

**UNIVERSIDADE DE BRASÍLIA
FACULDADE DE TECNOLOGIA
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA ELÉTRICA**

**PLANEJAMENTO DE REDES DE DISTRIBUIÇÃO CONSIDERANDO
GERAÇÃO DISTRIBUÍDA**

FERNANDO JUNQUEIRA SANTOS

ORIENTADOR: MARCO AURÉLIO GONÇALVES DE OLIVEIRA

DISSERTAÇÃO DE MESTRADO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

**PUBLICAÇÃO: PPGEE.DM – 536/2013
BRASÍLIA/DF: AGOSTO – 2013**

UNIVERSIDADE DE BRASÍLIA
FACULDADE DE TECNOLOGIA
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA ELÉTRICA

PLANEJAMENTO DE REDES DE DISTRIBUIÇÃO CONSIDERANDO
GERAÇÃO DISTRIBUÍDA

FERNANDO JUNQUEIRA SANTOS

DISSERTAÇÃO DE MESTRADO SUBMETIDA AO DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA ELÉTRICA DA FACULDADE DE TECNOLOGIA DA UNIVERSIDADE DE BRASÍLIA, COMO PARTE DOS REQUISITOS NECESSÁRIOS PARA A OBTENÇÃO DO GRAU DE MESTRE.

APROVADA POR:



MARCO AURÉLIO GONÇALVES DE OLIVIERA, Dr., ENE/UNB
(ORIENTADOR)



RAFAEL AMARAL SHAYANI, Dr., ENE/UNB
(EXAMINADOR INTERNO)



CARLOS ALBERTO CALIXTO MATTAR, Dr., ANEEL
(EXAMINADOR EXTERNO)

Brasília, 26 de agosto de 2013.

FICHA CATALOGRÁFICA

SANTOS, FERNANDO JUNQUEIRA

PLANEJAMENTO DE REDES DE DISTRIBUIÇÃO CONSIDERANDO GERAÇÃO DISTRIBUÍDA [Distrito Federal] 2013.

116p. 210 x 297 mm (ENE/FT/UnB, Mestre, Engenharia Elétrica, 2013).

Dissertação de Mestrado – Universidade de Brasília. Faculdade de Tecnologia.

Departamento de Engenharia Elétrica.

1. Geração Distribuída.

2. Energia Eólica/Solar Fotovoltaica.

3. Distribuição de Energia Elétrica.

4. Planejamento de Redes de Distribuição.

I. ENE/FT/UnB.

II. Título (série)

REFERÊNCIA BIBLIOGRÁFICA

SANTOS, Fernando. Junqueira (2013). Planejamento de Redes de Distribuição Considerando Geração Distribuída. Dissertação de Mestrado em Engenharia Elétrica, Publicação PPGEE.DM-536/2013, Departamento de Engenharia Elétrica, Universidade de Brasília, Brasília, DF, 116p.

CESSÃO DE DIREITOS

AUTOR: Fernando Junqueira Santos.

TÍTULO: Planejamento de Redes de Distribuição Considerando Geração Distribuída.

GRAU: Mestre

ANO: 2013

É concedida à Universidade de Brasília permissão para reproduzir cópias dessa dissertação de mestrado e para emprestar ou vender tais cópias somente para propósitos acadêmicos e científicos. O autor reserva outros direitos de publicação e nenhuma parte dessa dissertação de mestrado pode ser reproduzida sem autorização por escrito do autor.

Fernando Junqueira Santos
SQN 403 – Bloco F – Ap. 205 – Asa Norte.
70865-060 Brasília – DF – Brasil – fernandojsmg@gmail.com

“Cada um de nós compõe a sua história
Cada ser em si carrega o dom de ser capaz
E ser feliz.”

Almir Sater e Renato Teixeira

AGRADECIMENTOS

Primeiramente agradeço a DEUS, por me iluminar, proteger e ser uma presença constante em minha vida. Agradeço por me dar forças e sempre trazer para minha companhia pessoas de bem.

Ao meu orientador, Dr. Marco Aurélio Gonçalves de Oliveira pela paciência, dedicação, participação e incentivo.

Ao professor Dr. Rafael Amaral Shayani, pelo grande auxílio e boa vontade em todos os momentos.

Agradeço à Companhia Energética de Brasília por ter fornecido os dados do alimentador utilizado no estudo de caso.

Aos meus amigos da ANEEL, pela amizade e grande contribuição técnica no desenvolvimento do tema objeto dessa dissertação. Em especial, registro meus sinceros agradecimentos ao Mattar, amigo que muito me incentivou e ajudou mesmo nos momentos mais difíceis.

Aos meus grandes amores que acrescentam alegria aos meus dias, minha esposa Ana Paula e minha filha Isabela. Obrigado pela paciência e compreensão pelas horas ausentes, pela força e apoio em todos os momentos e pelo grande incentivo na conclusão desse trabalho. Com certeza eu não chegaria a esse momento tão especial sem vocês.

Aos meus pais, Ademir e Alba, que são exemplos de honestidade e companheirismo, sempre me mostram a grande importância dos estudos e em todos os momentos me dão amor, carinho e apoio incondicionais. Muito obrigado!

Aos meus irmãos Roberto, Rosalva, Marcelo, Eduardo, Elizabeth e Cristina, exemplos de companheirismo, união e amizade.

À Inha, que saudade... com certeza sempre me protegendo e guiando.

Por fim, agradeço a todos aqueles que de alguma forma estiveram e estão próximos a mim, fazendo a vida valer cada vez mais a pena.

RESUMO

PLANEJAMENTO DE REDES DE DISTRIBUIÇÃO CONSIDERANDO GERAÇÃO DISTRIBUÍDA

Tradicionalmente, a geração de energia elétrica brasileira sempre se baseou em geradores de grande porte, principalmente hidrelétricas, instaladas distantes dos centros de carga, e interligadas a esses por meio de linhas de transmissão com grandes extensões.

Devido ao encarecimento dos recursos não renováveis, principalmente o petróleo, e às exigências crescentes de produção de energia elétrica através de fontes não poluentes, existe uma tendência de instalação de pequenos geradores baseados em fontes renováveis, tipicamente geração eólica e solar.

Essas novas alternativas de geração proporcionam disponibilidade de energia próxima ao local de consumo, reduzindo os impactos ambientais provocados pela geração tradicional. Possuem ainda tempos de implantação inferiores quando comparadas à construção de grandes usinas e reforços nas respectivas linhas de transmissão.

A interligação da geração distribuída ao sistema de distribuição causa impactos nas redes de distribuição de energia elétrica, tais como alterações nos níveis de perdas elétricas, parâmetros de qualidade da energia, estabilidade do sistema, regulação de tensão, corrente de curto-circuito, carregamento de condutores e, principalmente, carregamento dos transformadores de distribuição. Em virtude desses geradores se localizarem ao longo de toda a rede de distribuição, cria-se o desafio de se planejar, projetar, operar e manter o sistema elétrico.

Nesse sentido, deve ser dada atenção especial aos impactos provocados nas redes de distribuição pela entrada desses geradores, tanto impactos técnicos quanto econômicos, devendo ser considerada, inclusive, a possibilidade de alterações em normas técnicas. É importante que seja analisado o que cada impacto representa, tanto tecnicamente quanto em relação aos seus custos, para que as redes de distribuição não sejam empecilho ao crescimento da geração distribuída.

ABSTRACT

DISTRIBUTION GRIDS PLANNING CONSIDERING DISTRIBUTED GENERATION

Electric power in Brazil has traditionally been generated by large generators, mainly hydroelectric power plants which are distant from load centers and are interconnected by extensive transmission lines.

Due to the current high cost of non-renewable resources, mainly oil, and the increasing demands for electric power production by non-polluting sources, there has been a tendency towards the use of small generators based on renewable sources, typically wind and solar generation.

These new generation alternatives provide energy close to where it is consumed, reducing the environmental impacts of traditional forms of generation. They also take less time to be implemented in comparison with large power plants and reinforcements in the respective transmission lines.

The connecting of distributed generation to the distribution system causes impacts on the distribution grids, such as variation of power losses, power quality parameters, electric system stability, voltage regulation standards, short-circuit current, conductor loads and, principally in distribution transformer loads. Since these generators are located throughout the entire distribution grid, the planning, designing, operation and maintenance of the electric power system has become a challenge.

Therefore, special attention must be given to both the technical and economic impacts caused by the inclusion of these generators on distribution grids, and should be considered, including the possibility of changes in technical standards. It is important that assessments of each impact be made, both in technical terms and with regard to costs, so that the distributed grids do not be a barrier to the increasing of distributed generation.

SUMÁRIO

1. INTRODUÇÃO	1
2. REVISÃO BIBLIOGRÁFICA	5
2.1. CONCEITO DE GERAÇÃO DISTRIBUÍDA.....	6
2.2. SITUAÇÃO ENERGÉTICA MUNDIAL	7
2.3. SITUAÇÃO ENERGÉTICA BRASILEIRA	10
2.3.1. Energia Eólica	12
2.3.2. Energia Solar Fotovoltaica.....	15
2.4. COMPARAÇÃO ENTRE CONSUMO DE ENERGIA e PIB.....	19
2.5. BENEFÍCIOS E IMPACTOS PROVOCADOS PELA GERAÇÃO DISTRIBUÍDA...	21
2.6. LIMITES DE PENETRAÇÃO PARA GERAÇÃO DISTRIBUÍDA.....	23
2.7. CONSIDERAÇÕES FINAIS	25
3. METODOLOGIA.....	26
3.1. LIMITE DE GERAÇÃO DISTRIBUÍDA INSERIDA NA REDE.....	26
3.1.1. Premissas adotadas	27
3.1.2. Algoritmo do cálculo do fluxo de potência	27
3.1.3. Verificação do critério de aumento de tensão.....	29
3.1.4. Verificação do critério de capacidade térmica	29
3.2. MATERIAIS.....	30
3.2.1. Valores típicos de impedância de alimentadores.....	30
3.2.2. Modelagem dos transformadores de distribuição	31
3.2.3. Limite para fornecimento de tensão adequada.....	32
3.2.4. Tensão de referência da subestação	32
3.2.5. Curvas de carga de unidades consumidoras.....	34
3.2.6. Modelagem do alimentador TG01 e localização da GD.....	36
3.2.7. Definição das bases do sistema em pu.....	39
3.2.8. Demais parâmetros considerados na modelagem.....	40
3.2.9. Custos com substituição de transformadores	41
3.3. CONSIDERAÇÕES FINAIS	43
4. RESULTADOS E DISCUSSÃO	45
4.1. Situação inicial sem geração distribuída – Caso Base.....	45
4.2. GD fotovoltaica máxima considerando premissas	48

4.3. Determinação do valor máximo de inserção de GD para a configuração original do alimentador.....	52
4.4. GDs inseridas em barras específicas do alimentador original.....	58
4.5. Novo limite de GD após alterações no alimentador.....	61
4.5.1. Custos com substituição de transformadores.....	67
4.6. GD igual ao consumo por UC – Configuração original do alimentador.....	70
4.7. GD igual ao consumo por UC – Primeira substituição de transformadores.....	73
4.8. GD igual ao consumo por UC – Segunda substituição de transformadores.....	76
4.8.1. Custos com substituição de transformadores.....	79
4.9. CONSIDERAÇÕES FINAIS.....	81
5. CONCLUSÕES.....	84
REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....	89
ANEXOS.....	92
A – DESCRIÇÃO DETALHADA DO ALIMENTADOR TG01.....	93
B – RESULTADO DO FLUXO DE POTÊNCIA PARA O ALIMENTADOR TG01 DIAS ÚTEIS – CASO BASE.....	97

LISTA DE TABELAS

Tabela 3.1 – Características elétricas de condutores de alumínio.....	30
Tabela 3.2 – Dados característicos de transformadores trifásicos – Classe 15 kV/60 Hz.	31
Tabela 3.3 – Faixas de tensão de atendimento consideradas adequadas para redes de distribuição.	32
Tabela 3.4 – Bases do sistema em pu utilizadas nas simulações.	40
Tabela 3.5 – Custos Médios de substituição de transformadores – Posto e kVA.	41
Tabela 3.6 – Custos Médios unitários de transformadores de distribuição.	43
Tabela 4.1 – Carregamento dos condutores no caso base.....	46
Tabela 4.2 – Carregamento dos condutores – GD fixa de 5 kW.	50
Tabela 4.3 – Carregamento dos condutores – GD de 1,397 kW.....	54
Tabela 4.4 – Carregamento dos condutores – Inserção de GD em barras específicas.	59
Tabela 4.5 – Carregamento dos condutores – GD total de 6,03 MW.....	64
Tabela 4.6 – Custos Médios unitários de substituição de transformadores.	67
Tabela 4.7 – Número de transformadores utilizados no alimentador.	67
Tabela 4.8 – Carregamento dos condutores – GD fixa de 2 kW.	71
Tabela 4.9 – Carregamento dos condutores – Primeira substituição de transformadores. ...	75
Tabela 4.10 – Carregamento dos condutores – Segunda substituição de transformadores. ...	78
Tabela 4.11 – Número de transformadores em cada simulação.....	79
Tabela 4.12 – Custos Médios unitários de substituição de transformadores.	80
Tabela 4.13 – Custos médios de expansão – CEB.	83
Tabela A.1 – Identificação e potência dos transformadores do alimentador TG01.....	93
Tabela A.2 – Comprimento e seção reta dos condutores do alimentador TG01.....	95

LISTA DE FIGURAS

Figura 2.1 – Estrutura típica de um sistema de potência.....	5
Figura 2.2 – Produção de energia primária mundial de 1971 a 2010 (Mtep).	8
Figura 2.3 – Produção energia primária mundial de 1973 a 2010 por tipo (Mtep).	8
Figura 2.4 – Evolução da produção mundial de eletricidade de 1971 a 2010.....	9
Figura 2.5 – Participação de Renováveis na Matriz Energética.	11
Figura 2.6 – Oferta Interna de Energia Elétrica por Fonte 2011.....	11
Figura 2.7 – Sistema Eólico.....	13
Figura 2.8 – Evolução da Geração Eólica.....	14
Figura 2.9 – Complementaridade entre o regime hídrico e a energia.....	15
Figura 2.10 – Radiação solar global diária, média anual do Brasil.	16
Figura 2.11 – Média anual de insolação diária no Brasil.	17
Figura 2.12 – Painéis fotovoltaicos instalados na cidade de Ota, no Japão.....	17
Figura 2.13 – Produção mundial de módulos fotovoltaicos.....	18
Figura 2.14 – Variação do PIB e variação do consumo de energia.....	20
Figura 3.1 – Tensão de referência da subestação.....	33
Figura 3.2 – Perfil típico de carga residencial.....	34
Figura 3.3 – Perfil típico comercial em dias úteis e aos sábados.....	35
Figura 3.4 – Perfil típico comercial em domingos e feriados.....	35
Figura 3.5 – Perfil típico residencial.	36
Figura 3.6 – Percurso do alimentador TG01 - topologia radial com ramificações.	37
Figura 3.7 – Esquema elétrico equivalente do alimentador TG01 - numeração das barras. .	37
Figura 3.8 – Potência dos transformadores do alimentador TG01, em kVA.	38
Figura 3.9 – Indicação do perfil de carga dos transformadores do alimentador TG01.	38
Figura 3.10 – Principais distâncias e seções retas dos condutores do alimentador TG01.	39
Figura 4.1 – Tensão nas barras de carga com perfis comerciais.....	45
Figura 4.2 – Tensão nas barras de carga com perfis residenciais.....	46
Figura 4.3 – Carregamento dos transformadores – Caso base.....	48
Figura 4.4 – Carregamento dos transformadores – GD fixa de 5 kW.....	49
Figura 4.5 – Tensão nas barras de carga de perfis comerciais – GD fixa de 5 kW.	50
Figura 4.6 – Tensão nas barras de carga de perfis residenciais – GD fixa de 5 kW.	51
Figura 4.7 – Tensão nas barras de carga de perfis comerciais – GD de 1,397 kW.....	54
Figura 4.8 – Tensão nas barras de carga de perfis residenciais – GD de 1,397 kW.....	54
Figura 4.9 – Carregamento dos transformadores – GD de 1,397 kW.	56
Figura 4.10 – Potência x GD no alimentador – GD de 1,397 kW.....	56
Figura 4.11 – Perdas x GD no alimentador – GD de 1,397 kW.....	57
Figura 4.12 – Tensão nas barras de carga de perfis comerciais – Inserção de GD em barras específicas.....	58
Figura 4.13 – Tensão nas barras de carga de perfis residenciais – Inserção de GD em barras específicas.	59
Figura 4.14 – Carregamento dos transformadores – Inserção de GD em barras específicas.	60
Figura 4.15 – Tensão nas barras de carga de perfis comerciais – GD total de 6,03 MW.....	63

Figura 4.16 – Tensão nas barras de carga de perfis residenciais – GD total de 6,03 MW....	63
Figura 4.17 – Variação da corrente no ramo SE-1 x GD – GD total de 6,03 MW.	65
Figura 4.18 – Carregamento dos transformadores – GD total de 6,03 MW.	65
Figura 4.19 – Potência x GD – GD total de 6,03 MW.....	66
Figura 4.20 – Perdas x GD – GD total de 6,03 MW.....	66
Figura 4.21 – Custo x GD adicional – Primeira substituição de transformadores.	68
Figura 4.22 – Tensão nas barras de carga de perfis comerciais – GD fixa de 2 kW.	70
Figura 4.23 – Tensão nas barras de carga de perfis residenciais – GD fixa de 2 kW.	71
Figura 4.24 – Carregamento dos transformadores – GD fixa de 2 kW.	72
Figura 4.25 – Tensão nas barras de carga de perfis comerciais – Primeira substituição de transformadores.....	74
Figura 4.26 – Tensão nas barras de carga de perfis residenciais – Primeira substituição de transformadores.....	74
Figura 4.27 – Carregamento dos transformadores – Primeira substituição de transformadores.....	76
Figura 4.28 – Tensão nas barras de carga de perfis comerciais – Segunda substituição de transformadores.....	77
Figura 4.29 – Tensão nas barras de carga de perfis residenciais – Segunda substituição de transformadores.....	77
Figura 4.30 – Carregamento dos transformadores – Segunda substituição de transformadores.....	79
Figura 4.31 – Custo x GD adicional – Segunda substituição de transformadores.	81
Figura 4.32 – Custo x GD x Perdas em cada configuração.	82

GLOSSÁRIO

ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica.
CA	Corrente alternada.
CC	Corrente contínua.
CEB	Companhia Energética de Brasília.
Deq	Distância equivalente entre fases.
FV	Fotovoltaica.
GD	Geração distribuída.
IBASE	Corrente de base, em pu.
IEA	International Energy Agency.
IEEE	The Institute of Electrical and Electronics Engineers.
MME	Ministério de Minas e Energia.
Mtep	Milhões de toneladas equivalentes de petróleo.
NTD	Norma Técnica de Distribuição.
P	Potência ativa, em pu.
PCARGA	Potência ativa total das cargas que possuem GD, em pu.
PGD	Potência instalada de geração distribuída, em pu ou kW.
PLINHA	Potência ativa total injetada na linha, em pu.
PRODIST	Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional.
pu	Por unidade.
PV-UP-SCALE	PV in Urban Policies, Strategic and Comprehensive Approach for Long-term Expansion.
Q	Potência reativa, em pu.
r	Resistência em corrente alternada.
SBASE	Potência de base, em pu.
STRANSFORMA DORES	Potência total dos transformadores instalados na rede radial de distribuição, em pu ou kW.
UC	Unidade consumidora. No contexto deste trabalho, unidades consumidoras com perfil residencial, que têm possibilidade de inserção de GD na rede e que, portanto, podem, em determinada situação, fornecer potência ao sistema de

	distribuição.
V	Tensão, em pu.
VBASE	Tensão de base, em pu.
VS	Tensão da barra de referência do sistema, em pu.
x	Reatância indutiva.
ZBASE	Impedância de base, em pu.

1. INTRODUÇÃO

Por se tratar de uma forma de geração de energia relativamente nova e ainda pequena em relação ao total instalado no sistema elétrico, existem diversas definições sobre GD. Essas definições variam segundo fatores como: forma de conexão à rede, capacidade instalada, localização, tecnologias e recursos primários utilizados (Zilles et al., 2012).

No Brasil, segundo os Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional – PRODIST a GD é a geração de energia elétrica, de qualquer potência, conectada diretamente no sistema elétrico de distribuição ou através de instalações de consumidores, podendo operar em paralelo ou de forma isolada e despachada ou não pelo ONS (Operador Nacional do Sistema). (ANEEL, 2011). No contexto deste trabalho será adotada essa definição.

A GD tem crescido bastante nas últimas décadas. A construção de grandes usinas, normalmente distantes dos centros de carga, exige investimentos em extensas linhas de transmissão. Ao contrário, a instalação de unidades locais de geração de pequeno porte posterga investimentos, melhora os níveis de tensão ao longo da rede de distribuição e reduzem as perdas no sistema elétrico. A energia gerada pode ser utilizada para suprir a carga própria das residências, comércios e indústrias e o excedente pode ser injetado diretamente no sistema de distribuição.

Vários fatores têm contribuído para a disseminação da GD, como o avanço da tecnologia na área eletrônica, os aspectos ambientais e a pressão da sociedade devido à exaustão dos recursos naturais não renováveis.

Dentre as formas de GD, destacam-se a energia fotovoltaica e a energia eólica. Essas utilizam a radiação solar e a força dos ventos como fonte primária de energia. A conversão direta da energia solar ou eólica em eletricidade apresenta enormes vantagens, tais como baixos custos de manutenção, ausência de emissão de poluentes à atmosfera e fornecimento inesgotável pela natureza dos insumos para produção de energia. Essas características são de grande importância, principalmente quando instaladas em locais isolados, desprovidos da rede elétrica.

Quando a GD é conectada diretamente ao sistema elétrico, os painéis fotovoltaicos ou os geradores eólicos operam como usinas geradoras em paralelo com as usinas convencionais. Pelo fato de os sistemas estarem conectados à rede elétrica, em períodos de radiação solar insuficiente ou ausência de ventos, existe a necessidade da demanda elétrica da instalação ser suprida pela rede convencional.

Nos casos de conexão direta da GD à rede de distribuição da concessionária é necessária ainda a utilização de inversores de frequência, utilizados com objetivo de converter a corrente gerada na forma contínua (CC) para alternada (CA) (Lora, Haddad, 2006).

A interligação da GD diretamente ao sistema de distribuição causa impactos nas redes da distribuidora de energia elétrica, tais como alterações nos níveis de perdas técnicas e qualidade da energia, alterações na estabilidade do sistema, nos padrões de regulação de tensão, nos níveis de corrente de curto-circuito, dentre outros.

Atualmente não é definido um limite para inserção máxima da GD em cada ponto da rede de distribuição. Diferentes critérios são utilizados para limitar a potência máxima, tais como potência nominal dos transformadores, seção reta dos condutores elétricos, percentual da energia gerada em uma região (Severino, 2008), percentual da potência produzida pelo país, dentre outros.

A legislação relativa à GD, incluindo seus aspectos regulatórios, é um tema essencial para a promoção deste tipo de geração em bases consistentes, podendo tanto constituir obstáculos como definir mecanismos de fomento à sua expansão.

É necessário que ocorra a uniformização dos padrões de interconexão da GD de forma a garantir a segurança e a confiabilidade, tanto das redes de distribuição, quanto das instalações de GD, visto que os distúrbios causados por uma instalação podem provocar reflexos em outra.

Existem normas técnicas de projeto, construção, proteção e de materiais a serem instalados quando da construção de redes de distribuição de energia elétrica. Porém, devido ao ainda baixo nível de inserção de GD proporcionalmente ao total da potência instalada, as redes de distribuição usualmente são planejadas e

construídas sem a devida análise dos impactos causados por essa forma de geração.

Entretanto, tendo em vista a crescente inserção da GD, é importante que as normas técnicas, principalmente as de planejamento considerem os impactos causados por essas pequenas injeções de potência ao longo das redes. É importante que seja analisado o que cada impacto representa, tanto tecnicamente quanto em relação aos seus custos, para que as redes de distribuição não sejam empecilho à inserção da GD.

Tendo em vista os objetivos descritos, no contexto deste trabalho são consideradas apenas as unidades de GD conectadas diretamente ao sistema elétrico de distribuição.

Como principais impactos da conexão da GD à rede de distribuição, citam-se aqueles relativos ao controle de tensão, carregamento de condutores e transformadores de distribuição e variação das perdas elétricas.

Uma parte da energia que é transmitida por meio das redes elétricas é dissipada no sistema de distribuição. São decorrentes das leis físicas relativas aos processos de transporte, transformação de tensão, medição e corresponde à soma de três parcelas: joule, corona e magnética. Essas perdas são chamadas de perdas técnicas e são inerentes ao processo de transmissão de energia.

A redução das perdas técnicas depende, basicamente, do nível tecnológico dos equipamentos utilizados, da manutenção aplicada à mesma, do carregamento dos condutores e transformadores e no modo de operação do sistema elétrico.

A correta definição do quantitativo de perdas técnicas em um sistema de distribuição não é um processo simples, devido principalmente à grande quantidade de elementos que constituem o sistema elétrico e ao caráter aleatório e dinâmico do comportamento das cargas. A redução de perdas elétricas nas redes de distribuição, impacto causado pela conexão da GD, é altamente benéfica ao sistema elétrico.

As alterações nos perfis de tensão ocorrem quando há injeção de potência pelos geradores distribuídos. Essas injeções de potência podem trazer benefícios para o sistema elétrico se forem feitas em locais apropriados ao longo da rede.

Na busca de um melhor entendimento dos impactos técnicos causados na rede de distribuição de energia elétrica em virtude da conexão de GD, o presente trabalho tem como principais objetivos:

- Avaliar as limitações de injeção de GD na rede de distribuição impostas por condutores e transformadores de distribuição através da simulação de conexão de GD, conectada diretamente aos diversos pontos de um alimentador real;
- Analisar a variação dos custos da instalação do quilowatt adicional de GD, ocorridos após modificações na rede de distribuição;
- Analisar as variações no montante máximo de inserção de GD no alimentador devido à localização da mesma, tais como potência injetada por todas as UCs e potência injetada por UCs específicas;
- Estudar a variação no nível de perdas elétricas devido à alteração no montante máximo e na localização da GD.

Este trabalho estrutura-se da seguinte forma: o Capítulo 2 apresenta a revisão bibliográfica sobre o assunto, abordando a situação energética mundial e brasileira, os benefícios e impactos causados pela conexão da GD aos sistemas de distribuição e os limites de penetração para GD.

O capítulo 3 traz a metodologia e a definição dos critérios e valores utilizados no presente estudo, tais como impedância de alimentadores, modelagem dos transformadores de distribuição, limites regulamentares de fornecimento de tensão, curvas de carga típicas de unidades consumidoras, modelagem do alimentador e custos médios de construção de redes e substituição de transformadores de distribuição.

O Capítulo 4 apresenta os principais resultados obtidos neste trabalho. São avaliadas as limitações à inserção de GD impostas por condutores e transformadores de distribuição e analisadas as variações nos custos do quilowatt adicional em virtude de modificações na rede de distribuição. São ainda analisadas as diversas formas de inserção de GD na rede e as respectivas alterações nos níveis de perdas elétricas. Por fim, as conclusões são apresentadas no Capítulo 5, juntamente com as sugestões de trabalhos futuros que podem ser desenvolvidos.

2. REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

O sistema elétrico de potência foi desenvolvido de forma que as cargas, normalmente concentradas em grandes centros urbanos, sejam supridas por usinas geradoras localizadas distantes dos grandes centros de carga. A conexão dessas usinas se faz através de grandes extensões de linhas de transmissão e, já nos centros de carga, através de redes de distribuição. A (Figura 2.1) apresenta a estrutura típica do sistema de potência.

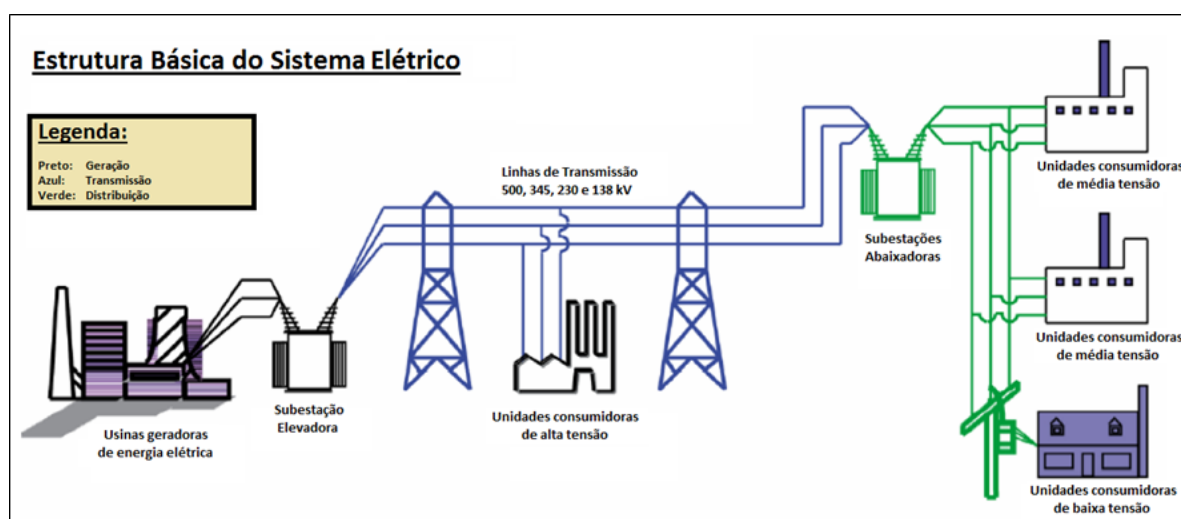


Figura 2.1 – Estrutura típica de um sistema de potência.
(Fonte: LEÃO, 2009, modificado).

À medida que a demanda de energia elétrica cresce, aumenta também a necessidade de se ampliar o parque gerador e, adicionalmente, construir novas linhas de transmissão e redes de distribuição. Porém, a adoção desse tipo de sistema como a única alternativa para atender o aumento de demanda resulta em aumento das perdas nas redes devido às longas distâncias entre os locais de geração e consumo. (Albuquerque et al, 2003).

Devido à crescente escassez de locais disponíveis para construção de grandes usinas geradoras, normalmente hidrelétricas, às crescentes exigências ambientais, ao crescimento da demanda e ao alto custo da energia elétrica para o consumidor final, observa-se que a utilização da GD tem sido cada vez maior.

A GD pode estar isolada do sistema de distribuição, apenas suprindo a carga local, ou conectada diretamente à rede de distribuição, injetando potência

diretamente no sistema elétrico. Nesse caso, a carga será suprida pela rede nos momentos em que não há geração local ou quando a geração local é menor que a carga.

As redes de distribuição normalmente são projetadas para um fluxo unidirecional desde a subestação até as cargas, isto é, em regime normal de operação, espera-se que o fluxo de potência siga da subestação para as cargas. A inserção de GD pode, além de alterações nos parâmetros dos equipamentos, alterar o sentido do fluxo de potência, dessa forma, é necessário que os impactos técnicos da GD sejam avaliados, de forma a evitar a degradação da qualidade e confiabilidade da energia fornecida.

Tradicionalmente, existem requisitos mínimos a serem obedecidos para projeto, operação e manutenção de redes de distribuição. Esses requisitos constam nas Normas de Distribuição – ND específicas de cada distribuidora de energia elétrica. Adicionalmente, a regulação relativa ao planejamento dos sistemas de distribuição, nos itens relativos à consideração da GD, consta no PRODIST (ANEEL, 2012).

2.1. CONCEITO DE GERAÇÃO DISTRIBUÍDA

Não existe ainda uma definição única para o termo Geração Distribuída. Esta é uma denominação genérica de um tipo de geração de energia elétrica que se diferencia da realizada pela geração centralizada por ocorrer em locais em que não seria instalada uma usina geradora convencional, contribuindo para aumentar a distribuição geográfica da geração de energia elétrica em determinada região (Abreu, Oliveira e Guerra, 2010).

O Módulo 1 do PRODIST define as centrais geradoras distribuídas como aquelas centrais que possuem as instalações conectadas aos sistemas de distribuição de energia elétrica (ANEEL, 2012).

Segundo o International Council on Large Electric Systems – CIGRE, a geração distribuída possui potências menores que 50 MW e é usualmente

conectada à rede de distribuição. É uma forma de geração que não é planejada nem despachada de forma centralizada, não havendo, portanto, um órgão que comande as ações das unidades de geração descentralizada (Zilles et al., 2012).

Para o Institute of Electrical and Electronics Engineers – IEEE, a geração distribuída é definida como uma forma de geração de energia que ocorre a partir de unidades de geração de pequeno porte conectadas ao sistema de distribuição e próximas ao consumo (IEEE, 2008).

Segundo o Instituto Nacional de Eficiência Energética – INEE, entende-se que, quando a geração é realizada próxima ao consumidor, é considerada geração distribuída, independentemente de sua potência, tecnologia ou recurso energético utilizado (Zilles et al., 2012).

Ainda, no artigo 14 do Decreto nº 5163/04 é definida como geração distribuída a produção de energia elétrica proveniente de empreendimentos de permissionárias, agentes concessionários ou autorizados, conectados diretamente no sistema elétrico de distribuição do comprador (Zilles et al., 2012).

2.2. SITUAÇÃO ENERGÉTICA MUNDIAL

A análise da produção total de energia mundial de 1971 a 2010 pode ser observada na (Figura 2.2). Nesse período ocorreu um aumento contínuo em todos os tipos de insumos e a produção mundial apresentou um aumento de cerca de 108%, passando de aproximadamente 6,1 Mtep¹ para cerca de 12,7 Mtep.

¹ Tonelada equivalente de petróleo (tep): Unidade de energia. A tep é utilizada na comparação do poder calorífico de diferentes formas de energia com o petróleo. Uma tep corresponde à energia que se pode obter a partir de uma tonelada de petróleo padrão.

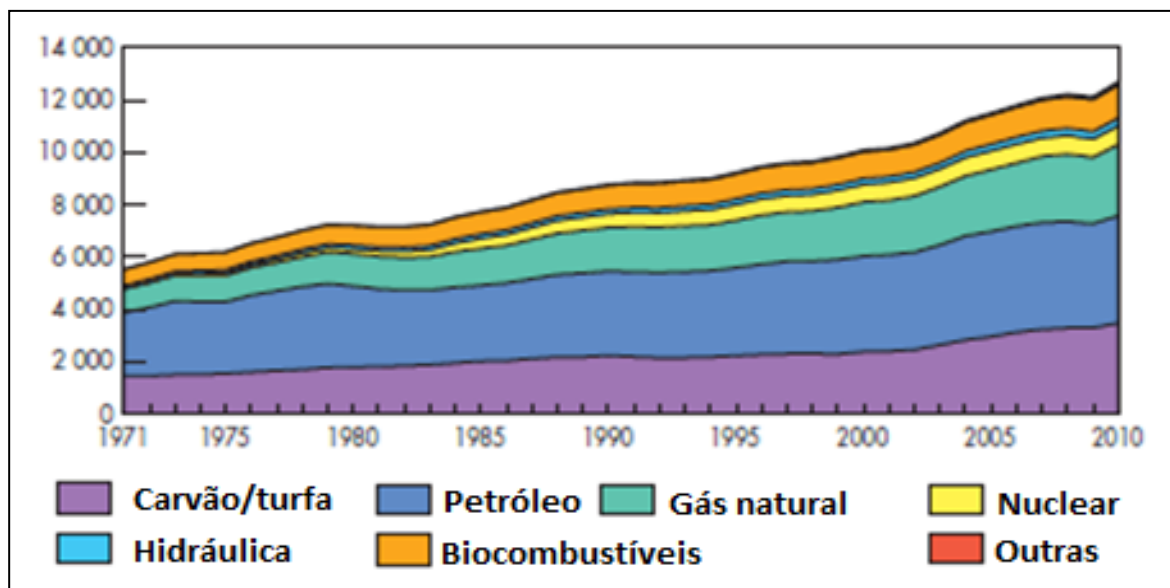


Figura 2.2 – Produção de energia primária mundial de 1971 a 2010 (Mtep).

Fonte: IEA - International Energy Agency. *Key World Energy Statistics 2012*.

Disponível em: <www.iea.org>. Acesso em: 20 mai 2013 (modificado).

A análise da (Figura 2.3), por tipo de combustível, mostra crescimento significativo em várias fontes primárias² de energia. A fonte Nuclear passou de 0,9% em 1973 para 5,7% em 2010, a fonte Gás Natural passou de 16% em 1973 para 21,4% em 2010, a fonte Hídrica, alterou sua participação de 1,8% em 1973 para 2,3% em 2010 e a fonte Carvão, passando de 24,6% em 1973 para 27,3% em 2010.

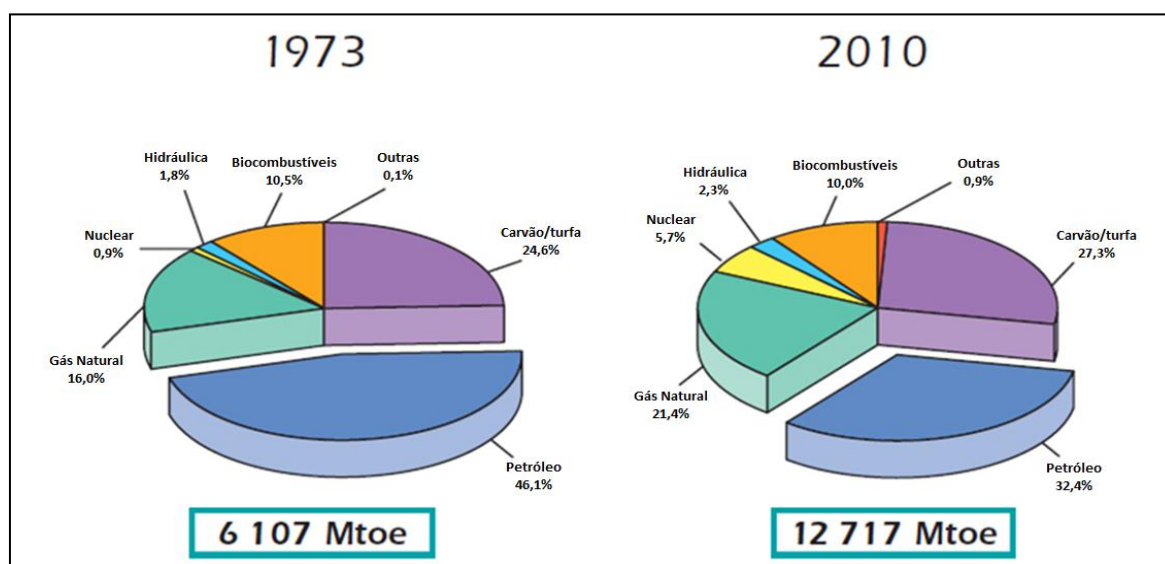


Figura 2.3 – Produção energia primária mundial de 1973 a 2010 por tipo (Mtep).

