

DISSERTAÇÃO DE MESTRADO Nº 843

**INSERÇÃO DE MICROGERAÇÃO DISTRIBUÍDA NAS REDES DE BAIXA
TENSÃO: IMPLANTAÇÃO DE TELHADOS SOLARES - ESTUDO DE CASO REAL**

Marcio Eli Moreira de Souza

DATA DA DEFESA: 28/11/2014

Universidade Federal de Minas Gerais

Escola de Engenharia

Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica

**INSERÇÃO DE MICROGERAÇÃO DISTRIBUÍDA NAS REDES DE
BAIXA TENSÃO: IMPLANTAÇÃO DE TELHADOS SOLARES -
ESTUDO DE CASO REAL**

Marcio Eli Moreira de Souza

Dissertação de Mestrado submetida à Banca Examinadora designada pelo Colegiado do Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica da Escola de Engenharia da Universidade Federal de Minas Gerais, como requisito para obtenção do Título de Mestre em Engenharia Elétrica.

Orientadora: Profa. Maria Helena Murta Vale

Belo Horizonte - MG

Novembro de 2014

"Inserção de Microgeração Distribuída nas Redes de Baixa Tensão: Implantação de Telhados Solares - Estudo de Caso Real"

Marcio Eli Moreira de Souza

Dissertação de Mestrado submetida à Banca Examinadora designada pelo Colegiado do Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica da Escola de Engenharia da Universidade Federal de Minas Gerais, como requisito para obtenção do grau de Mestre em Engenharia Elétrica.

Aprovada em 28 de novembro de 2014.

Por:

Maria Helena Murta Vale

Prof. Dr^a. Maria Helena Murta Vale
DEE (UFMG) - Orientadora

Fernando Henrique Silveira

Prof. Dr. Fernando Henrique Silveira
DEE (UFMG)

Dr. Dely Oliveira Filho

Prof. Dr. Dely Oliveira Filho
DEA (UFV - Universidade Federal de Viçosa)

Rosilene Nietzsche Dias

Prof. Dr. Rosilene Nietzsche Dias
DEE (CEFET-MG)

Fabício Silveira Chaves

Prof. Dr. Fabrício Silveira Chaves
LRC (UFMG)

DEDICATÓRIA

Dedico este trabalho à minha esposa
Leziane e aos meus filhos Leonardo e
Anna Luiza

AGRADECIMENTOS

Em primeiro lugar agradeço à minha esposa Leziane, pelo apoio, compreensão e principalmente paciência. Companheira de uma vida, seu amor me move e me incentiva ao longo dos mais de 20 anos de convivência.

Agradeço aos meus filhos Leonardo e Anna Luiza que por muitas vezes foram privados de minha companhia durante o Mestrado.

À minha orientadora Professora Dra. Maria Helena pela dedicação, pelos preciosos ensinamentos e pela compreensão de sempre.

Finalmente, agradeço a CEMIG pela oportunidade de trabalho e disponibilização de tempo para dedicação ao mestrado e à Universidade Federal de Minas Gerias pelo programa de pós-graduação que nos permite aprofundar nossos conhecimentos.

RESUMO

O novo cenário do setor de geração de energia elétrica a partir das fontes incentivadas de energia, estabelecido pela agência reguladora do sistema elétrico brasileiro, trouxe às distribuidoras um panorama diferente e complexo para as atividades de expansão, operação e manutenção de suas redes e ativos.

A conexão dessas fontes de geração, consideradas como Geração Distribuída, uma vez que se conectam diretamente às redes de distribuição de baixa tensão ou média tensão representa um grande desafio. As redes de distribuição foram concebidas para operar de forma radial, ou seja, em sentido único de fluxo de potência e neste novo cenário passarão a operar em anel com duplo sentido de fluxo de potência.

Diante disso, é objetivo dessa dissertação discutir os impactos que a conexão de geração distribuída pode causar às redes de distribuição de energia elétrica de baixa tensão. Adicionalmente, são analisadas alternativas para mitigá-los, abordando de forma mais detalhada um caso real de conexão de unidades de geração fotovoltaica em um circuito de baixa tensão.

