. Ou seja, em nenhum momento ele poderá injetar sua potência nominal. Desta, forma, um gerador de menor potência passa ser mais indicado para se conectar a este ponto da rede de distribuição.

Os gráficos a seguir dão uma melhor visão das novas tensões geradas a partir da simulação com gerador de 3 MVA.

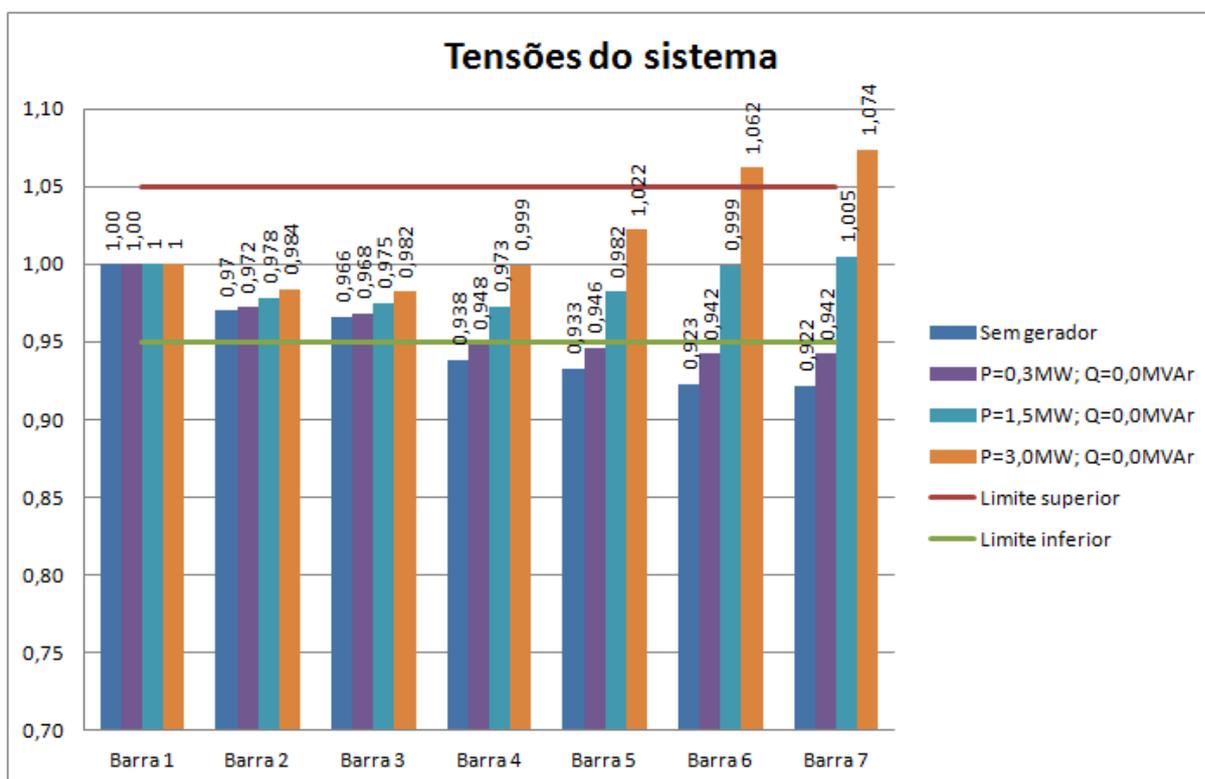


Gráfico 6: Tensões das barras(p.u.) em diversas configurações de potência – Gerador 3 MVA.
 Fonte: Autoria própria