Fonte: IEA - International Energy Agency. *Key world energy statistics 2012*.

Disponível em: <www.iea.org>. Acesso em: 20 mai 2013 (modificado).

² Energia primária é definida pelo Ministério de Minas e Energia (MME) como a soma dos produtos energéticos providos pela natureza na sua forma direta, tais como petróleo, gás natural, carvão mineral, resíduos vegetais e animais, energia solar, eólica etc.

Destaca-se o aumento do item Outras fontes³, passando de um percentual de 0,1% em 1973 para 0,9% em 2010. O crescimento percentual no período foi de 800%, indicando um aumento significativo da utilização de fontes renováveis na produção total de energia e uma tendência de diversificação da matriz energética mundial.

Em valores absolutos, o item Outras fontes apresenta participação bem reduzida na matriz energética mundial. Esse comportamento ocorre porque a tecnologia desenvolvida para essas fontes ainda não apresenta custos compatíveis com a implantação em escala comercial. Cada um dos integrantes do grupo Outras Fontes está, portanto, em fase de pesquisa, projetos pilotos ou aplicações muito localizadas a partir de instalações de pequeno porte (ANEEL, 2010).

Por outro lado, observa-se a diminuição significativa na participação da fonte de energia Petróleo, passando de 46,1% em 1973 para 32,4% em 2010. Isso se deve não à diminuição absoluta na produção de petróleo, mas ao aumento da participação das demais fontes de geração na matriz energética mundial.

A (Figura 2.4) mostra a participação de cada fonte primária de energia na produção de eletricidade. Observa-se uma geração total mundial de 6.115 TWh em 1973 e 21.431 TWh em 2010, um crescimento de 250%. Esse percentual equivale a um crescimento de 3,45% ao ano nos 37 anos sob análise.

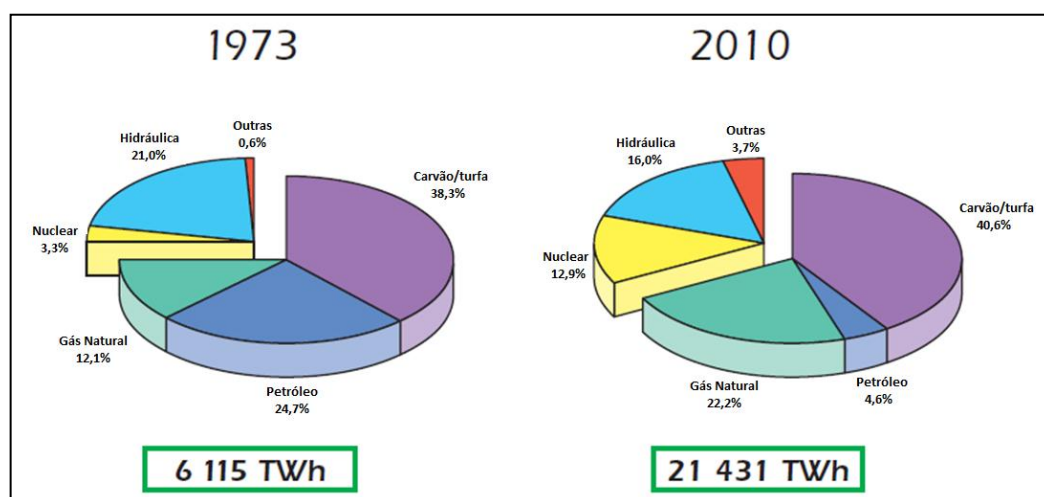


Figura 2.4 – Evolução da produção mundial de eletricidade de 1971 a 2010.

Fonte: IEA - International Energy Agency. *Key world energy statistics 2012*.

Disponível em: <www.iea.org>. Acesso em: 20 mai 2013 (modificado).

³ Outras fontes: Inclui a energia geotérmica, solar, eólica, maremotriz e calor.

Destaca-se a expressiva diminuição da produção de energia elétrica a partir de derivados de petróleo, passando de 24,7% em 1973 para apenas 4,6% em 2010.

Por outro lado, 67,4% da produção de eletricidade mundial ainda dependem da queima de combustíveis fósseis. Enquanto a utilização de derivados de petróleo reduziu a participação na matriz mundial de produção de eletricidade, a utilização do carvão aumentou de 38,3%, no ano de 1973, para 40,6% em 2010. O insumo que apresentou o maior crescimento percentual no período foi o Gás Natural, cerca de 83,5%, passando de 12,1% em 1973 para 22,2% em 2010.

Considerando apenas os insumos utilizados para produção de eletricidade, o aumento percentual mais significativo ocorreu na fonte Nuclear, com um aumento de cerca de 290%, passando de 3,3% em 1973 para 12,9% em 2010.

Em relação à participação das fontes renováveis na produção de energia elétrica, a hidráulica apresentou redução na participação da matriz mundial, passando de 21% em 1973 para 16,0% em 2010.

As demais fontes renováveis, representadas pela energia geotérmica, solar, eólica, maremotriz e calor, apresentaram participação na matriz energética igual a 0,6% em 1973 e 3,7% em 2010, um significativo aumento de 516%.

Embora a geração de energia elétrica através destas fontes apresentem diversas vantagens, principalmente as relacionadas à preservação do meio ambiente, elas ainda não são capazes de competir economicamente com os combustíveis fósseis. Sistemas eólicos e solares, por exemplo, apresentam custos de instalação, por MW instalado, bem superiores aos de uma termelétrica (Shayani, Oliveira e Camargo, 2006), porém, uma vez construídos, tanto a geração eólica quanto a solar apresentam custos de geração bem menores do que os de uma termelétrica.

2.3. SITUAÇÃO ENERGÉTICA BRASILEIRA

A (Figura 2.5) mostra a comparação da utilização de energias renováveis na matriz energética entre o Brasil, o restante do mundo e os países membros da

OCDE⁴. A grande diferença deve-se à participação significativa da geração termelétrica na matriz energética mundial, ao contrário do Brasil, onde predomina a geração hidráulica. A variação percentual brasileira entre os anos de 2010 e 2011 deve-se em grande parte ao aumento da energia eólica na matriz energética.

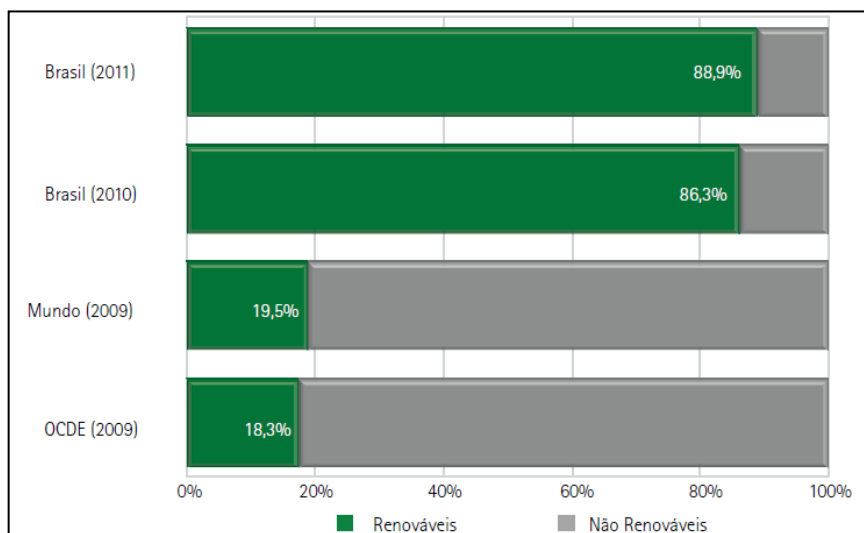


Figura 2.5 – Participação de Renováveis na Matriz Energética.

Fonte: EPE – Empresa de Pesquisa Energética. Balanço Energético Nacional 2012. Disponível em: < <https://ben.epe.gov.br/>>. Acesso em: 3 mai 2013.

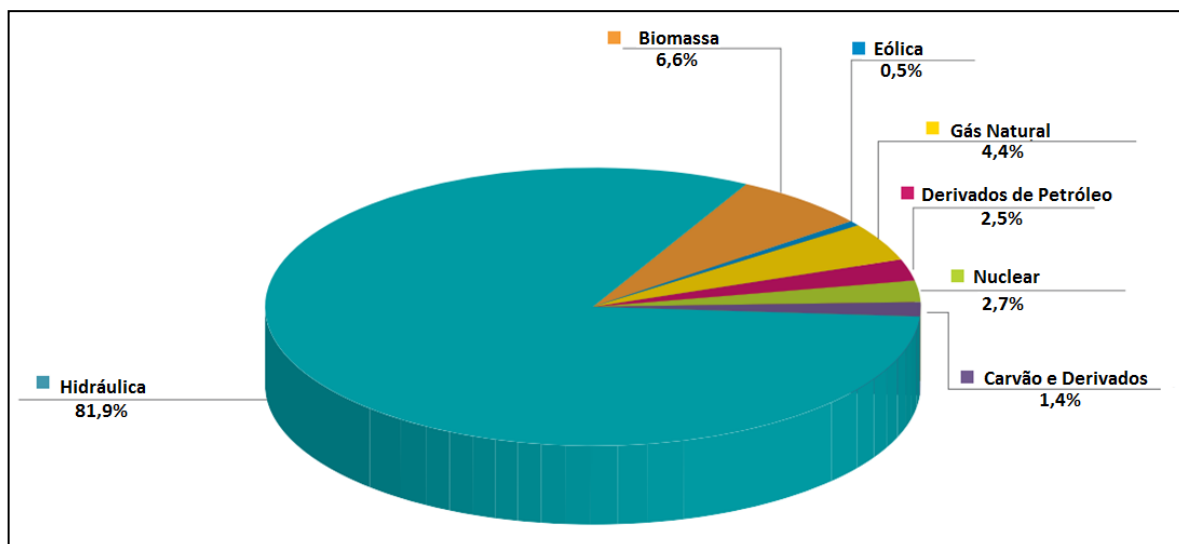


Figura 2.6 – Oferta Interna de Energia Elétrica por Fonte 2011.

Fonte: EPE – Empresa de Pesquisa Energética. Balanço Energético Nacional 2012. Disponível em: < <https://ben.epe.gov.br/>>. Acesso em: 3 mai 2013.

⁴ OCDE: Austrália, Áustria, Bélgica, Canadá, Chile, República Tcheca, Dinamarca, Estônia, Finlândia, França, Alemanha, Grécia, Hungria, Islândia, Irlanda, Israel, Itália, Japão, Coreia, Luxemburgo, México, Holanda, Nova Zelândia, Noruega, Polônia, Portugal, Eslováquia, Eslovênia, Espanha, Suécia, Suíça, Turquia, Reino Unido e Estados Unidos.

A (Figura 2.6) apresenta a estrutura da oferta interna de eletricidade no Brasil, por fonte. Observa-se que o Brasil possui uma das matrizes de geração de energia mais limpas do mundo, devido, principalmente, à grande participação da energia hidráulica na produção total de energia elétrica.

Em 2011 a capacidade instalada das centrais de geração de energia elétrica do Brasil alcançou 117.135 MW, com acréscimo de aproximadamente 5 GW em relação ao ano anterior. Desse total, o acréscimo em centrais hidráulicas correspondeu a 37,1%, ao passo que centrais térmicas responderam por 52,4% da capacidade adicionada. Por fim, as usinas eólicas foram responsáveis pelos 10,5% restantes. (MME, EPE, 2012).

A capacidade instalada em usinas hidrelétricas no Brasil é de 82,4 GW, totalizando 977 aproveitamentos (ANEEL, 2012), sendo:

- 181 usinas hidrelétricas, de capacidade instalada superior a 10 MW, que, totalizando 78,3 GW;
- 423 Pequenas Centrais Hidrelétricas (PCHs), de capacidade entre 1 MW e 30 MW, totalizando 3,9 GW;
- 373 Centrais Geradoras Hidrelétricas (CGHs), com capacidade inferior a 1 MW, totalizando 0,22 GW.

Do total da capacidade instalada, 95% tem origem em grandes usinas hidrelétricas.

2.3.1. Energia Eólica

O Brasil possui um grande potencial de geração de energia eólica (Figura 2.7) por ter um volume de ventos duas vezes maior do que a média mundial e por ter baixa oscilação da velocidade, o que garante maior previsibilidade à geração de eletricidade.

Conforme consta no estudo realizado sobre o potencial eólico do país, o Atlas do Potencial Eólico Brasileiro, o potencial de geração de energia elétrica por meio

dessa fonte é de 143 milhões de quilowatts, valor superior à capacidade total instalada no Brasil atualmente, considerando todas as fontes (WWF, 2012).



Figura 2.7 – Sistema Eólico.
Fonte: (WWF, 2012).

As regiões com maior potencial são a Nordeste, principalmente no litoral, com 75 milhões de kW, a Sudeste, com 29,7 milhões de kW, e a Sul, com 22,8 milhões de kW. Esse potencial pode ser ainda maior se forem considerados os novos sistemas offshore, ou seja, de captação de vento através de turbinas instaladas no mar.

A tecnologia de geração elétrica a partir da energia eólica tem sofrido um grande crescimento de aplicação, em termos mundiais, principalmente pelo custo atrativo.

No Brasil, a energia eólica vem apresentando um significativo aumento devido não só aos seus custos competitivos, mas também aos programas de incentivo governamentais, como o PROINFA (Reis, 2011).

A (Figura 2.8) mostra o grande aumento percentual na utilização da fonte eólica na geração de energia elétrica. A geração eólica alcançou 2.705 GWh em

2011, equivalente a 24,3% de aumento em relação ao ano anterior, quando se alcançou 2.177 GWh.

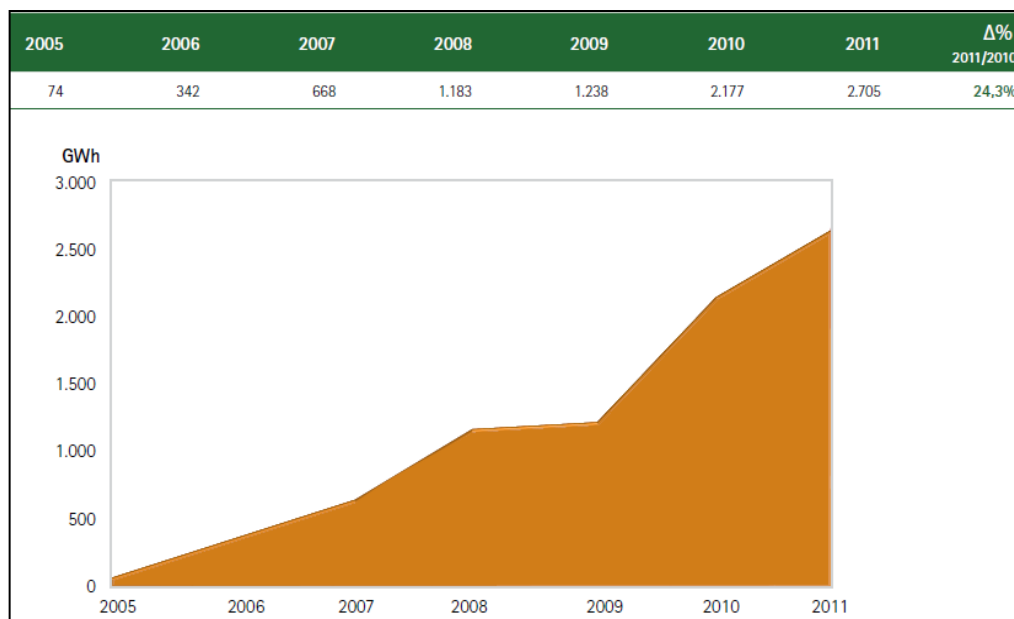


Figura 2.8 – Evolução da Geração Eólica.

Fonte: EPE – Empresa de Pesquisa Energética. Balanço Energético Nacional 2012.
Disponível em: < <https://ben.epe.gov.br/>>. Acesso em: 3 mai 2013.

A potência instalada para geração eólica teve, em 2011, um crescimento de 53,7%. O parque eólico nacional cresceu 498 MW, alcançando 1.426 MW ao final de 2011 (Banco de Informações da Geração, ANEEL).

O Plano Decenal de Expansão 2020 (EPE, 2011) prevê que a fonte eólica atingirá a capacidade instalada de 11.532 MW em 2020, e sua participação na capacidade nacional de geração passará para 6,7%.

A energia eólica apresenta grande complementaridade com o regime hídrico no Brasil. A (Figura 2.9) mostra o comportamento da energia natural afluyente nas hidrelétricas da região Sudeste em 2011 e a geração eólica no período. Essa sinergia contribui para compensar a progressiva redução da capacidade de armazenamento de energia hidráulica em relação à demanda no Brasil (Câmara dos Deputados, 2012).

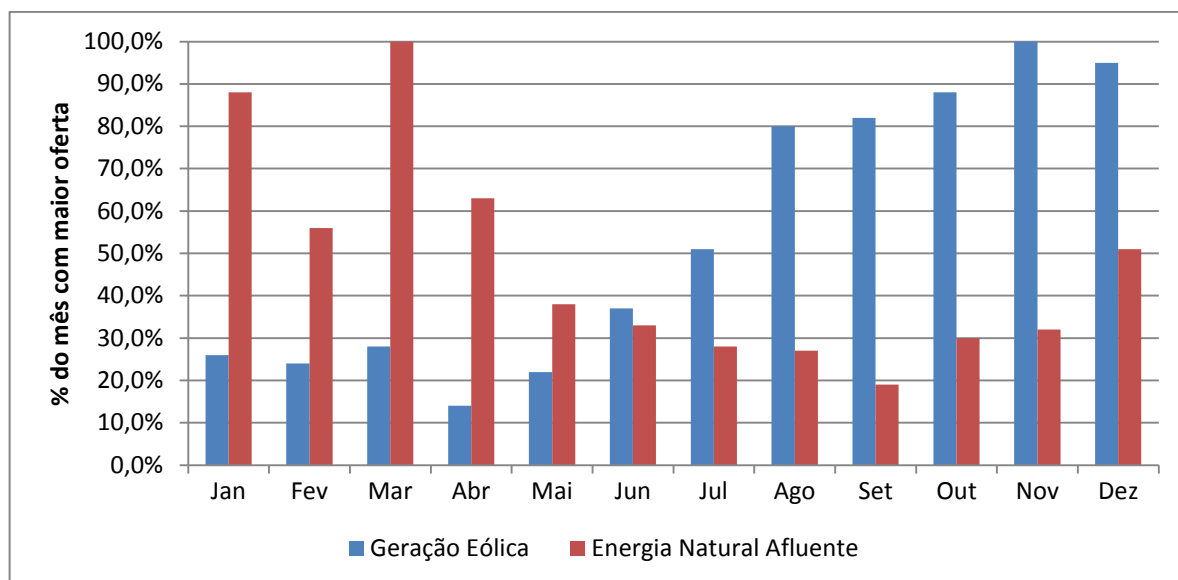


Figura 2.9 – Complementaridade entre o regime hídrico e a energia eólica (2011).

Fonte: Operador Nacional do Sistema Elétrico ONS – 2011.
Disponível em: < <http://www.ons.org.br>>. Acesso em: 18 set 2012.

2.3.2. Energia Solar Fotovoltaica

A Terra recebe anualmente $1,5 \times 10^{18}$ kWh de energia solar em sua superfície, o que corresponde a 10.000 vezes o consumo mundial de energia no período. Considerando apenas a superfície terrestre, essa energia passa a ser de $10,8 \times 10^{11}$ GWh/ano. Essa enorme quantidade de energia mostra que a radiação solar constitui-se numa inesgotável fonte energética, havendo um enorme potencial de utilização por meio de sistemas de captação e conversão em outra forma de energia, como a térmica ou a elétrica, por exemplo (Rüther, 2004).

A energia solar fotovoltaica é a energia obtida com a conversão direta da luz em eletricidade (efeito fotovoltaico). Um painel, ou módulo, fotovoltaico é um conjunto de células fotovoltaicas conectadas em série ou em paralelo para produzir as tensões e correntes desejadas. A corrente de saída do módulo é determinada pela quantidade de área superficial e eficiência por unidade de uma célula individual no módulo. Um módulo pode converter cerca de 10% da radiação disponível em energia elétrica utilizável. Por exemplo, ao meio-dia solar em um dia claro, um painel fotovoltaico pode receber 1.000 W/m^2 de radiação (Lopes, 2012). Os painéis

fotovoltaicos são conectados a conversores estáticos que processam a energia e a disponibilizam para uma carga ou para a rede elétrica.

A energia solar fotovoltaica possui baixo impacto ambiental e é considerada uma fonte de energia renovável e inesgotável. A tecnologia tem ótimas possibilidades de ser aplicada no Brasil, pois é um país ensolarado por natureza e possui grande extensão territorial.

Apenas uma parte da quantidade total da radiação solar atinge a superfície terrestre. O nível de irradiância na Terra atinge um total aproximado de 1.000 W/m^2 ao meio-dia, em boas condições climáticas. Ao somar a quantidade total da radiação que incide na superfície terrestre durante o período de um ano, obtém-se a irradiação global anual, medida em kWh/m^2 . A (Figura 2.10) apresenta a radiação solar global diária, média anual do Brasil, em $(\text{MJ/m}^2 \text{ dia})$.

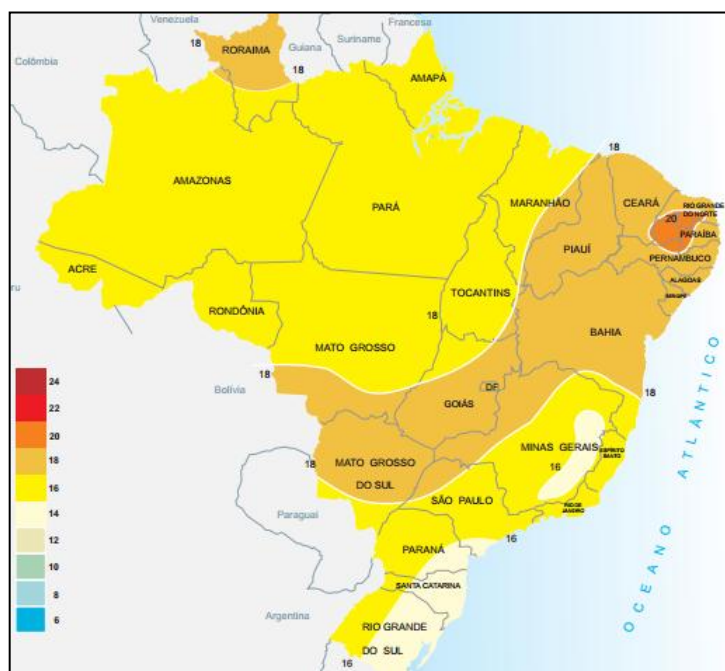


Figura 2.10 – Radiação solar global diária, média anual do Brasil.

Fonte: Atlas Solarimétrico do Brasil.

Disponível em: < <http://www.cresesb.cepel.br>>. Acesso em: 20 mai 2013.

A (Figura 2.11) mostra a média anual de insolação diária no Brasil. Observa-se que, com exceção da região Norte, todas as demais regiões do território brasileiro recebem no mínimo cinco horas de insolação diária média.

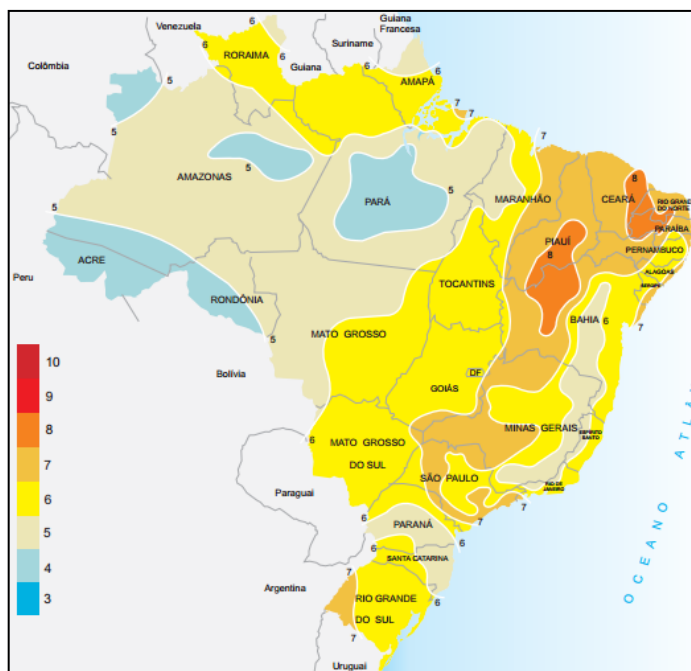


Figura 2.11 – Média anual de insolação diária no Brasil.

Fonte: Atlas Solarimétrico do Brasil.

Disponível em: < <http://www.cresesb.cepel.br>>. Acesso em: 20 mai 2013.

Os países com maior capacidade instalada até o fim de 2009 eram: Alemanha (8,7 GWp); Espanha (3,4 GWp); Japão (2,4 GWp) e Estados Unidos (1,2 GWp). Destacam-se também a Itália (0,8 GWp) e a Coreia do Sul (0,5 GWp) (Photon-International, 2012).



Figura 2.12 – Painéis fotovoltaicos instalados na cidade de Ota, no Japão.

Fonte: PV-UP-SCALE – PV in Urban Policies, 2008.

Disponível em: < www.pvupscale.org>. Acesso em: 20 set 2011.

A (Figura 2.12) mostra o elevado grau de penetração da GD em uma rede de distribuição da cidade de Ota, no Japão, onde 553 casas instalaram painéis fotovoltaicos nos telhados, totalizando 2,13 MWp de potência instalada (PV-UP-SCALE, 2008).

Os materiais semicondutores mais comumente encontrados na constituição de células fotovoltaicas são: silício (Si) cristalino (c-Si), multicristalino (m-Si), amorfo (a-Si) e microcristalino (μ -Si); telúrio (Te); cádmio (Cd); cobre (Cu); índio (I); gálio (Ga); selênio (Se), entre outros (Rüther, 2004). A eficiência das células de silício cristalino e multicristalino situa-se na faixa de 14 a 19% e a de filmes finos (de silício amorfo e outros materiais) apresenta eficiência na faixa de 6 a 18% (Júnior, 2010).

A (Figura 2.13) mostra a produção mundial de módulos fotovoltaicos entre 1999 e 2010. Observa-se um crescimento exponencial da produção de módulos fotovoltaicos, indicando o crescente uso da energia solar fotovoltaica.

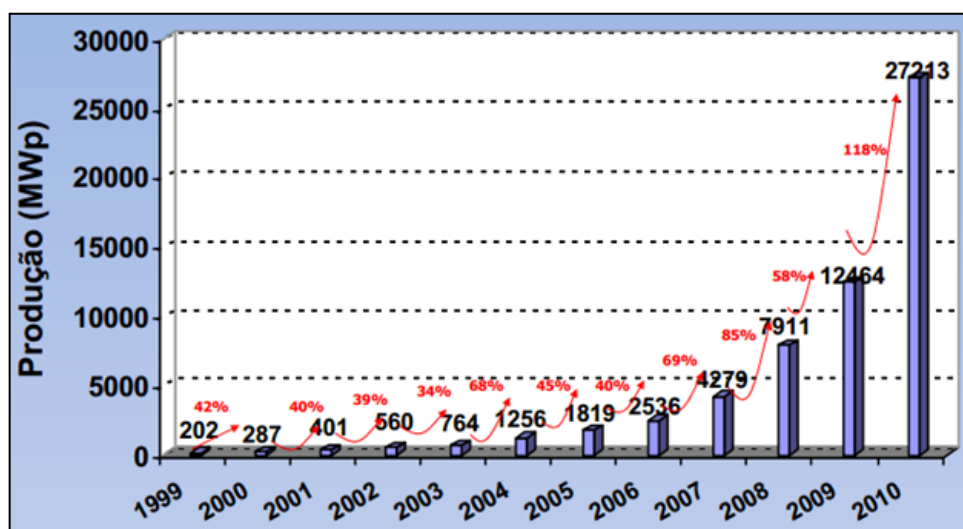


Figura 2.13 – Produção mundial de módulos fotovoltaicos.

Fonte: Photon International.

Disponível em: < <http://www.photon-international.com>>. Acesso em: 18 set 2012.

Uma das vantagens dos sistemas fotovoltaicos é a possibilidade de aplicação em meios urbanos, onde é grande o consumo da energia gerada da forma convencional. Esses sistemas podem ser instalados em edifícios, condomínios residenciais, casas isoladas, indústrias e comércios (Júnior, 2010).

Os sistemas fotovoltaicos podem ser isolados ou conectados à rede elétrica. O mais utilizado atualmente no Brasil ainda é o sistema isolado, no qual a geração

energética fotovoltaica é armazenada em um banco de baterias para posterior utilização. Os sistemas isolados são utilizados para suprir pequenas cargas em áreas afastadas dos grandes centros urbanos ainda sem acesso à rede elétrica.

O outro modo de instalação de um sistema fotovoltaico é a conexão dos módulos fotovoltaicos à rede elétrica convencional. Dessa maneira, toda a energia gerada, ou somente o excedente, é injetada no sistema elétrico.

A vantagem da instalação integrada à edificação é a geração junto ao ponto de consumo, sem a necessidade de sistemas de transmissão e distribuição, com conseqüente diminuição dos custos envolvidos (Rüther, 2004). Nesses sistemas o inversor utilizado tem como uma de suas principais atribuições a transformação da energia fotovoltaica, originalmente gerada em corrente contínua, para corrente alternada.

Os sistemas fotovoltaicos podem apresentar muitos benefícios para o sistema elétrico. A geração da energia diretamente no local de consumo reduz as perdas nas linhas de transmissão e nas redes de distribuição da energia e postergam investimentos em expansão.

Pela característica de geração exclusivamente diurna, os sistemas fotovoltaicos são considerados como fontes não despacháveis de energia e a eles são atribuídos normalmente fatores de capacidade baixos. Mas a instalação desses sistemas em redes de distribuição com carga elevada no período diurno, com grande concentração de aparelhos de ar-condicionado, por exemplo, faz com que os sistemas fotovoltaicos contribuam efetivamente na redução do pico da demanda (Rüther, 2004).

2.4. COMPARAÇÃO ENTRE CONSUMO DE ENERGIA e PIB

Um dos indicadores mais utilizados para projeções de consumo de energia elétrica é o Produto Interno Bruto – PIB. O consumo de energia elétrica permite uma boa indicação do nível de desenvolvimento econômico da sociedade. Ele reflete tanto o ritmo de atividade dos setores industrial, comercial e de serviços, quanto a

capacidade da população de adquirir bens e serviços, como eletrodomésticos e eletroeletrônicos, por exemplo. Esses exigem acesso à rede elétrica e aumentam o consumo de energia elétrica (ANEEL, 2008).

Pode-se verificar uma correlação elevada entre as taxas de crescimento do PIB e o consumo de eletricidade (Figura 2.14). Houve uma variação total de 43,7% no PIB⁵ de 1998 a 2011, enquanto a variação total no consumo de energia foi de 47,2% (IPEA, 2012). Observa-se que, de forma geral, as taxas de crescimento do consumo de energia elétrica, são superiores às taxas de crescimento do PIB anual. As tendências de crescimento ou de queda apresentadas para o PIB acompanham as tendências apresentadas para o consumo de energia elétrica.

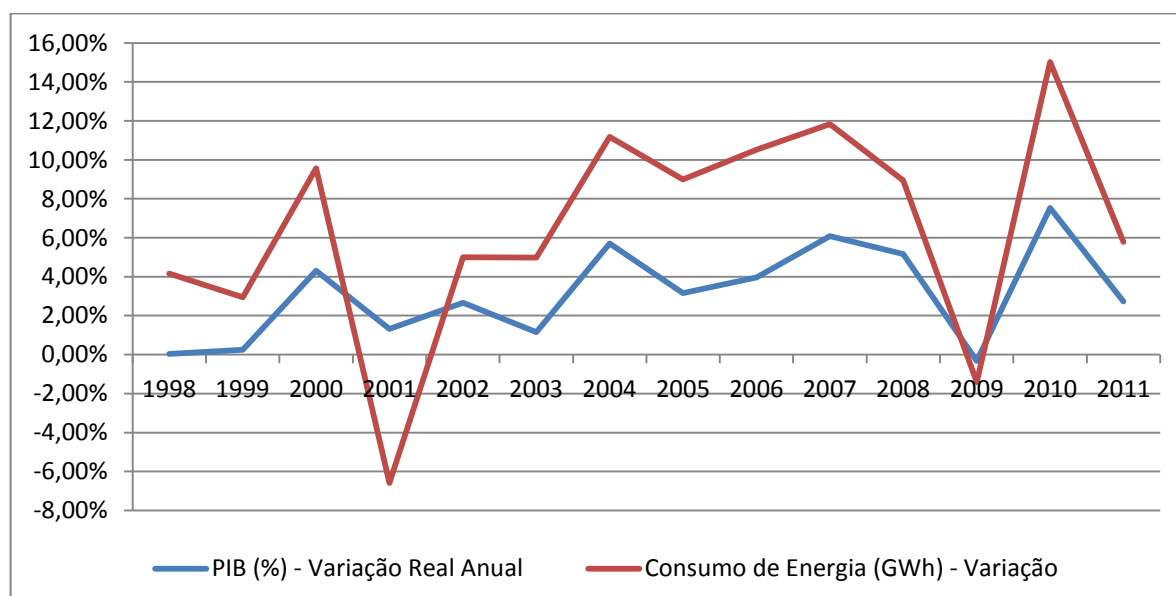


Figura 2.14 – Variação do PIB e variação do consumo de energia.
Fonte: IPEA, 2012.

Disponível em: <www.ipeadata.gov.br>. Acesso em: 20 mai 2013.

Um ponto a se destacar é relativo ao ano de 2001, quando, apesar da variação do PIB apresentar uma tendência de diminuição, +1,31% contra +4,31% no ano anterior, a variação no consumo de energia elétrica apresentou uma redução muito maior, -7,89% contra +5,25% no ano anterior. Esta diminuição deve-se ao racionamento de energia elétrica, ocorrido em 2001.

⁵ PIB convertido para dólares internacionais usando as taxas de paridade de poder de compra. Um dólar internacional tem o mesmo poder de compra que o dólar americano nos EUA em cada ano. Dados em dólares internacionais correntes de cada ano.

2.5. BENEFÍCIOS E IMPACTOS PROVOCADOS PELA GERAÇÃO DISTRIBUÍDA

A conexão de geradores diretamente às redes de distribuição feita de forma distribuída, isto é, por meio de pequenos geradores conectados ao longo das redes, contribuem para aumentar a distribuição geográfica da geração de energia elétrica e traz importantes benefícios para o setor elétrico.

Um dos principais benefícios é que a energia é gerada junto ao ponto de consumo e na tensão de consumo, reduzindo, dessa maneira, as perdas associadas à transmissão e à distribuição de energia. Ocorrem, também, reduções dos aquecimentos em transformadores, com conseqüente aumento da sua vida útil. Isso fica explícito no caso de geradores distribuídos conectados em alimentadores que operam perto do seu limite de capacidade térmica (Rüther, 2004).

Em conseqüência dos curtos prazos de instalação, esse tipo de geração apresenta a característica de ser modular, isto é, permite o acréscimo de pequenos montantes de potência ao sistema elétrico e elimina a necessidade de existir grande capacidade instalada ociosa. A característica modular constitui-se ainda em uma boa ferramenta para reduzir erros associados ao planejamento centralizado.

Por ser uma opção de geração que contempla o uso de diferentes tecnologias, a GD permite e induz a diversificação da matriz energética, o que diminui a dependência do setor em relação a apenas uma tecnologia ou recurso energético, agregando robustez à matriz energética nacional (Zilles et al., 2012).

Outros benefícios indiretos podem ser destacados, como benefícios arquitetônicos, através do controle da iluminação ambiental por meio da filtragem da luz incidente, realizado pela utilização de células fotovoltaicas de filme fino em janelas e claraboias.

Há ainda, benefícios socioeconômicos como postergação de investimentos em gerações centralizadas, linhas de transmissão e redes de distribuição e incentivo à atividade econômica local, por meio da disponibilização de energia elétrica e aumento da qualidade de vida (IEA-PVPS, 2011).

Destacam-se ainda os benefícios ambientais, sendo o mais importante a ausência de emissões, de qualquer tipo, durante sua operação, permitindo a expansão da matriz energética brasileira de forma sustentável e com baixos impactos ao meio ambiente.