Palavras-chaves: Geração Distribuída, Baixa Tensão, Redes de Distribuição, Perfil de Tensão, Perdas Elétricas.

ABSTRACT

The new scenario of the Brazilian power generation sector, established by the national agency of electrical energy, considers a diverse portfolio of encouraged energy sources. This brought to distribution companies a different and complex outlook to expansion, operation and maintenance activities of their networks and assets.

The insertion of these generation sources, considered as Distributed Generation, once they are connected directly to the distribution networks of low voltage or medium voltage, represents a major challenge. Distribution networks are designed to operate in a radial way, i.e., in single power flow direction and this new scenario will operate in ring with double direction of power flow.

Thus, the goal of this dissertation is to discuss the impacts of the connection of distributed generation to low voltage distribution networks. Also, it indicates alternatives to mitigate these impacts, addressing in more detail a real case of connection of photovoltaic generation units at a low voltage circuit.

Keywords: Distributed Generation, Low Voltage, Distribution Network, Voltage Profile, Power Losses.

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	1
2	CONTEXTUALIZAÇÃO DO TEMA	4
2.1	CONSIDERAÇÕES INICIAIS.....	4
2.2	GERAÇÃO DISTRIBUÍDA.....	4
2.3	TIPOS DE GD APLICADOS A BT	8
2.3.1	<i>Microturbina</i>	8
2.3.2	<i>Micro Centrais Hidrelétricas (mCH)</i>	10
2.3.3	<i>Aerogeradores de Pequeno Porte</i>	11
2.3.4	<i>Painéis Solares Fotovoltaicos</i>	13
2.4	DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA.....	16
2.4.1	<i>Redes de Distribuição</i>	17
2.4.2	<i>Consumidores</i>	20
2.5	CONSIDERAÇÕES FINAIS.....	24
3	INSERÇÃO DE GD NAS REDES DE DISTRIBUIÇÃO – EQUACIONAMENTO BÁSICO E REVISÃO BIBLIOGRÁFICA	25
3.1	CONSIDERAÇÕES INICIAIS.....	25
3.2	O PROBLEMA DA INSERÇÃO DA GD A NÍVEL MUNDIAL.....	29
3.3	O PROBLEMA DA INSERÇÃO DE GD NO CONTEXTO BRASILEIRO	33
3.3.1	<i>Representação do Problema – Modelagem</i>	36
3.3.2	<i>Perfil de Tensão</i>	40
3.3.3	<i>Perdas Elétricas</i>	43
3.4	SOFTWARE UTILIZADO NAS SIMULAÇÕES.....	43
3.5	CONSIDERAÇÕES FINAIS.....	48
4	ANÁLISE DE SENSIBILIDADE DA INTEGRAÇÃO DA GD.....	49
4.1	CONSIDERAÇÕES INICIAIS.....	49
4.2	ESCOLHA DA REDE ELÉTRICA PARA ANÁLISE	49
4.3	ESTUDOS DE CASO – RESULTADOS DAS SIMULAÇÕES	55
4.3.1	<i>SIMULAÇÕES CONSIDERANDO TENSÃO AJUSTADA EM 13,68 KV</i>	61
4.3.2	<i>SIMULAÇÕES CONSIDERANDO TENSÃO AJUSTADA EM 13,8 KV</i>	64
4.3.3	<i>SIMULAÇÕES CONSIDERANDO TENSÃO AJUSTADA EM 14,21 KV</i>	67
4.4	ANÁLISE DOS RESULTADOS	73
4.5	CONSIDERAÇÕES FINAIS.....	74
5	ALTERNATIVAS PARA MITIGAÇÃO DOS IMPACTOS DA INSERÇÃO DE GD EM REDES DE BT	75