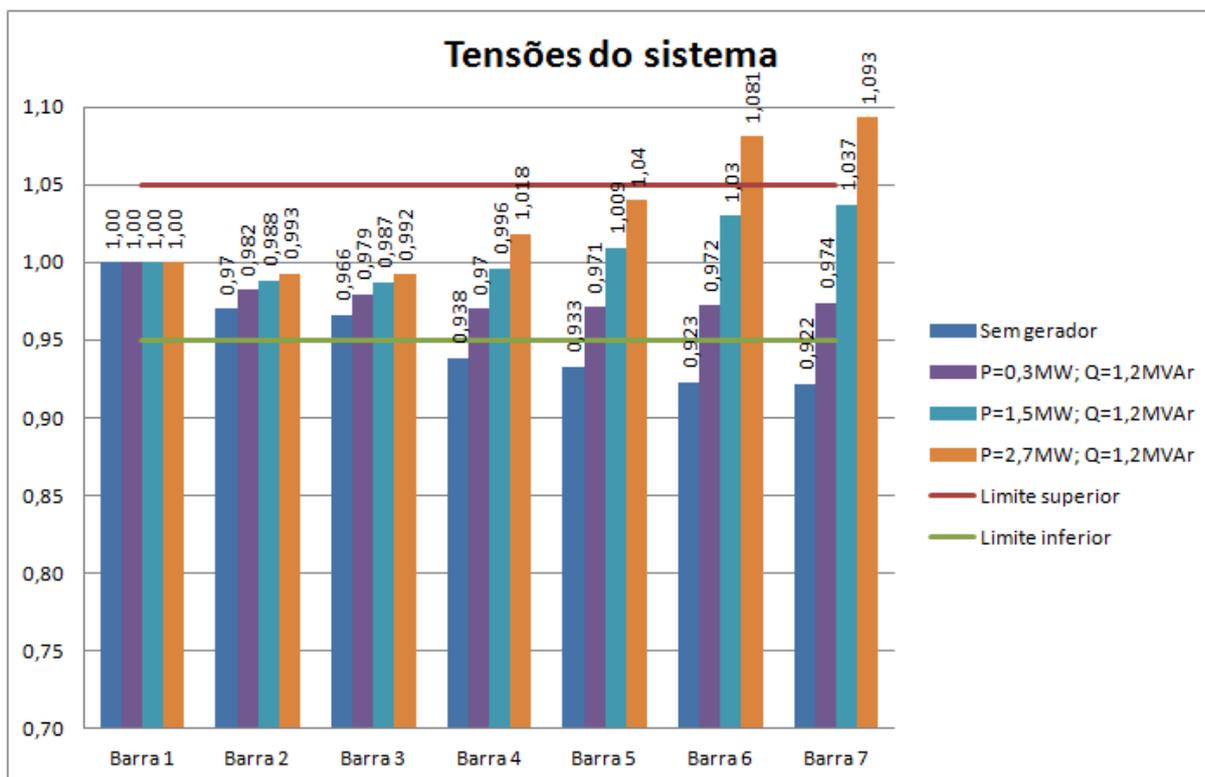


Gráfico 7: Tensões das barras(p.u.) em diversas configurações de potência – Gerador 3 MVA.
 Fonte: Autoria própria

5.5.5 Simulação com gerador de 8 MVA

A última simulação foi feita com o gerador de 8 MVA. Na simulação anterior, com um gerador de 3 MVA, foi possível perceber que a conexão só poderia ser feita se a potência nominal não fosse totalmente injetada no sistema de distribuição e, desta forma, não ultrapassar os limites estabelecidos pela ANEEL.

Nesta simulação, com o gerador de 8 MVA, é de se esperar que ocorra o mesmo, pois a potência nominal é muito maior e, em consequência disto, as níveis de tensão ultrapassarão rapidamente os limites pré-estabelecidos.

A curva de capacidade utilizada é a da figura 20 e foi previamente cadastrada no GDCalc como curva 4.

O relatório gerado pelo GDCalc, com os novos níveis de tensão das barras, é apresentado na sequência pela figura 21. Para finalizar, foram gerados os gráficos 8 e 9 para comparação do sistema sem a conexão de gerador e com a conexão do gerador de 8 MVA em diversas configurações de injeção de potência.