A conexão da GD ao sistema elétrico é realizada por meio de inversores CC/CA. Em relação aos aspectos desfavoráveis da conexão, os principais são relativos à qualidade da energia, podendo ser destacados os seguintes:

- Níveis de distorção harmônica injetados na rede: O inversor CC/CA é o equipamento responsável pela conversão da tensão contínua, gerada pelos módulos fotovoltaicos, em tensão alternada. Alguns inversores apresentam em sua saída grandes níveis de distorção harmônica. O inversor é responsável ainda pela desconexão do sistema fotovoltaico da rede, caso ocorra alguma contingência.
- Alteração do fator de potência: A utilização de inversores CC/CA de baixa qualidade pode abaixar o fator de potência da instalação. Esse fato deve ser levado em consideração pela distribuidora, visto que atualmente não se cobra por consumo de potência reativa aos consumidores residenciais.
- Flutuação de tensão: Flutuações de tensão nos alimentadores que possuem grande penetração de GD são muito comuns. Um alimentador pode ficar inteiramente submetido à luz solar e, pouco tempo depois, ficar sobre uma área de sombra causada por nuvens. A variação da incidência solar produz variações na potência gerada pelos sistemas fotovoltaicos.

Ressalta-se ainda outro impacto causado pelo excesso de GD no sistema elétrico. O fluxo de potência tradicional em um alimentador radial é no sentido da subestação para a carga. Caso haja grande concentração de GD em um alimentador radial, esta poderá atender à carga local e ainda injetar o excedente de energia de na rede. Dependendo da quantidade de GD inserida, a barra de carga pode se tornar geradora, provocando o efeito inverso da queda de tensão para o qual o ramal de distribuição foi projetado.

Como a corrente muda o sentido de seu fluxo, ocorre um aumento da tensão na barra produtora, que pode atingir níveis críticos, vindo a limitar a quantidade de GD possível de ser instalada (PV-UP-SCALE, 2007).

Uma situação em que isso pode ocorrer é durante as férias de verão, em que várias UCs, com GD instalada, podem ter o consumo interno muito reduzido. Nesse caso, o sistema continuará gerando, vindo assim a elevar a tensão durante o despacho de sua energia para a carga mais próxima (Shayani, 2010).

2.6. LIMITES DE PENETRAÇÃO PARA GERAÇÃO DISTRIBUÍDA

É comum encontrar na literatura relativa a limites de penetração para GD (EPRI, 2000, McGranaghan et al., 2008), sugestões de limites como percentuais de:

- Capacidade nominal do alimentador;
- Capacidade instalada de transformação de uma concessionária;
- Potência instalada do parque gerador nacional;
- Potência instalada de uma subestação;
- Demanda máxima da subestação;
- Demanda máxima do alimentador;
- Demanda máxima da unidade consumidora;
- Energia gerada pela geração centralizada;
- Queda de tensão no alimentador.

Observa-se que existem limites relacionados a capacidades nominais, potências de equipamentos, demanda e energia, isto é, não existe ainda consenso a respeito do limite de penetração para GD.

Um projeto concebido pela Intelligent Energy for Europe, chamado PV in Urban Policies – Strategic and Comprehensive Approach for Long-term Expansion PV-UP-SCALE⁶ editou, em 2008, um documento denominado Recommendations for Utilities, fazendo as seguintes considerações sobre o limite de penetração de GD:

⁶ O PV-UP-SCALE tem por objetivo destacar aspectos econômicos, obstáculos e melhores práticas relacionadas à utilização em larga escala de sistemas fotovoltaicos em zona urbana.

- Não reduzir a seção reta de condutores que atendam unidades consumidoras no final do alimentador para evitar que a capacidade de injeção de potência pela GD seja restringida;
- Não ultrapassar o limite de capacidade de condução de corrente dos condutores.

Observa-se que as duas considerações acima já são normalmente prescritas nas normas técnicas de construção de redes elétricas. Outras considerações foram feitas pelo relatório Recommendations for Utilities da PV-UP-SCALE:

- Limitar a capacidade de GD instalada na rede a 70% da potência nominal do transformador de distribuição;
- A modificação da faixa de tensões considerada como adequada afeta o limite de penetração na rede;
- A preocupação relacionada ao aumento de tensão é acentuada quando a geração está localizada no final do alimentador, por apresentar maior impedância;
- O ajuste da relação de transformação dos transformadores para uma tensão ligeiramente inferior aumenta a capacidade de GD que pode ser inserida, por ficar mais distante do limite de tensão máximo considerado adequado; e
- A quantidade de GD que pode ser inserida em um alimentador depende da localização das fontes ao longo do ramal. Próximo do transformador o limite é maior, e no final do alimentador é menor, devido à impedância do condutor.

Visando aumentar a capacidade de GD que pode ser inserida na rede, o relatório recomenda ainda:

- Ajustar a relação de transformação do transformador de baixa tensão, para reduzir a tensão de saída, para aproximadamente 98% do valor nominal. Isso é válido se todos os ramais atendidos por este transformador possuírem GD;
- Reduzir a potência injetada pela GD, quando a tensão estiver no limite regulamentar;

- Reduzir o valor da tensão através do fornecimento de potência reativa. O fator de potência da GD pode ser controlado pelos dispositivos de eletrônica de potência do inversor, ajustando a tensão enquanto continua fornecendo potência ativa. Entretanto, em determinadas situações, as perdas na rede podem ficar elevadas (Shayani, 2010);
- Fazer o gerenciamento pelo lado da demanda, aumentando a quantidade de cargas que operam durante o dia; e
- Reforçar a rede, reduzindo sua impedância.

2.7. CONSIDERAÇÕES FINAIS

A incorporação da GD aos sistemas elétricos de potência torna-se cada vez mais interessante no Brasil, devido ao fato de que ela aumenta a oferta de energia elétrica por meio do uso mais eficiente do combustível, colaborando no sentido da implementação de um modelo sustentável de desenvolvimento (Clementino, 2001).

As tecnologias de GD utilizando energia solar fotovoltaica e energia eólica, que somente eram utilizadas em sistemas isolados da rede de distribuição, estão se tornando alternativas cada vez mais atraentes para compor a matriz energética brasileira.

A GD, não mais sendo somente utilizada de forma isolada do sistema elétrico, mas tornando-se mais um componente da rede de distribuição, altera significativamente seus parâmetros, tais como dimensionamento de condutores, perdas, níveis de tensão, carregamento de transformadores de distribuição, dentre outros. A GD pode, inclusive, inverter o fluxo de potência em alimentadores de distribuição, passando as barras de carga a não mais consumirem potência, mas comportando-se como geradores.

Em virtude dos impactos provocados no sistema elétrico, é necessária uma análise criteriosa para a conexão de GD à rede de distribuição. Portanto, começa a existir a necessidade de se adaptar as estruturas existentes (Caamaño-Martín et al., 2008), e alterar os critérios de projeto, dimensionamento, operação e controle das redes.

3. METODOLOGIA

3.1. LIMITE DE GERAÇÃO DISTRIBUÍDA INSERIDA NA REDE

Para estabelecer a quantidade de GD que pode ser instalada na rede de distribuição é preciso modelar os componentes do alimentador em estudo e calcular o fluxo de potência, incrementando gradativamente os níveis de potência dos geradores instalados, medir os parâmetros elétricos e observar os impactos sobre o sistema elétrico (Shayani, 2010).

A quantidade de GD que pode ser inserida no sistema elétrico depende de diversos aspectos e apresenta valores absolutos diferentes para diferentes configurações de rede. Esses limites são afetados, principalmente, pelos parâmetros físicos dos cabos e dos transformadores de distribuição.

Por meio de algoritmos de fluxo de potência é determinado o limite máximo de GD que pode ser inserido em um alimentador pertencente ao sistema elétrico da Companhia Energética de Brasília – CEB. Para as simulações são necessários dados típicos de impedância de condutores e transformadores, limite de tensão adequada e curvas de carga de unidades consumidoras. Um ambiente computacional com possibilidade de programação faz-se necessário, além de utilização de ferramenta para resolução do problema de fluxo de carga.

Dois critérios devem ser simultaneamente atendidos para que uma rede de distribuição possa receber a GD sem a necessidade de modificações ou reforços (Shayani, 2010): a tensão não deve aumentar acima do valor limite considerado como adequado pelas normas e a capacidade térmica de condutores e transformadores não deve ser ultrapassada.

Portanto, neste trabalho, esses são os critérios técnicos utilizados para determinação do limite da inserção de GD em cada barra.

3.1.1. Premissas adotadas

- O sistema elétrico é trifásico, simétrico e equilibrado. Dessa forma, procede-se à análise por fase utilizando o sistema pu, considerando somente impedâncias de sequência positiva;
- A topologia da rede de distribuição é radial sem recursos de manobra⁷;
- Todos os equipamentos operam, em regime permanente, sem sobrecarga;
- Todas as unidades consumidoras alimentadas por um mesmo transformador de distribuição possuem curvas de carga iguais, ou seja, a potência demandada pelo transformador é igualmente distribuída entre as cargas;
- Todas as UCs possuem carga própria igual a 1 kVA;
- As cargas e a GD são modeladas como potência constante;
- A GD produz apenas potência ativa, isto é, opera com fator de potência unitário.

3.1.2. Algoritmo do cálculo do fluxo de potência

A fim de contemplar todas as variáveis que afetam o limite de penetração da GD em redes radiais de distribuição, torna-se necessária a utilização de um programa de fluxo de potência com possibilidade de modificação de parâmetros de forma iterativa.

O ambiente computacional utilizado nesse estudo foi o programa Matlab[®], da empresa The MathWorks[™], que permite programação e resolve equações diferenciais típicas de fluxo de potência. Além disso, registra grande quantidade de dados, tais como tensões, correntes e potências em todas as barras e ramos da rede para cada etapa do algoritmo.

⁷ Os recursos de manobra consistem na interligação dos alimentadores através de chaves de manobra existente na rede, normalmente operando na posição “aberta”, e que possuem uma extremidade ligada a um alimentador e outra extremidade ligada a outro alimentador. É um recurso adotado no sistema elétrico, geralmente para se interligar duas redes de 13,8 kV ou superior, em plena função de operação, com previsão de reserva de capacidade em cada circuito.

A resolução do fluxo de potência é executada por um programa denominado Matpower – A Matlab[®] Power System Simulation Package, produzido e distribuído gratuitamente por Ray D. Zimmerman e Carlos E. Murillo-Sánchez, da Escola de Engenharia Elétrica da Universidade Cornell, nos Estados Unidos.

O programa apresenta, como configuração padrão, a resolução do fluxo de potência utilizando o método de Newton-Raphson, limitado ao máximo de 10 iterações. Mudanças nas configurações podem ser realizadas, possibilitando selecionar outros métodos ou maior quantidade de iterações. Nesse programa, as cargas são modeladas com potência constante (Zimmerman, Murillo-Sánchez, 2007).

As simulações de fluxo de potência foram feitas inserindo os parâmetros das redes, tais como potência ativa e reativa em cada barra, resistência, reatância e ampacidade dos cabos em cada ramo, parâmetros dos transformadores de distribuição, tais como potência nominal, perdas a vazio e no cobre, rendimento, regulação e impedância.

A cada iteração, as tensões em todas as barras são calculadas e, caso estejam abaixo do limite máximo de tensão considerado adequado, pequenas parcelas de GD são inseridas nas barras até que a tensão em alguma delas ultrapasse o valor máximo admitido. De posse dos resultados em cada etapa, verifica-se se algum componente encontra-se em sobrecarga, o que restringe a quantidade de GD possível de ser instalada, indicando os locais da rede onde um reforço pode ser efetuado a fim de aumentar a penetração.

A GD é modelada como uma carga de potência constante, porém com o sinal invertido. Essa modelagem simplificada não considera a injeção de harmônicos ou a contribuição para a corrente de curto-circuito, que podem ser desprezadas, e facilita os procedimentos matemáticos necessários.

Para o fluxo de potência, o resultado líquido de carga na barra, seja consumindo potência ativa (por convenção $PLINHA < 0$) ou injetando potência na rede (por convenção $PLINHA > 0$), é utilizado. Com o valor de $PLINHA$ na barra, e o já conhecido valor da carga ($PCARGA$), pode-se obter o valor da potência ativa da GD, PGD (Equação 3.1).

$$PGD = PCarga + PLinha \quad (3.1)$$

3.1.3. Verificação do critério de aumento de tensão

A cada iteração é incrementada a potência ativa de GD simultaneamente em todas as barras que possuem UCs com perfis de carga residenciais. Para a nova situação, o fluxo de potência é executado e as tensões em todas as barras são analisadas. Dependendo da quantidade de GD inserida na rede de distribuição, a potência produzida pela GD pode ser superior à carga local. Nesse caso, ocorre a circulação de corrente no alimentador em sentido reverso ao usualmente encontrado nos alimentadores das redes de distribuição, pois ela passa a fluir da carga para a subestação.

Como a tensão de referência na subestação é essencialmente constante devido à atuação de reguladores, a corrente no alimentador gera uma diferença de potencial que eleva a tensão na barra de carga. Tem-se então um aumento da tensão, aqui considerado como um fenômeno oposto à queda de tensão. Caso a tensão em alguma barra ultrapasse o limite regulamentar superior de tensão considerado adequado, conforme definido no Módulo 8 dos Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional – PRODIST, o fluxo de potência é interrompido e é considerado o último valor de PLINHA que atende ao critério de tensão, juntamente com as tensões em todas as barras e as correntes em todos os ramos.

3.1.4. Verificação do critério de capacidade térmica

A capacidade térmica dos condutores e dos transformadores deve ser considerada para se evitar que tenham seu valor nominal de corrente ultrapassado quando a GD injeta potência na rede.

Como a GD possui elevado fator de coincidência, deve-se atentar para não sobrecarregar equipamentos dimensionados para um menor fator. Assim, caso o valor da corrente em cada ramo supere o limite térmico do alimentador ou do transformador de distribuição, a potência máxima de GD é considerada limite.

3.2. MATERIAIS

Diversas variáveis afetam o limite de penetração da GD em redes radiais de distribuição, tais como limites térmicos de condução de corrente de condutores e transformadores, limites de tensão regulamentares considerados adequados, tensão de referência da subestação, curvas de cargas das UCs, fator de potência da carga, potência consumida pela carga, distribuição da carga ao longo do alimentador e localização das UCs que injetam GD na rede de distribuição.

3.2.1. Valores típicos de impedância de alimentadores

A rede aérea urbana utilizada neste trabalho consiste em uma rede de distribuição com tensão primária de alimentação de 13,8 kV e secundária de 380 V, e composta por sistema trifásico de alimentadores de alumínio.

Os critérios adotados para a definição do alimentador de tensão primária de distribuição são baseados na norma NTD 1.02 – Critérios para projeto de redes aéreas urbanas convencionais (redes aéreas nuas), da Companhia Energética de Brasília (CEB, 2002). Essa norma apresenta os parâmetros elétricos para condutores de diversas seções retas (Tabela 3.1). A reatância indutiva depende da maneira como os cabos são instalados no poste e a distância equivalente entre fases selecionada é de 1.089 mm.

Tabela 3.1 – Características elétricas de condutores de alumínio.

Seção reta do condutor (AWG/MCM)	4	2	1/0	4/0	336,4
Resistência elétrica a 50°, 60 Hz (Ω/km)	1,521	0,956	0,601	0,300	0,190
Reatância indutiva a 60 Hz (Ω/km)	0,470	0,453	0,435	0,409	0,387
Capacidade de condução de corrente (A)	114	152	203	314	419
Relação X/R	0,31	0,47	0,72	1,36	2,04

Fonte: CEB – Companhia Energética de Brasília. NTD 1.02. 2ª Edição, 2002.
Disponível em: <www.ceb.com.br>. Acesso em: 24 jun 2012.

3.2.2. Modelagem dos transformadores de distribuição

Para definição dos limites de condução de corrente dos transformadores de distribuição, utilizados como critério térmico, foi necessário obter os dados característicos desses, como relação de tensão, perdas, resistência e indutância. Os critérios adotados são exibidos na (Tabela 3.2) (MAMEDE, 2007).

Os valores de impedância dos transformadores são referentes à base de potência do próprio equipamento. Para serem equacionados na resolução do problema de fluxo de carga, devem ter seus valores convertidos para a base de potência adotada para o sistema.

Tabela 3.2 – Dados característicos de transformadores trifásicos – Classe 15 kV/60 Hz.

Potência (kVA)	Tensão (V)	Perdas (W)		Rendimento (%)	Regulação (%)	Impedância (%)
		A Vazio	Cobre			
30	220 a 440	200	570	96,85%	3,29%	3,50%
45	220 a 440	260	750	97,09%	3,19%	3,50%
75	220 a 440	390	1200	97,32%	3,15%	3,50%
112,5	220 a 440	520	1650	97,51%	3,09%	3,50%
150	220 a 440	640	2050	97,68%	3,02%	3,50%
225	380 a 440	900	2800	97,96%	3,63%	4,50%
300	380 a 440	950	3360	97,96%	3,63%	4,50%

Fonte: MAMEDE FILHO, J. Instalações Elétricas Industriais. 7ª edição. Editora LTC, RJ, 2007 (modificado).

Os limites de condução de corrente dos transformadores de distribuição foram calculados utilizando-se a (Equação 3.2) até a (Equação 3.7).

$$I_{PRIM.} = \frac{P_{Nom.}}{\sqrt{3} * V} \quad (3.2)$$

$$I_{75} = \frac{75 * 1000}{\sqrt{3} * 13800} \quad \therefore \quad I_{75} = 3,14 \text{ A} \quad (3.3)$$

$$I_{112,5} = \frac{112,5 * 1000}{\sqrt{3} * 13800} \quad \therefore \quad I_{75} = 4,71 \text{ A} \quad (3.4)$$

$$I_{150} = \frac{150 * 1000}{\sqrt{3} * 13800} \quad \therefore \quad I_{75} = 6,28 \text{ A} \quad (3.5)$$

$$I_{225} = \frac{225 * 1000}{\sqrt{3} * 13800} \quad \therefore \quad I_{75} = 9,41 \text{ A} \quad (3.6)$$

$$I_{300} = \frac{300 * 1000}{\sqrt{3} * 13800} \quad \therefore \quad I_{75} = 12,55 \text{ A} \quad (3.7)$$

3.2.3. Limite para fornecimento de tensão adequada

A análise do aumento de tensão como um dos fatores que limita a GD em redes de distribuição necessita que a faixa de tensão considerada adequada seja definida, para que o impacto da GD possa ser mensurado.

Utilizando os critérios definidos no Módulo 8 do PRODIST, a faixa de tensão de atendimento considerada adequada apresenta como limite superior o valor de 1,05 pu, tanto para o caso de média quanto de baixa tensão (Tabela 3.3).

Tabela 3.3 – Faixas de tensão de atendimento consideradas adequadas para redes de distribuição.

Nível de tensão	Tensão de atendimento adequada
1 kV < V < 69 kV	0,93 pu ≤ V ≤ 1,05 pu
V = 380/220 V	201 ≤ V ≤ 231 (0,914 pu ≤ V ≤ 1,05 pu)

Fonte: ANEEL - Agência Nacional de Energia Elétrica. Resolução Normativa nº 469/2011. Disponível em: <www.aneel.gov.br>. Acesso em: 20 set 2012.

3.2.4. Tensão de referência da subestação

O valor da tensão de referência da subestação modifica consideravelmente os resultados do fluxo de potência. Os limites de tensão de atendimento considerados adequados, definidos no PRODIST e exibidos na seção anterior, mostram que, para cargas atendidas em tensões entre 1 kV e 69 kV, devem estar entre 0,93 e 1,05 pu.

O fluxo de potência ao longo do alimentador provoca quedas de tensão que, em um sistema radial, são maiores à medida que as cargas se tornam mais

distantes da subestação que, por sua vez, possui a tensão controlada via reguladores de tensão (Figura 3.1).

Como regra geral, a tensão de referência na subestação é ajustada para valores superiores a 1,0 pu, para que, mesmo após as quedas de tensão ocorridas ao longo do alimentador, todas as cargas apresentem valores de tensão igual ao mínimo regulamentar.

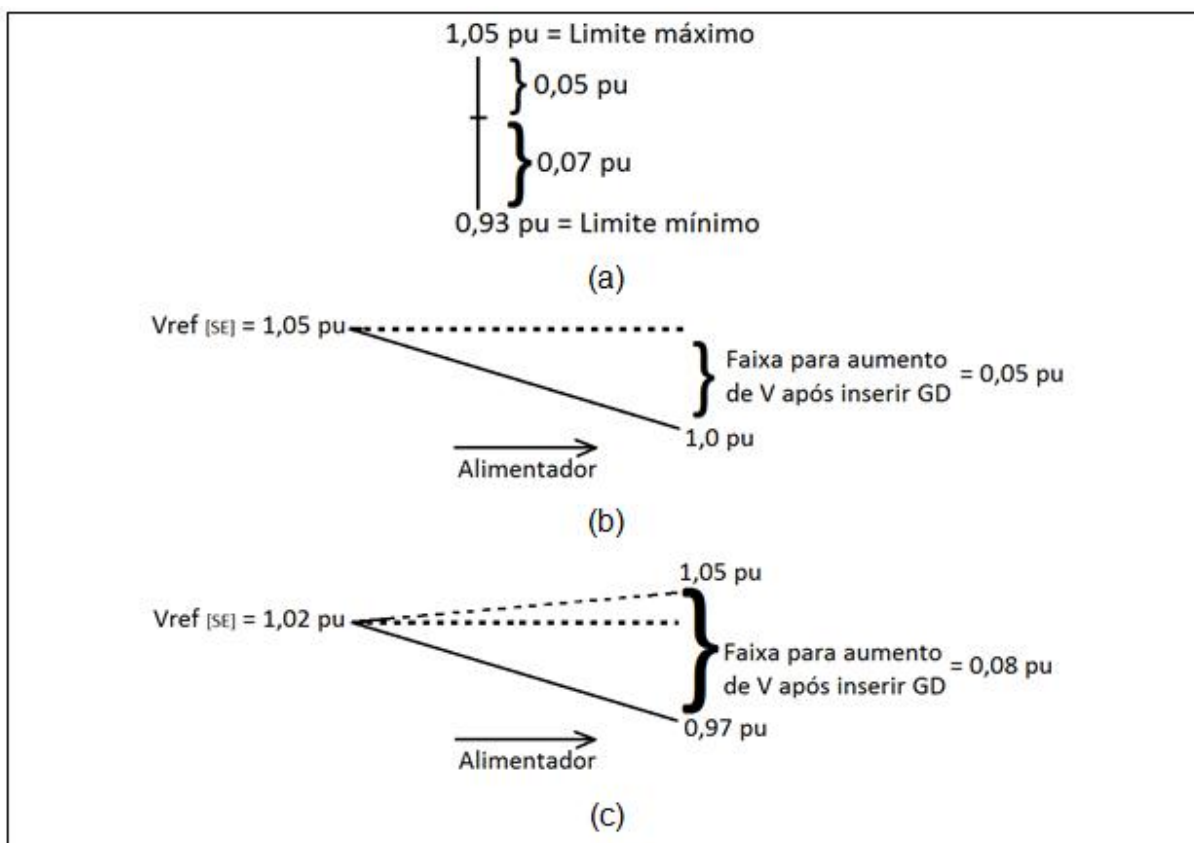


Figura 3.1 – Tensão de referência da subestação.

(a) Limites regulamentares adequados de tensão de atendimento para cargas entre 1 kV e 69 kV.

(b) Faixa possível de aumento de tensão para $V_{ref\ SE} = 1,05\ pu$.

(c) Faixa possível de aumento de tensão para $V_{ref\ SE} = 1,02\ pu$.

Os valores máximos de inserção de GD em um alimentador dependem diretamente da tensão de referência da subestação. A menor tensão ao longo do alimentador é obtida na carga mais distante da subestação. Considerando que seja inserida a mesma GD em todas as barras do alimentador, ocorrem modificações nos valores das tensões em todas as barras, podendo resultar em uma inversão do fluxo de potência. Nessa situação, as barras mais distantes da subestação apresentam os maiores valores de tensão.

Da análise da (Figura 3.1) é possível constatar que, quanto maior for a tensão de referência considerada na subestação, menor será a faixa de valores possíveis para elevação de tensão quando da inserção de GD. Neste estudo, considera-se a tensão da subestação igual a 1,02 pu.

3.2.5. Curvas de carga de unidades consumidoras

Conforme análise dos perfis típicos de carga (ANEEL, 2010), a curva de carga típica mais comum dos consumidores residenciais de energia elétrica é a apresentada na (Figura 3.2). Ela representa a curva agregada dos consumidores residenciais de baixa tensão que possuem um consumo intenso em um período relativamente curto do dia – usualmente à noite.

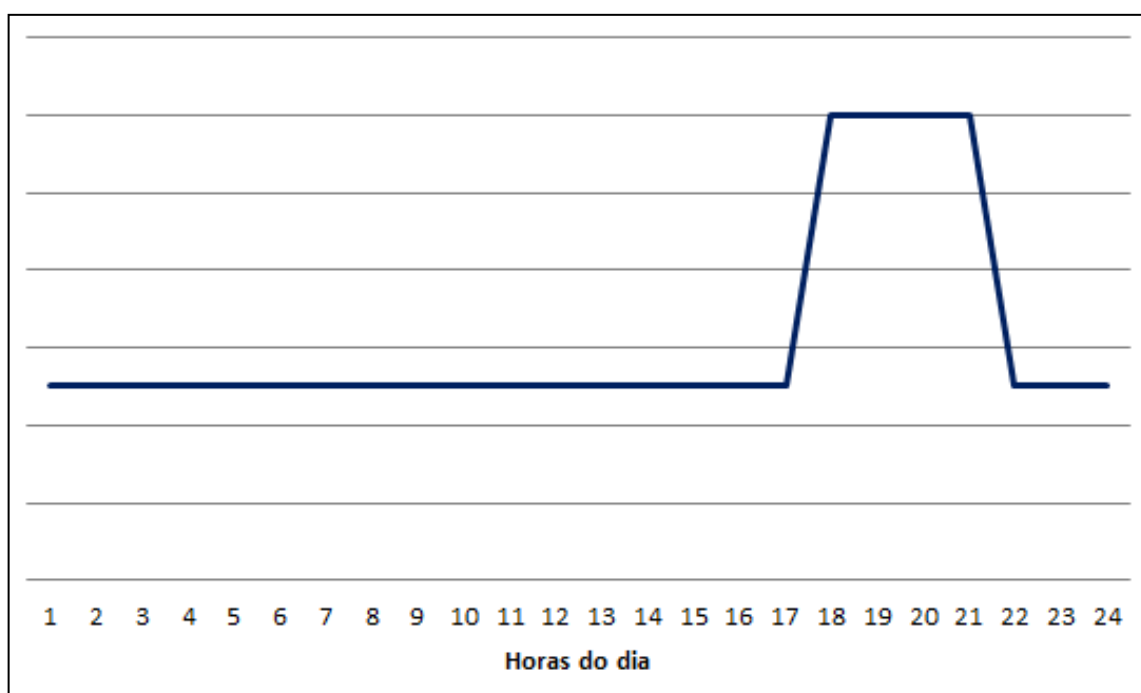


Figura 3.2 – Perfil típico de carga residencial.

Fonte: ANEEL, 2010.

Disponível em: <www.aneel.gov.br>. Acesso em: 24 de junho de 2012 (modificado).

A partir da análise das curvas de carga segregada dos consumidores residenciais e comerciais é possível verificar que o perfil de carga comercial possui demanda máxima entre 8h00 e 18h00 de segunda a sábado (Figura 3.3), enquanto que nos demais horários, incluídos domingos e feriados, o consumo é reduzido (Figura 3.4). As unidades residenciais (Figura 3.5) possuem carga leve durante a

madrugada, média durante o horário comercial e pesada à noite, tanto para dias úteis quanto aos domingos (Shayani, 2010).

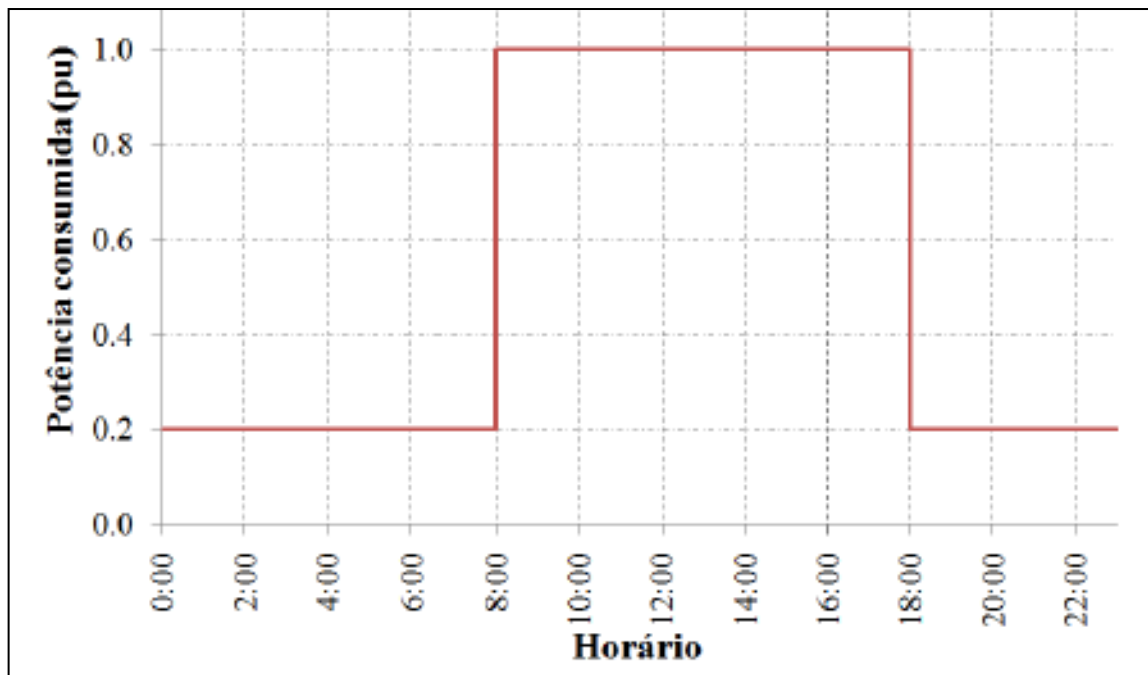


Figura 3.3 – Perfil típico comercial em dias úteis e aos sábados.
Fonte: Shayani, 2010.

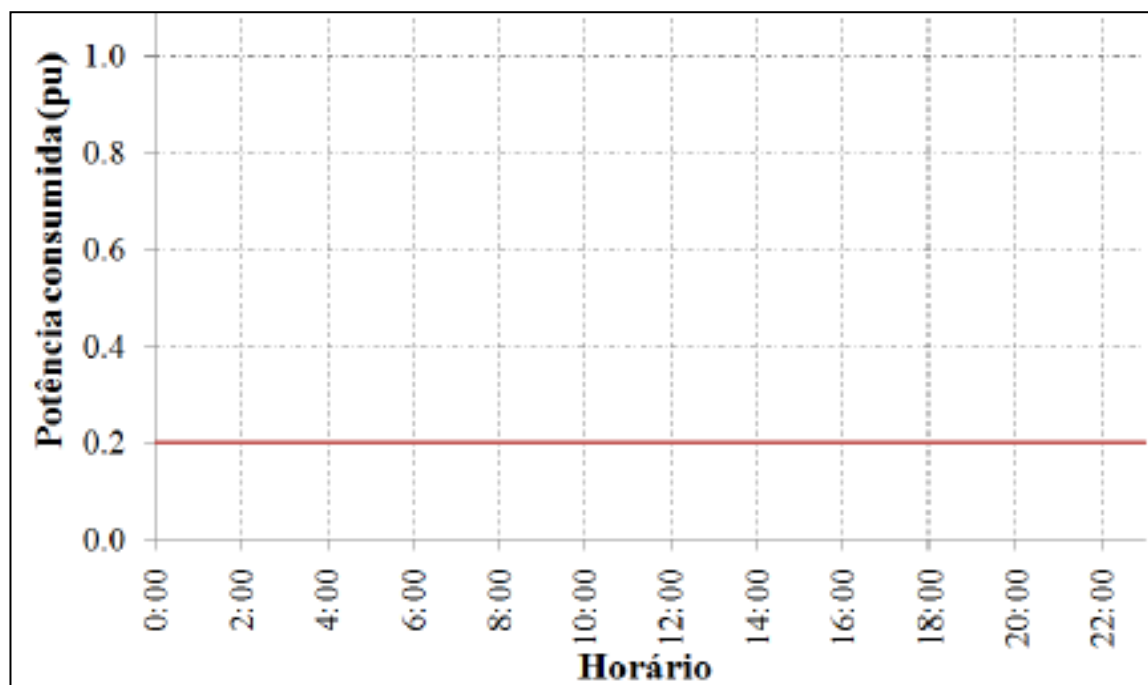


Figura 3.4 – Perfil típico comercial em domingos e feriados.
Fonte: Shayani, 2010.

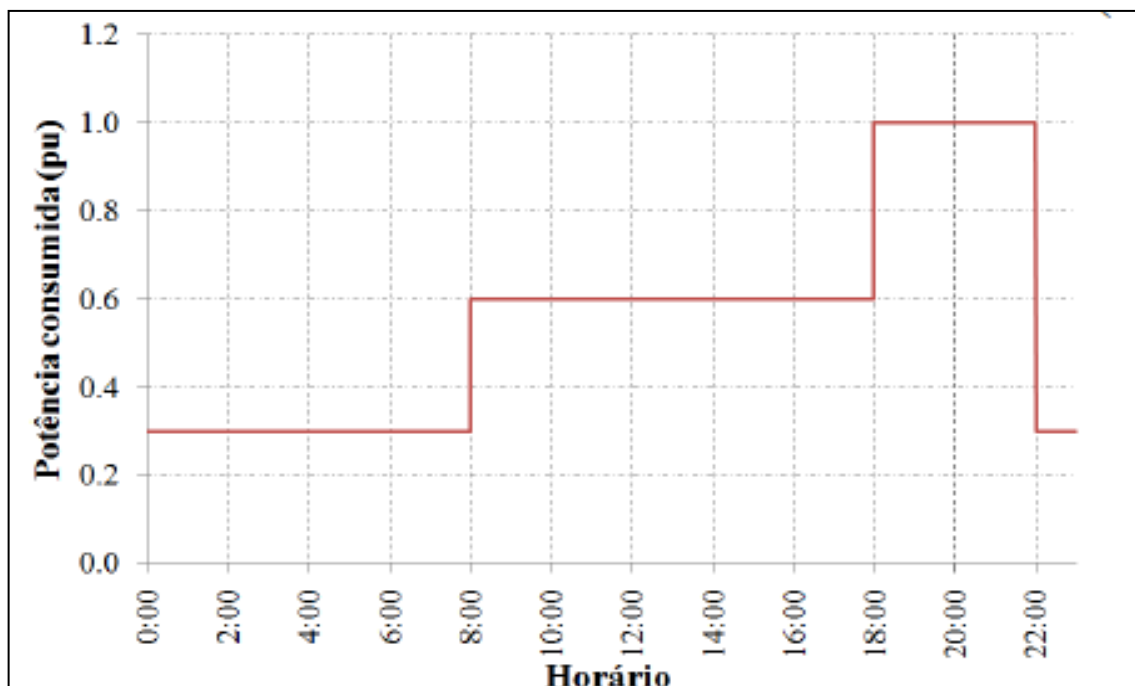


Figura 3.5 – Perfil típico residencial.
Fonte: Shayani, 2010.

3.2.6. Modelagem do alimentador TG01 e localização da GD

A rede de distribuição em estudo será modelada tendo-se como base uma rede real da Companhia Energética de Brasília (CEB).

O alimentador TG01 atende parte da carga residencial e comercial da região de Taguatinga Norte, no Distrito Federal. A (Figura 3.6) apresenta o percurso do alimentador, indicando sua topologia radial e o posicionamento de 73 transformadores de distribuição. O esquema elétrico equivalente é apresentado na (Figura 3.7), incluindo a numeração das barras. A potência dos transformadores é mostrada na (Figura 3.8), a indicação dos perfis de carga é exibida na (Figura 3.9), e as principais distâncias e seções retas dos trechos indicadas na (Figura 3.10).



Figura 3.6 – Percurso do alimentador TG01 - topologia radial com ramificações.

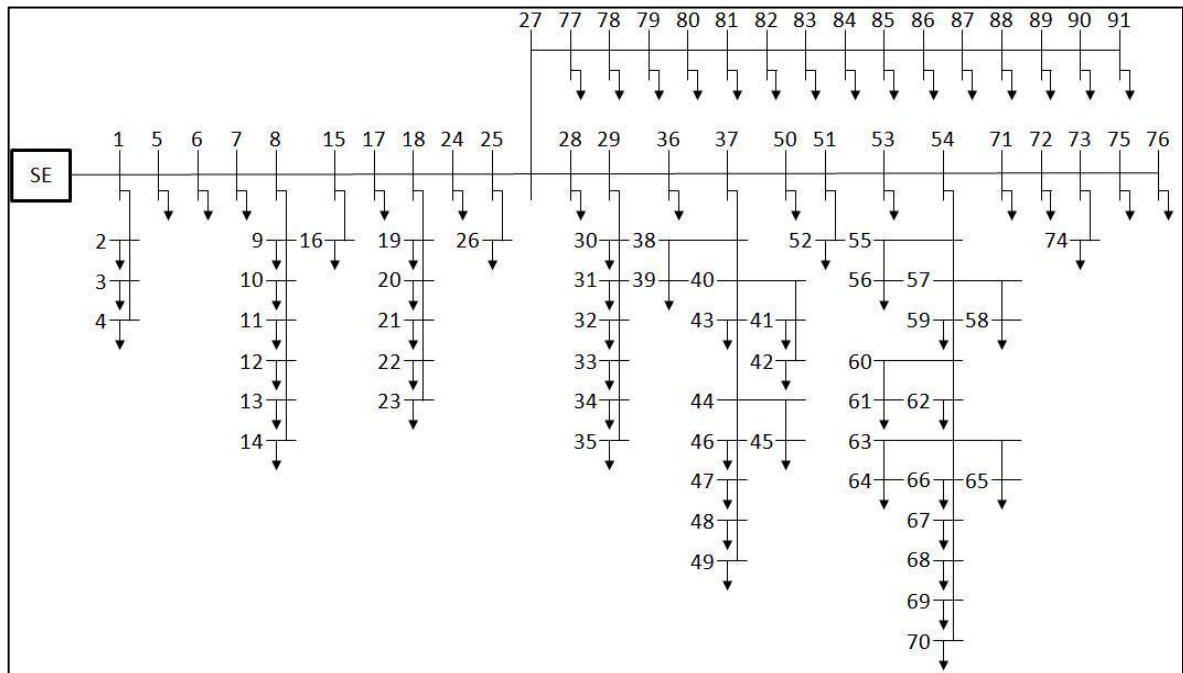


Figura 3.7 – Esquema elétrico equivalente do alimentador TG01 - numeração das barras.