5.1	CONSIDERAÇÕES INICIAIS.....	75
5.2	ALTERNATIVAS DE MITIGAÇÃO NA EXPANSÃO.....	76
5.2.1	<i>RECONDUTORAMENTO</i>	77
5.2.2	<i>DIVISÃO DO CIRCUITO</i>	79
5.2.3	<i>TRANSFORMADOR DE DISTRIBUIÇÃO COM COMUTADOR DE TAPES</i>	82
5.3	ALTERNATIVAS DE MITIGAÇÃO NA OPERAÇÃO.....	90
5.3.1	<i>AJUSTE NA TENSÃO NO ALIMENTADOR</i>	91
5.3.2	<i>ATUAÇÃO DOS INVERSORES</i>	91
5.3.3	<i>COMANDOS PELA DISTRIBUIDORA – PROPOSTA</i>	93
5.4	CONSIDERAÇÕES FINAIS.....	96
6	CONCLUSÕES E PROPOSTAS DE CONTINUIDADE	98
	REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....	100

Lista de Figuras

Figura 2.1 – Fontes incentivadas objeto da Resolução 482/2012.....	6
Figura 2.2 – Componentes de um sistema de uma microturbina	9
Figura 2.3 – Casa de força de uma mCH.....	11
Figura 2.4 – Componentes de um aerogerador de pequeno porte.....	12
Figura 2.5 – Vista de aerogerador de 6 kW instalado na amazônia	13
Figura 2.6 – Exemplos de módulos fotovoltaicos	14
Figura 2.7 – Exemplo de casa com microgeração solar fotovoltaica.....	15
Figura 2.8 – Condomínio com microgeração solar fotovoltaica no bairro de Gröpelingen na Cidade de Bremen na Alemanha	16
Figura 2.9 – Exemplo de rede de distribuição aérea convencional	18
Figura 2.10 – Exemplo de rede de distribuição aérea compacta.....	18
Figura 2.11 – Exemplo de rede de distribuição aérea isolada.....	19
Figura 2.12 – Exemplo de rede de distribuição subterrânea	19
Figura 2.13 – Segregação do mercado de BT.....	21
Figura 2.14 – Curvas de carga de consumidor de BT	22
Figura 2.15 – Tarifas das distribuidoras brasileiras	23
Figura 3.1 – Evolução mundial de sistemas fotovoltaicos isolados e conectados.....	26
Figura 3.2 – Evolução das instalações fotovoltaicas entre 2000 e 2013.....	27
Figura 3.3 – Evolução da capacidade instalada mundial entre 2000 e 2013	27
Figura 3.4 – Evolução das publicações abordando o tema da inserção da GD	30
Figura 3.5 – Representação da rede de BT e o comportamento do perfil de tensão	31
Figura 3.6 – Topologia para interação entre a distribuidora e as UCGs.....	33
Figura 3.7 – Diagrama simplificado do sistema de conexão de uma UCG	37
Figura 3.8 – Diagrama do sistema simplificado com duas residências	39
Figura 3.9 – Perfil de tensão de uma rede de distribuição radial.....	41
Figura 3.10 – Tela de consulta do G-DIS: Trafo N° 4611	46
Figura 3.11 – (a) Propriedades da rede - (b) Propriedades da fonte.....	47
Figura 3.12 – Tela do Cyme com parâmetros do sistema de geração fotovoltaica ...	47
Figura 4.1 – Vista aérea da região onde se concentram as residências escolhidas .	50
Figura 4.2 – Dados do transformador de distribuição N° 4611	52
Figura 4.3 – Curva de carga do transformador de distribuição N° 4611	52
Figura 4.4 – Tela de entrada de dados de transformadores.....	53
Figura 4.5 – Tela de parâmetros do transformador N° 4611	53