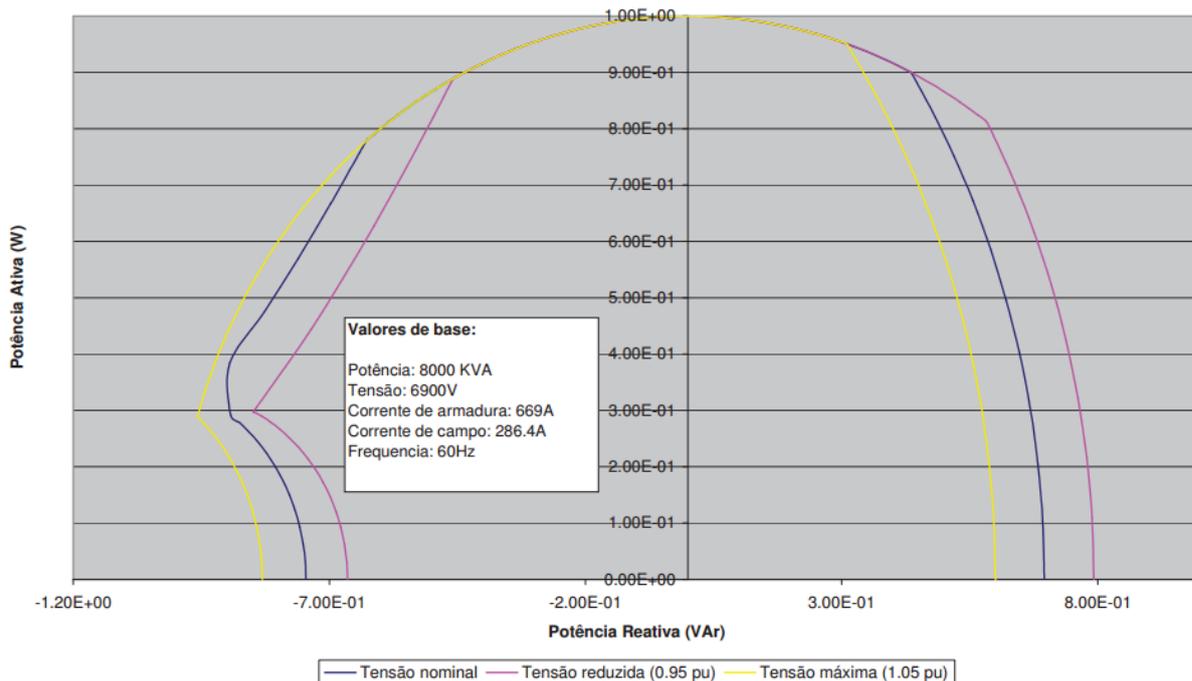


Figura 19: Curva de capacidade para o gerador de 8 MVA.
 Fonte: GE Energy, 2014

GDCalc - RELATÓRIO DAS NOVAS TENSÕES CALCULADAS

Potência do gerador conectado: 8 MVA

Curva de capacidade: 4

Potências em MVA e MVar. Tensões em p.u.

Potência	Barra 1	Barra 2	Barra 3	Barra 4	Barra 5	Barra 6	Barra 7
0,8+j0,0	1,000	0,975	0,971	0,957	0,960	0,965	0,968
4,0+j0,0	1,000	0,986	0,984	1,013	1,043	1,098	1,113
8,0+j0,0	1,000	0,993	0,992	1,058	1,115	1,220	1,248
0,8+j1,8	1,000	0,989	0,987	0,992	0,998	1,011	1,015
4,0+j1,8	1,000	1,001	1,001	1,047	1,081	1,141	1,158
7,2+j1,8	1,000	1,008	1,009	1,086	1,141	1,241	1,268
0,8+j5,6	1,000	1,010	1,011	1,038	1,048	1,070	1,079
4,0+j5,0	1,000	1,021	1,025	1,092	1,129	1,196	1,215
7,2+j3,5	1,000	1,020	1,024	1,114	1,171	1,274	1,302

GDCalc – Gerado em 29-07-2014

Figura 20: Relatório do GDCalc para simulação com gerador de 8 MVA.
 Fonte: Autoria própria