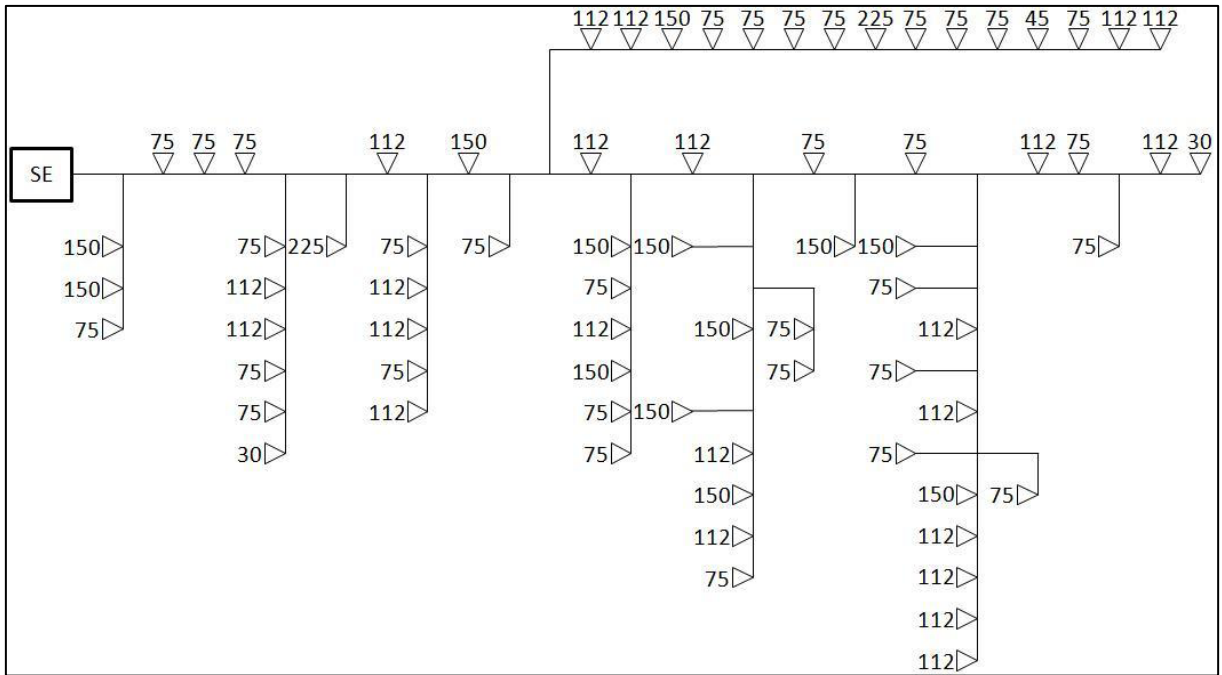


Figura 3.8 – Potência dos transformadores do alimentador TG01, em kVA.

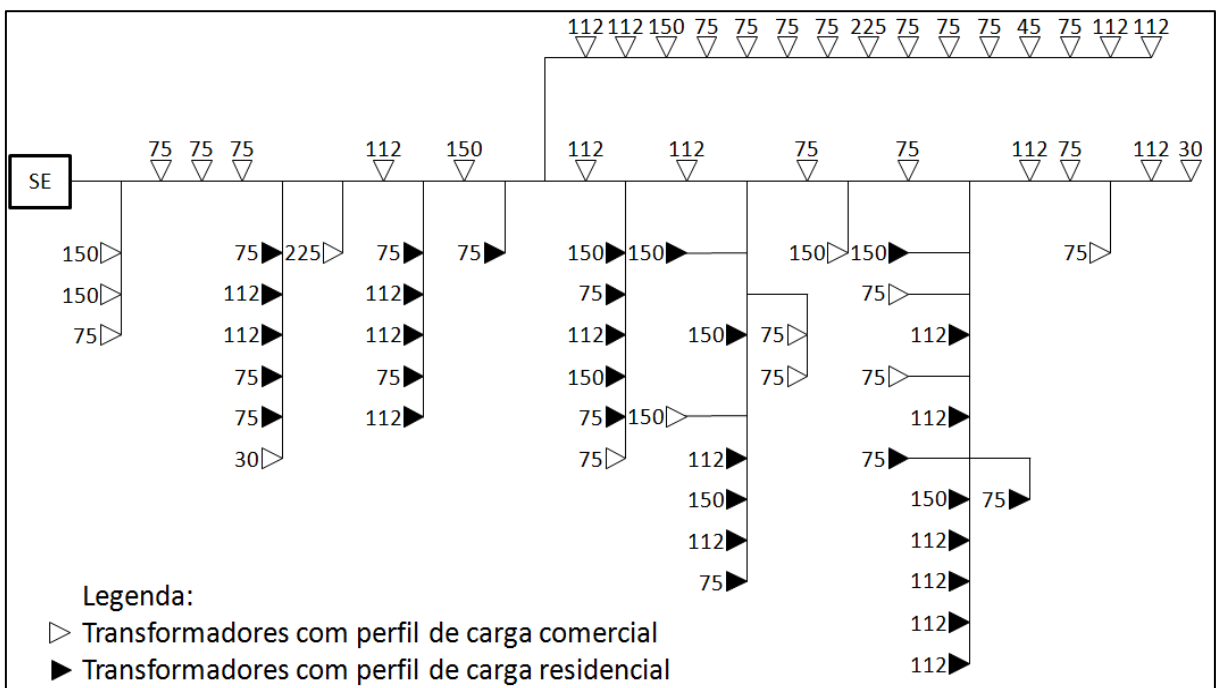


Figura 3.9 – Indicação do perfil de carga dos transformadores do alimentador TG01.

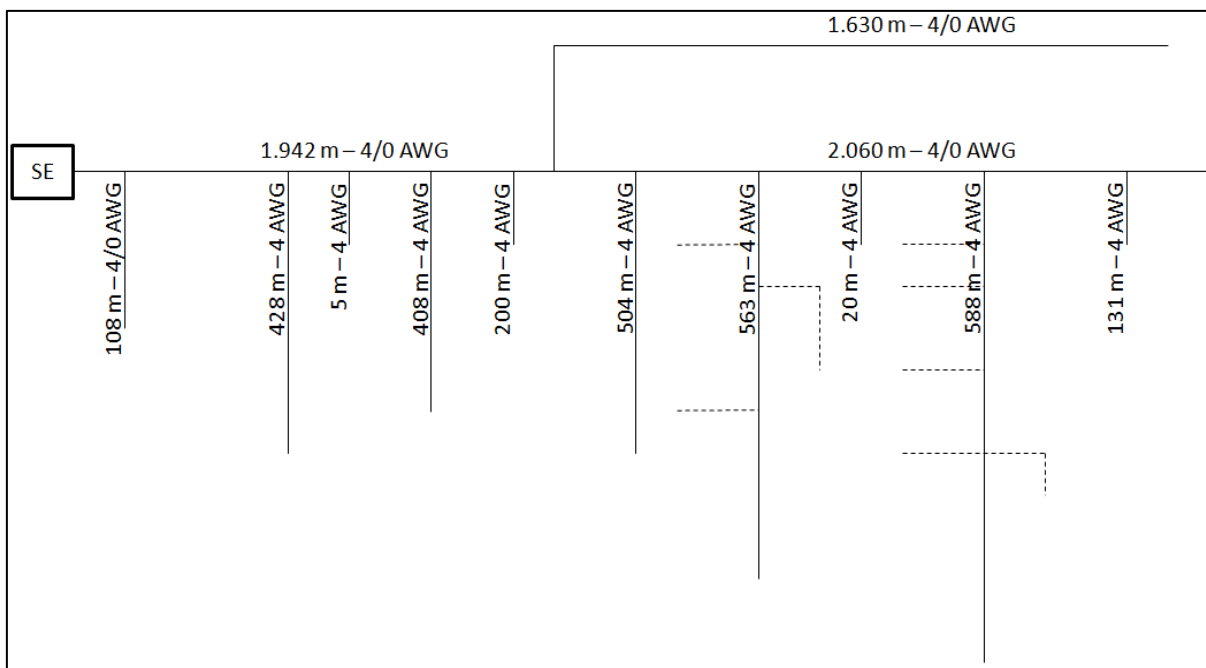


Figura 3.10 – Principais distâncias e seções retas dos condutores do alimentador TG01.

O alimentador utiliza condutores com duas seções retas: 4/0 AWG no tronco principal e na ramificação principal, e 4 AWG nas demais ramificações. Apenas duas ramificações utilizam seções retas diferentes: entre as barras 15 e 16, onde a seção reta 2/0 AWG é utilizada por um percurso de 5 metros, e entre as barras 73 e 74, onde o condutor 2 AWG é utilizado por 131 metros. Ambos os trechos são modelados com o condutor 4 AWG que, por apresentar maior impedância, afetará o resultado de forma conservadora. Desse modo, somente duas seções retas de condutores são necessárias na simulação, o que facilita inclusive a verificação da capacidade máxima de condução de corrente (SHAYANI, 2010).

A descrição detalhada do alimentador, incluindo as barras de carga, o tipo de condutor e o perfil de carga dos transformadores, pode ser observada no Anexo A.

3.2.7. Definição das bases do sistema em pu

O sistema por unidade – pu é uma forma de se expressar as grandezas elétricas de forma normalizada a partir de valores pré-determinados. O sistema pu se baseia em uma potência e uma tensão base arbitrarias. A partir desses valores,

são definidos os demais parâmetros do sistema, tais como impedância base e corrente base.

A utilização do sistema pu se torna conveniente principalmente quando são utilizados nas simulações de fluxo de carga transformadores de distribuição, em que dois níveis de tensão (de média para baixa tensão) são considerados. Nesse caso, os cálculos são simplificados, pois quantidades expressas no sistema pu apresentam sempre os mesmos valores, independentemente do nível de tensão. A (Tabela 3.4) apresenta as bases do sistema em pu utilizadas nas simulações

Tabela 3.4 – Bases do sistema em pu utilizadas nas simulações.

Parâmetro	Valor
Potência (S _{BASE})	$S_{BASE} = 7,5 \text{ MVA}$
Tensão (V _{BASE})	$V_{BASE} = 13,8 \text{ kV}$
Impedância (Z _{BASE})	$Z_{BASE} = \frac{V_{BASE}^2}{S_{BASE}} = \frac{(13,8 \times 10^3)^2}{7,5 \times 10^6} = 25,39 \Omega$
Corrente (I _{BASE})	$I_{BASE} = \frac{S_{BASE}}{\sqrt{3} * V_{BASE}} = \frac{7,5 \times 10^6}{\sqrt{3} * 13,8 \times 10^3} = 313,78 \text{ A}$

3.2.8. Demais parâmetros considerados na modelagem

O alimentador radial de 92 barras em estudo apresenta, em seu tronco principal, um condutor de seção reta 4/0 AWG, com capacidade de condução de corrente igual a 314 A em regime permanente. Como a tensão primária no alimentador é igual a 13,8 kV, pela (Equação 3.8) é possível verificar que a potência trifásica máxima que pode ser transportada por este alimentador é igual a 7,5 MVA.

$$S_{3\phi} = \sqrt{3} \cdot V_L \cdot I_L \quad \therefore \quad S_{3\phi} = \sqrt{3} \cdot 13,8 * 10^3 \cdot 313,78 \quad (3.8)$$

$$S_{3\phi} = 7,5 \text{ MVA}$$

As cargas em cada barra são consideradas equilibradas e agrupadas, isto é, a carga de 75 residências que apresentam a demanda diversificada de 1 kVA cada, é agrupada em um único transformador de 75 kVA. Os alimentadores foram

considerados simétricos, apresentando a mesma relação entre resistência e reatância em trechos que possuem os mesmos condutores.

Para determinação da demanda, é utilizada a norma NTD 1.02 - Critérios para projeto de redes aéreas urbanas convencionais (redes aéreas nuas) da Companhia Energética de Brasília (CEB, 2002). Essa norma prevê valor mínimo de demanda diversificada de 1,0 kVA/lote para loteamento localizado em zonas de classe média, com lotes de área igual ou superior a 300 m², de média valorização, podendo ter serviços de infraestrutura básica (CEB, 2002).

Em razão de o horário de maior participação da GD ser no período da tarde, para a modelagem das cargas de perfil comercial presentes no alimentador, considera-se o perfil de máxima utilização, isto é, 1 pu. Pelo mesmo motivo, para as cargas de perfil residencial presentes no alimentador, considera-se o perfil de média utilização, isto é, 0,6 pu.

Considera-se o fator de potência das cargas igual a 0,92, por ser esse o valor de referência utilizado no sistema elétrico brasileiro.

3.2.9. Custos com substituição de transformadores

A (Tabela 3.5) apresenta os custos médios de substituição de um transformador MT/BT na distribuição⁸ (ANEEL, 2010).

Tabela 3.5 – Custos Médios de substituição de transformadores – Posto e kVA.

Item	Tipo	Custo (R\$)
01	R\$/Posto Urbano	4.018,60
02	R\$/Posto Rural	3.234,88
03	R\$/kVA Urbano	78,31
04	R\$/kVA Rural	123,91

Trata-se do custo médio de instalação de um transformador MT/BT. Importante observar que diferentes padrões de instalação apresentam diferentes custos de implantação. Da mesma forma, a localização influencia no custo final, principalmente os relativos aos itens relativos a preços de materiais, serviços de terceiros e custos indiretos.

⁸ Os custos médios variam ao longo do tempo e da região geográfica.

Existe ganho de escala⁹ na troca de transformadores, o preço por unidade para troca de um transformador é maior do que o preço por unidade para troca de dez transformadores em um mesmo alimentador. Isso se deve aos custos fixos de instalação, principalmente os relativos à infraestrutura necessária, como máquinas e equipamentos.

Desconsiderando-se os ganhos de escala na instalação, isto é, considerando para troca de qualquer quantidade de equipamentos os valores da (Tabela 3.5), e considerando-se ainda que o alimentador em estudo encontra-se em uma área urbana, o custo de substituição, por potência nominal, de uma unidade de transformador de distribuição será dado através da (Equação 3.9) até a (Equação 3.13).

$$\begin{aligned} \text{Custo}_{75} &= \left(\frac{\text{R\$}}{\text{Posto}_{\text{Urbano}}} \right) + \left(\frac{\text{R\$}}{\text{kVA}_{\text{Urbano}}} \right) \times 75 \\ \text{Custo}_{75} &= 4.018,60 + (78,31 * 75) \\ \text{Custo}_{75} &= \text{R\$}9.891,85 \end{aligned} \quad (3.9)$$

$$\begin{aligned} \text{Custo}_{112,5} &= \left(\frac{\text{R\$}}{\text{Posto}_{\text{Urbano}}} \right) + \left(\frac{\text{R\$}}{\text{kVA}_{\text{Urbano}}} \right) \times 112,5 \\ \text{Custo}_{112,5} &= 4.018,60 + (78,31 * 112,5) \\ \text{Custo}_{112,5} &= \text{R\$}12.828,48 \end{aligned} \quad (3.10)$$

$$\begin{aligned} \text{Custo}_{150} &= \left(\frac{\text{R\$}}{\text{Posto}_{\text{Urbano}}} \right) + \left(\frac{\text{R\$}}{\text{kVA}_{\text{Urbano}}} \right) \times 150 \\ \text{Custo}_{150} &= 4.018,60 + (78,31 * 150) \\ \text{Custo}_{150} &= \text{R\$}15.765,10 \end{aligned} \quad (3.11)$$

⁹ O ganho de escala ocorre quando o aumento do número de transformadores substituídos provoca um aumento proporcionalmente menor nos custos de substituição. Por exemplo, para a substituição de um transformador em um alimentador, é necessário o deslocamento de um caminhão guindaste até o local do serviço. Já para a substituição de três transformadores em um alimentador, continua sendo necessário apenas um caminhão guindaste até o local do serviço. Como resultado, em um mesmo alimentador, os custos médios unitários de substituição tendem a ser menores com o aumento de unidades substituídas.

$$\text{Custo}_{225} = \left(\frac{\text{R\$}}{\text{Posto}_{\text{Urbano}}} \right) + \left(\frac{\text{R\$}}{\text{kVA}_{\text{Urbano}}} \right) \times 225$$

$$\text{Custo}_{225} = 4.018,60 + (78,31 * 225) \quad (3.12)$$

$$\text{Custo}_{225} = \text{R\$}21.638,35$$

$$\text{Custo}_{300} = \left(\frac{\text{R\$}}{\text{Posto}_{\text{Urbano}}} \right) + \left(\frac{\text{R\$}}{\text{kVA}_{\text{Urbano}}} \right) \times 300$$

$$\text{Custo}_{300} = 4.018,60 + (78,31 * 300) \quad (3.13)$$

$$\text{Custo}_{300} = \text{R\$}27.511,60$$

A (Tabela 3.6) traz os valores unitários de custos médios de transformadores de distribuição calculados para cada potência nominal utilizada nesse trabalho. Os valores referem-se ao custo total de instalação de um equipamento não depreciado, tais como custo do equipamento, serviços de terceiros e custos indiretos.

Tabela 3.6 – Custos Médios unitários de transformadores de distribuição.

Potência Nominal (kVA)	Custo Posto urbano (R\$)	Custo kVA urbano (R\$)	Custo unitário (R\$)
75	4.018,60	78,31	9.891,85
112,5	4.018,60	78,31	12.828,48
150	4.018,60	78,31	15.765,10
225	4.018,60	78,31	21.638,35
300	4.018,60	78,31	27.511,60

3.3. CONSIDERAÇÕES FINAIS

Dependendo da quantidade de GD inserida na rede, podem ser gerados impactos significativos no sistema elétrico, como alteração nos níveis de qualidade da energia, nos perfis de tensão dos alimentadores, na quantidade de perdas e nos fluxos de potência do sistema.

No capítulo a seguir é realizada a discussão dos resultados obtidos com as simulações de fluxo de potência do alimentador em estudo.

Cada simulação trata de uma forma específica de inserção de GD. Inicia-se pela definição dos parâmetros elétricos do alimentador, calculados através do fluxo

de potência e utilizando-se sua configuração original, considerada neste trabalho como caso base.

A simulação seguinte define a GD fotovoltaica máxima inserida por UC, considerando premissas relativas à área total de painéis fotovoltaicos, eficiência e irradiância nominal. Nessa simulação, a inserção máxima de GD exigirá alterações significativas no alimentador em estudo, tais como substituição de condutores e transformadores de distribuição.

Posteriormente, será definido o valor máximo de inserção de GD para a configuração original da rede de distribuição, um valor máximo que cada UC pode inserir no alimentador, de forma simultânea, de forma que não sejam necessárias modificações no mesmo.

Nova simulação é feita inserindo GD em barras específicas do alimentador. Nesse caso, será calculado o fluxo de potência no alimentador considerando-se que apenas UCs específicas têm potência instalada superior ao valor de sua carga interna e possuem capacidade de inserir GD no sistema elétrico da distribuidora.

Na simulação seguinte são efetuadas alterações na configuração original do alimentador, substituindo-se os transformadores de distribuição por outros de potências nominais superiores. Essas alterações permitem um limite de inserção de GD superior à calculada no caso base.

Por fim, é utilizada novamente a configuração original do alimentador, porém, considerando uma inserção de GD calculada de forma proporcional ao consumo interno de energia elétrica de cada UC. À medida que ocorrem transgressões nos parâmetros elétricos nominais dos equipamentos, tais como sobretensões ou sobrecargas, os mesmos são substituídos por outros de maior potência nominal e os custos são calculados.

Ressalta-se que nesse trabalho não foram considerados nos cálculos dos custos de substituição dos transformadores de distribuição os valores relativos à mão-de-obra para retirada dos transformadores remanejados e a depreciação dos mesmos. Os equipamentos substituídos da rede de distribuição foram considerados como tendo os mesmos valores de equipamentos novos.

4. RESULTADOS E DISCUSSÃO

O presente capítulo apresenta os resultados e a discussão relativa às diversas formas de inserção da GD na rede de distribuição. Todas as simulações foram realizadas utilizando o alimentador TG01, modelado no capítulo anterior. Das análises das simulações são apresentadas as limitações da rede de distribuição estudada, bem como as modificações necessárias para capacitá-la a receber uma maior participação de GD.

Diversas variáveis podem afetar os resultados das simulações. A capacidade de inserção de GD em um alimentador depende de fatores como impedância dos condutores e transformadores, da localização dos mesmos no alimentador, da carga instalada no alimentador, do fator de potência das cargas, da ampacidade dos condutores presentes no circuito e principalmente, como será demonstrado, da capacidade de condução de corrente dos transformadores de distribuição.

4.1. Situação inicial sem geração distribuída – Caso Base

O resultado do fluxo de potência da rede, calculado com base nas respectivas cargas e parâmetros dos cabos e dos transformadores pode ser observado na (Figura 4.1) e na (Figura 4.2). A (Figura 4.1) apresenta a tensão nas barras de carga com perfis comerciais, enquanto que a (Figura 4.2) apresenta a tensão nas barras de carga com perfis residenciais.

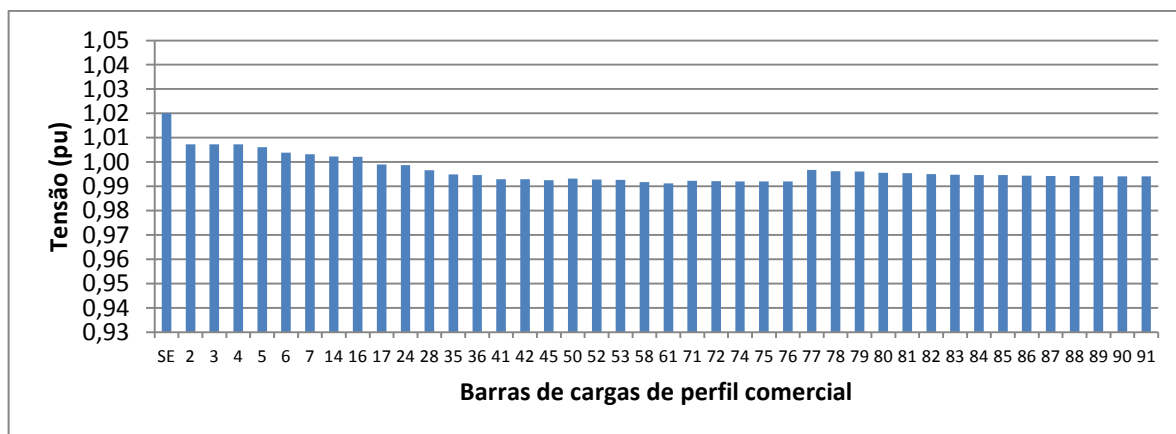


Figura 4.1 – Tensão nas barras de carga com perfis comerciais.

Como já descrito no capítulo anterior, todas as cargas conectadas a um mesmo transformador foram agrupadas como sendo uma única carga. Os valores das tensões e correntes apresentados referem-se ao consumidor (comercial ao residencial) conectado no ponto mais distante do transformador, carga que apresenta a maior queda de tensão.

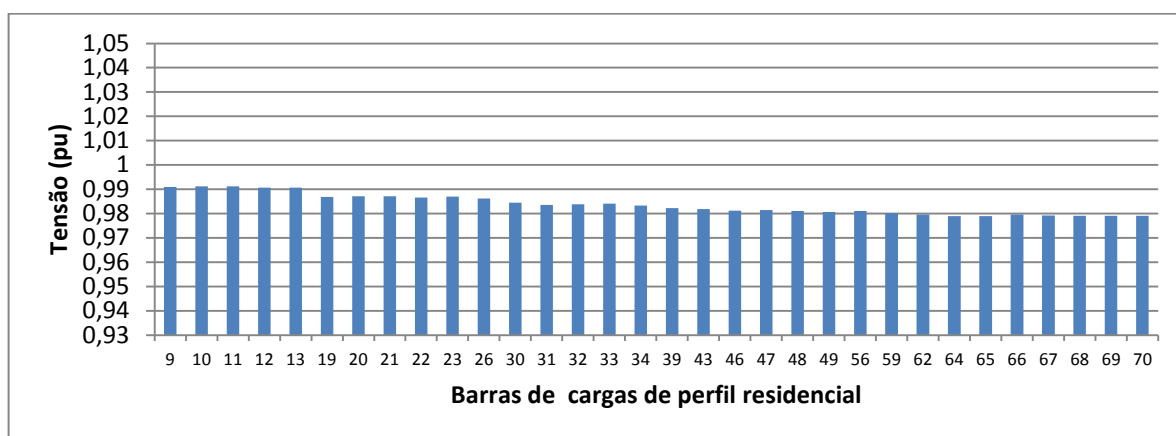


Figura 4.2 – Tensão nas barras de carga com perfis residenciais.

Observa-se que todas as barras apresentam níveis de tensão compatíveis com a regulamentação vigente (ANEEL, 2012), isto é, valores de tensão entre 0,93 e 1,05 pu. A barra 70 apresenta a menor tensão, igual a 0,98 pu, explicada pela sua localização no final do alimentador, ponto mais distante da subestação.

A (Tabela 4.1) traz o carregamento dos condutores no caso base. No planejamento das redes de distribuição, de forma geral, é comum que, para que a queda de tensão não seja elevada, os condutores sejam dimensionados pelo critério de queda de tensão e não pelo critério de capacidade de corrente (ampacidade).

O dimensionamento pelo critério de queda de tensão faz os condutores do alimentador terem uma seção reta maior do que aquela que teriam, caso o dimensionamento fosse feito pelo critério de capacidade de condução de corrente. Logo, em situação de carga nominal, os condutores não estão em seu limite térmico, visto que estão superdimensionados para esse critério (McGranaghan et al., 2008).

Tabela 4.1 – Carregamento dos condutores no caso base.

Trecho	Corrente (%)	Trecho	Corrente (%)	Trecho	Corrente (%)
Ramo SE-1	73,97%	Ramo 31-32	8,13%	Ramo 62-63	11,99%
Ramo 1-2	4,96%	Ramo 32-33	6,35%	Ramo 63-64	1,20%
Ramo 2-3	2,98%	Ramo 33-34	3,96%	Ramo 63-65	1,20%
Ramo 3-4	0,99%	Ramo 34-35	2,77%	Ramo 63-66	9,59%

Trecho	Corrente (%)	Trecho	Corrente (%)	Trecho	Corrente (%)
Ramo 1-5	69,01%	Ramo 29-36	27,88%	Ramo 66-67	7,19%
Ramo 5-6	68,02%	Ramo 36-37	26,37%	Ramo 67-68	5,39%
Ramo 6-7	67,03%	Ramo 37-38	23,05%	Ramo 68-69	3,60%
Ramo 7-8	66,03%	Ramo 38-39	2,39%	Ramo 69-70	1,80%
Ramo 8-9	8,20%	Ramo 38-40	20,66%	Ramo 54-71	5,44%
Ramo 9-10	7,02%	Ramo 40-41	5,54%	Ramo 71-72	3,93%
Ramo 10-11	5,24%	Ramo 41-42	2,77%	Ramo 72-73	2,92%
Ramo 11-12	3,47%	Ramo 40-43	15,11%	Ramo 73-74	2,77%
Ramo 12-13	2,28%	Ramo 43-44	12,72%	Ramo 73-75	1,91%
Ramo 13-14	1,10%	Ramo 44-45	5,55%	Ramo 75-76	0,40%
Ramo 8-15	63,05%	Ramo 44-46	7,18%	Ramo 27-77	19,68%
Ramo 15-16	8,24%	Ramo 46-47	5,38%	Ramo 77-78	18,18%
Ramo 15-17	60,06%	Ramo 47-48	2,99%	Ramo 78-79	16,68%
Ramo 17-18	58,56%	Ramo 48-49	1,20%	Ramo 79-80	14,67%
Ramo 18-19	7,73%	Ramo 37-50	18,01%	Ramo 80-81	13,67%
Ramo 19-20	6,54%	Ramo 50-51	17,00%	Ramo 81-82	12,66%
Ramo 20-21	4,76%	Ramo 51-52	5,54%	Ramo 82-83	11,66%
Ramo 21-22	2,97%	Ramo 51-53	14,99%	Ramo 83-84	10,65%
Ramo 22-23	1,78%	Ramo 53-54	13,98%	Ramo 84-85	7,64%
Ramo 18-24	55,75%	Ramo 54-55	23,52%	Ramo 85-86	6,63%
Ramo 24-25	53,75%	Ramo 55-56	2,39%	Ramo 86-87	5,63%
Ramo 25-26	1,19%	Ramo 55-57	21,13%	Ramo 87-88	4,62%
Ramo 25-27	53,32%	Ramo 57-58	2,78%	Ramo 88-89	4,02%
Ramo 27-28	33,64%	Ramo 57-59	18,36%	Ramo 89-90	3,02%
Ramo 28-29	32,13%	Ramo 59-60	16,56%	Ramo 90-91	1,51%
Ramo 29-30	11,71%	Ramo 60-61	2,78%		
Ramo 30-31	9,33%	Ramo 60-62	13,78%		

A análise da (Tabela 4.1) mostra que apenas os ramos que formam o tronco principal do alimentador e que se situam mais próximos à subestação apresentam carregamentos superiores a 50%. O ramo entre a subestação e a barra 1 apresenta o maior carregamento, cerca de 74%. Ainda assim, um valor bem abaixo da capacidade térmica de condução do condutor.

Nas demais ramificações, os condutores apresentam carregamentos bem abaixo da capacidade nominal, com média de apenas 10% em relação à capacidade nominal do condutor.

A (Figura 4.3) traz o carregamento inicial dos transformadores presentes no alimentador, todos com carregamentos inferiores a 50%.

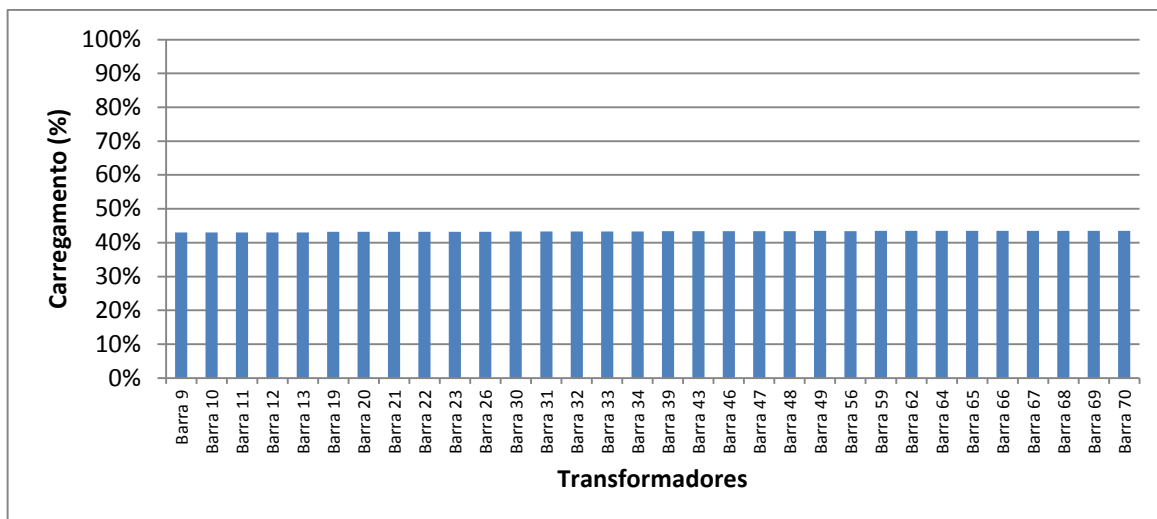


Figura 4.3 – Carregamento dos transformadores – Caso base.

Ainda em relação ao caso base, a subestação fornece uma potência total de 5,17 MW. Esse valor refere-se ao total de cargas residenciais e comerciais presentes no alimentador, com valores de 1,35 MW e 3,72 MW, respectivamente, adicionadas às perdas de potência totais no circuito, com valor de 0,10 MW.

Nos itens seguintes são inseridas GDs no alimentador, com posterior análise dos benefícios e impactos no sistema de distribuição.

4.2. GD fotovoltaica máxima considerando premissas

Inicia-se pela determinação da GD fotovoltaica máxima a ser inserida no alimentador considerando premissas relativas à área total dos painéis fotovoltaicos, eficiência e irradiância nominal. Para isso, é necessário que seja determinado a GD inserida em cada UC.

Considerando que cada lote do alimentador em estudo possui 300 m² de área, e que pelo menos 2/3 do lote seja ocupado por estacionamento de veículos e jardins, a área construída com telhado é igual a 100 m² por lote.

Supondo que metade do telhado encontra-se em inclinação desfavorável para captação da irradiância solar, podem-se instalar 50 m² de painéis fotovoltaicos em cada unidade consumidora residencial. Considerando a irradiância nominal igual a

1.000 W/m² e a eficiência das células solares igual a 10%¹⁰, a área de 50 m² pode comportar a instalação de 5 kW de potência de pico de GD (Shayani, 2010).

A (Figura 4.4) mostra os carregamentos resultantes em todos os transformadores superiores a 400%. Considerando uma GD fixa de 5 kW para cada UC, em razão do valor ser constante em todo o alimentador, todos os transformadores entram em sobrecarga ao mesmo tempo.

Apesar do valor fixo de GD igual a 5 KW, o valor injetado na rede de distribuição para cada UC é menor, visto que cada uma possui sua carga própria e injeta na rede apenas o excedente de geração.

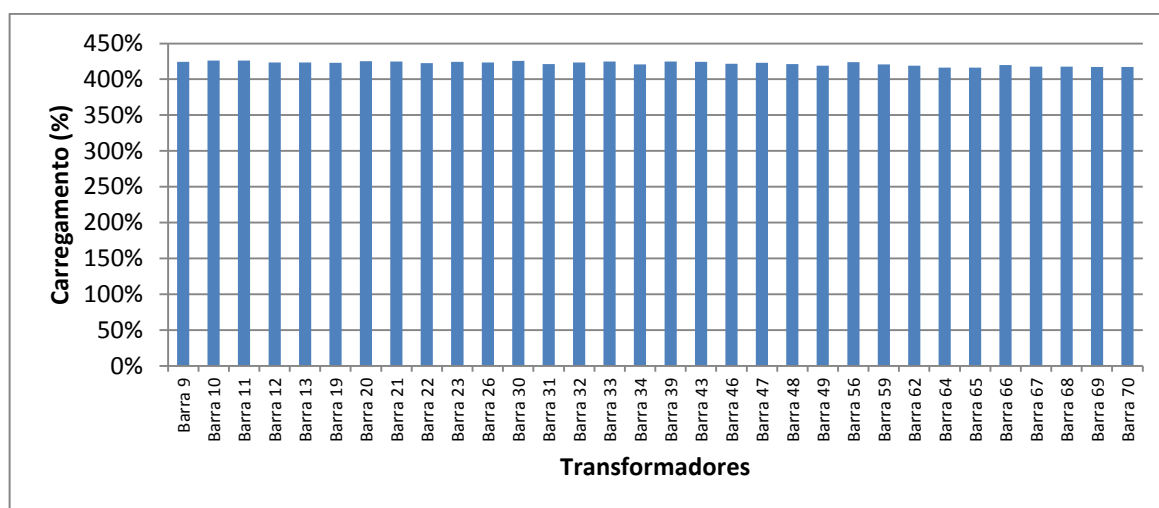


Figura 4.4 – Carregamento dos transformadores – GD fixa de 5 kW.

A análise do critério de capacidade de condução de corrente nos condutores mostra que ocorrem sobrecargas em vários pontos do alimentador (Tabela 4.2), sendo que a sobrecarga nos condutores do tronco principal, próximos à subestação, é de cerca de 60%. A maior sobrecarga, igual a 69%, ocorre no ramo 54-55 devido ao fato desse ser formado por um condutor de menor seção reta, tipo 4, com capacidade de condução de corrente igual a 114 A e estar localizado em um ponto do alimentador que atende grande quantidade de carga.

¹⁰ A eficiência das células fotovoltaicas depende do material com o qual ela é construída. Células de silício cristalino possuem eficiência entre 15% e 18%. A utilização de silício policristalino alcança eficiência de 14%. Filmes finos possui eficiência entre 7% (para silício amorfo) e 13% (para Disseleneto de Cobre, Gálio e Índio - CIGS) (IEA-PVPS, 2011). A adoção de uma eficiência de 10% corresponde a um possível valor médio da tecnologia de filmes finos.

Tabela 4.2 – Carregamento dos condutores – GD fixa de 5 kW.