Figura 4.6 – Tela de parâmetros da fonte	54
Figura 4.7 – Tela de parâmetros da carga residencial adotada	55
Figura 4.8 – Tela de parâmetros para carga do tipo residencial	55
Figura 4.9 – Pontos de interesse no circuito de BT do transformador N° 4611	57
Figura 4.10 – Parâmetros do módulo fotovoltaico adotado	58
Figura 4.11 – Curva de insolação utilizada para modelagem da geração	58
Figura 4.12 – Parâmetros do arranjo fotovoltaico utilizado	59
Figura 4.13 – Tela de parametrização dos limites de tensão	59
Figura 4.14 – Tensão verificada com e sem a presença de GD.....	60
Figura 4.15 – Tensão verificada com a presença de GD majorada	61
Figura 4.16 – Tensão verificada nos casos 1 a 9 – 13,68 kV	62
Figura 4.17 – Tensão verificada nos casos 10 a 18 – 13,68 kV	62
Figura 4.18 – Tensão verificada nos casos 19 a 27 – 13,68 kV	63
Figura 4.19 – Tensão verificada nos casos 28 a 36 – 13,68 kV	63
Figura 4.20 – Perdas elétricas totais verificadas – 13,68 kV	64
Figura 4.21 – Tensão verificada nos casos 1 a 9 – 13,8 kV	65
Figura 4.22 – Tensão verificada nos casos 10 a 18 – 13,8 kV	65
Figura 4.23 – Tensão verificada nos casos 19 a 27 – 13,8 kV	66
Figura 4.24 – Tensão verificada nos casos 28 a 36 – 13,8 kV	66
Figura 4.25 – Perdas elétricas totais verificadas – 13,8 kV	67
Figura 4.26 – Tensão verificada nos casos 1 a 9 – 14,21 kV	68
Figura 4.27 – Tensão verificada nos casos 10 a 18 – 14,21 kV	69
Figura 4.28 – Tensão verificada nos casos 19 a 27 – 14,21 kV	69
Figura 4.29 – Tensão verificada nos casos 28 a 36 – 14,21 kV	70
Figura 4.30 – Perdas elétricas totais verificadas – 14,21 kV	71
Figura 4.31 – Tensão no ponto de conexão em função da modelagem de carga – 13,8 kV	72
Figura 4.32 – Perdas totais em função da modelagem de carga	72
Figura 4.33 – Comparação entre os valores de tensão de referência.....	73
Figura 5.1 – Comparação das tensões antes e após recondutoramento – 13,8 kV ..	77
Figura 5.2 – Comparação das tensões antes e após recondutoramento – 14,21 kV	78
Figura 5.3 – Comportamento das perdas elétricas antes e após recondutoramento – 13,8 kV	79
Figura 5.4 – Nova topologia do circuito após realocação do transformador N° 4611	80

Figura 5.5 – Caso 6: Comportamento da tensão antes e após realocação do transformador N° 4611	81
Figura 5.6 – Caso 33: Comportamento das perdas antes e após realocação do transformador N° 4611	81
Figura 5.7 – Caso 6 – 13,8 kV: Comportamento da tensão antes e após comutação dos tapes do transformador.....	83
Figura 5.8 – Caso 6 – 14,21 kV: Comportamento da tensão antes e após comutação dos tapes do transformador.....	83
Figura 5.9 – Caso 6 – Comportamento das perdas totais	84
Figura 5.10 – Caso 15 – 13,8 kV: Comportamento da tensão antes e após comutação dos tapes do transformador	85
Figura 5.11 – Caso 15 – 14,21 kV: Comportamento da tensão antes e após comutação dos tapes do transformador	85
Figura 5.12 – Caso 15 – Comportamento das perdas totais	86
Figura 5.13 – Caso 24 – 13,8 kV: Comportamento da tensão antes e após comutação dos tapes do transformador	87
Figura 5.14 – Caso 24 – 14,21 kV: Comportamento da tensão antes e após comutação dos tapes do transformador	87
Figura 5.15 – Caso 24 – Comportamento das perdas totais	88
Figura 5.16 – Caso 33 – 13,8 kV: Comportamento da tensão antes e após comutação dos tapes do transformador	89
Figura 5.17 – Caso 33 – 14,21 kV: Comportamento da tensão antes e após comutação dos tapes do transformador	89
Figura 5.18 – Caso 33 – Comportamento das perdas totais	90
Figura 5.19 – Curva do FP em função da potência ativa de saída do inversor	92
Figura 5.20 – Limites operacionais de injeção/demanda de potência reativa para sistemas com potência nominal superior a 6 kW	93
Figura 5.21 – Fluxograma da metodologia de controle proposta	94
Figura 5.22 – Comportamento da tensão frente aos comandos da distribuidora – 14,21 kV	95
Figura 5.23 – Comportamento das perdas elétricas totais frente aos comandos da distribuidora.....	96