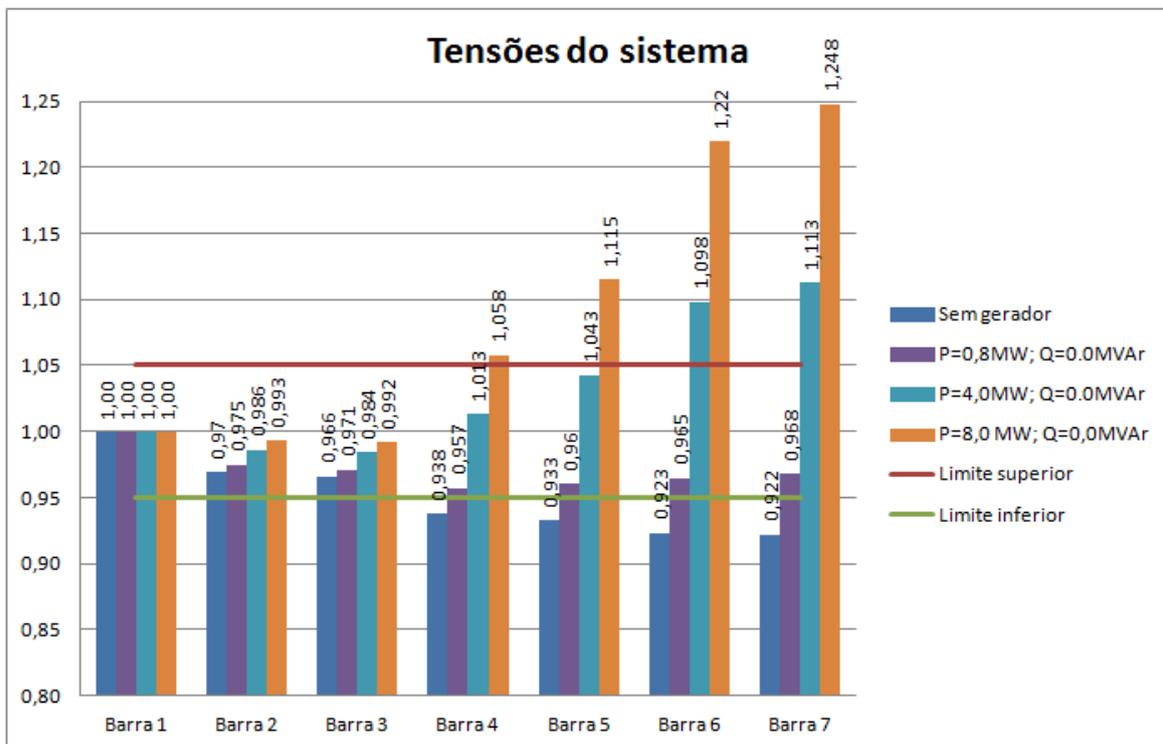


Gráfico 8: Tensões das barras(p.u.) em diversas configurações de potência – Gerador 8 MVA.
 Fonte: Autoria própria