Trecho	Corrente (%)	Trecho	Corrente (%)	Trecho	Corrente (%)
Ramo SE-1	153,29%	Ramo 31-32	50,28%	Ramo 62-63	115,02%
Ramo 1-2	4,87%	Ramo 32-33	32,80%	Ramo 63-64	11,46%
Ramo 2-3	2,92%	Ramo 33-34	9,47%	Ramo 63-65	11,46%
Ramo 3-4	0,97%	Ramo 34-35	2,64%	Ramo 63-66	92,10%
Ramo 1-5	156,75%	Ramo 29-36	91,90%	Ramo 66-67	68,97%
Ramo 5-6	157,45%	Ramo 36-37	93,03%	Ramo 67-68	51,71%
Ramo 6-7	158,16%	Ramo 37-38	107,71%	Ramo 68-69	34,47%
Ramo 7-8	158,87%	Ramo 38-39	23,39%	Ramo 69-70	17,23%
Ramo 8-9	69,34%	Ramo 38-40	84,35%	Ramo 54-71	5,19%
Ramo 9-10	57,66%	Ramo 40-41	5,29%	Ramo 71-72	3,75%
Ramo 10-11	40,04%	Ramo 41-42	2,64%	Ramo 72-73	2,79%
Ramo 11-12	22,44%	Ramo 40-43	88,65%	Ramo 73-74	2,65%
Ramo 12-13	10,78%	Ramo 43-44	65,30%	Ramo 73-75	1,83%
Ramo 13-14	1,07%	Ramo 44-45	5,27%	Ramo 75-76	0,38%
Ramo 8-15	134,10%	Ramo 44-46	69,68%	Ramo 27-77	18,98%
Ramo 15-16	8,01%	Ramo 46-47	52,26%	Ramo 77-78	17,53%
Ramo 15-17	136,19%	Ramo 47-48	28,95%	Ramo 78-79	16,08%
Ramo 17-18	137,25%	Ramo 48-49	11,54%	Ramo 79-80	14,14%
Ramo 18-19	75,94%	Ramo 37-50	53,97%	Ramo 80-81	13,17%
Ramo 19-20	64,28%	Ramo 50-51	54,72%	Ramo 81-82	12,21%
Ramo 20-21	46,72%	Ramo 51-52	5,29%	Ramo 82-83	11,24%
Ramo 21-22	29,17%	Ramo 51-53	56,23%	Ramo 83-84	10,27%
Ramo 22-23	17,54%	Ramo 53-54	57,00%	Ramo 84-85	7,36%
Ramo 18-24	110,19%	Ramo 54-55	168,65%	Ramo 85-86	6,40%
Ramo 24-25	111,56%	Ramo 55-56	23,34%	Ramo 86-87	5,43%
Ramo 25-26	11,66%	Ramo 55-57	145,32%	Ramo 87-88	4,46%
Ramo 25-27	107,42%	Ramo 57-58	2,63%	Ramo 88-89	3,88%
Ramo 27-28	121,64%	Ramo 57-59	147,51%	Ramo 89-90	2,91%
Ramo 28-29	122,79%	Ramo 59-60	130,13%	Ramo 90-91	1,45%
Ramo 29-30	85,33%	Ramo 60-61	2,62%		
Ramo 30-31	61,88%	Ramo 60-62	132,33%		

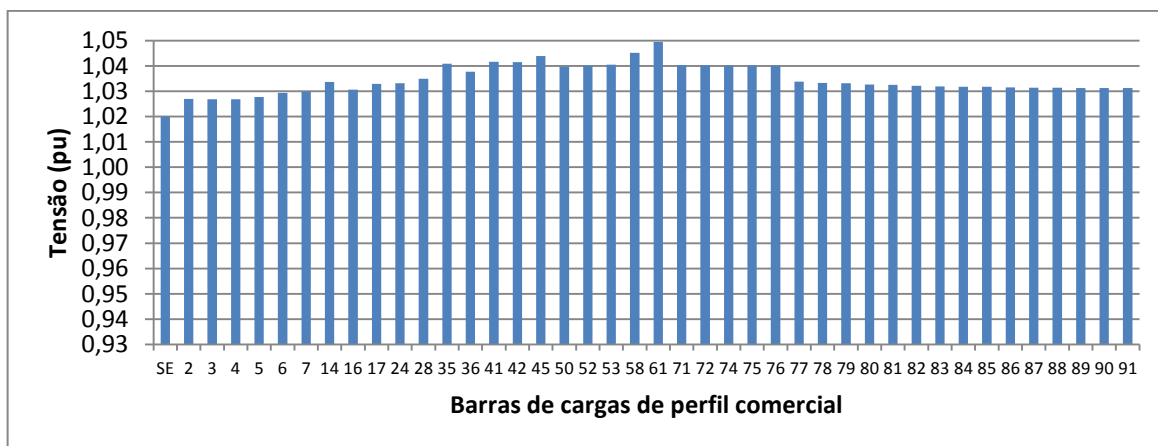


Figura 4.5 – Tensão nas barras de carga de perfis comerciais – GD fixa de 5 kW.

A (Figura 4.5) e a (Figura 4.6) apresentam os valores das tensões obtidas nas barras de carga de perfis comerciais e residenciais, respectivamente, nessa condição de inserção de GD.

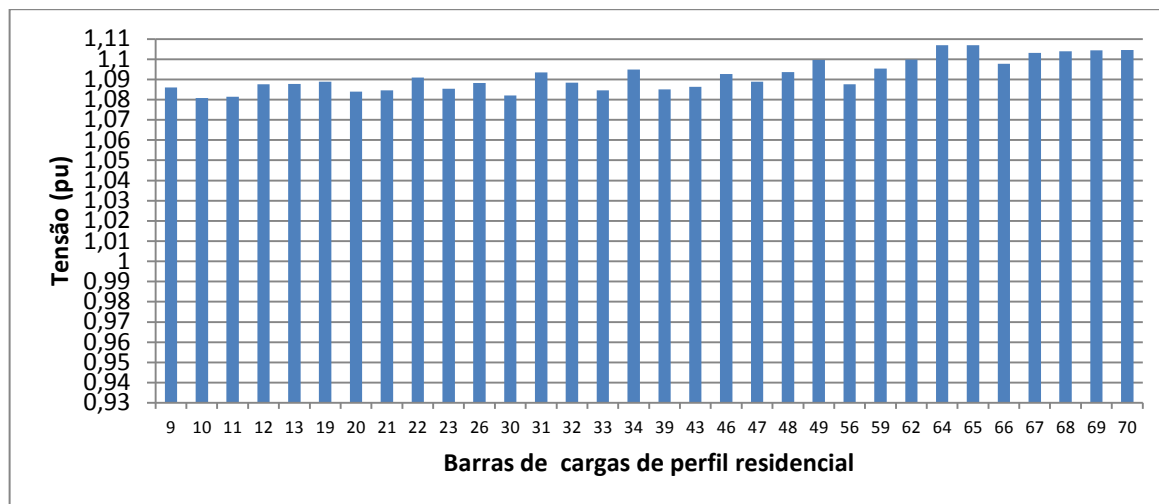


Figura 4.6 – Tensão nas barras de carga de perfis residenciais – GD fixa de 5 kW.

Observa-se que a maior tensão ocorre na barra 65. Conforme descrito no caso base, em virtude de sua localização no final do alimentador, essa barra é a que apresenta a maior queda de tensão. Pela quantidade de GD inserida, ocorre a inversão do fluxo de potência no alimentador, isto é, o fluxo segue em direção à subestação, passando essa a receber potência gerada internamente no alimentador. Nessa nova configuração do circuito, a barra 65 é a que apresenta a menor queda de tensão.

Porém a tensão em todas as barras de carga de perfis residenciais apresentam valores superiores ao regulamentar, isto é, valores superiores a 1,05 pu.

A inserção total de GD nesta situação equivale a 17,25 MW. Esse montante supre localmente todas as cargas comerciais e residenciais do alimentador, que totalizam 5,17 MW, e ainda são injetados no sistema elétrico 10,72 MW. Em relação ao caso base, as perdas de potência no circuito passam de 0,10 MW a 1,45 MW, aumento de 1350%.

De acordo com o descrito anteriormente, a potência trifásica máxima que pode ser transportada por esse alimentador é igual a 7,5 MVA. O montante inserido de GD, igual a 17,25 MW, é muito superior à capacidade dos condutores e transformadores instalados no alimentador. A inserção de GD igual a 5 kW em cada

UC exige alterações significativas no alimentador em estudo, tais como em condutores e transformadores de distribuição

Portanto, na simulação seguinte é calculado o limite máximo de inserção de GD utilizando a configuração original do alimentador. Esta GD, se inserida, não causa transgressões nos valores regulamentares das tensões nas barras de carga, tampouco causa sobrecarga nos condutores e transformadores de distribuição.

4.3. Determinação do valor máximo de inserção de GD para a configuração original do alimentador

Nessa nova configuração, são inseridas parcelas de GD em todas as UCs, simultaneamente, para determinação do valor máximo de potência que mantém as tensões nas barras de carga dentro dos limites regulamentares e não provoca sobrecargas nos condutores e transformadores do alimentador. A cada nova iteração novo fluxo de potência é calculado até que alguma barra apresente o valor de tensão fora dos limites regulamentares.

A cada iteração, é acrescido o montante de 0,001 vezes a carga original presente nas barras com perfis residenciais, o que representa a potência total de 1,35 kW inserido no alimentador.

Como as barras do alimentador foram modeladas considerando a carga de todas as UCs iguais a 1 kVA, inicialmente todos os transformadores do alimentador possuem os mesmos carregamentos. Ainda, como a inserção de GD é feita simultaneamente em valores iguais em todas as barras, espera-se que todos os transformadores entrem em sobrecarga ao mesmo tempo.

O limite regulamentar de tensão é atingido após 6096 iterações. Nessa condição, o transformador conectado à barra 65 atinge o valor de 1,05 pu. Nesse caso, a potência total de GD inserida no alimentador é igual a 8,25 MW.

A análise do critério de sobrecorrente nos condutores indica que, nesta condição de GD, o ramo 54-55 é o que apresenta o maior carregamento, cerca de 74% do limite do condutor. Esse ramo é composto de um condutor tipo 4, com limite

de condução de corrente igual a 114 A. O maior carregamento nesse condutor deve-se ao fato de ele situar-se no final do alimentador e atender uma carga baixa, apenas as cargas dos trafos 55 até 70. Quando a GD é inserida a cada iteração, verifica-se que o cabo 54-55 atende um fluxo de carga maior no sentido da subestação, igual a soma das GDs inseridas nas barras 55 até 70.

Entretanto, muito antes do limite de tensão ser atingido na barra 65, após 3562 iterações, ocorrem sobrecargas em todos os trafos. A inserção total de GD no alimentador, no momento imediatamente anterior às sobrecargas é igual a 4,82 MW, limitando a GD a esse valor.

Os cálculos da (Equação 4.1) a (Equação 4.3) mostram o cálculo da inserção total de GD por UC na barra nove, que possui inicialmente a carga de 75 kVA, para a configuração original do alimentador e no momento imediatamente anterior à sobrecarga nos transformadores de distribuição que possuem UCs com perfis residenciais¹¹.

$$\text{Carga inicial da barra 9 (75 UCs): } 0,0294216 \text{ MW} \quad (4.1)$$

$$\begin{aligned} \text{Injeção total de GD na barra 9 após 3562 iterações: } & 3562 * 0,0294216 \\ & * 0,001 = 0,1047997 \text{ MW} \end{aligned} \quad (4.2)$$

$$\text{Injeção total de GD por UC após 3562 iterações: } \frac{0,1047997}{75} = 1,397 \text{ kW} \quad (4.3)$$

Conforme já demonstrado, todos os trafos entram em sobrecarga ao mesmo tempo, visto que cada UC de perfil de carga residencial passará de uma inserção de GD, inicialmente igual à zero, a 1,397 kW, conseqüentemente, os carregamentos em todos os transformadores permanecem sempre iguais.

A (Figura 4.7) e a (Figura 4.8) trazem os valores das tensões obtidas nas barras de carga de perfis comerciais e residenciais, respectivamente, nessa condição de inserção de GD.

¹¹ Este mesmo cálculo pode ser efetuado para todas as barras.

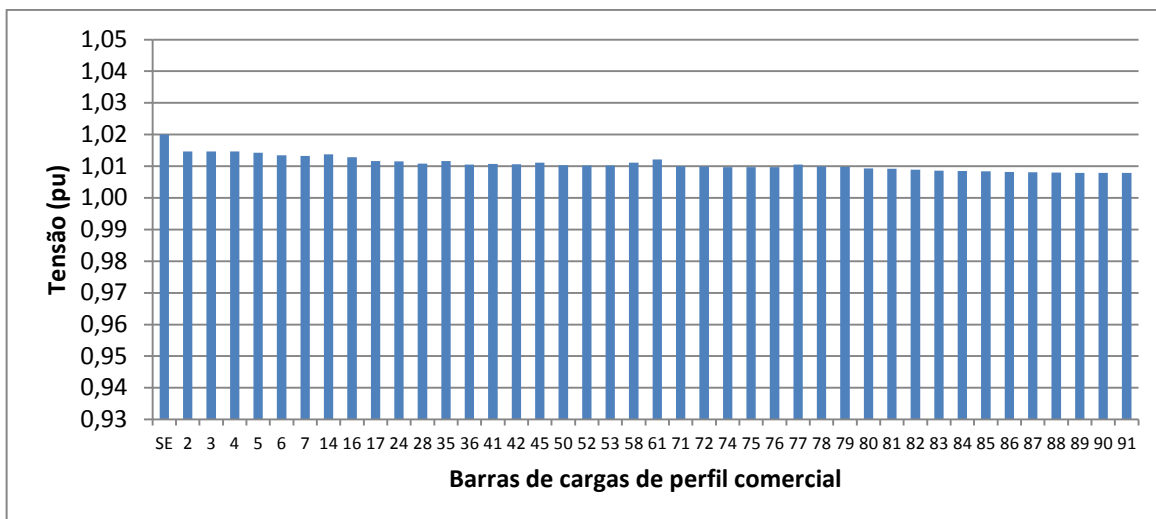


Figura 4.7 – Tensão nas barras de carga de perfis comerciais – GD de 1,397 kW.

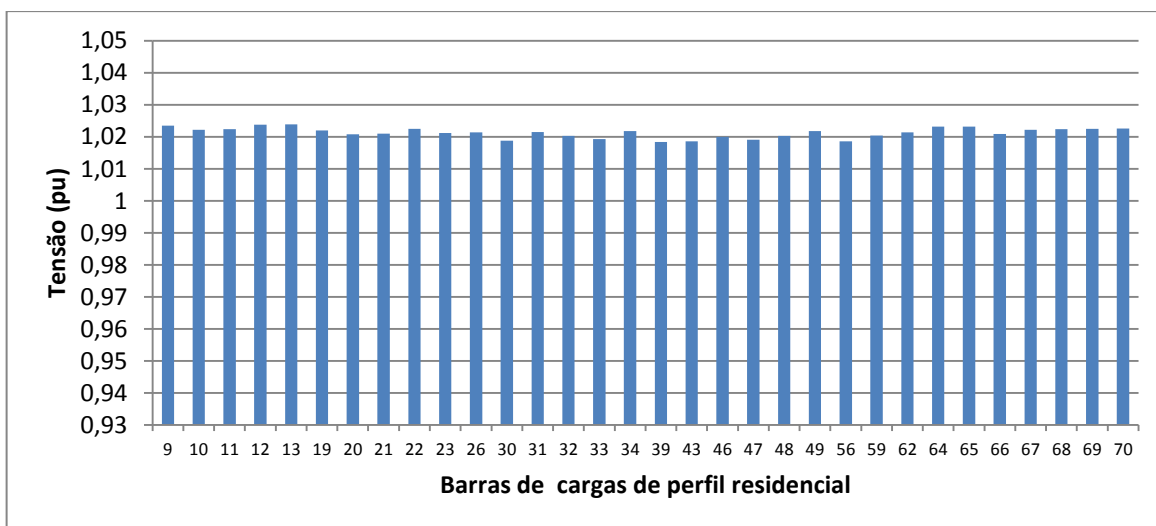


Figura 4.8 – Tensão nas barras de carga de perfis residenciais – GD de 1,397 kW.

Todas as barras apresentam tensões bem abaixo de 1,05 pu, pois o limite de injeção de GD no alimentador foi atingido em um momento anterior à sobrecarga nos transformadores, considerando o limite de condução de corrente nos mesmos.

A (Tabela 4.3) traz o carregamento dos condutores nessa condição de inserção de GD. Observa-se que todos os condutores do alimentador estão operando com carregamento bem abaixo do limite.

Tabela 4.3 – Carregamento dos condutores – GD de 1,397 kW.

Trecho	Corrente (%)	Trecho	Corrente (%)	Trecho	Corrente (%)
Ramo SE-1	30,28%	Ramo 31-32	10,24%	Ramo 62-63	27,43%
Ramo 1-2	4,92%	Ramo 32-33	6,20%	Ramo 63-64	2,74%
Ramo 2-3	2,95%	Ramo 33-34	1,62%	Ramo 63-65	2,74%
Ramo 3-4	0,98%	Ramo 34-35	2,72%	Ramo 63-66	21,95%

Trecho	Corrente (%)	Trecho	Corrente (%)	Trecho	Corrente (%)
Ramo 1-5	28,07%	Ramo 29-36	14,63%	Ramo 66-67	16,46%
Ramo 5-6	27,71%	Ramo 36-37	15,09%	Ramo 67-68	12,34%
Ramo 6-7	27,38%	Ramo 37-38	19,52%	Ramo 68-69	8,23%
Ramo 7-8	27,09%	Ramo 38-39	5,51%	Ramo 69-70	4,11%
Ramo 8-9	15,56%	Ramo 38-40	14,40%	Ramo 54-71	5,34%
Ramo 9-10	12,83%	Ramo 40-41	5,45%	Ramo 71-72	3,86%
Ramo 10-11	8,72%	Ramo 41-42	2,72%	Ramo 72-73	2,87%
Ramo 11-12	4,62%	Ramo 40-43	17,78%	Ramo 73-74	2,73%
Ramo 12-13	1,94%	Ramo 43-44	12,39%	Ramo 73-75	1,88%
Ramo 13-14	1,09%	Ramo 44-45	5,44%	Ramo 75-76	0,40%
Ramo 8-15	25,69%	Ramo 44-46	16,50%	Ramo 27-77	19,42%
Ramo 15-16	8,15%	Ramo 46-47	12,37%	Ramo 77-78	17,93%
Ramo 15-17	24,42%	Ramo 47-48	6,87%	Ramo 78-79	16,45%
Ramo 17-18	23,90%	Ramo 48-49	2,74%	Ramo 79-80	14,47%
Ramo 18-19	17,85%	Ramo 37-50	8,54%	Ramo 80-81	13,48%
Ramo 19-20	15,10%	Ramo 50-51	8,71%	Ramo 81-82	12,49%
Ramo 20-21	10,98%	Ramo 51-52	5,45%	Ramo 82-83	11,50%
Ramo 21-22	6,86%	Ramo 51-53	9,37%	Ramo 83-84	10,51%
Ramo 22-23	4,12%	Ramo 53-54	9,84%	Ramo 84-85	7,53%
Ramo 18-24	23,02%	Ramo 54-55	36,82%	Ramo 85-86	6,54%
Ramo 24-25	21,96%	Ramo 55-56	5,51%	Ramo 86-87	5,55%
Ramo 25-26	2,75%	Ramo 55-57	31,34%	Ramo 87-88	4,56%
Ramo 25-27	21,91%	Ramo 57-58	2,72%	Ramo 88-89	3,97%
Ramo 27-28	19,84%	Ramo 57-59	33,47%	Ramo 89-90	2,97%
Ramo 28-29	20,45%	Ramo 59-60	29,35%	Ramo 90-91	1,49%
Ramo 29-30	18,44%	Ramo 60-61	2,72%		
Ramo 30-31	12,96%	Ramo 60-62	31,55%		

A análise da (Tabela 4.3) mostra um carregamento médio nos condutores de cerca de 12%, estando apenas os condutores que formam o tronco principal do alimentador, mais próximos à subestação, apresentando percentuais próximos a 30%, ainda bem abaixo do nominal.

A (Figura 4.9) traz o carregamento dos transformadores de distribuição que possuem UCs com perfis residenciais. Todos apresentam carregamento de 100%, visto que esse foi o critério limitador de GD no alimentador.

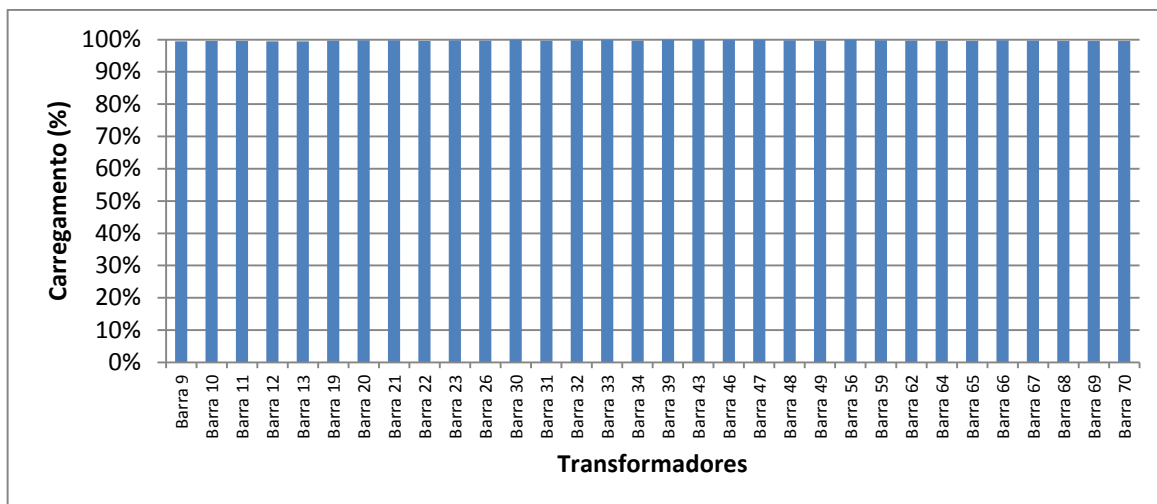


Figura 4.9 – Carregamento dos transformadores – GD de 1,397 kW.

Em razão de praticamente todas as cargas comerciais e residenciais estarem sendo atendidas pela GD gerada localmente, a subestação fornece uma potência de apenas 0,32 MW, e não de 5,17 MW como calculado no caso base.

A (Figura 4.10) mostra a variação da potência vista pela subestação à medida que é inserida GD no alimentador. O maior valor refere-se a 4,82 MW, potência máxima que, se inserida no alimentador, não provoca sobrecarga nos transformadores de distribuição.

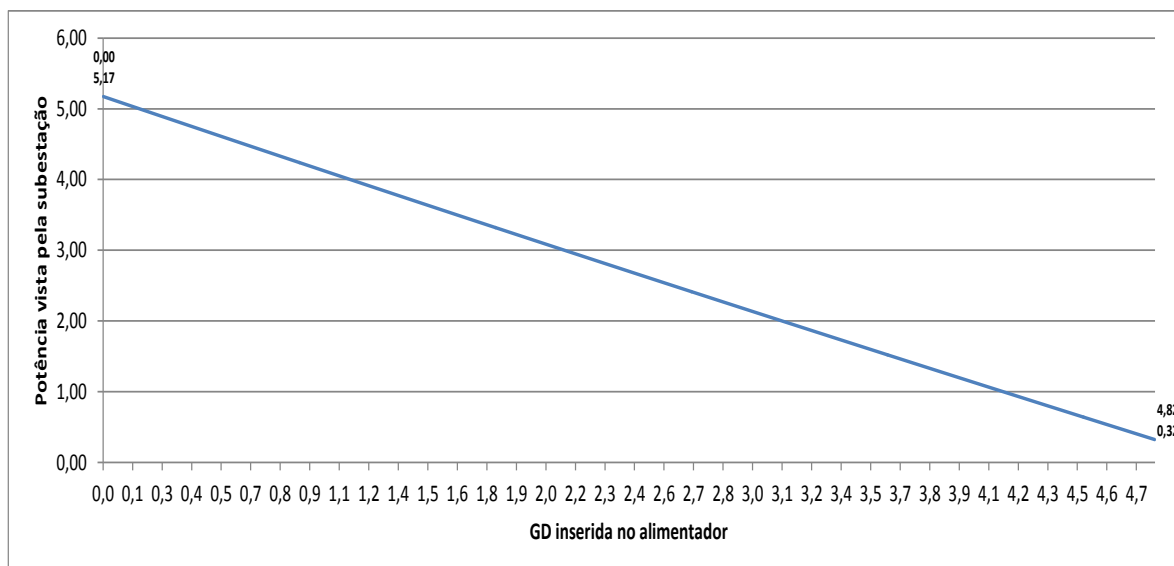


Figura 4.10 – Potência x GD no alimentador – GD de 1,397 kW.

As perdas totais de potência no alimentador são alteradas, nessa nova condição, do valor de 0,100 MW do caso base para apenas 0,072 MW, uma redução de 28%.

A (Figura 4.11) mostra a variação das perdas totais de potência no alimentador à medida que é inserida a GD. À medida que é aumentada a geração local, menos carga é atendida pela subestação, reduzindo o fluxo de corrente no alimentador e alterando o valor das perdas. Observa-se que o menor nível de perdas ocorre para uma inserção total de GD no alimentador igual a 2,72 MW.

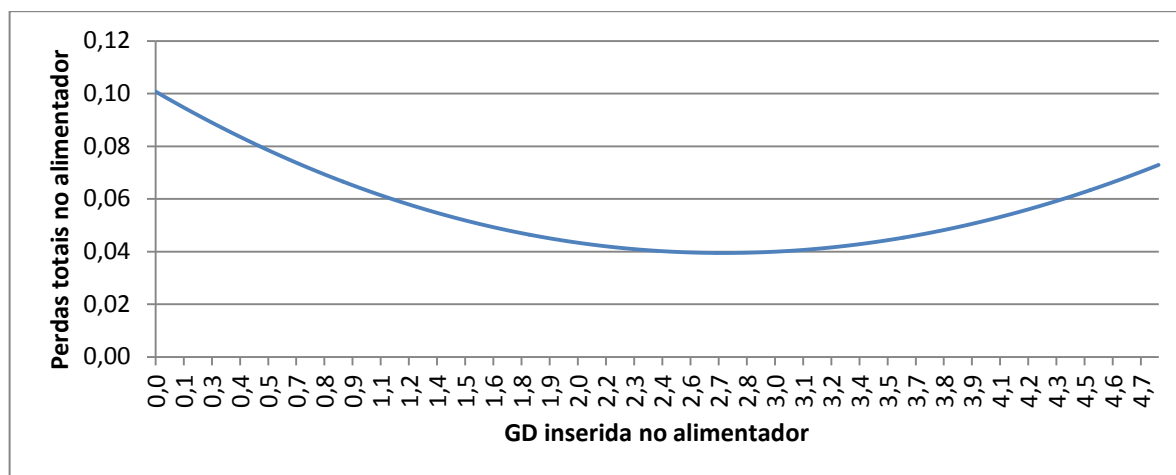


Figura 4.11 – Perdas x GD no alimentador – GD de 1,397 kW.

A presente forma de inserção de GD é feita na configuração original do alimentador, isto é, utilizando as cargas, condutores e transformadores de distribuição originalmente instalados. O montante de GD inserido simultaneamente em todas as UCs que possuem perfis de carga residenciais é igual a 1,397 kW por UC, não sendo nesse caso, exigidas substituições em condutores e transformadores.

No item seguinte, esta mesma parcela de 1,397 kW por UC será inserida em barras específicas e um novo fluxo de potencia será analisado. Nesse caso, será calculado o fluxo de potência no alimentador considerando-se que apenas UCs específicas têm potência instalada superior ao valor de sua carga interna e possuem capacidade de inserir GD no sistema elétrico da distribuidora.

4.4. GDs inseridas em barras específicas do alimentador original

Nessa nova situação, são inseridas nas barras 23, 49 e 70 GDs iguais ao valor determinado no item anterior, isto é, 1,397 kW para cada UC conectada a essas barras.

Na prática, essa situação ocorreria caso existisse uma grande concentração de GD em barras específicas do alimentador. Por exemplo, caso haja uma grande unidade consumidora, com carga total de 75 kVA, interessada em instalar GD, conectada à barra 49 (barra que originalmente possuía carga de 75 UCs de 1 kVA).

Nesse caso, a GD inserida por essa única UC será igual a 75 vezes a GD inserida para cada UC. Conforme já demonstrado no item anterior, este montante de GD não causa sobrecarga em nenhum componente do alimentador.

As barras 23, 49 e 70 foram escolhidas por estarem localizadas em pontos específicos importantes do alimentador. A barra 23 está localizada no início do alimentador e é representada por um transformador de 112,5 kVA, a barra 49 está localizada no ponto central do alimentador e é representada por um transformador de 75 kVA e a barra 70 está localizada no final do alimentador e também é representada por um transformador de 112,5 kVA.

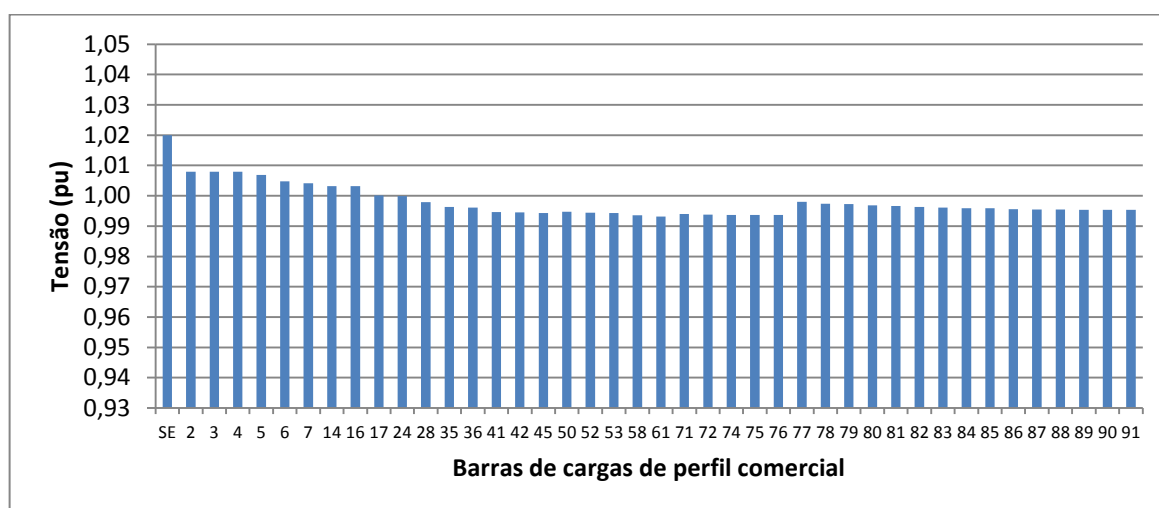


Figura 4.12 – Tensão nas barras de carga de perfis comerciais – Inserção de GD em barras específicas.

O resultado do fluxo de potência mostra que, conforme esperado, todas as barras se mantêm com tensões dentro dos valores regulamentares. A GD inserida

praticamente não alterou os níveis de tensão das barras comerciais e residenciais em relação ao caso base do fluxo de potência. Os valores das tensões nas barras podem ser observados na (Figura 4.12) e na (Figura 4.13).

As únicas alterações nos valores das tensões nas barras ocorreram exatamente naquelas onde foram inseridas as GDs, porém, com pequenas modificações: os valores originais que eram da ordem de 0,98 pu passaram para cerca de 1 pu.

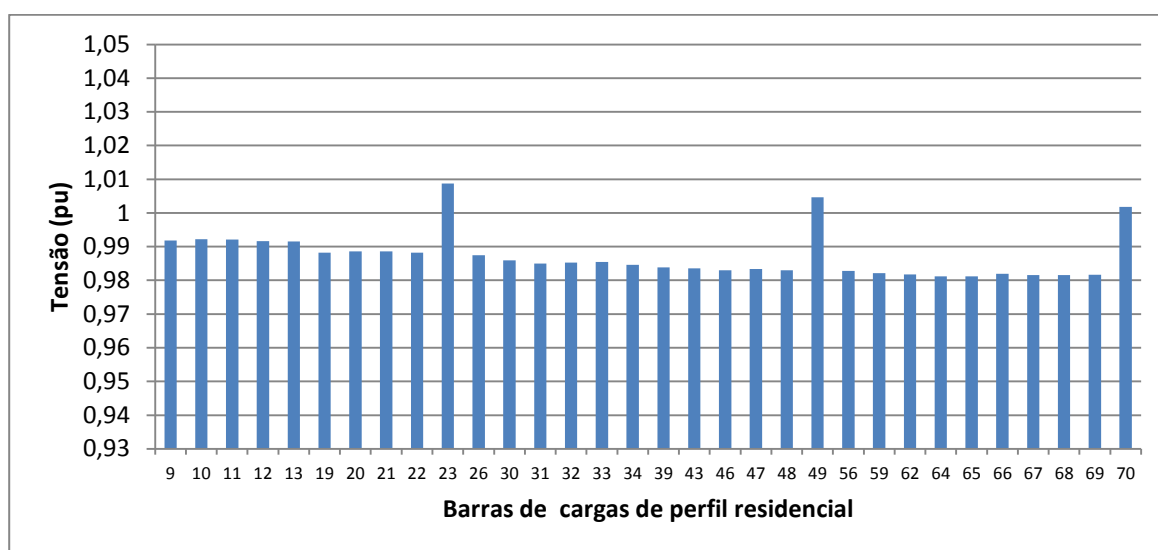


Figura 4.13 – Tensão nas barras de carga de perfis residenciais – Inserção de GD em barras específicas.

A (Tabela 4.4) traz o carregamento dos condutores. Observa-se que a inserção de GD em apenas três barras do alimentador foi suficiente para alterar significativamente o carregamento em alguns condutores. Em relação ao caso base do alimentador, os condutores do tronco principal, situados mais próximos à subestação, tiveram o valor do carregamento alterado de cerca de 69% para cerca de 64% em média, observa-se, porém, que todos os condutores do alimentador estão operando com carregamento bem abaixo do limite.

Tabela 4.4 – Carregamento dos condutores – Inserção de GD em barras específicas.

Trecho	Corrente (%)	Trecho	Corrente (%)	Trecho	Corrente (%)
Ramo SE-1	68,84%	Ramo 31-32	8,12%	Ramo 62-63	7,15%
Ramo 1-2	4,96%	Ramo 32-33	6,34%	Ramo 63-64	1,20%
Ramo 2-3	2,97%	Ramo 33-34	3,95%	Ramo 63-65	1,20%
Ramo 3-4	0,99%	Ramo 34-35	2,76%	Ramo 63-66	4,96%
Ramo 1-5	63,89%	Ramo 29-36	24,70%	Ramo 66-67	3,10%
Ramo 5-6	62,90%	Ramo 36-37	23,20%	Ramo 67-68	2,42%

Trecho	Corrente (%)	Trecho	Corrente (%)	Trecho	Corrente (%)
Ramo 6-7	61,90%	Ramo 37-38	19,58%	Ramo 68-69	2,92%
Ramo 7-8	60,91%	Ramo 38-39	2,39%	Ramo 69-70	4,20%
Ramo 8-9	8,20%	Ramo 38-40	17,21%	Ramo 54-71	5,43%
Ramo 9-10	7,01%	Ramo 40-41	5,53%	Ramo 71-72	3,92%
Ramo 10-11	5,24%	Ramo 41-42	2,77%	Ramo 72-73	2,92%
Ramo 11-12	3,46%	Ramo 40-43	11,71%	Ramo 73-74	2,77%
Ramo 12-13	2,28%	Ramo 43-44	9,35%	Ramo 73-75	1,91%
Ramo 13-14	1,10%	Ramo 44-45	5,54%	Ramo 75-76	0,40%
Ramo 8-15	57,94%	Ramo 44-46	4,02%	Ramo 27-77	19,66%
Ramo 15-16	8,23%	Ramo 46-47	2,48%	Ramo 77-78	18,16%
Ramo 15-17	54,95%	Ramo 47-48	1,68%	Ramo 78-79	16,65%
Ramo 17-18	53,45%	Ramo 48-49	2,79%	Ramo 79-80	14,65%
Ramo 18-19	3,48%	Ramo 37-50	16,09%	Ramo 80-81	13,65%
Ramo 19-20	2,74%	Ramo 50-51	15,09%	Ramo 81-82	12,65%
Ramo 20-21	2,44%	Ramo 51-52	5,54%	Ramo 82-83	11,64%
Ramo 21-22	3,27%	Ramo 51-53	13,08%	Ramo 83-84	10,64%
Ramo 22-23	4,17%	Ramo 53-54	12,08%	Ramo 84-85	7,63%
Ramo 18-24	52,51%	Ramo 54-55	18,39%	Ramo 85-86	6,63%
Ramo 24-25	50,52%	Ramo 55-56	2,39%	Ramo 86-87	5,62%
Ramo 25-26	1,19%	Ramo 55-57	16,03%	Ramo 87-88	4,62%
Ramo 25-27	50,08%	Ramo 57-58	2,77%	Ramo 88-89	4,02%
Ramo 27-28	30,44%	Ramo 57-59	13,30%	Ramo 89-90	3,01%
Ramo 28-29	28,94%	Ramo 59-60	11,54%	Ramo 90-91	1,51%
Ramo 29-30	11,70%	Ramo 60-61	2,77%		
Ramo 30-31	9,32%	Ramo 60-62	8,86%		

A (Figura 4.14) traz o carregamento dos transformadores de distribuição que possuem UCs de perfis residenciais. O carregamento daqueles conectados às barras 23, 49 e 70, as únicas a possuírem GD, são os únicos com valores nominais.

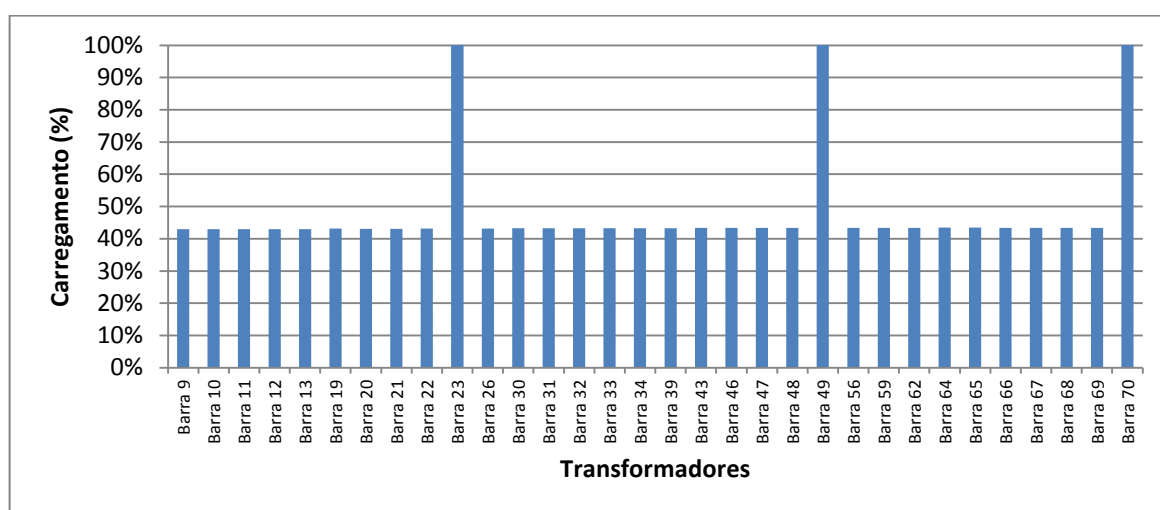


Figura 4.14 – Carregamento dos transformadores – Inserção de GD em barras específicas.