Lista de Tabelas

Tabela 2.1 – Níveis de tensão de conexão em função da potência	7
Tabela 2.2 – Consumo de energia elétrica por classe – Brasil [GWh]	21
Tabela 2.3 – Projeção do número de domicílios (mil), 2014 – 2023.....	22
Tabela 3.1 – Ações utilizadas na Alemanha.....	32
Tabela 3.2 – Limites de tensão nas residências.....	36
Tabela 4.1 – Distribuição das 20 residências selecionadas	51
Tabela 4.2 – Casos simulados	56
Tabela 5.1 – Resumo dos casos de maior relevância para os estudos	76

Lista de Siglas e Nomenclaturas

ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
BT	Baixa Tensão
CA	Corrente Alternada
CC	Corrente Contínua
CEMIG D	Cemig Distribuição S.A.
CERPCH	Centro Nacional de Referência em Pequenas Centrais Hidrelétricas
COD	Centro de Operação da Distribuição
DOE	<i>Department of Energy</i> (Departamento de Energia dos EUA)
DTC	<i>Distribution Transformer Control</i> (Controle do Transformador de Distribuição)
EPE	Empresa de Pesquisa Energética
EPIA	<i>European Photovoltaic Industry Association</i> (Associação Europeia da Indústria Fotovoltaica)
GD	Geração Distribuída
G-DIS	Sistema de Georeferenciamento da Cemig Distribuição S.A.
GIS	<i>Geographic Information System</i> (Termo comumente utilizado para sistemas georeferenciados das distribuidoras de energia)
GPRS	Serviço de Rádio de Pacote Geral
IEA	<i>International Energy Agency</i> (Agência Internacional de Energia)
IEEE	<i>Institute of Electrical and Electronics Engineers</i> (Instituto de Engenheiros Eletricistas e Eletrônicos)
JRC	<i>Joint Research Centre</i> (Centro de Pesquisa da Comunidade Europeia)
mCH	micro Central Hidrelétrica
MT	Média Tensão
NREL	<i>National Renewable Energy Laboratory</i> (Laboratório de Energias Renováveis do Governo Americano)
ONS	Operador Nacional do Sistema
PCH	Pequenas Centrais Hidrelétricas
PRODIST	Procedimentos de Distribuição da ANEEL
SE	Subestação
TUSD	Tarifas de Uso do Sistema de Distribuição
TUST	Tarifas de Uso do Sistema de Transmissão
UCG	Unidade Consumidora Geradora
UFMG	Universidade Federal de Minas Gerais
UFSC	Universidade Federal de Santa Catarina

USP

Universidade de São Paulo

ZIP

Modelo “híbrido” para cargas Z (impedância constante), I (corrente constante) e P (potência constante)

1 Introdução

Esta dissertação aborda o tema **Geração Distribuída** (GD) e possui como **objetivo** apresentar e analisar alternativas para **inserção de telhados solares**, com base em uma discussão sobre os impactos da conexão dessa modalidade de geração de energia nas redes de distribuição de baixa tensão (BT), ou seja, nas redes onde o valor eficaz da tensão entre fases é igual ou inferior a 1 kV.

A GD é caracterizada por unidades geradoras conectadas em tensões de distribuição, que correspondem a valores inferiores e iguais a 138 kV. Pelo fato de se conectar diretamente às redes de distribuição, possui como característica a proximidade aos centros de consumo.

Com relação à legislação brasileira, a GD foi mencionada pela primeira vez pelo governo brasileiro em 15/03/2004 na Lei 10.848 e detalhada por meio do Decreto 5.163/04 de 30/07/2004. Em 2012, com o objetivo de diminuir as barreiras para conexão de GD às redes de distribuição, a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), por meio da resolução normativa N° 482, estabeleceu no país a modalidade de compensação de energia para unidades de microgeração (potência até 100 kW) e de minigeração (potências superiores a 100 kW e inferiores a 1 MW).