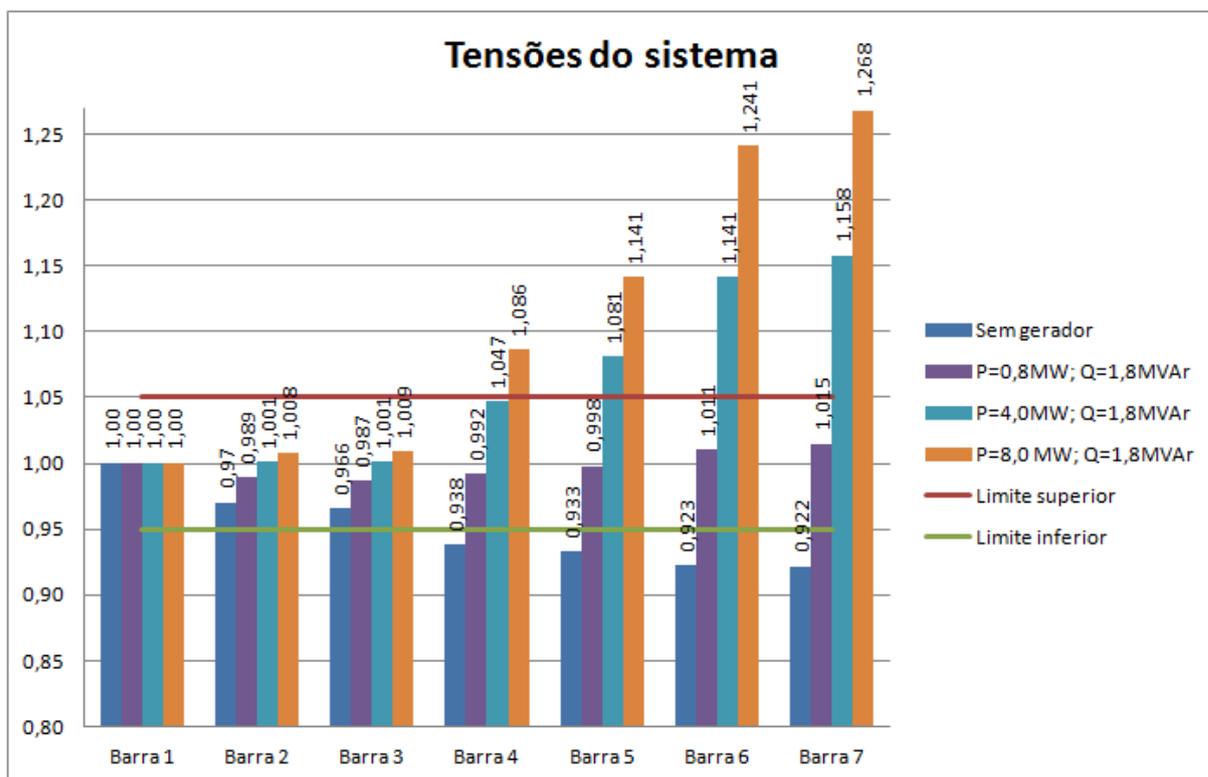


Gráfico 9: Tensões das barras (p.u.) em diversas configurações de potência – Gerador 8 MVA.
 Fonte: Autoria própria

6 CONSIDERAÇÕES FINAIS

Este trabalho apresentou um estudo sobre os impactos causados pela conexão de uma máquina síncrona, quando conectada ao sistema de distribuição (13,8 kV e 34,5 kV), em regime permanente. Para que estes estudos sejam rápidos, eficientes e dinâmicos desenvolveu-se um programa computacional, chamado de GDCalc, para realizar o cálculo do fluxo de potência, utilizando o método numérico de Gauss-Seidel, o diferencial deste programa em relação aos existentes e que são amplamente utilizados para o cálculo de fluxo de potência é a utilização da curva de capacidade da máquina síncrona, para determinar a máxima potência que esta poderá injetar no sistema de distribuição, sem infringir os limites máximos de tensão, estabelecidos pela ANEEL.

Para a validação dos resultados obtidos a partir do programa GDCalc, fez-se uma primeira simulação, sem a inserção do gerador, onde os dados constam nas tabelas 4 e 5, e o sistema utilizado é o da figura 11, esta simulação ocorreu tanto no programa GDCalc, quanto no programa ANAREDE, os resultados destas simulações, tabela 6, apresentam diferenças mínimas, sendo na terceira casa decimal e a segunda casa decimal respectivamente modulo e ângulo da tensão que podem ser atribuídas à precisão e ao erro máximo admitido em cada um dos *softwares*, esses resultados comprovaram a eficiência do programa GDCalc.