A GD total inserida no alimentador é igual a apenas 0,42 MW. Esse montante causa pequena variação na potência atendida pela subestação, alterando o valor original de 5,17 MW para 4,74 MW. As perdas sofrem alterações mínimas, alterando o valor original de 0,100 MW no caso base para 0,09 MW.

Todas as simulações consideradas até o momento não exigiram alterações na configuração original do alimentador. Ressalta-se, porém, que o valor máximo de inserção de GD permitido no alimentador é alterado à medida que condutores e/ou transformadores de distribuição são substituídos.

Conforme demonstrado, os limitadores de inserção de GD no alimentador são os transformadores de distribuição. Portanto, para verificação do comportamento do fluxo de potência e do valor limite de inserção de GD, no item seguinte são substituídos todos os transformadores de distribuição do alimentador original por outros de potências nominais superiores.

Adicionalmente, são calculados os custos totais com a substituição dos equipamentos, incluindo os custos de aquisição dos transformadores instalados e os valores recuperados com a devolução dos antigos transformadores para utilização em outros pontos do sistema elétrico.

4.5. Novo limite de GD após alterações no alimentador

Nessa nova configuração, simula-se a situação na qual se verificou que grande parte das UCs de um alimentador possui disposição de instalar GD. Com o intuito de aumentar o limite que pode ser inserido no alimentador, são feitas as substituições de todos os transformadores por outros de potência comercial imediatamente superior à atual, isto é, substituição dos transformadores de potência nominal igual a 75 kVA por 112,5 kVA, de 112,5 kVA por 150 kVA e de 150 kVA por 225 kVA.

São inseridas simultaneamente parcelas de GD em todas as UCs, com objetivo de determinar a máxima potência que, se inserida, mantém as tensões nas barras de carga dentro dos limites regulamentares e não provoca sobrecargas nos

condutores e novos transformadores do alimentador. A cada iteração, novo fluxo de potência é calculado até que alguma barra ultrapasse o valor de tensão regulamentar.

Conforme apresentado, o montante de GD inserido no alimentador a cada iteração é definido através do valor da carga presente em cada barra, isto é, em uma barra que possui 75 UCs de 1 kVA insere-se a cada iteração uma GD igual a 0,001 vezes 75 kVA. Observa-se que nessa situação, a carga total presente na barra, igual a 75 kVA, é igual à potência nominal do transformador, 75 kVA.

Apesar da troca de todos os transformadores, o montante de GD acrescido no alimentador a cada iteração não será alterado, isto é, continua sendo proporcional à carga original presente nas barras. Em razão do montante de GD inserido a cada iteração não ser mais proporcional à potência dos transformadores, os carregamentos resultantes não são mais os mesmos. Espera-se, portanto, que as sobrecargas não mais ocorram de forma simultânea em todos os transformadores.

A cada iteração, insere-se no alimentador a potência total de 1,35 kW. O limite regulamentar de tensão é atingido após 6864 iterações. Nessa condição, a barra 70 atinge o valor de tensão igual a 1,05 pu e a potência total de GD inserida no alimentador é igual a 9,29 MW.

A análise do critério de sobrecorrente nos condutores indica que, nesta condição de GD, o ramo 54-55 que apresentava um carregamento de 74% na situação anterior à troca dos transformadores, teve seu carregamento alterado para 86%, sendo este o maior valor observado no alimentador.

Entretanto, muito antes do limite de tensão ser atingido na barra 70, ocorrem sobrecargas em todos os transformadores de 150 kVA, limitando o valor da GD. A inserção total de GD no alimentador no momento imediatamente anterior à sobrecarga é igual a 6,03 MW, aumento de 25% em relação à situação anterior à troca dos transformadores, que apresentava o valor de 4,82 MW.

O motivo de a sobrecarga ocorrer inicialmente nos transformadores de 150 kVA deve-se ao fato de que a barra onde em que foi substituído o transformador de 75 kVA por um de 112,5 kVA teve sua potência nominal aumentada em 50%,

enquanto, a barra em que foi substituído o transformador de 112,5 kVA por um de 150 kVA teve sua potência nominal aumentada em apenas 33,3%. Como a GD inserida a cada iteração ainda é proporcional ao valor original da carga instalada nas barras, os carregamentos se alteram de forma não mais proporcional.

A (Figura 4.15) e a (Figura 4.16) trazem os valores das tensões obtidas nas barras de carga de perfis comerciais e residenciais, respectivamente, nessa condição de inserção de GD.

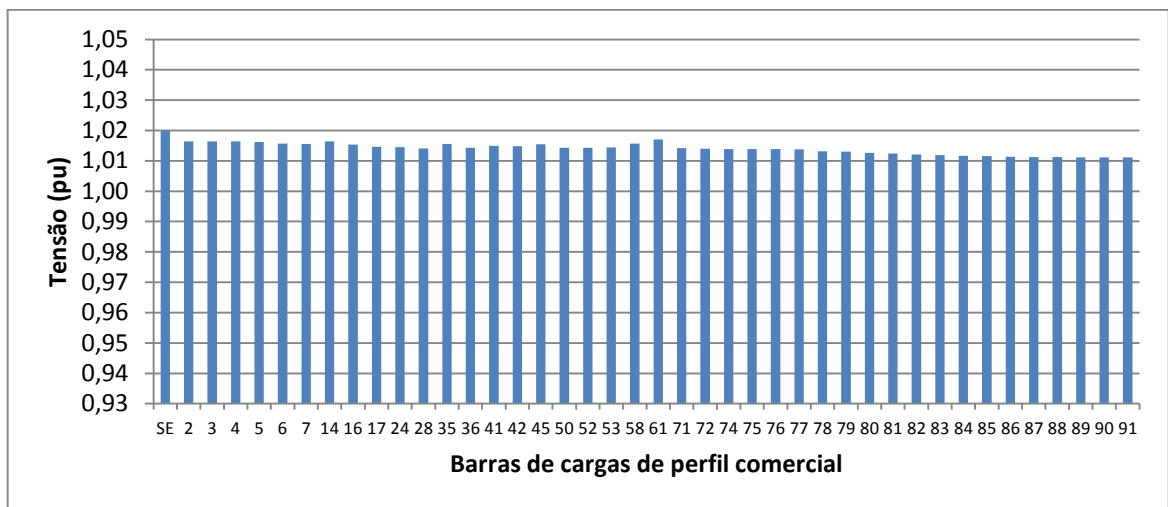


Figura 4.15 – Tensão nas barras de carga de perfis comerciais – GD total de 6,03 MW.

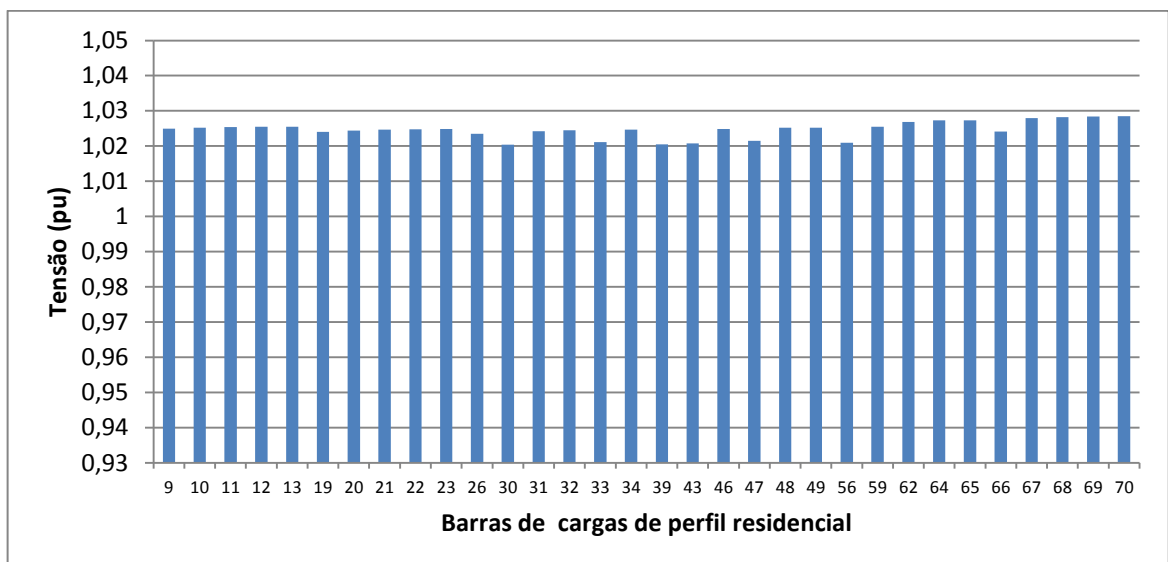


Figura 4.16 – Tensão nas barras de carga de perfis residenciais – GD total de 6,03 MW.

Todas as barras apresentam tensões bem abaixo de 1,05 pu, pois o limite de injeção de GD no alimentador foi atingido em um momento anterior à sobrecarga nos transformadores, considerando o limite de condução de corrente nos mesmos.

A (Tabela 4.5) traz o carregamento dos condutores nessa condição de inserção de GD. Observa-se que todos os condutores do alimentador estão operando com carregamento bem abaixo do valor nominal.

Tabela 4.5 – Carregamento dos condutores – GD total de 6,03 MW.

Trecho	Corrente (%)	Trecho	Corrente (%)	Trecho	Corrente (%)
Ramo SE-1	32,71%	Ramo 31-32	14,32%	Ramo 62-63	36,62%
Ramo 1-2	4,92%	Ramo 32-33	8,86%	Ramo 63-64	3,66%
Ramo 2-3	2,95%	Ramo 33-34	1,98%	Ramo 63-65	3,66%
Ramo 3-4	0,98%	Ramo 34-35	2,71%	Ramo 63-66	29,30%
Ramo 1-5	32,87%	Ramo 29-36	21,18%	Ramo 66-67	21,95%
Ramo 5-6	32,99%	Ramo 36-37	22,02%	Ramo 67-68	16,46%
Ramo 6-7	33,14%	Ramo 37-38	28,21%	Ramo 68-69	10,97%
Ramo 7-8	33,32%	Ramo 38-39	7,37%	Ramo 69-70	5,49%
Ramo 8-9	21,10%	Ramo 38-40	21,04%	Ramo 54-71	5,32%
Ramo 9-10	17,43%	Ramo 40-41	5,42%	Ramo 71-72	3,84%
Ramo 10-11	11,93%	Ramo 41-42	2,71%	Ramo 72-73	2,86%
Ramo 11-12	6,44%	Ramo 40-43	24,99%	Ramo 73-74	2,71%
Ramo 12-13	2,81%	Ramo 43-44	17,69%	Ramo 73-75	1,87%
Ramo 13-14	1,08%	Ramo 44-45	5,42%	Ramo 75-76	0,39%
Ramo 8-15	28,45%	Ramo 44-46	22,05%	Ramo 27-77	19,35%
Ramo 15-16	8,13%	Ramo 46-47	16,54%	Ramo 77-78	17,87%
Ramo 15-17	28,62%	Ramo 47-48	9,17%	Ramo 78-79	16,40%
Ramo 17-18	28,82%	Ramo 48-49	3,67%	Ramo 79-80	14,42%
Ramo 18-19	23,87%	Ramo 37-50	12,05%	Ramo 80-81	13,44%
Ramo 19-20	20,19%	Ramo 50-51	12,54%	Ramo 81-82	12,45%
Ramo 20-21	14,68%	Ramo 51-52	5,43%	Ramo 82-83	11,46%
Ramo 21-22	9,18%	Ramo 51-53	13,69%	Ramo 83-84	10,47%
Ramo 22-23	5,51%	Ramo 53-54	14,33%	Ramo 84-85	7,51%
Ramo 18-24	24,01%	Ramo 54-55	50,48%	Ramo 85-86	6,52%
Ramo 24-25	23,87%	Ramo 55-56	7,37%	Ramo 86-87	5,53%
Ramo 25-26	3,68%	Ramo 55-57	43,13%	Ramo 87-88	4,55%
Ramo 25-27	23,23%	Ramo 57-58	2,71%	Ramo 88-89	3,95%
Ramo 27-28	29,01%	Ramo 57-59	45,35%	Ramo 89-90	2,96%
Ramo 28-29	29,92%	Ramo 59-60	39,85%	Ramo 90-91	1,48%
Ramo 29-30	25,34%	Ramo 60-61	2,71%		
Ramo 30-31	17,98%	Ramo 60-62	42,12%		

O carregamento em vários trechos do alimentador aumentou consideravelmente em relação ao caso base. No ramo 54-55, o carregamento foi alterado de 23,52% para 50,48%. Porém, de forma geral, todos os condutores ainda apresentam capacidade ociosa em relação ao critério de condução de corrente.

A (Figura 4.17) mostra a variação da corrente no ramo que interliga a subestação à barra 1. Observa-se um decréscimo à medida que GD é inserida no alimentador. Inicialmente, a corrente vista pela subestação vai se reduzindo, pois a cada iteração mais carga é suprida através da geração local. A partir da GD igual a 4,94 MW, o fluxo se inverte, visto que nesse momento a GD iguala o valor da carga e a corrente começa a aumentar, indo o fluxo em direção à subestação.

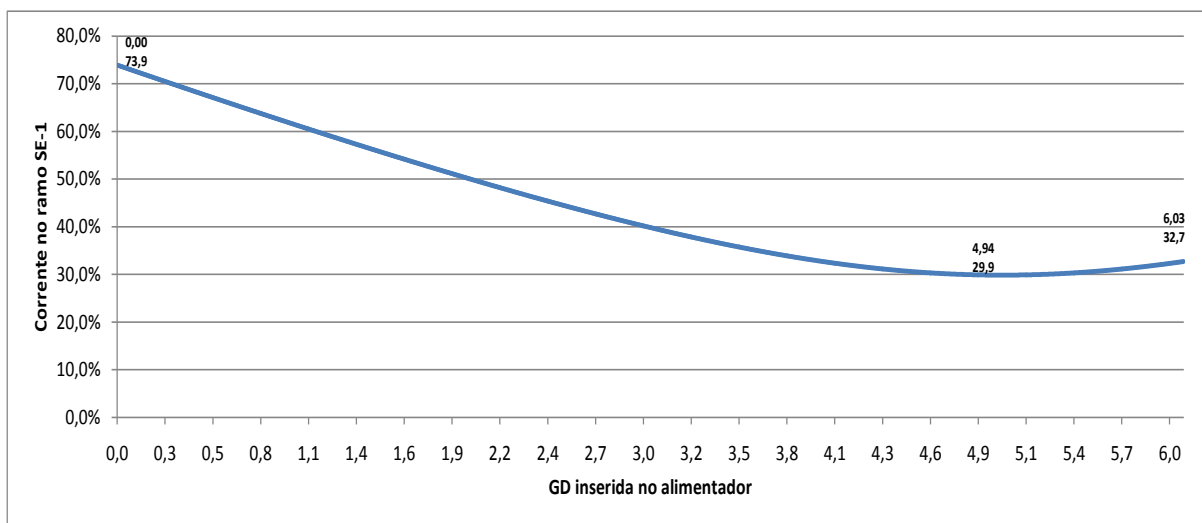


Figura 4.17 – Variação da corrente no ramo SE-1 x GD – GD total de 6,03 MW.

A (Figura 4.18) traz o carregamento dos transformadores que possuem UCs de perfis residenciais. Conforme descrito, apenas os transformadores de 150 kVA apresentam carregamentos de 100%.

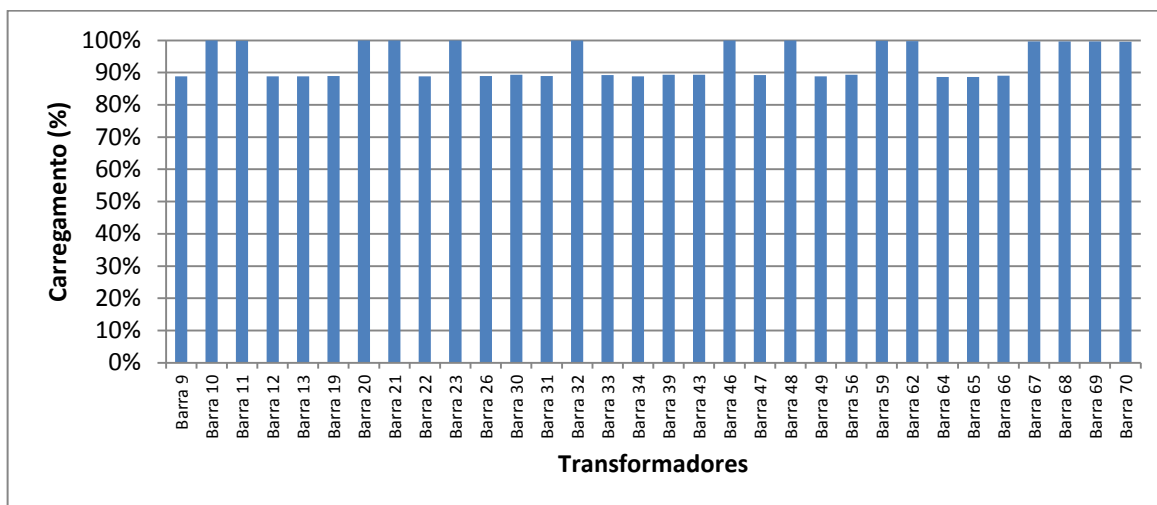


Figura 4.18 – Carregamento dos transformadores – GD total de 6,03 MW.

Além da GD gerada localmente no alimentador atender toda a carga, o montante inserido torna o fluxo reverso, recebendo a subestação a potência de 0,87 MW.

A (Figura 4.19) mostra a variação da potência vista pela subestação à medida que é inserida a GD no alimentador. O maior valor, igual a 6,03 MW, refere-se ao montante máximo de GD suportado pelo alimentador para que não ocorram sobrecargas nos transformadores de distribuição.

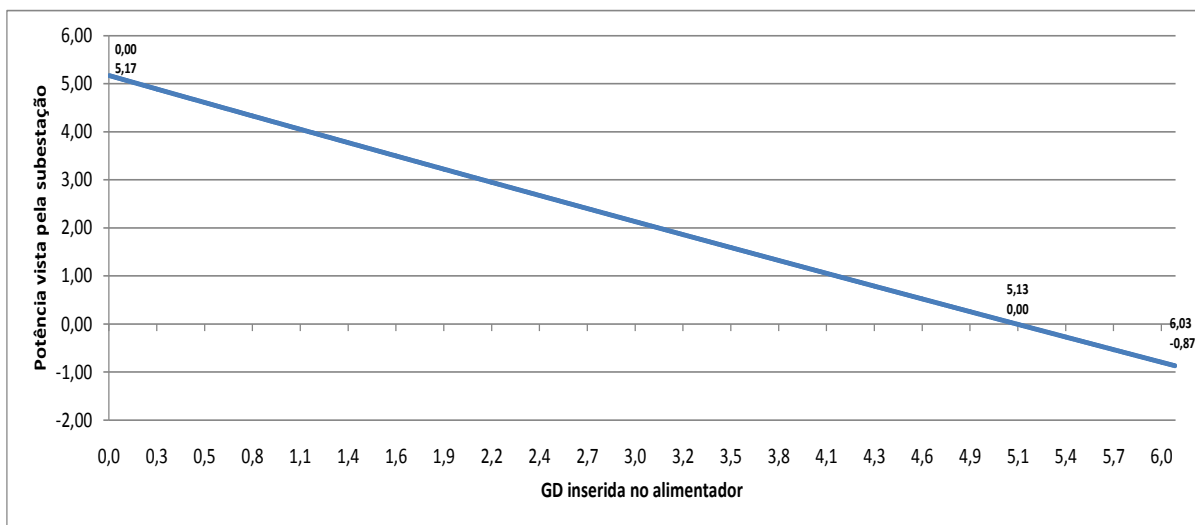


Figura 4.19 – Potência x GD – GD total de 6,03 MW.

As perdas totais de potência no alimentador alteram-se nessa nova condição para 0,090 MW.

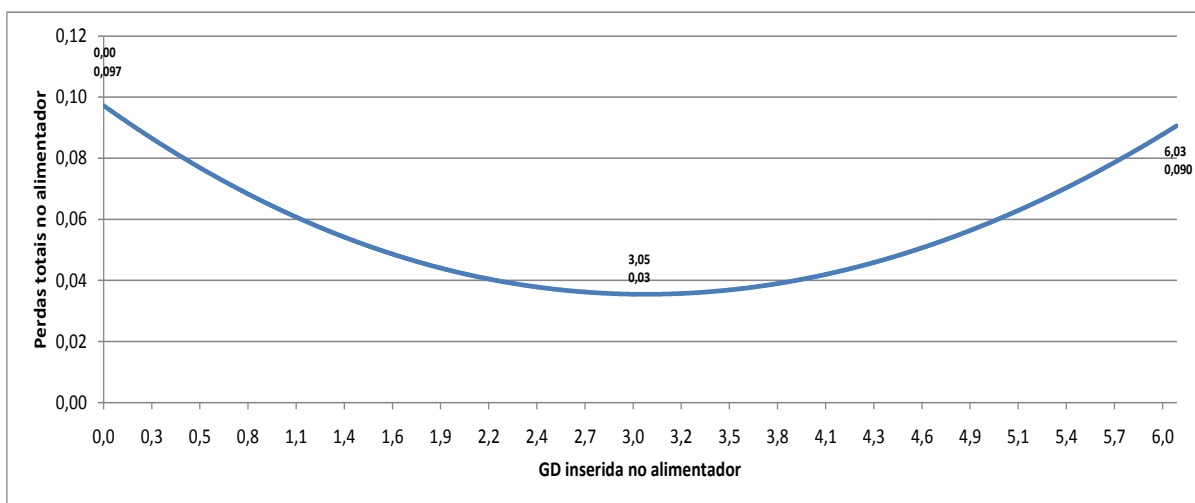


Figura 4.20 – Perdas x GD – GD total de 6,03 MW.

A (Figura 4.20) mostra a variação das perdas totais de potência no alimentador à medida que é inserida a GD no alimentador. À medida que é aumentada a geração local, menos carga é atendida pela subestação, reduzindo o fluxo de corrente no alimentador e alterando o valor das perdas. Observa-se que o menor nível de perdas ocorre para uma inserção total de GD no alimentador igual a 3,05 MW.

Ressalta-se que grande parte dos transformadores utilizados para substituição poderia ser realocada no próprio alimentador, sendo necessário adquirir apenas 7 transformadores de 150 kVA e 7 transformadores de 225 kVA. Seriam devolvidos ao estoque da distribuidora para utilização em outros alimentadores todos os 11 transformadores de 75 kVA e 3 transformadores de 112,5 kVA.

4.5.1. Custos com substituição de transformadores

Os custos médios unitários de substituição de transformadores, apresentados na (Tabela 3.6) são reproduzidos na (Tabela 4.6) para facilidade de referência. São apresentados os valores calculados para cada potência nominal utilizada neste trabalho.

Tabela 4.6 – Custos Médios unitários de substituição de transformadores.

Potência Nominal (kVA)	Custo Posto urbano (R\$)	Custo kVA urbano (R\$)	Custo unitário (R\$)
75	4.018,60	78,31	9.891,85
112,5	4.018,60	78,31	12.828,48
150	4.018,60	78,31	15.765,10
225	4.018,60	78,31	21.638,35
300	4.018,60	78,31	27.511,60

A (Tabela 4.7) mostra a quantidade original de transformadores e o quantidade resultante após a substituição efetuada segundo o subitem anterior.

Tabela 4.7 – Número de transformadores utilizados no alimentador.

Potência	Quantidade original	Quantidade após substituição	Saldo
Transformadores 75 kVA	11	00	-11
Transformadores 112,5 kVA	14	11	-03
Transformadores 150 kVA	07	14	07
Transformadores 225 kVA	00	07	07

Potência	Quantidade original	Quantidade após substituição	Saldo
TOTAL	32	32	00

Os cálculos dos custos totais com substituição dos transformadores serão dados pela (Equação 4.4) até a (Equação 4.8).

$$\text{Custo}_{\text{total}} = [-(\text{Custo}_{75}) - (\text{Custo}_{112,5}) + (\text{Custo}_{150}) + (\text{Custo}_{225})] \quad (4.4)$$

$$\text{Custo}_{\text{total}} = [-(9.891,85 \times 11) - (12.828,48 \times 3) + (15.765,10 \times 7) + (21.638,35 \times 7)] \quad (4.5)$$

$$\text{Custo}_{\text{total}} = (-108.810,35 - 38.485,44 + 110.355,70 + 151.468,45) \quad (4.6)$$

$$\text{Custo}_{\text{total}} = (-108.810,35 - 38.485,44 + 110.355,70 + 151.468,45) \quad (4.7)$$

$$\text{Custo}_{\text{TOTAL}} = \text{R}\$114.528,36 \quad (4.8)$$

A (Figura 4.21) mostra a comparação entre o valor do custo de substituição dos equipamentos e a quantidade adicional de GD que passa a ser possível de instalação no alimentador. Observa-se que um investimento de R\$114.528,36 permitiu um incremento de GD igual a 25,1% no alimentador, totalizando 1,21 MW, resultando em um custo por kW adicional de R\$94,65.

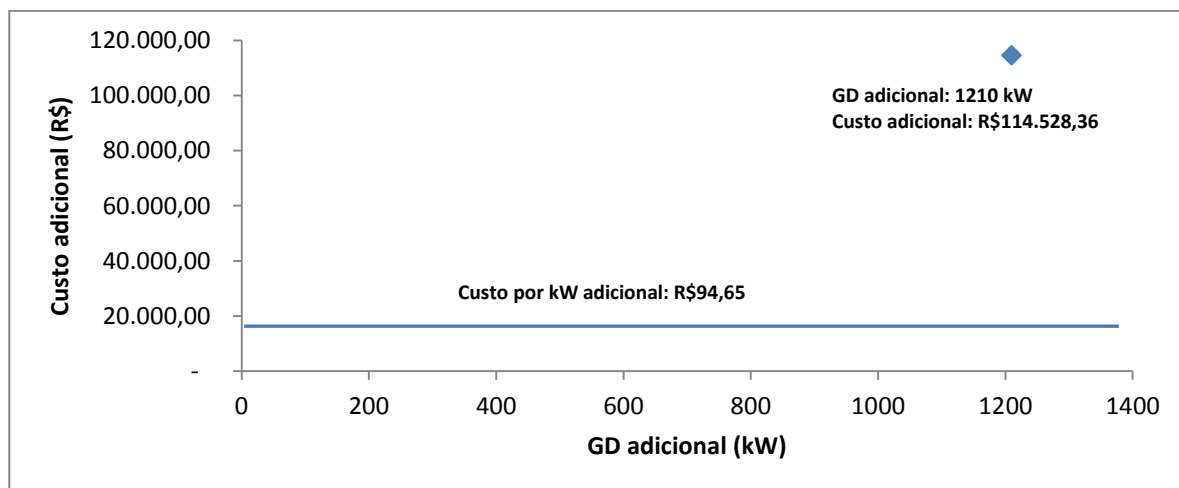


Figura 4.21 – Custo x GD adicional – Primeira substituição de transformadores.

Ressalta-se que existem outros impactos aos custos com substituição de equipamentos que devem ser considerados, dentre os principais destacam-se:

- Alterações na receita das distribuidoras, em virtude da energia não consumida, visto que parte da energia será gerada pelo próprio consumidor;
- Alterações nos níveis de perdas em virtude de transformadores operando com baixos carregamentos, caso parte da GD não se concretize;
- Capacidade instalada disponível no alimentador, possibilitando o atendimento de cargas adicionais pela distribuidora. A potência originalmente consumida pelas cargas residenciais e agora gerada localmente é liberada para distribuidora para atendimento de novas cargas comerciais ou de novas unidades consumidoras, dentro do próprio alimentador e sem necessidade de investimentos em expansão.

Por fim, nos itens seguintes utiliza-se novamente a configuração original do alimentador, porém, considerando-se uma inserção de GD calculada de forma proporcional ao consumo interno de energia elétrica de cada UC. Os transformadores de distribuição serão substituídos por outros de maiores potências nominais à medida que apresentarem valores de carregamento superiores ao limite nominal, nesse caso, os custos são calculados.

No alimentador em estudo, considera-se um consumo médio mensal de energia elétrica igual a 300 kWh. Portanto, a seguir são inseridas, simultaneamente em todas as UCs que possuem perfis de carga residenciais, uma GD igual a 2 kW, potência essa que resultará nos mesmos 300 kWh mensais de geração.

É razoável considerar que todas as UCs do alimentador em estudo instalem, no máximo, uma potência de GD no qual a geração mensal de energia elétrica iguale o valor do consumo interno da UC.

Considerando a situação mais conservadora do ponto de vista do fluxo de potência do alimentador, caso ocorra de todas as UCs, em um determinado momento, ficarem com consumo igual a zero, a inserção de GD na rede será igual a 2 kW por UC.

O objetivo desta simulação será verificar o comportamento do fluxo de potência e da quantidade permitida de inserção de GD na rede de distribuição nessa situação.

4.6. GD igual ao consumo por UC – Configuração original do alimentador

Para o alimentador em estudo, considerando um consumo médio mensal de energia elétrica por UC igual a 300 kWh, se, nas 5 horas em média de sol disponíveis por dia, uma UC possuir GD igual a 2 kW, terá, ao final de um mês, a geração de $2 \text{ kW} * 5 \text{ h} * 30 \text{ dias} = 300 \text{ kWh}$, igualando o consumo interno da UC¹².

Como já demonstrado anteriormente, o limite de inserção máxima por UC para não ocorrer sobrecarga nos transformadores é igual a 1,397 kW, portanto, a inserção de 2 kW causa sobrecarga em todos os transformadores. Pelo fato da GD inserida em cada barra não ser proporcional à potência do transformador, os carregamentos resultantes não são os mesmos.

A (Figura 4.22) e a (Figura 4.23) trazem os valores das tensões obtidas nas barras de carga de perfis comerciais e residenciais, respectivamente, nesta condição de inserção de GD.

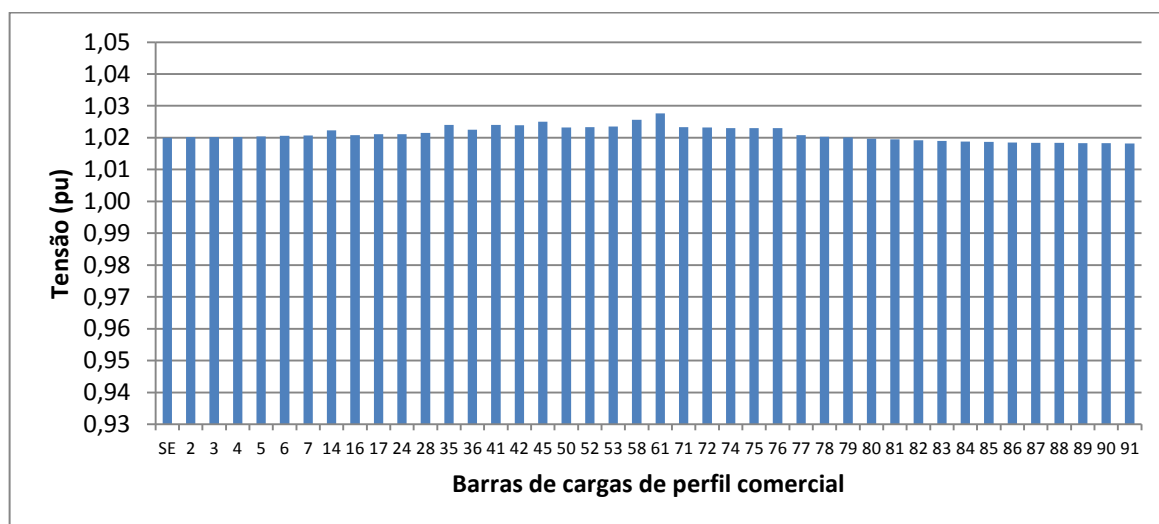


Figura 4.22 – Tensão nas barras de carga de perfis comerciais – GD fixa de 2 kW.

¹² “Horas de sol por dia” e “consumo interno da UC” considerados como valores médios.

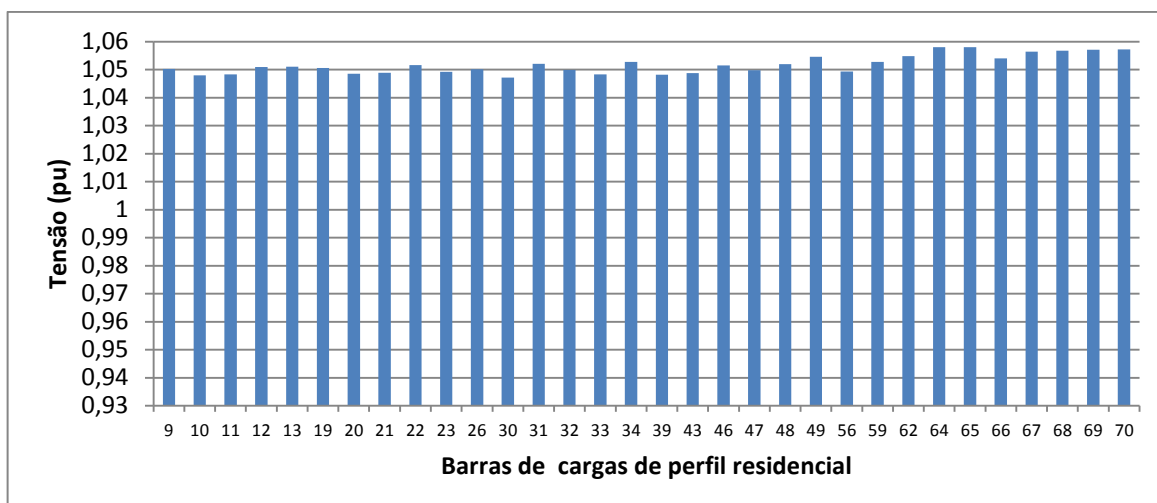


Figura 4.23 – Tensão nas barras de carga de perfis residenciais – GD fixa de 2 kW.

A maior tensão ocorre na barra 65, conforme descrito, quando da inversão do fluxo de potência no alimentador, a barra 65 é a que apresenta a maior queda de tensão.

Todas as tensões das barras de carga com perfis comerciais estão dentro dos valores regulamentares, porém, a maioria das barras de carga com perfis residenciais apresentam valores superiores a 1,05 pu.

A (Tabela 4.8) traz o carregamento dos condutores, observa-se que, apesar da GD inserida por UC, igual a 2 kW, ser superior ao limite já definido por UC, igual a 1,397 kW, todos os condutores do alimentador ainda operam com carregamentos bem abaixo do limite. De forma geral todos os condutores ainda apresentam capacidade ociosa em relação ao critério de condução de corrente. O ramo que interliga as barras 54 e 55 apresenta o maior carregamento em relação ao valor nominal, 73,51%.

Tabela 4.8 – Carregamento dos condutores – GD fixa de 2 kW.

Trecho	Corrente (%)	Trecho	Corrente (%)	Trecho	Corrente (%)
Ramo SE-1	46,74%	Ramo 31-32	21,22%	Ramo 62-63	52,10%
Ramo 1-2	4,90%	Ramo 32-33	13,38%	Ramo 63-64	5,20%
Ramo 2-3	2,94%	Ramo 33-34	3,06%	Ramo 63-65	5,20%
Ramo 3-4	0,98%	Ramo 34-35	2,69%	Ramo 63-66	41,70%
Ramo 1-5	49,54%	Ramo 29-36	33,51%	Ramo 66-67	31,25%
Ramo 5-6	50,14%	Ramo 36-37	34,65%	Ramo 67-68	23,44%
Ramo 6-7	50,75%	Ramo 37-38	43,06%	Ramo 68-69	15,62%
Ramo 7-8	51,37%	Ramo 38-39	10,50%	Ramo 69-70	7,81%
Ramo 8-9	30,51%	Ramo 38-40	32,64%	Ramo 54-71	5,27%
Ramo 9-10	25,27%	Ramo 40-41	5,38%	Ramo 71-72	3,81%

Trecho	Corrente (%)	Trecho	Corrente (%)	Trecho	Corrente (%)
Ramo 10-11	17,40%	Ramo 41-42	2,69%	Ramo 72-73	2,83%
Ramo 11-12	9,52%	Ramo 40-43	37,18%	Ramo 73-74	2,69%
Ramo 12-13	4,30%	Ramo 43-44	26,71%	Ramo 73-75	1,86%
Ramo 13-14	1,08%	Ramo 44-45	5,37%	Ramo 75-76	0,39%
Ramo 8-15	41,36%	Ramo 44-46	31,41%	Ramo 27-77	19,22%
Ramo 15-16	8,09%	Ramo 46-47	23,56%	Ramo 77-78	17,75%
Ramo 15-17	43,08%	Ramo 47-48	13,07%	Ramo 78-79	16,28%
Ramo 17-18	43,99%	Ramo 48-49	5,22%	Ramo 79-80	14,32%
Ramo 18-19	34,09%	Ramo 37-50	19,12%	Ramo 80-81	13,34%
Ramo 19-20	28,85%	Ramo 50-51	19,86%	Ramo 81-82	12,36%
Ramo 20-21	20,98%	Ramo 51-52	5,38%	Ramo 82-83	11,38%
Ramo 21-22	13,11%	Ramo 51-53	21,40%	Ramo 83-84	10,40%
Ramo 22-23	7,87%	Ramo 53-54	22,19%	Ramo 84-85	7,46%
Ramo 18-24	33,12%	Ramo 54-55	73,51%	Ramo 85-86	6,48%
Ramo 24-25	34,15%	Ramo 55-56	10,49%	Ramo 86-87	5,50%
Ramo 25-26	5,24%	Ramo 55-57	63,02%	Ramo 87-88	4,51%
Ramo 25-27	32,52%	Ramo 57-58	2,68%	Ramo 88-89	3,93%
Ramo 27-28	45,57%	Ramo 57-59	65,39%	Ramo 89-90	2,94%
Ramo 28-29	46,75%	Ramo 59-60	57,55%	Ramo 90-91	1,47%
Ramo 29-30	36,96%	Ramo 60-61	2,68%		
Ramo 30-31	26,45%	Ramo 60-62	59,93%		

A (Figura 4.24) mostra os carregamentos resultantes em todos os transformadores superiores a 180%. Considerando uma GD fixa de 2 kW para cada UC, em razão do valor ser constante em todo o alimentador, todos os transformadores entram em sobrecarga ao mesmo tempo.