Desde então, diversas empresas vêm atuando neste mercado, instalando sistemas de geração distribuída, em especial a energia solar fotovoltaica. Em outros países, a conexão de GD às redes de distribuição já é uma realidade há vários anos. Entretanto, no Brasil, tal inserção ainda constitui uma **novidade** para o setor.

A conexão de GD de médio porte (≥ 1 MVA), usualmente conectada a redes de Média Tensão (MT), que são aquelas geralmente em 13,8 kV, tem sido amplamente estudada nos últimos anos. Diante disso, práticas de análise, nas etapas de expansão e operação, encontram-se relativamente definidas e aceitas. Os estudos para conexão de GD de médio porte são realizados caso a caso, ou seja, a análise, por parte das distribuidoras, é realizada sempre que uma consulta de acesso por parte do acessante é feita. Avalia-se, inclusive, a alteração do ponto de conexão, visando minimizar os impactos elétricos e os custos associados, de forma que a conexão seja menos complexa e onerosa.

Já para as conexões nas redes de BT, o cenário impõe **desafios** adicionais, principalmente nas questões técnicas. Diferentemente da tratativa das conexões de

MT, as conexões em BT não poderão ser estudadas caso a caso, uma vez que o número de conexões é bem maior ou pelo menos será no futuro.

Sendo assim, é de fundamental importância o conhecimento prévio do impacto que a conexão de GD às redes de BT trará para o sistema elétrico, no sentido de se evitarem problemas para a operação do mesmo. As investigações sobre este tema exigem análises que associem conceitos teóricos e particularidades práticas da inserção da GD. As pesquisas desenvolvidas nesta dissertação visam contribuir nesta direção.

O tema inovador e a **relevância** da pesquisa para a área da engenharia de sistemas de energia elétrica são as principais **motivações** para a elaboração deste trabalho.

Diante do exposto, pode-se caracterizar o objetivo desta dissertação como sendo o de levantar e discutir os impactos decorrentes da inserção de GD nas redes de baixa tensão e, com base nesta discussão, propor alternativas para mitigação destes impactos. A metodologia utilizada se fundamenta na realização de revisão bibliográfica focada na conduta adotada em outros países que já enfrentam este cenário há mais tempo, e na realização de simulações em *software* específico para análise de sistemas de distribuição, abordando um caso real (caso base) e casos extrapolados, com o intuito de apresentar diversas situações possíveis de ocorrer.

Para cumprir seu objetivo, esta dissertação está estruturada da seguinte maneira:

- O Capítulo 2 apresenta a definição de geração distribuída e os principais tipos de GD conectadas às redes de baixa tensão e resume as características das redes de distribuição de energia elétrica no Brasil;
 - No Capítulo 3 é descrita a revisão bibliográfica realizada com respeito ao panorama mundial da conexão de GD nas redes de distribuição de baixa tensão, é tratada a representação do problema da inserção e é apresentado o *software* utilizado na pesquisa;
 - O Capítulo 4 registra os resultados das simulações realizadas, considerando um caso real e diversos casos extrapolados;
 - No Capítulo 5 são apresentadas alternativas para mitigação dos impactos nas redes de BT e mostrados os resultados e análises das simulações realizadas com a implantação de cada uma das alternativas;
-

- No Capítulo 6 apresentam-se as conclusões sobre as discussões expostas na dissertação, bem como as sugestões de continuidade de trabalhos futuros;
 - Ao final do texto, são apresentadas as referências bibliográficas utilizadas.
-

2 Contextualização do Tema

Neste capítulo, apresentam-se as características e configurações das redes de distribuição adotadas no Brasil, os tipos de consumidores e as GDs usualmente utilizadas para conexão em redes de BT: microturbinas, microcentrais hidrelétricas, aerogeradores de pequeno porte e painéis solares fotovoltaicos.