As simulações com a inserção do gerador no sistema de distribuição, foram feitas a partir da figura 11, com máquinas de potência de 1 MVA, 2 MVA, 3 MVA e 8 MVA, utilizando as curvas de capacidade das respectivas potências. Após a conexão da máquina de 1 MVA, no sistema de potência, observou-se que mesmo a máquina operando com sua potência nominal, a tensão em todo o sistema de distribuição não ultrapassou o valor de 1 *p.u.*; ficando dentro dos limites estabelecidos. A segunda simulação, com a máquina de 2 MVA; sendo injetada a potência nominal, a tensão na barra de conexão do gerador resultando o valor de 1,041 *p.u.*; encontrando-se dentro dos limites estabelecidos. Já com a conexão da máquina de 3 MVA e a de 8 MVA; nas suas potências nominais, esses limites foram rapidamente ultrapassados, caso optassem por estas configurações de máquinas, essas teriam que trabalhar bem abaixo do valor nominal, ficando uma grande potência de reserva para ser injetada neste sistema.

Portando, conclui-se que nesta configuração radial, de um sistema de distribuição de até 34,5 KV, a máquina com a potência que melhor atende aos requisitos estabelecidos dos níveis de tensão é a de 2 MVA.

Assim, o objetivo inicial foi alcançado com sucesso, tendo os quadros comparativos comprovando a eficiência do programa desenvolvido. Além disso, o programa GDCalc facilitou bastante o estudo de caso proposto pois, de maneira automatizada, testou uma gama de potências injetadas no sistema de distribuição retornando os dados em um relatório simplificado e objetivo.

O resultado do trabalho é uma ferramenta para auxiliar nos estudos de fluxo de potência na rede de distribuição quando pretende-se analisar a viabilidade de conexão de um gerador distribuído, levando-se em conta a manutenção da qualidade do fornecimento de energia.

6.1 SUGESTÕES PARA TRABALHOS FUTUROS

Os seguintes tópicos são citados como sugestões para trabalhos futuros:

- Repetir o cenário considerando diferentes tecnologias, como por exemplo: geradores de indução ou geradores conectados no sistema via conversores;
- Modificar o cenário considerando com sistemas maiores e mais malhados, ou seja, sistema com mais barras na linha tronco e o sistema não radial;
- Estudar o caso em que seja alterado o número de geradores síncronos, alocando-os em pontos distintos da rede de distribuição, comparando os impactos causados com o apresentado neste trabalho;
- Desenvolvimento e implementação computacional utilizando outros métodos para o cálculo de fluxo de potência, como o método de Newton-Raphson que tem melhor eficiência computacional, fazendo um comparativo entre os diversos métodos disponíveis.

REFERÊNCIAS

ACHARYA, N., MAHAT, P., MITHULANANTHAN, N., **An analytical approach for dg allocation in primary distribution network**; Electric Power & Energy Systems 28, Elsevier, pg 669-678, Fevereiro, 2006.

ACKERMANN, T., KNYAZKIN, V., Interaction Between Distributed Generation and the Distribution Network: Operation Aspects, IEEE, 2002.

ACKERMANN, T.; ANDERSSON, G. **Distributed generation: a definition**. [S.l.]: [s.n.], 2001.

ALMEIDA, Álvaro A. W. Notas de aula do curso de Sistemas Elétricos de Potência. Universidade Tecnológica Federal do Paraná, UTFPR, Curitiba, PR, 2014.

ANEEL- Agência Nacional de Energia Elétrica. Resolução no 281, de 1º de outubro de 1999. Estabelece as condições gerais de contratação do acesso, compreendendo o uso e a conexão, aos sistemas de transmissão e distribuição de energia elétrica. **Diário Oficial [da] República Federativa do Brasil**. Brasília, DF, 4 de outubro de 1999. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/cedoc/res1999281.pdf>>. Acesso em: 10 ago.. 2013.

ANEEL- Agência Nacional de Energia Elétrica. **Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional (PRODIST)**. Brasília, 2010. Rev. 1. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/area.cfm?idArea=82>>. Acesso em: 01 mar. 2014.

ANEEL- Agência Nacional de Energia Elétrica. **Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional – Módulo 1**. Disponível em: <<http://goo.gl/PC1WN3>>. Acesso em: AGOSTO 2013.