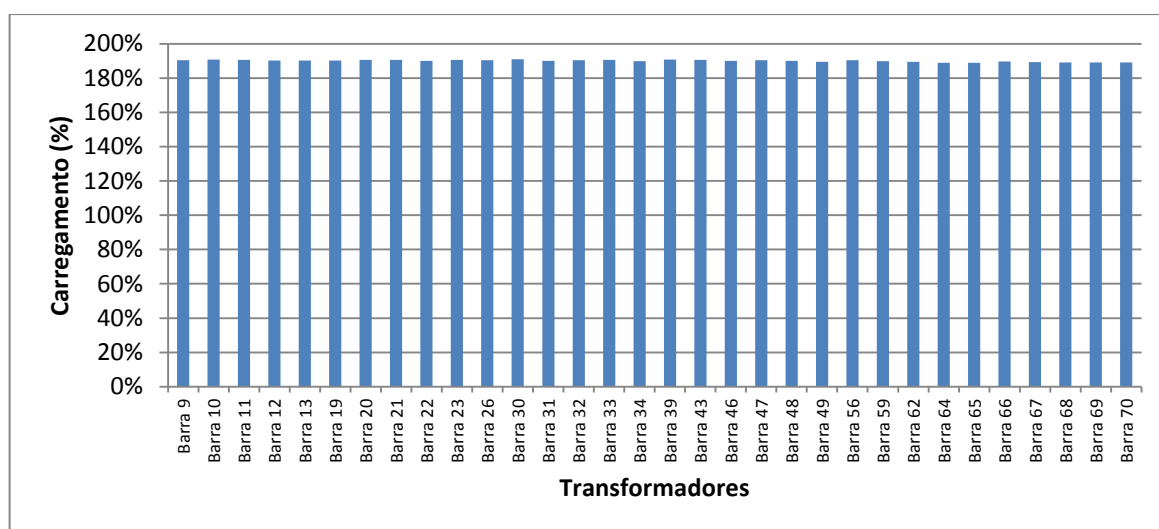


Figura 4.24 – Carregamento dos transformadores – GD fixa de 2 kW.

A inserção total de GD no alimentador é igual a 6,9 MW. Esse montante supre localmente todas as cargas comerciais e residenciais do alimentador, iguais a 5,17

MW, e ainda são injetados no sistema elétrico 2,93 MW. As perdas de potência totais no circuito passam de 0,10 MW, no caso base, para 0,25 MW, aumento de 150%.

Apesar desse montante de GD não causar sobrecarga em nenhum condutor, a potência gerada causa violação da capacidade térmica em todos os transformadores de distribuição.

Portanto, no item seguinte continuará sendo inserido o montante de 2 kW por UC, porém, são substituídos todos os transformadores do alimentador original, visto que são esses os limitadores da GD, por outros de potências nominais de valores comerciais imediatamente superiores.

4.7.GD igual ao consumo por UC – Primeira substituição de transformadores

Em relação à configuração anterior, a inclusão de GD não foi alterada, continua sendo adicionada uma GD igual a 2 kW para cada UC. Porém, nessa simulação, são substituídos todos os transformadores, visto que apresentam sobrecargas. Todos os transformadores foram substituídos por outros de potência comercial imediatamente superior à atual, isto é, substituição dos transformadores de potência nominal igual a 75 kVA por 112,5 kVA, de 112,5 kVA por 150 kVA e de 150 kVA por 225 kVA.

A (Figura 4.25) e a (Figura 4.26) trazem os valores das tensões obtidas nas barras de carga de perfis comerciais e residenciais, respectivamente, nesta nova configuração do alimentador.

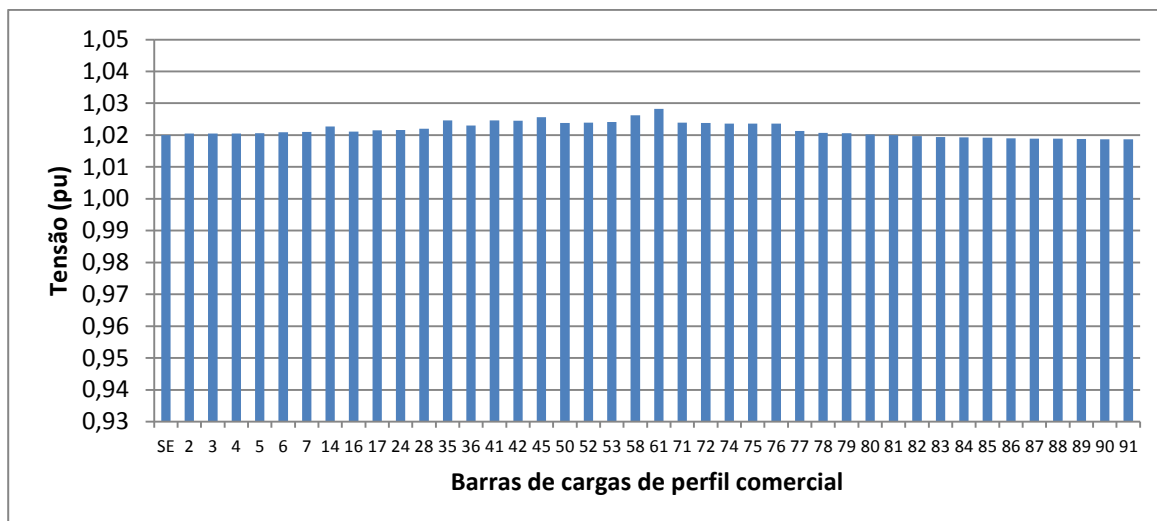


Figura 4.25 – Tensão nas barras de carga de perfis comerciais – Primeira substituição de transformadores.

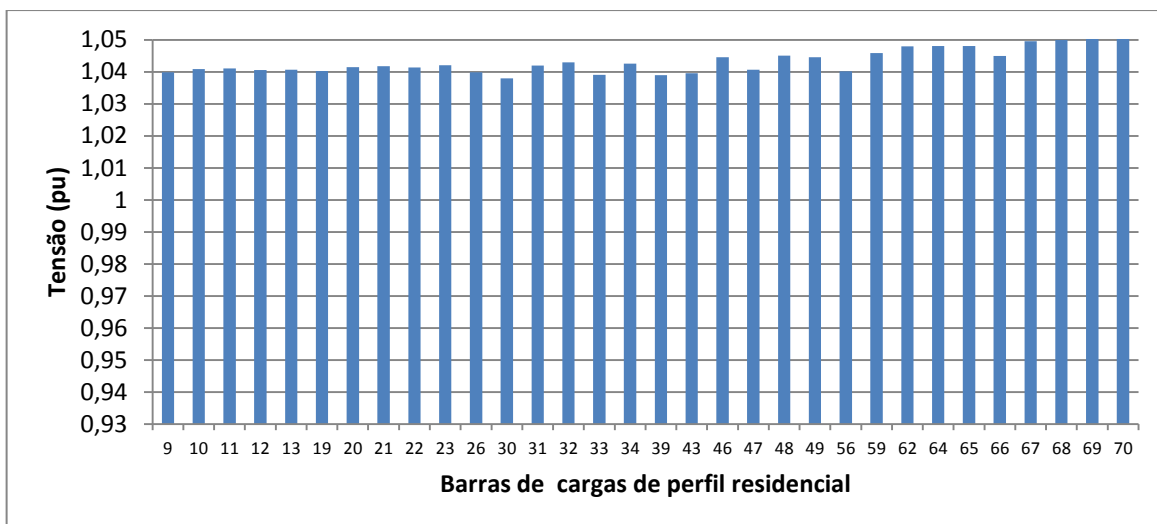


Figura 4.26 – Tensão nas barras de carga de perfis residenciais – Primeira substituição de transformadores.

Todas as barras de carga apresentam valores de tensão dentro dos limites regulamentares, inclusive as barras de carga com perfis residenciais, que originalmente apresentam valores superiores a 1,05 pu.

A (Tabela 4.9) traz o carregamento dos condutores. De forma geral, não ocorreram alterações significativas em relação à configuração original e todos os condutores ainda apresentam capacidade ociosa em relação ao critério de condução de corrente. O ramo que interliga as barras 54 e 55 apresenta o maior carregamento em relação ao valor nominal, 74,07%.

Tabela 4.9 – Carregamento dos condutores – Primeira substituição de transformadores.

Trecho	Corrente (%)	Trecho	Corrente (%)	Trecho	Corrente (%)
Ramo SE-1	46,81%	Ramo 31-32	21,41%	Ramo 62-63	52,50%
Ramo 1-2	4,90%	Ramo 32-33	13,51%	Ramo 63-64	5,25%
Ramo 2-3	2,94%	Ramo 33-34	3,08%	Ramo 63-65	5,25%
Ramo 3-4	0,98%	Ramo 34-35	2,69%	Ramo 63-66	41,99%
Ramo 1-5	49,72%	Ramo 29-36	33,76%	Ramo 66-67	31,46%
Ramo 5-6	50,34%	Ramo 36-37	34,92%	Ramo 67-68	23,59%
Ramo 6-7	50,97%	Ramo 37-38	43,44%	Ramo 68-69	15,72%
Ramo 7-8	51,61%	Ramo 38-39	10,60%	Ramo 69-70	7,86%
Ramo 8-9	30,77%	Ramo 38-40	32,92%	Ramo 54-71	5,27%
Ramo 9-10	25,48%	Ramo 40-41	5,37%	Ramo 71-72	3,81%
Ramo 10-11	17,55%	Ramo 41-42	2,69%	Ramo 72-73	2,83%
Ramo 11-12	9,62%	Ramo 40-43	37,49%	Ramo 73-74	2,69%
Ramo 12-13	4,34%	Ramo 43-44	26,92%	Ramo 73-75	1,85%
Ramo 13-14	1,08%	Ramo 44-45	5,37%	Ramo 75-76	0,39%
Ramo 8-15	41,48%	Ramo 44-46	31,66%	Ramo 27-77	19,21%
Ramo 15-16	8,09%	Ramo 46-47	23,75%	Ramo 77-78	17,74%
Ramo 15-17	43,26%	Ramo 47-48	13,17%	Ramo 78-79	16,27%
Ramo 17-18	44,19%	Ramo 48-49	5,27%	Ramo 79-80	14,31%
Ramo 18-19	34,36%	Ramo 37-50	19,24%	Ramo 80-81	13,34%
Ramo 19-20	29,07%	Ramo 50-51	20,00%	Ramo 81-82	12,36%
Ramo 20-21	21,14%	Ramo 51-52	5,38%	Ramo 82-83	11,38%
Ramo 21-22	13,21%	Ramo 51-53	21,55%	Ramo 83-84	10,40%
Ramo 22-23	7,92%	Ramo 53-54	22,36%	Ramo 84-85	7,45%
Ramo 18-24	33,18%	Ramo 54-55	74,07%	Ramo 85-86	6,47%
Ramo 24-25	34,25%	Ramo 55-56	10,58%	Ramo 86-87	5,49%
Ramo 25-26	5,29%	Ramo 55-57	63,49%	Ramo 87-88	4,51%
Ramo 25-27	32,60%	Ramo 57-58	2,68%	Ramo 88-89	3,92%
Ramo 27-28	45,94%	Ramo 57-59	65,87%	Ramo 89-90	2,94%
Ramo 28-29	47,13%	Ramo 59-60	57,97%	Ramo 90-91	1,47%
Ramo 29-30	37,28%	Ramo 60-61	2,68%		
Ramo 30-31	26,68%	Ramo 60-62	60,37%		

A (Figura 4.27) mostra os valores dos carregamentos nos transformadores que possuem UCs de perfis de carga residenciais. O limite térmico, que originalmente estava sendo ultrapassado em cerca de 90%, agora continua sendo ultrapassado, porém com valores mais próximos ao nominal, cerca de 35%.

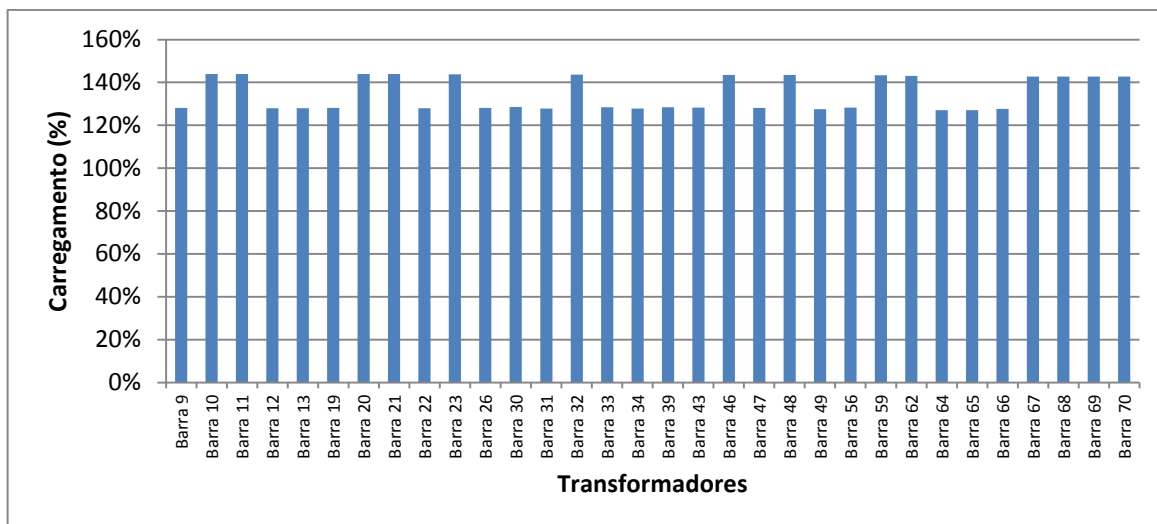


Figura 4.27 – Carregamento dos transformadores – Primeira substituição de transformadores.

Em virtude do valor de GD inserida por UC não ter sido alterado, igual a 2 kW, o montante total inserido no alimentador continua o mesmo, igual a 6,9 MW. As perdas de potência totais no circuito alteram-se de 0,25 MW para 0,19 MW, redução de 24%.

Na nova simulação, são novamente substituídos todos os transformadores do alimentador, visto que mesmo após a primeira substituição, continuam apresentando carregamentos superiores aos nominais. São novamente utilizados transformadores de potência comercial imediatamente superior à atual.

4.8. GD igual ao consumo por UC – Segunda substituição de transformadores

A (Figura 4.28) e a (Figura 4.29) trazem os valores das tensões obtidas nas barras de carga de perfis comerciais e residenciais, respectivamente, nesta nova configuração do alimentador.

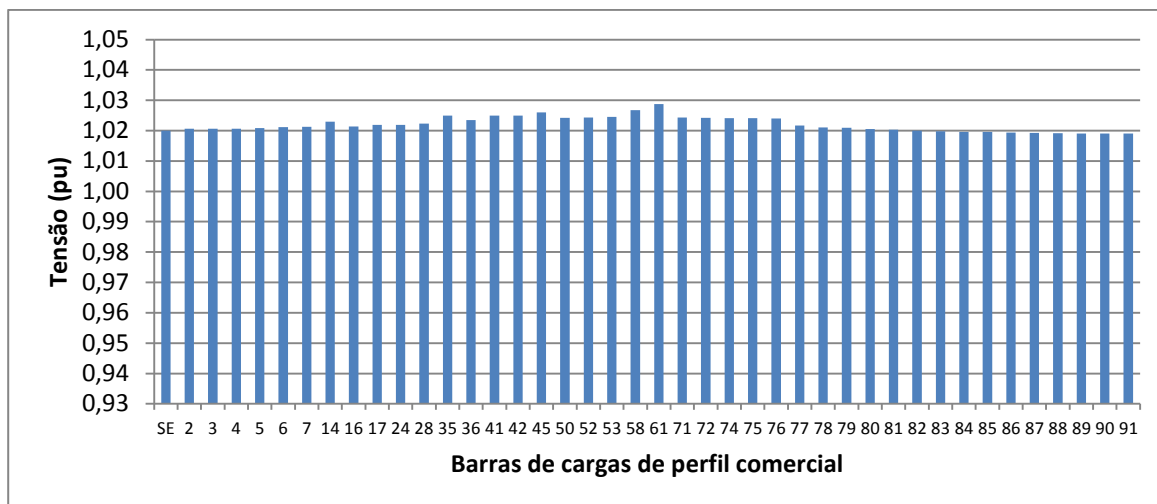


Figura 4.28 – Tensão nas barras de carga de perfis comerciais – Segunda substituição de transformadores.

Nenhuma barra de carga apresenta valor de tensão fora do limite regulamentar. De forma geral, as tensões nas barras de carga de perfis residenciais se distanciaram do limite superior regulamentar.

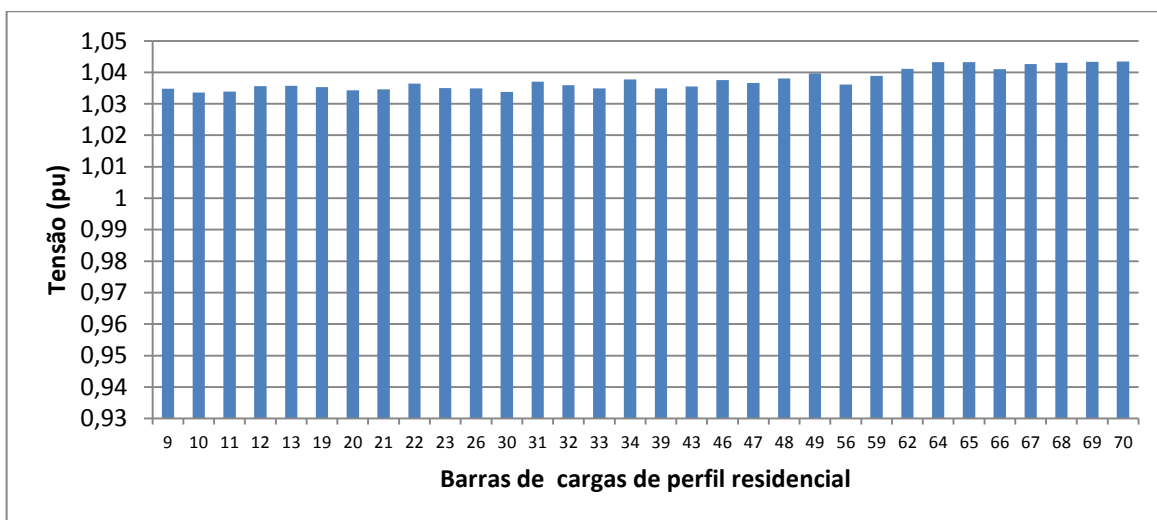


Figura 4.29 – Tensão nas barras de carga de perfis residenciais – Segunda substituição de transformadores.

A (

Tabela 4.10) traz o carregamento final dos condutores. De forma geral os carregamentos não tiveram alterações consideráveis em relação à configuração anterior e todos os condutores ainda apresentam capacidade ociosa em relação ao critério de condução de corrente. O ramo que interliga as barras 54 e 55 apresenta o maior carregamento em relação ao valor nominal, 74,49%.

Tabela 4.10 – Carregamento dos condutores – Segunda substituição de transformadores.

Trecho	Corrente (%)	Trecho	Corrente (%)	Trecho	Corrente (%)
Ramo SE-1	46,88%	Ramo 31-32	21,52%	Ramo 62-63	52,79%
Ramo 1-2	4,90%	Ramo 32-33	13,56%	Ramo 63-64	5,28%
Ramo 2-3	2,94%	Ramo 33-34	3,08%	Ramo 63-65	5,28%
Ramo 3-4	0,98%	Ramo 34-35	2,69%	Ramo 63-66	42,24%
Ramo 1-5	49,86%	Ramo 29-36	33,93%	Ramo 66-67	31,66%
Ramo 5-6	50,49%	Ramo 36-37	35,10%	Ramo 67-68	23,74%
Ramo 6-7	51,14%	Ramo 37-38	43,64%	Ramo 68-69	15,83%
Ramo 7-8	51,79%	Ramo 38-39	10,64%	Ramo 69-70	7,91%
Ramo 8-9	30,95%	Ramo 38-40	33,08%	Ramo 54-71	5,27%
Ramo 9-10	25,64%	Ramo 40-41	5,37%	Ramo 71-72	3,81%
Ramo 10-11	17,65%	Ramo 41-42	2,69%	Ramo 72-73	2,83%
Ramo 11-12	9,66%	Ramo 40-43	37,68%	Ramo 73-74	2,69%
Ramo 12-13	4,36%	Ramo 43-44	27,08%	Ramo 73-75	1,85%
Ramo 13-14	1,08%	Ramo 44-45	5,37%	Ramo 75-76	0,39%
Ramo 8-15	41,55%	Ramo 44-46	31,83%	Ramo 27-77	19,20%
Ramo 15-16	8,08%	Ramo 46-47	23,87%	Ramo 77-78	17,74%
Ramo 15-17	43,37%	Ramo 47-48	13,25%	Ramo 78-79	16,27%
Ramo 17-18	44,33%	Ramo 48-49	5,29%	Ramo 79-80	14,31%
Ramo 18-19	34,57%	Ramo 37-50	19,35%	Ramo 80-81	13,33%
Ramo 19-20	29,25%	Ramo 50-51	20,11%	Ramo 81-82	12,35%
Ramo 20-21	21,27%	Ramo 51-52	5,37%	Ramo 82-83	11,37%
Ramo 21-22	13,29%	Ramo 51-53	21,68%	Ramo 83-84	10,39%
Ramo 22-23	7,98%	Ramo 53-54	22,49%	Ramo 84-85	7,45%
Ramo 18-24	33,16%	Ramo 54-55	74,49%	Ramo 85-86	6,47%
Ramo 24-25	34,27%	Ramo 55-56	10,63%	Ramo 86-87	5,49%
Ramo 25-26	5,32%	Ramo 55-57	63,87%	Ramo 87-88	4,51%
Ramo 25-27	32,60%	Ramo 57-58	2,68%	Ramo 88-89	3,92%
Ramo 27-28	46,17%	Ramo 57-59	66,26%	Ramo 89-90	2,94%
Ramo 28-29	47,36%	Ramo 59-60	58,32%	Ramo 90-91	1,47%
Ramo 29-30	37,46%	Ramo 60-61	2,68%		
Ramo 30-31	26,82%	Ramo 60-62	60,72%		

A (Figura 4.30) mostra os valores dos carregamentos nos transformadores que possuem UCs com perfis de carga residenciais. O limite térmico que, na configuração original estava sendo ultrapassado em cerca de 90%, após a primeira substituição de transformadores continuou sendo ultrapassado, porém apresentando valores mais próximos ao nominal, cerca de 35%. Após a segunda substituição de transformadores o limite não mais é ultrapassado. O carregamento médio dos transformadores passa a ser de cerca de 95%.

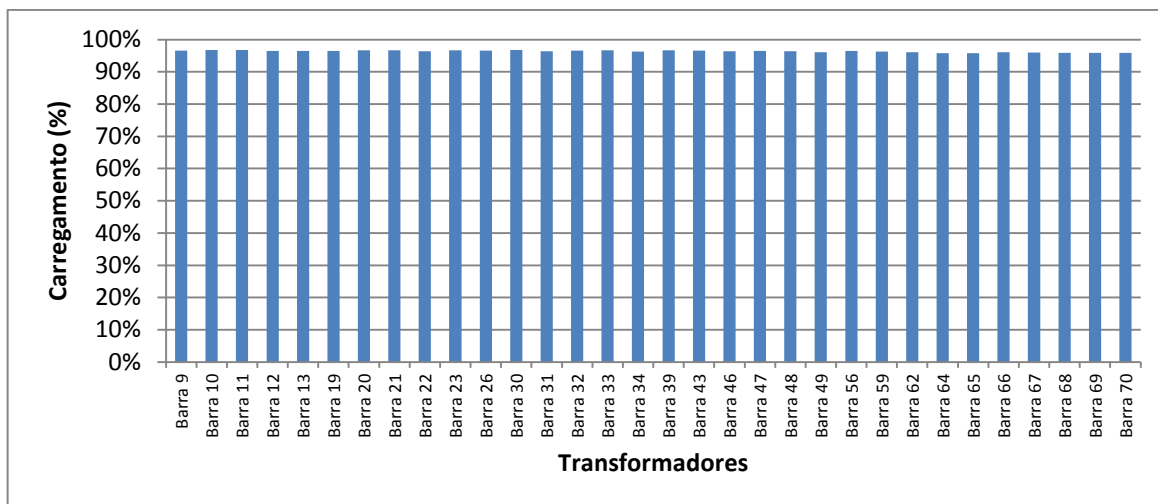


Figura 4.30 – Carregamento dos transformadores – Segunda substituição de transformadores.

O montante total de GD inserido no alimentador continua o mesmo, igual a 6,9 MW. As perdas de potência totais no circuito alteram-se de 0,25 MW, na configuração original, para 0,19 MW após a primeira substituição de transformadores e para 0,15 MW na segunda substituição de transformadores, uma redução total de 40%.

4.8.1. Custos com substituição de transformadores

Em relação à configuração original do alimentador, após as duas séries de substituições de transformadores, foram necessários quatro transformadores de 150 kVA, quatorze transformadores de 225 kVA e sete transformadores de 300 kVA. Foram disponibilizados, para utilização em outros alimentadores, todos os onze transformadores de 75 kVA e todos os quatorze transformadores de 112,5 kVA. A (Tabela 4.11) traz as quantidades de transformadores substituídos em cada simulação e o saldo final.

Tabela 4.11 – Número de transformadores em cada simulação.

Potência	Quantidade original	Quantidade após 1ª substituição	Quantidade após 2ª substituição	Saldo 2ª / original
Transformadores 75 kVA	11	00	00	-11
Transformadores 112,5 kVA	14	11	00	-14
Transformadores 150 kVA	07	14	11	04
Transformadores 225 kVA	00	07	14	14

Potência	Quantidade original	Quantidade após 1ª substituição	Quantidade após 2ª substituição	Saldo 2ª / original
Transformadores 300 kVA	00	00	07	07
TOTAL	32	32	32	

Os custos médios unitários de substituição de transformadores, apresentados na (Tabela 3.6) são novamente reproduzidos na (Tabela 4.12) para facilidade de referência. São apresentados os valores calculados para cada potência nominal utilizada nesse trabalho.

Tabela 4.12 – Custos Médios unitários de substituição de transformadores.

Potência Nominal (kVA)	Custo Posto urbano (R\$)	Custo kVA urbano (R\$)	Custo unitário (R\$)
75	4.018,60	78,31	9.891,85
112,5	4.018,60	78,31	12.828,48
150	4.018,60	78,31	15.765,10
225	4.018,60	78,31	21.638,35
300	4.018,60	78,31	27.511,60

Os cálculos dos custos totais com substituição dos transformadores serão dados pela (Equação 4.10) até a (Equação 4.13).

$$\text{Custo}_{\text{total}} = [-(\text{Custo}_{75}) - (\text{Custo}_{112,5}) + (\text{Custo}_{150}) + (\text{Custo}_{225}) + (\text{Custo}_{300})] \quad (4.10)$$

$$\text{Custo}_{\text{total}} = [-(9.891,85 \times 11) - (12.828,48 \times 14) + (15.765,10 \times 4) + (21.638,35 \times 14) + (27.511,60 \times 7)] \quad (4.11)$$

$$\text{Custo}_{\text{total}} = (-108.810,35 - 179.598,72 + 63.060,40 + 302.936,90 + 192.581,20) \quad (4.12)$$

$$\text{Custo}_{\text{TOTAL}} = \text{R\$}270.169,43 \quad (4.13)$$

A (Figura 4.31) mostra a comparação entre o valor do custo de substituição de equipamentos e a quantidade adicional de GD no alimentador.

Na configuração original do alimentador, a GD totalizava 4,82 MW, após as duas substituições dos equipamentos o incremento de GD passa a ser de 6,90 MW, um incremento de 2,08 MW. Considerando o investimento total de R\$270.169,43, resulta em um custo de R\$129,89 por kW adicional.

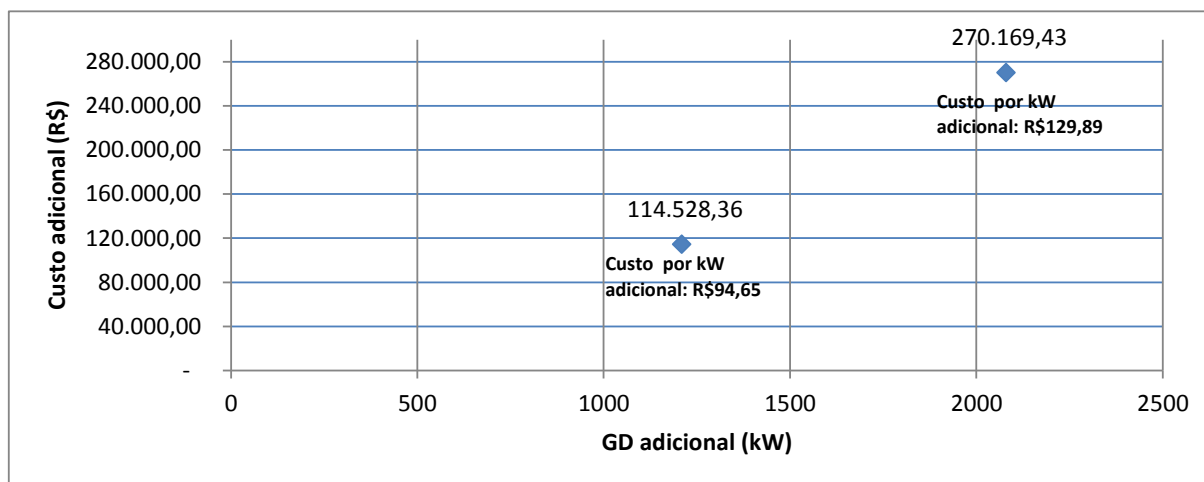


Figura 4.31 – Custo x GD adicional – Segunda substituição de transformadores.

4.9. CONSIDERAÇÕES FINAIS

No planejamento das redes de distribuição, de forma geral, é comum que, para que a queda de tensão não seja elevada, os condutores sejam dimensionados pelo critério de queda de tensão e não pelo critério de capacidade de corrente (ampacidade).

O dimensionamento pelo critério de queda de tensão faz os condutores do alimentador possuírem seções retas maiores do que aquelas que teriam caso o dimensionamento fosse feito utilizando-se o critério de capacidade de condução de corrente. Logo, em situação de carga nominal, os condutores não estão em seu limite térmico, visto que estão superdimensionados para esse critério.

Observa-se que quando foi inserida uma GD igual a 5 kW por UC, ocorreram violações nos parâmetros nominais tanto nos transformadores de distribuição quanto nos condutores. Porém, o montante inserido é muito superior à quantidade de GD que igualaria o consumo médio considerado, igual a 2 kW por UC.

De forma geral, não é vantajoso para uma UC instalar GD em potência muito superior à que igualaria seu consumo interno de energia, visto que o regulamento atual, a Resolução Normativa ANEEL nº 482/2012, considera apenas a compensação futura da energia injetada na rede pela UC.

Portanto, as simulações no alimentador em estudo mostram que, considerando-se injeções de GD em montantes compatíveis com o consumo médio mensal de energia elétrica das UCs, as restrições para instalação de GD no alimentador sempre ocorrem nos transformadores de distribuição.

Em relação às perdas elétricas no alimentador em estudo, observa-se que totalizavam, no caso base, 0,100 MW. À medida que foi inserido o valor máximo de GD no alimentador, sem quaisquer modificações na rede, o valor foi reduzido para 0,072 MW, uma redução de 28%. Nas simulações seguintes, quando foram substituídos os transformadores e inserida uma GD igual a 2 kW, o nível de perdas aumentou, passando a 0,150 MW, um aumento de 50% em relação ao caso base. Porém, em valores absolutos, o aumento no nível de perdas é bem reduzido em comparação aos benefícios provocados pelo montante adicional de GD inserida no alimentador.

A (Figura 4.32) mostra os valores calculados de diversas situações de inserção de GD no alimentador, com as respectivas perdas e custos envolvidos.

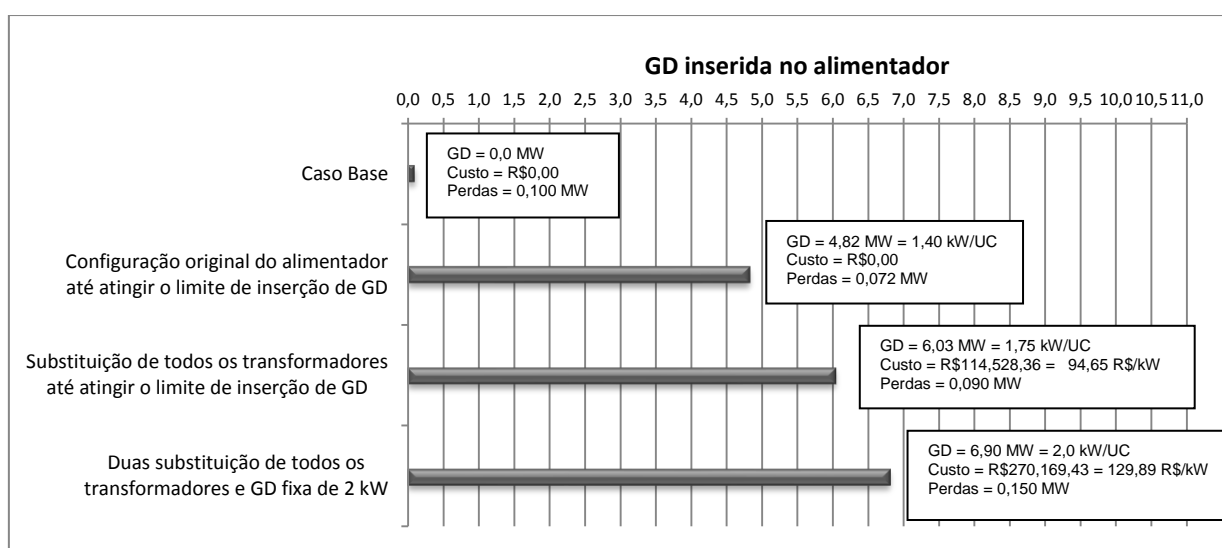


Figura 4.32 – Custo x GD x Perdas em cada configuração.

O montante de GD inserido no alimentador, inicialmente igual a zero no caso base, passa ao valor máximo permitido de 4,82 MW, esse montante equivale a 1,40 kW instalado por UC. Como nessa situação não foram exigidas modificações no alimentador, não existem custos com substituições de equipamentos.

Ocorrendo substituições de equipamentos, na simulação em que todos os transformadores de distribuição foram substituídos, o montante de GD passa a ser de 6,03 MW, totalizando 1,75 kW instalado por UC. O custo desta modificação é igual a R\$114.528,36, o que representa um custo de 94,65 R\$/kW adicional.

Esse custo aumenta significativamente quando existe novamente a necessidade de substituição dos transformadores de distribuição, sendo igual a R\$270.169,43. Nessa configuração o custo equivale a 129,89 R\$/kW adicional, um aumento de 37,2% em relação à situação anterior. Por sua vez, o montante de GD no alimentador aumenta apenas 14,4% em relação à situação anterior, passando a ser igual a 6,90 MW.

A (Tabela 4.13) apresenta os custos médios de expansão da CEB (ANEEL, 2012). Observa-se que o custo médio de expansão do nível de tensão de 13,8 kV é igual a R\$200,53, esse valor é superior a ambos os valores calculados para o kW adicional de GD no alimentador em estudo, 94,65 R\$/kW e 129,89 R\$/kW.

Tabela 4.13 – Custos médios de expansão – CEB.

Faixa de tensão	R\$/kW
A2	53,57
A3	158,49
MT	200,53
BT	202,31

O quilowatt gerado pela GD pode ser utilizado para atendimento de outras cargas da distribuidora, evitando investimentos em expansão da rede. Esse quilowatt de GD, no caso estudado, terá um preço menor do que o custo de expansão da rede.

5. CONCLUSÕES

A sociedade atual exige um nível crescente de conforto a cada dia, isso resulta em uma crescente utilização de equipamentos e máquinas elétricas, nem sempre eficientes. Conseqüentemente, tem-se observado, e espera-se, um aumento considerável no consumo energético mundial.

Paralelamente, a cada dia aumentam as exigências ambientais, com tendência a se valorizar o uso de fontes renováveis na produção de energia. O aumento no aproveitamento das fontes solar e eólica nos últimos anos mostra bem essa tendência. As tecnologias de GD que utilizam as fontes solar fotovoltaica e eólica e que até bem pouco tempo atrás somente eram utilizadas em sistemas isolados da rede elétrica, tornam-se alternativas cada vez mais atraentes para compor a matriz energética brasileira.