2.1 Considerações Iniciais

A inserção da GD no Brasil vem se intensificando nos últimos anos, sendo grande parte dessa inserção caracterizada por empreendimentos de pequeno e médio porte conectados em MT. Contudo, conforme já citado, as conexões em BT são uma novidade no Brasil, uma vez que a legislação que trata desta modalidade de conexão entrou em vigor apenas em 2012, por meio da publicação da Resolução Normativa da ANEEL 482/12 [ANEEL, 2012a] e da Resolução Normativa da ANEEL 517/12 [ANEEL, 2012b]. Referências interessantes que discutem este aspecto são [BARONE, 2010] e [STADLER, 2010].

O objetivo deste capítulo é apresentar de forma resumida as principais características dos tipos de GD usualmente utilizadas para conexões em BT. A GD, quando conectada em BT, é tratada como microgeração distribuída, sendo que sua potência está limitada, pela resolução 482/12, a 100 kW.

Os itens se dedicam às características das redes de BT, das classes de consumo e dos tipos de GD de maior interesse nas conexões em BT: *microturbinas, microcentrais hidrelétricas (mCHs), aerogeradores de pequeno porte e painéis solares fotovoltaicos.*

Além dos tipos de GD, são abordados detalhes construtivos das redes de distribuição de BT adotadas no Brasil e dados das classes de consumo. Especial atenção é dada aos consumidores residenciais, os quais são o foco da análise.

2.2 Geração Distribuída

O termo Geração Distribuída é usualmente empregado para designar a geração de energia elétrica localizada próxima dos centros de consumo. Ela independe da potência, fonte ou tecnologia, mas deve se conectar diretamente às redes de distribuição de energia.

A GD, que começou a ser explorada inicialmente com Pequenas Centrais Hidroelétricas, vem evoluindo ao longo dos anos, diversificando as fontes e também as potências instaladas. Nesse sentido, atualmente é possível encontrar potências instaladas cada vez menores. Consequentemente, as conexões que eram realizadas na MT, agora passam a estar presentes também na BT.

Muitos países optaram por incentivar a evolução das tecnologias aplicadas a GD nas últimas décadas e isso propiciou o aumento da relevância da GD no panorama mundial [LUIZ, 2012]. No Brasil, com o fim do monopólio da geração elétrica, o desenvolvimento das tecnologias voltou a ser incentivado, resultando na redução dos custos envolvidos.

Na década de 90, a reestruturação do setor elétrico brasileiro permitiu a competição no fornecimento do serviço de energia, criando a concorrência e proporcionando um aumento de interesse da iniciativa privada pela produção de energia elétrica por meio dos incentivos do governo federal.

Como exemplo, pode-se citar a resolução normativa da ANEEL 077/2004 que estabeleceu descontos nas Tarifas de Uso dos Sistemas de Distribuição (TUSD) e de Transmissão (TUST), para empreendimentos de geração com potência total instalada de até 30 MW.

Em comparação com a geração centralizada, ou seja, por meio de grandes centrais de geração de energia elétrica, a GD apresenta como vantagem principal a possibilidade de redução das perdas com o transporte da energia, uma vez que estão próximas aos centros de consumo. Outras vantagens da GD, em relação à geração centralizada, são os custos de implantação, o menor tempo necessário para instalação, um tempo de resposta adequado à demanda por energia, além dos reduzidos impactos ambientais.

No Brasil, onde a matriz elétrica é predominantemente hidráulica, a GD apresenta uma vantagem adicional que é a possibilidade de armazenamento da energia suprida pela GD, nos grandes reservatórios das hidrelétricas, e, também, um melhor aproveitamento da sazonalidade à qual alguns tipos de geração estão associados. Tais fatores se mostram complementares à geração hidráulica, conforme abordado em [UNICAMP, 2011].

Ainda em termos da legislação e regulamentação, observa-se que a GD foi abordada pelo governo brasileiro, pela primeira vez, através do Decreto 5.163/2004 de 30 de julho de 2004. Neste decreto ela foi definida como produção de energia elétrica conectada diretamente no sistema elétrico de distribuição.