ANEEL- Agência Nacional de Energia Elétrica. **Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional – Módulo 3**. Disponível em: <<http://goo.gl/TxzPs3>>. Acesso em: AGOSTO 2013.

ANEEL- Agência Nacional de Energia Elétrica. **Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional – Módulo 8**. Disponível em: <<http://goo.gl/0iyFrz>>. Acesso em: AGOSTO 2013.

ANEEL- Agência Nacional de Energia Elétrica. DECRETO Nº 5.163. [S.l.]: [s.n.], 2004.

ANEEL- Agência Nacional de Energia Elétrica. Resolução ANEEL nº 652, de 09 de dezembro de 2003. Estabelece os critérios para o enquadramento de aproveitamento hidrelétrico na condição de Pequena Central Hidrelétrica (PCH). Disponível em: <http://www.pch.com.br/investir/download/ANE2003652.pdf>>. Acesso em: dez 2013.

ALVES, Gilberto M. **Avaliação da viabilidade de aplicação de uma microcentral hidrelétrica, para atender consumidores localizado sem regiões isoladas**. 2007. 156 f. Tese (Doutorado) – Universidade Estadual Paulista, Faculdade de Ciências Agrônômicas, Botucatu, 2007.

BERNARDES, Carlos Bernardes Rosa.Jr **Um método de fluxo de carga não-iterativo como ferramenta para estudos de Colapso de Tensão**. 2007 Tese (Doutorado) -Universidade Federal de Itajubá - UNIFEI

BORGES, Carmen L. **Análise de Sistemas de Potência**. Rio de Janeiro. Apostila no curso engenharia Elétrica. Disponível em: <<http://goo.gl/OwrqVV>>. Acesso em 20 de julho 2013.

BORGES, L. T. , FALCÃO D.M. , JÚNIOR , Z.S.M. , MANZONI, A. **Análise do Impacto da Localização e Dimensão da GD na Confiabilidade, Perdas Elétricas e Perfil de Tensão de Redes de Distribuição**. 2003.

BRASIL. Decreto-lei no 2.003, de 10 de setembro de 1996. Regulamenta a produção de energia elétrica por Produtor Independente e por Autoprodutor e dá outras providências. **Diário Oficial [da] República Federativa do Brasil**. Brasília, DF, 11 de setembro de 1996. Disponível em: <http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/decreto/D2003.htm>. Acesso em: 10 jan. 2014.

BRASIL. Lei no 10.438, de 26 de abril de 2002. Dispõe sobre a expansão da oferta de energia elétrica emergencial, recomposição tarifária extraordinária, cria o Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica (PROINFA), a Conta de Desenvolvimento Energético (CDE), dispõe sobre a universalização do serviço público de energia elétrica, e dá outras providências. **Diário Oficial [da] República Federativa do Brasil**. Brasília, DF, 29 de abril de 2002. Disponível em: <http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/Leis/2002/L10438.htm>. Acesso em: 1 jul. 2013.

BRITO, Mikely Pereira. **Geração Distribuída: Critérios e Impactos na Rede Elétrica**. 2007. 56 f. Projeto de graduação (Graduação em Engenharia Elétrica) – Universidade Federal do Espírito Santo, 2007. Disponível em: <<http://www2.ele>.

ufes.br/~projgrad/documentos/PG2006_2/mikelypereirabrito.pdf>. Acesso em: 10 de janeiro 2014.

CASTRO, Carlos A.Jr Notas de aula do curso de Cálculo de Fluxo de Carga. Universidade Estadual de Campinas, UNICAMP, Campinas - SP, 2014.

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

COMPANHIA PARANAENSE DE ENERGIA, NTC 905100: Manual de acesso de geração distribuída ao sistema da Copel. Curitiba, 2012.

FITZGERALD, A. E.; KINGSLEY, Charles; UMANS, Stephen D. **Máquinas Elétricas**. 6ª edição, Porto Alegre. Ed. Bookman,2006.