Observa-se ainda um aumento considerável nos montantes de GD conectada à rede de distribuição. A cada dia aumenta também o desempenho dos sistemas de GD conectados à rede, reduzindo os custos de geração.

As simulações realizadas mostram que a interligação da GD causa impactos nas redes de distribuição, tais como alterações nos níveis de perdas técnicas e na qualidade da energia, alterações na estabilidade do sistema, nos padrões de regulação de tensão, nos níveis de corrente de curto-circuito, no carregamento de condutores e transformadores de distribuição, dentre outros.

Dependendo da quantidade de GD inserida na rede, os impactos podem ser positivos ao sistema elétrico, reduzindo as perdas e alterando o carregamento dos condutores e transformadores para valores mais próximos dos nominais. Essas alterações beneficiam a distribuidora, aliviando os carregamentos das redes de distribuição, prorrogam investimentos e liberam a capacidade adicional de potência para utilização em outro ponto da rede. Beneficiam a sociedade em geral à medida que reduzem os níveis de perdas elétricas e os custos de transporte da energia para os centros de carga, reduzindo o valor pago pela mesma pelos consumidores.

Portanto, é importante que seja analisado o que cada impacto representa, tanto tecnicamente quanto em relação aos seus custos, para que as redes de distribuição não sejam empecilho à inserção da GD.

Devido à conexão de montantes crescentes de GD à rede de distribuição, um criterioso planejamento prévio é exigido. O planejamento das redes de distribuição passa a exigir profundas mudanças, tanto no projeto, quanto no dimensionamento, sistema de operação e controle. Há a necessidade, inclusive, de se rever e, caso necessário, alterar e adaptar as redes de distribuição existentes hoje em dia. As intervenções na rede são necessárias para que não ocorram violações nos parâmetros nominais dos equipamentos.

A possível alteração do fluxo tradicional de potência, isto é, indo da subestação para as cargas, exige alterações nos critérios técnicos de planejamento e operação das redes de distribuição, inclusive havendo a necessidade de ocorrerem alterações nos regulamentos que regem o setor.

Além dos benefícios mencionados, a substituição de transformadores de distribuição por outros de maiores potências nominais possibilita um grande incremento na capacidade de inclusão de GD, possibilitando, em alguns casos, suprir localmente toda a carga instalada no alimentador.

As normas técnicas de planejamento e construção de redes devem considerar o estudo das melhores localizações para a instalação de transformadores com maiores potências nominais. É necessário que exista uma uniformização dos padrões de interconexão, de forma a garantir a segurança e a confiabilidade, tanto do sistema elétrico da distribuidora, quanto da instalação de GD, visto que os distúrbios causados por uma instalação podem provocar reflexos em outra.

No presente trabalho, foram calculados os fluxos de potência de um alimentador real utilizando várias configurações e formas de inserção da GD. As simulações mostram que, devido à regra prática geral de se utilizar o critério de queda de tensão para o dimensionamento de condutores, normalmente os mesmos têm seção reta maior do que teriam caso o dimensionamento fosse feito utilizando-se o critério de capacidade de condução de corrente. Logo, em situação de carga nominal, os condutores não estão em seu limite térmico, visto que estão

superdimensionados para esse critério, permitindo a inserção de um grande montante de GD apenas utilizando-se a capacidade disponível.

A simulação inserindo uma GD de 5 kW por UC apresentou várias violações nos parâmetros nominais, tanto nos transformadores de distribuição quanto nos condutores, porém, o montante inserido é um número muito superior à potência de GD que iguala o consumo mensal médio por UC, considerado igual a 300 kWh. Para essa geração mensal, considera-se uma potência de GD igual a 2 kW por UC.

De forma geral, não é vantajoso para uma UC instalar GD em potência muito superior à que igualaria seu consumo interno mensal de energia elétrica, visto que o regulamento atual considera apenas a compensação futura da energia injetada na rede pela UC. Considerando-se o montante de 2 kW por UC, as restrições no alimentador sempre ocorrem nos transformadores de distribuição.

O cálculo do valor máximo de inserção de GD utilizando-se a configuração original do alimentador, inserindo-se GD em todas as UCs que possuem perfis residenciais, isto é, possuem capacidade de instalação de painéis fotovoltaicos, mostra uma potência máxima igual a 1,40 kW por UC, totalizando 4,82 MW no alimentador. Como nessa configuração não foram exigidas modificações no alimentador, não existem custos com substituições de equipamentos.

Regra geral, substituindo-se os transformadores de distribuição por outros de maiores potências nominais, é possível aumentar o montante de GD que pode ser inserido na rede. Nos cálculos do fluxo de potência do alimentador, substituindo-se todos os transformadores de distribuição, foi possível aumentar o montante de GD para 6,03 MW, totalizando 1,75 kW instalado por UC. Esta GD adicional na rede foi possível investindo-se R\$114.528,36 com custos de substituições de equipamentos, resultando em um custo de 94,65 R\$/kW adicional.

O cálculo do fluxo de potência considerando uma GD igual a 2 kW por UC, mostra que, a nova substituição dos transformadores de distribuição exigida para que não ocorram transgressões nos carregamento desses, aumentam de forma crescente os custos do quilowatt adicional de GD. Os custos aumentam significativamente, passando a 129,89 R\$/kW adicional, um aumento de 37,2%. Por sua vez, o montante de GD no alimentador aumenta apenas 14,4%, passando a

6,90 MW, em relação à configuração onde os transformadores são substituídos apenas uma vez.

Por fim, observa-se que o custo médio de expansão pode ser superior ao valor calculado para o kW adicional de GD. No alimentador em estudo, 94,65 R\$/kW e 129,89 R\$/kW, os custos do quilowatt adicional de GD e R\$200,53 R\$/kW, o custo médio de expansão. Dependendo da configuração do alimentador e do momento que ocorre a GD, o quilowatt gerado evita investimentos em expansão das redes e, nesse caso, pode ser uma alternativa interessante do ponto de vista econômico.

As perdas elétricas no alimentador, na configuração original do mesmo, antes da inserção de GD totalizam 0,100 MW. Este montante é reduzido para 0,072 MW após a inserção da GD, porém, essa redução ocorre apenas quando é inserida a GD máxima permitida utilizando-se a configuração original do alimentador, isto é, antes das substituições dos transformadores de distribuição.

O montante de perdas aumenta a 0,150 MW, quando são substituídos os transformadores e inserido na rede a potência de 2 kW por UC. Porém, em valores absolutos, o aumento no nível de perdas é bem reduzido em comparação aos benefícios provocados pelo montante adicional de GD inserida no alimentador.

Visando aprimorar as contribuições apresentadas, os seguintes trabalhos futuros são sugeridos:

- Verificar como as substituições dos transformadores de distribuição sugeridos neste trabalho impactam nos níveis de perdas e nos parâmetros de proteção da rede;
- Considerar tanto nos cálculos da GD quanto nos custos, a modelagem dos ramais de baixa tensão;
- Verificar como a depreciação dos equipamentos substituídos da rede de distribuição altera o custo do quilowatt adicional de GD;
- Estudar o comportamento do custo do quilowatt adicional de GD utilizando-se outras configurações de redes de distribuição;
- Comparar os ganhos da GD com os custos para implantá-la considerando, simultaneamente, a variação das perdas elétricas, a carga

aliviada no alimentador e os custos com modificações na rede de distribuição;

- Verificar a existência de um valor ótimo permitido para inserção de GD à rede de distribuição, visando proposta de alteração nos regulamentos vigentes.

Por fim, espera-se que este estudo tenha contribuído para melhor entendimento dos impactos e benefícios causados nas redes de distribuição em virtude da conexão da geração distribuída.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- ABREU, Yolanda Vieira de; OLIVEIRA, Marco Aurélio Gonçalves de; GUERRA, Sinclair Mallet Guy. Energia, economia, rotas tecnológicas. Textos selecionados. Universidade de Málaga, Espanha, 2006.
- ALBUQUERQUE, Fábio L. de; et al. Análise dos Efeitos da Geração Distribuída em Sistemas Elétricos de Potência Sob O Enfoque da Qualidade de Energia Elétrica. Aracaju. SBQEE, 2003.
- ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica. Atlas de energia elétrica do Brasil. 3. ed. – Brasília, 2008
- ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica. NOTA TÉCNICA Nº 0126/2010-SRE/SRD/ANEEL – de 25 de novembro de 2010. BRASÍLIA. 2010. Disponível em http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/audiencia/arquivo/2010/120/documento/nota_tecnica_0126_srd_sre_aneel.pdf. Acesso em 24 de junho de 2012.
- ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica. Audiência Pública 042/2012 – Obter subsídios para o aprimoramento da revisão tarifária da CEB Distribuição. ANEEL. BRASÍLIA 2012. Disponível em http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/audiencia/dspListaResultado.cfm?attAnoAud=2012&attIddeAud=668&attAnoFasAud=2012&id_area=13. Acesso em 08 mai 2013.
- ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica. PRODIST – Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional. ANEEL. BRASÍLIA 2012. Disponível em <http://www.aneel.gov.br/area.cfm?idArea=82>. Acesso em 20 set 2012.
- Além de Grandes Hidrelétricas – Políticas para Fontes Renováveis de Energia Elétrica no Brasil. WWF, 2012.
- BRASIL. Ministério de Minas e Energia (MME); Empresa de Pesquisa Energética (EPE). *Balanco energético nacional (BEN) 2012 – Ano base 2011*. Brasília 2012. Disponível em <www.ben.epe.gov.br>. Acesso em: 3 mai 2013.
- CAAMAÑO-Martín E.; et al. Interaction Between Photovoltaic Distributed Generation and Electricity Networks. Progress in Photovoltaics: Research and Applications. Aracaju. SBQEE, 2008.
- CÂMARA DOS DEPUTADOS. Energias renováveis: riqueza sustentável ao alcance da sociedade. Brasília. Câmara dos Deputados, Edições Câmara, 2012.
- CLEMENTINO Luiz D. A Conservação de Energia por meio da Cogeração de Energia Elétrica. Editora Érica. 2001.
- IEA – International Energy Agency. *Key world energy statistics 2012*. Disponível em: <www.iea.org>. Acesso em: 03 mai 2013.
- IEA-PVPS - International Energy Agency - Photovoltaic Power Systems Programme. *Grid-connected photovoltaic power systems: Survey of inverter and related protection*

equipments. Task V – Report IEA-PVPS T5-05: 2002. Disponível em: <www.iea-pvps.org>. Acesso em: 4 mai 2011.

_____. *Impacts of Power Penetration from Photovoltaic Power Systems in Distribution Networks*. Task V – Report IEA PVPS T5-10: 2002. Disponível em: <www.ieapvps.org>. Acesso em: 4 mai 2011.

_____. *Trends in photovoltaic applications: Survey report of selected IEA countries between 1992 and 2008*. Report IEA-PVPS T1-17: 2008. Disponível em: <www.ieapvps.org>. Acesso em: 4 mai 2011.

IEEE – The Institute of Electrical and Electronics Engineers. *Std 519-1992: IEEE Recommended Practices and Requirements for Harmonic Control in Electrical Power Systems*. 1992. Disponível em: <ieeexplore.ieee.org>. Acesso em: 29 dez 2008.

_____. *Std 929-2000: IEEE Recommended Practice for Utility Interface of Photovoltaic (PV) Systems*. 2000. Disponível em: <ieeexplore.ieee.org>. Acesso em: 29 dez 2008.

_____. *Std 1547-2003: IEEE Standard for Interconnecting Distributed Resources with Electric Power Systems*. 2003. Disponível em: <ieeexplore.ieee.org>. Acesso em: 29 dez 2008.

JÚNIOR, Jair U., *Sistemas Fotovoltaicos Conectados a Redes de Distribuição Urbanas: Sua Influência na Qualidade da Energia Elétrica e Análise dos Parâmetros Que Possam Afetar a Conectividade*. Tese Engenharia Elétrica, 2010.

LEÃO Ruth P. S. *GTD – Geração, Transmissão e Distribuição de Energia Elétrica*. Centro de Tecnologia. UFC. 2009.

LOPES Ricardo. A., *Energia Solar Para Produção de Eletricidade*. Editora Artliber, 2012.

LORA, Electo E.S.; HADDAD, Jamil. *Geração Distribuída: Aspectos Tecnológicos, Ambientais e Institucionais*. Editora Interciência. 2006.

MAMEDE FILHO, J. *Instalações Elétricas Industriais*. 7ª edição. Editora LTC, RJ, 2007.

McGRANAGHAN, M.; ORTMAYER, T.; CRUDELE, D.; KEY, T.; SMITH, J.; BARKER, P. *Renewable Systems Interconnection Study: Advanced Grid Planning and Operations*. Sandia Report SAND2008-0944 P. Sandia National Laboratories, 2008. Disponível em: <www1.eere.energy.gov/solar/solar_america/rsi.html>. Acesso em: 20 jan 2012.

Norma Técnica de Distribuição – NTD 1.02 – Critérios para Projeto de Redes Aéreas Urbanas Convencionais (Redes Aéreas Nuas). 2ª Edição, 2002. Companhia Energética de Brasília – CEB. Disponível em: <www.ceb.com.br>. Acesso em: 24 jun 2012.

PHOTON INTERNATIONAL – *The Solar Power Magazine*. 2010. Disponível em: <www.photon-international.com>. Acesso em: 18 set 2012.

PV-UP-SCALE – *PV in Urban Policies – Strategic and Comprehensive Approach for Longterm Expansion. Case-studies: Jyosai Town PV Demonstration Area*. 2008. Disponível em: <www.puupscale.org>. Acesso em: 4 mai 2012.

_____. *WP3 – Deliverable 3.6: Planning for Urban Scale Photovoltaic Systems*. 2008. Disponível em: <www.pvupscale.org>. Acesso em: 4 mai 2012.

_____. *WP4 – Deliverable 4.1: State-of-the-art on dispersed PV power generation: publications review on the impacts of PV Distributed Generation and Electricity networks*. 2007. Disponível em: <www.pvupscale.org>. Acesso em: 4 mai 2012.

_____. *WP4 – Deliverable 4.2: Utilities experience and perception of PV distributed generation*. 2007. Disponível em: <www.pvupscale.org>. Acesso em: 4 mai 2012.

_____. *WP4 – Deliverable 4.3: Impact of photovoltaic generation on power quality in urban areas with high PV population*. 2007. Disponível em: <www.pvupscale.org>. Acesso em: 4 mai 2012.

_____. *WP4 – Deliverable 4.4: Recommendations for Utilities*. 2008. Disponível em: <www.pvupscale.org>. Acesso em: 4 mai 2012.

_____. *WP4 – Deliverable 4.5: Software Draft standard/guideline for grid connection of larger-scale or dense urban PV systems*. 2008. Disponível em: <www.pvupscale.org>. Acesso em: 4 mai 2012.

REIS Lineu. B. dos; *Geração de Energia Elétrica*. 2ª Edição. Editora Manole, 2011.

RÜTHER, Ricardo. *Edifícios solares fotovoltaicos: o potencial da geração solar fotovoltaica integrada a edificações urbanas e interligada à rede elétrica pública no Brasil*. Florianópolis. 2004.

SEVERINO, Mauro M. *Avaliação técnico-econômica de um sistema híbrido de geração distribuída para atendimento a comunidades isoladas da Amazônia*. Publicação PPGENE.TD 027/08. Tese (Doutorado em Engenharia Elétrica) - Departamento de Engenharia Elétrica, Universidade de Brasília, Brasília, 2008.

SHAYANI, Rafael A. *Método para determinação do limite de penetração da geração distribuída fotovoltaica em redes radiais de distribuição*. Publicação PPGENE.TD – 051/10. Tese (Doutorado em Engenharia Elétrica) – Departamento de Engenharia Elétrica, Universidade de Brasília, Brasília, 2010.

SHAYANI, Rafael A.; OLIVEIRA, Marco Aurélio Gonçalves de; CAMARGO, Ivan Marques de Toledo. *Comparação do Custo entre Energia Solar Fotovoltaica e Fontes Convencionais*. In: *V Congresso Brasileiro de Planejamento Energético*. SBPE: 2006.

ZILLES, Roberto; et al. *Sistemas Fotovoltaicos Conectados à Rede Elétrica*. São Paulo. Oficina de Textos, 2012.

ANEXOS

A – DESCRIÇÃO DETALHADA DO ALIMENTADOR TG01

Tabela A.1 – Identificação e potência dos transformadores do alimentador TG01.

Barra	Potência (kVA)	Perfil de carga
2	150	Comercial
3	150	Comercial
4	75	Comercial
5	75	Comercial
6	75	Comercial
7	75	Comercial
9	75	Residencial
10	112,5	Residencial
11	112,5	Residencial
12	75	Residencial
13	75	Residencial
14	30	Comercial
16	225	Comercial
17	112,5	Comercial
19	75	Residencial
20	112,5	Residencial
21	112,5	Residencial
22	75	Residencial
23	112,5	Residencial
24	150	Comercial
26	75	Residencial
28	112,5	Comercial
30	150	Residencial
31	75	Residencial
32	112,5	Residencial
33	150	Residencial
34	75	Residencial
35	75	Comercial
36	112,5	Comercial
39	150	Residencial
41	75	Comercial
42	75	Comercial
43	150	Residencial
45	150	Comercial
46	112,5	Residencial
47	150	Residencial
48	112,5	Residencial
49	75	Residencial
50	75	Comercial
52	150	Comercial
53	75	Comercial
56	150	Residencial
58	75	Comercial

Barra	Potência (kVA)	Perfil de carga
59	112,5	Residencial
61	75	Comercial
62	112,5	Residencial
64	75	Residencial
65	75	Residencial
66	150	Residencial
67	112,5	Residencial
68	112,5	Residencial
69	112,5	Residencial
70	112,5	Residencial
71	112,5	Comercial
72	75	Comercial
74	75	Comercial
75	112,5	Comercial
76	30	Comercial
77	112,5	Comercial
78	112,5	Comercial
79	150	Comercial
80	75	Comercial
81	75	Comercial
82	75	Comercial
83	75	Comercial
84	225	Comercial
85	75	Comercial
86	75	Comercial
87	75	Comercial
88	45	Comercial
89	75	Comercial
90	112,5	Comercial
91	112,5	Comercial

Tabela A.2 – Comprimento e seção reta dos condutores do alimentador TG01.

Barra de origem	Barra de destino	Comprimento (m)	Seção reta (AWG)
SE	1	992	4/0
1	2	22	4/0
2	3	65	4/0
3	4	21	4/0
1	5	100	4/0
5	6	188	4/0
6	7	60	4/0
7	8	38	4/0
8	9	107	4
9	10	63	4
10	11	79	4
11	12	72	4
12	13	79	4
13	14	28	4
8	15	51	4/0
15	16	5	4
15	17	310	4/0
17	18	26	4/0
18	19	96	4
19	20	80	4
20	21	74	4
21	22	78	4
22	23	80	4
18	24	5	4/0
24	25	80	4/0
25	26	200	4
25	27	92	4/0
27	28	88	4/0
28	29	135	4/0
29	30	124	4
30	31	89	4
31	32	87	4
32	33	90	4
33	34	56	4
34	35	58	4
29	36	240	4/0
36	37	205	4/0
37	38	88	4
38	39	69	4
38	40	45	4
40	41	75	4
41	42	85	4
40	43	58	4
43	44	101	4
44	45	67	4

Barra de origem	Barra de destino	Comprimento (m)	Seção reta (AWG)
44	46	42	4
46	47	50	4
47	48	93	4
48	49	86	4
37	50	189	4/0
50	51	99	4/0
51	52	20	4
51	53	79	4/0
53	54	33	4/0
54	55	91	4
55	56	40	4
55	57	53	4
57	58	91	4
57	59	71	4
59	60	83	4
60	61	95	4
60	62	88	4
62	63	53	4
63	64	93	4
63	65	94	4
63	66	59	4
66	67	72	4
67	68	80	4
68	69	84	4
69	70	54	4
54	71	283	4/0
71	72	199	4/0
72	73	96	4/0
73	74	131	4
73	75	337	4/0
75	76	77	4/0
27	77	102	4/0
77	78	190	4/0
78	79	40	4/0
79	80	182	4/0
80	81	74	4/0
81	82	152	4/0
82	83	124	4/0
83	84	76	4/0
84	85	72	4/0
85	86	190	4/0
86	87	121	4/0
87	88	48	4/0
88	89	106	4/0
89	90	91	4/0
90	91	62	4/0

B – RESULTADO DO FLUXO DE POTÊNCIA PARA O ALIMENTADOR TG01 DIAS ÚTEIS – CASO BASE

Converged in 0.11 seconds

System Summary

How many?		How much?	P (MW)	Q (MVar)
Buses	124	Total Gen Capacity	300.0	0.0 to 0.0
Generators	1	On-line Capacity	300.0	0.0 to 0.0
Committed Gens	1	Generation (actual)	5.2	2.3
Loads	73	Load	5.1	2.2
Fixed	73	Fixed	5.1	2.2
Dispatchable	0	Dispatchable	-0.0 of -0.0	-0.0
Shunts	0	Shunt (inj)	-0.0	0.0
Branches	123	Losses (I ² * Z)	0.10	0.14
Transformers	32	Branch Charging (inj)	-	0.0
Inter-ties	0	Total Inter-tie Flow	0.0	0.0
Areas	1			

	Minimum	Maximum
Voltage Magnitude	0.979 p.u. @ bus 165	1.020 p.u. @ bus 1000
Voltage Angle	-1.51 deg @ bus 156	0.00 deg @ bus 1000
P Losses (I ² *R)	-	0.05 MW @ line 1000-1
Q Losses (I ² *X)	-	0.07 MVar @ line 1000-1

Bus Data

Bus #	Voltage		Generation		Load	
	Mag(pu)	Ang(deg)	P (MW)	Q (MVar)	P (MW)	Q (MVar)
1000	1.020	0.000	5.17	2.30	-	-
1	1.007	-0.414	-	-	-	-
2	1.007	-0.414	-	-	0.14	0.06
3	1.007	-0.416	-	-	0.14	0.06
4	1.007	-0.416	-	-	0.07	0.03
5	1.006	-0.453	-	-	0.07	0.03
6	1.004	-0.527	-	-	0.07	0.03
7	1.003	-0.550	-	-	0.07	0.03
8	1.003	-0.564	-	-	-	-
9	1.003	-0.563	-	-	-	-
10	1.002	-0.562	-	-	-	-
11	1.002	-0.562	-	-	-	-
12	1.002	-0.561	-	-	-	-
13	1.002	-0.561	-	-	-	-
14	1.002	-0.561	-	-	0.03	0.01
15	1.002	-0.583	-	-	-	-
16	1.002	-0.583	-	-	0.21	0.09
17	0.999	-0.690	-	-	0.10	0.04

18	0.999	-0.699	-	-	-	-
19	0.999	-0.698	-	-	-	-
20	0.998	-0.697	-	-	-	-
21	0.998	-0.697	-	-	-	-
22	0.998	-0.696	-	-	-	-
23	0.998	-0.696	-	-	-	-
24	0.999	-0.701	-	-	0.14	0.06
25	0.998	-0.725	-	-	-	-
26	0.998	-0.725	-	-	-	-
27	0.997	-0.754	-	-	-	-
28	0.997	-0.771	-	-	0.10	0.04
29	0.996	-0.796	-	-	-	-
30	0.996	-0.794	-	-	-	-
31	0.995	-0.793	-	-	-	-
32	0.995	-0.792	-	-	-	-
33	0.995	-0.791	-	-	-	-
34	0.995	-0.791	-	-	-	-
35	0.995	-0.791	-	-	0.07	0.03
36	0.995	-0.835	-	-	0.10	0.04
37	0.994	-0.867	-	-	-	-
38	0.993	-0.864	-	-	-	-
39	0.993	-0.864	-	-	-	-
40	0.993	-0.863	-	-	-	-
41	0.993	-0.862	-	-	0.07	0.03
42	0.993	-0.862	-	-	0.07	0.03
43	0.993	-0.861	-	-	-	-
44	0.993	-0.859	-	-	-	-
45	0.993	-0.859	-	-	0.14	0.06
46	0.993	-0.859	-	-	-	-
47	0.992	-0.859	-	-	-	-
48	0.992	-0.858	-	-	-	-
49	0.992	-0.858	-	-	-	-
50	0.993	-0.887	-	-	0.07	0.03
51	0.993	-0.896	-	-	-	-
52	0.993	-0.896	-	-	0.14	0.06
53	0.993	-0.903	-	-	0.07	0.03
54	0.993	-0.906	-	-	-	-
55	0.992	-0.903	-	-	-	-
56	0.992	-0.903	-	-	-	-
57	0.992	-0.901	-	-	-	-
58	0.992	-0.901	-	-	0.07	0.03
59	0.992	-0.899	-	-	-	-
60	0.991	-0.897	-	-	-	-
61	0.991	-0.897	-	-	0.07	0.03
62	0.991	-0.896	-	-	-	-
63	0.991	-0.895	-	-	-	-
64	0.991	-0.894	-	-	-	-
65	0.991	-0.894	-	-	-	-
66	0.991	-0.894	-	-	-	-
67	0.991	-0.893	-	-	-	-
68	0.990	-0.892	-	-	-	-
69	0.990	-0.892	-	-	-	-
70	0.990	-0.892	-	-	-	-
71	0.992	-0.915	-	-	0.10	0.04
72	0.992	-0.920	-	-	0.07	0.03

73	0.992	-0.921	-	-	-	-
74	0.992	-0.921	-	-	0.07	0.03
75	0.992	-0.925	-	-	0.10	0.04
76	0.992	-0.925	-	-	0.03	0.01
77	0.997	-0.766	-	-	0.10	0.04
78	0.996	-0.786	-	-	0.10	0.04
79	0.996	-0.790	-	-	0.14	0.06
80	0.996	-0.805	-	-	0.07	0.03
81	0.995	-0.811	-	-	0.07	0.03
82	0.995	-0.823	-	-	0.07	0.03
83	0.995	-0.831	-	-	0.07	0.03
84	0.995	-0.836	-	-	0.21	0.09
85	0.995	-0.839	-	-	0.07	0.03
86	0.994	-0.847	-	-	0.07	0.03
87	0.994	-0.851	-	-	0.07	0.03
88	0.994	-0.852	-	-	0.04	0.02
89	0.994	-0.854	-	-	0.07	0.03
90	0.994	-0.856	-	-	0.10	0.04
91	0.994	-0.857	-	-	0.10	0.04
109	0.991	-1.113	-	-	0.03	0.01
110	0.991	-1.140	-	-	0.04	0.02
111	0.991	-1.139	-	-	0.04	0.02
112	0.991	-1.112	-	-	0.03	0.01
113	0.991	-1.111	-	-	0.03	0.01
119	0.987	-1.252	-	-	0.03	0.01
120	0.987	-1.279	-	-	0.04	0.02
121	0.987	-1.279	-	-	0.04	0.02
122	0.987	-1.251	-	-	0.03	0.01
123	0.987	-1.278	-	-	0.04	0.02
126	0.986	-1.280	-	-	0.03	0.01
130	0.985	-1.400	-	-	0.06	0.03
131	0.984	-1.351	-	-	0.03	0.01
132	0.984	-1.378	-	-	0.04	0.02
133	0.984	-1.397	-	-	0.06	0.03
134	0.983	-1.349	-	-	0.03	0.01
139	0.982	-1.472	-	-	0.06	0.03
143	0.982	-1.470	-	-	0.06	0.03
146	0.981	-1.448	-	-	0.04	0.02
147	0.981	-1.468	-	-	0.06	0.03
148	0.981	-1.448	-	-	0.04	0.02
149	0.981	-1.420	-	-	0.03	0.01
156	0.981	-1.512	-	-	0.06	0.03
159	0.980	-1.490	-	-	0.04	0.02
162	0.980	-1.487	-	-	0.04	0.02
164	0.979	-1.458	-	-	0.03	0.01
165	0.979	-1.458	-	-	0.03	0.01
166	0.980	-1.505	-	-	0.06	0.03
167	0.979	-1.485	-	-	0.04	0.02
168	0.979	-1.484	-	-	0.04	0.02
169	0.979	-1.484	-	-	0.04	0.02
170	0.979	-1.484	-	-	0.04	0.02
Total:			5.17	2.30	5.07	2.16

Branch Data								
Brnch #	From Bus	To Bus	From Bus P (MW)	Injection Q (MVar)	To Bus P (MW)	Injection Q (MVar)	Loss (I ² * Z)	
							P (MW)	Q (MVar)
1	1000	1	5.17	2.30	-5.13	-2.24	0.048	0.07
2	1	2	0.35	0.15	-0.35	-0.15	0.000	0.00
3	2	3	0.21	0.09	-0.21	-0.09	0.000	0.00
4	3	4	0.07	0.03	-0.07	-0.03	0.000	0.00
5	1	5	4.78	2.09	-4.78	-2.09	0.004	0.01
6	5	6	4.71	2.06	-4.70	-2.05	0.008	0.01
7	6	7	4.63	2.02	-4.63	-2.01	0.002	0.00
8	7	8	4.56	1.98	-4.56	-1.98	0.001	0.00
9	8	9	0.21	0.09	-0.21	-0.09	0.000	0.00
10	9	10	0.18	0.08	-0.18	-0.08	0.000	0.00
11	10	11	0.13	0.06	-0.13	-0.06	0.000	0.00
12	11	12	0.09	0.04	-0.09	-0.04	0.000	0.00
13	12	13	0.06	0.02	-0.06	-0.02	0.000	0.00
14	13	14	0.03	0.01	-0.03	-0.01	0.000	0.00
15	8	15	4.35	1.89	-4.35	-1.89	0.002	0.00
16	15	16	0.21	0.09	-0.21	-0.09	0.000	0.00
17	15	17	4.14	1.80	-4.13	-1.79	0.010	0.01
18	17	18	4.03	1.74	-4.03	-1.74	0.001	0.00
19	18	19	0.19	0.08	-0.19	-0.08	0.000	0.00
20	19	20	0.16	0.07	-0.16	-0.07	0.000	0.00
21	20	21	0.12	0.05	-0.12	-0.05	0.000	0.00
22	21	22	0.07	0.03	-0.07	-0.03	0.000	0.00
23	22	23	0.04	0.02	-0.04	-0.02	0.000	0.00
24	18	24	3.84	1.66	-3.84	-1.66	0.000	0.00
25	24	25	3.70	1.60	-3.70	-1.60	0.002	0.00
26	25	26	0.03	0.01	-0.03	-0.01	0.000	0.00
27	25	27	3.67	1.58	-3.66	-1.58	0.002	0.00
28	27	28	2.31	1.00	-2.31	-1.00	0.001	0.00
29	28	29	2.21	0.96	-2.20	-0.95	0.001	0.00
30	29	30	0.29	0.13	-0.29	-0.13	0.000	0.00
31	30	31	0.23	0.10	-0.23	-0.10	0.000	0.00
32	31	32	0.20	0.09	-0.20	-0.09	0.000	0.00
33	32	33	0.16	0.07	-0.16	-0.07	0.000	0.00
34	33	34	0.10	0.04	-0.10	-0.04	0.000	0.00
35	34	35	0.07	0.03	-0.07	-0.03	0.000	0.00
36	29	36	1.91	0.83	-1.91	-0.83	0.002	0.00
37	36	37	1.81	0.78	-1.81	-0.78	0.001	0.00
38	37	38	0.57	0.25	-0.57	-0.25	0.000	0.00
39	38	39	0.06	0.03	-0.06	-0.03	0.000	0.00
40	38	40	0.51	0.22	-0.51	-0.22	0.000	0.00
41	40	41	0.14	0.06	-0.14	-0.06	0.000	0.00
42	41	42	0.07	0.03	-0.07	-0.03	0.000	0.00
43	40	43	0.38	0.16	-0.38	-0.16	0.000	0.00
44	43	44	0.32	0.14	-0.32	-0.14	0.000	0.00
45	44	45	0.14	0.06	-0.14	-0.06	0.000	0.00
46	44	46	0.18	0.08	-0.18	-0.08	0.000	0.00

47	46	47	0.13	0.06	-0.13	-0.06	0.000	0.00
48	47	48	0.07	0.03	-0.07	-0.03	0.000	0.00
49	48	49	0.03	0.01	-0.03	-0.01	0.000	0.00
50	37	50	1.23	0.53	-1.23	-0.53	0.001	0.00
51	50	51	1.16	0.50	-1.16	-0.50	0.000	0.00
52	51	52	0.14	0.06	-0.14	-0.06	0.000	0.00
53	51	53	1.03	0.44	-1.03	-0.44	0.000	0.00
54	53	54	0.96	0.41	-0.96	-0.41	0.000	0.00
55	54	55	0.58	0.25	-0.58	-0.25	0.000	0.00
56	55	56	0.06	0.03	-0.06	-0.03	0.000	0.00
57	55	57	0.52	0.23	-0.52	-0.23	0.000	0.00
58	57	58	0.07	0.03	-0.07	-0.03	0.000	0.00
59	57	59	0.45	0.20	-0.45	-0.20	0.000	0.00
60	59	60	0.41	0.18	-0.41	-0.18	0.000	0.00
61	60	61	0.07	0.03	-0.07	-0.03	0.000	0.00
62	60	62	0.34	0.15	-0.34	-0.15	0.000	0.00
63	62	63	0.30	0.13	-0.30	-0.13	0.000	0.00
64	63	64	0.03	0.01	-0.03	-0.01	0.000	0.00
65	63	65	0.03	0.01	-0.03	-0.01	0.000	0.00
66	63	66	0.24	0.10	-0.24	-0.10	0.000	0.00
67	66	67	0.18	0.08	-0.18	-0.08	0.000	0.00
68	67	68	0.13	0.06	-0.13	-0.06	0.000	0.00
69	68	69	0.09	0.04	-0.09	-0.04	0.000	0.00
70	69	70	0.04	0.02	-0.04	-0.02	0.000	0.00
71	54	71	0.37	0.16	-0.37	-0.16	0.000	0.00
72	71	72	0.27	0.11	-0.27	-0.11	0.000	0.00
73	72	73	0.20	0.09	-0.20	-0.09	0.000	0.00
74	73	74	0.07	0.03	-0.07	-0.03	0.000	0.00
75	73	75	0.13	0.06	-0.13	-0.06	0.000	0.00
76	75	76	0.03	0.01	-0.03	-0.01	0.000	0.00
77	27	77	1.35	0.58	-1.35	-0.58	0.000	0.00
78	77	78	1.25	0.53	-1.25	-0.53	0.001	0.00
79	78	79	1.15	0.49	-1.15	-0.49	0.000	0.00
80	79	80	1.01	0.43	-1.01	-0.43	0.000	0.00
81	80	81	0.94	0.40	-0.94	-0.40	0.000	0.00
82	81	82	0.87	0.37	-0.87	-0.37	0.000	0.00
83	82	83	0.80	0.34	-0.80	-0.34	0.000	0.00
84	83	84	0.73	0.31	-0.73	-0.31	0.000	0.00
85	84	85	0.52	0.22	-0.52	-0.22	0.000	0.00
86	85	86	0.46	0.19	-0.46	-0.19	0.000	0.00
87	86	87	0.39	0.16	-0.39	-0.16	0.000	0.00
88	87	88	0.32	0.14	-0.32	-0.14	0.000	0.00
89	88	89	0.28	0.12	-0.28	-0.12	0.000	0.00
90	89	90	0.21	0.09	-0.21	-0.09	0.000	0.00
91	90	91	0.10	0.04	-0.10	-0.04	0.000	0.00
92	9	109	0.03	0.01	-0.03	-0.01	0.000	0.00
93	10	110	0.04	0.02	-0.04	-0.02	0.000	0.00
94	11	111	0.04	0.02	-0.04	-0.02	0.000	0.00

95	12	112	0.03	0.01	-0.03	-0.01	0.000	0.00
96	13	113	0.03	0.01	-0.03	-0.01	0.000	0.00
97	19	119	0.03	0.01	-0.03	-0.01	0.000	0.00
98	20	120	0.04	0.02	-0.04	-0.02	0.000	0.00
99	21	121	0.04	0.02	-0.04	-0.02	0.000	0.00
100	22	122	0.03	0.01	-0.03	-0.01	0.000	0.00
101	23	123	0.04	0.02	-0.04	-0.02	0.000	0.00
102	26	126	0.03	0.01	-0.03	-0.01	0.000	0.00
103	30	130	0.06	0.03	-0.06	-0.03	0.000	0.00
104	31	131	0.03	0.01	-0.03	-0.01	0.000	0.00
105	32	132	0.04	0.02	-0.04	-0.02	0.000	0.00
106	33	133	0.06	0.03	-0.06	-0.03	0.000	0.00
107	34	134	0.03	0.01	-0.03	-0.01	0.000	0.00
108	39	139	0.06	0.03	-0.06	-0.03	0.000	0.00
109	43	143	0.06	0.03	-0.06	-0.03	0.000	0.00
110	46	146	0.04	0.02	-0.04	-0.02	0.000	0.00
111	47	147	0.06	0.03	-0.06	-0.03	0.000	0.00
112	48	148	0.04	0.02	-0.04	-0.02	0.000	0.00
113	49	149	0.03	0.01	-0.03	-0.01	0.000	0.00
114	56	156	0.06	0.03	-0.06	-0.03	0.000	0.00
115	59	159	0.04	0.02	-0.04	-0.02	0.000	0.00
116	62	162	0.04	0.02	-0.04	-0.02	0.000	0.00
117	64	164	0.03	0.01	-0.03	-0.01	0.000	0.00
118	65	165	0.03	0.01	-0.03	-0.01	0.000	0.00
119	66	166	0.06	0.03	-0.06	-0.03	0.000	0.00
120	67	167	0.04	0.02	-0.04	-0.02	0.000	0.00
121	68	168	0.04	0.02	-0.04	-0.02	0.000	0.00
122	69	169	0.04	0.02	-0.04	-0.02	0.000	0.00
123	70	170	0.04	0.02	-0.04	-0.02	0.000	0.00
							-----	-----
						Total:	0.101	0.14