GALLARDO, J.A.M. **Impacto de Geradores Síncronos no Desempenho de Regime Permanente de Sistemas de Distribuição de Energia Elétrica**. Dissertação (Mestrado) – Faculdade de Engenharia Elétrica e Computação – UNICAMP, 2005.

GRAINGER, Jonh J.; STEVENSON, Willian D. **Power system analysis**. São Paulo: McGraw-Hill, 1986.

INEE – Instituto Nacional de Eficiência Energética, GD – **Um Negócio e um Complemento à Geração Centralizada**, 2004.

JENKINS, N. et al. **Embedded Generation**. London, UK: Institution of Engineering and Technology, 2000. 273p.

KINDERMANN, Geraldo. **Proteção de Sistemas Elétricos de Potência**. Florianópolis: UFSC-EEL-LabPlan, 1999.

KREITH, F.; GOSWAMI, D. Yogi. **Energy Efficiency and Renewable Energy**. Editora CRC Press Taylor & Francis Group, 2007.

L. M. MEHL, Ewaldo. **Qualidade da energia elétrica**. Disponível em: <<http://www.eletrica.ufpr.br/mehl/downloads/qualidade-energia.pdf>>. Acesso em: 23 de julho de 2014.

LOPES, J.A.P., **Integration of Dispersed Generation on Distribution Networks-Impact Studies..** In : IEEE, 2002.

LORA, Electo E. S.; HADDAD, J. **Geração distribuída : aspectos tecnológicos, ambientais e institucionais.** Rio de Janeiro: Interciência, 2006.

MAEZONO, Paulo K. **Proteção de geradores.** Virtus Consultoria e Serviços Ltda, São Paulo, 2004. Disponível em: <<http://goo.gl/xsGYSa>>. Acesso em: 10 de dezembro 2013, 17:30.

MONTICELLI, Alcir José. **Fluxo de cargas em redes de energia elétrica.** São Paulo: E. Blucher, 1983.

RESENER, Mariana. **Avaliação do impacto dos controladores de excitação na estabilidade transitória de geradores síncronos conectados em sistemas de distribuição.** Dissertação de mestrado - Universidade Federal do Rio Grande do Sul, 2001.

RIBEIRO, Paulo; FERREIRA Flávia; MEDEIROS Fábio. **Geração distribuída e impacto na qualidade de energia.** Seminário brasileiro sobre qualidade da energia elétrica, 2005. Disponível em: <<http://goo.gl/1nPrKq>>. Acesso em 29 junho 2013, 19:00.

RUFATO, Eloi Jr. **Viabilidade Técnica e econômica da modernização do sistema de proteção da distribuição.** 2006. 203f. Dissertação (Mestrado em Tecnologia) –, Escola Politécnica da Universidade de São Paulo, 2006. Disponível em: <<http://goo.gl/tiXO8c>>. Acesso em 22 de julho 2013, 17:30.

Schneider Elétric. **Proteção de redes elétricas. Guia de proteção:** catálogo. São Paulo, 2008. 70 p.

SHORT, T. A. **Electric Power Distribution Handbook.** Boca Raton, FL, USA: CRC Press, 2004. 761 p.

SILVEIRA, Eben-Ezer Prates Da. **Otimização da operação em sistemas distribuídos utilizando compensadores estáticos de reativo e estimadores de estados robustos.** 2011. 121f. Tese (Doutor em Ciências em Engenharia Elétrica). Universidade Federal de Itajubá, 2011. Disponível em: <<http://juno.unifei.edu.br/bim/0038279.pdf>>. Acesso em 01 fevereiro 2014, 19:30.

SOUZA, Ângelo R. R. **Conexão de geração distribuída em redes de distribuição.** 2009. 108f. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) –

Faculdade de Engenharia Elétrica, Universidade Federal do Paraná, 2009.
Disponível em: <<http://goo.gl/4Gdaaf>>. Acesso em 05 julho. 2013, 13:30.