Em Abril de 2012, com o objetivo de diminuir as barreiras para inserção de GD, que utilizem fontes incentivadas, às redes de distribuição, a ANEEL publicou a resolução normativa 482/2012 que estabeleceu, entre outras coisas, o regime de compensação de energia elétrica no Brasil.

O sistema de compensação de energia se baseia na comparação dos montantes de energia gerada e consumida. Ao final de cada mês é verificado o montante de energia gerada e o montante de energia consumida. Caso a geração supere o consumo, o consumidor terá um crédito, em energia, correspondente à diferença entre geração e consumo, que poderá ser utilizado num período de 36 meses subsequentes ao mês da apuração. Caso o consumo supere a geração, o consumidor pagará apenas a diferença entre o consumo e a geração.

A resolução trouxe ainda a inclusão de uma nova seção ao módulo 3 (“Acesso ao Sistema de Distribuição”) dos Procedimentos de Distribuição – PRODIST [ANEEL, 2012c]. A Figura 2.1 apresenta os tipos de fontes incentivadas que foram adotadas na Resolução ANEEL 482/2012.

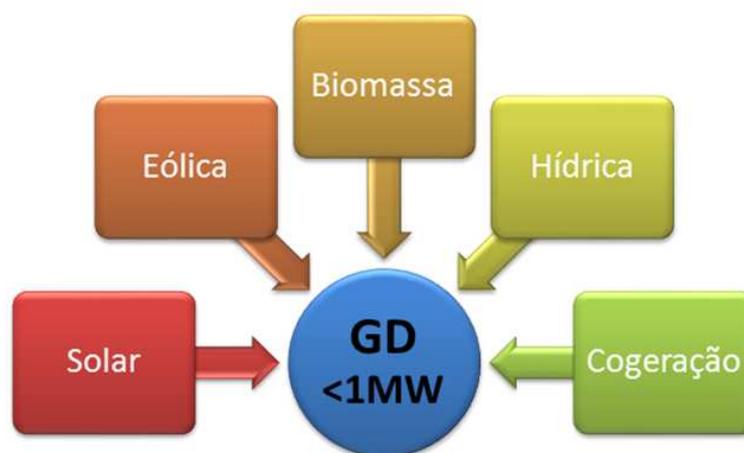


Figura 2.1 – Fontes incentivadas objeto da Resolução 482/2012
Fonte: [ANEEL, 2012a]

Na resolução 482/2012 foram estabelecidos dois patamares de GD: microgeradores, cuja potência instalada vai até 100 kW, e minigeradores, com potência superior a 100 kW e inferior a 1 MW.

Para fins de validação do compromisso entre as partes (distribuidora e consumidor), a ANEEL dispensou as partes da celebração de contratos específicos. Para os microgeradores, o documento de validação é o Relacionamento Operacional, cujo modelo elaborado pela agência foi disponibilizado na seção 3.7 do

módulo 3 do PRODIST. Para os minigeradores, o documento de validação é o acordo operativo. Diferentemente do documento para os minigeradores, o acordo operativo não tem um modelo a ser seguido, sendo livre o seu conteúdo, cabendo às partes a elaboração e celebração do referido acordo [SOUZA, 2012].

Com relação aos níveis de tensão, aos quais deverão ser conectadas as GDs, a ANEEL estabeleceu os patamares apresentados na Tabela 2.1.

Tabela 2.1 – Níveis de tensão de conexão em função da potência
Fonte: [ANEEL, 2012b]

Potência instalada	Nível de tensão de conexão
< 10 kW	BT (mono, bi ou trifásico)
10 a 100 kW	BT (trifásico)
101 a 500 kW (*)	BT (trifásico) / MT
501 a 1 MW	MT

(*) o nível de tensão de conexão da central geradora é definido pela distribuidora em função das limitações técnicas da rede.

As distribuidoras tiveram um prazo de 240 dias para adequação à regulamentação. Levando em conta que a resolução foi divulgada em 17 de abril de 2012, a data limite para adequação foi 13 de dezembro de 2012.

O sistema elétrico brasileiro, que por muito tempo se baseou na centralização da geração, foi estruturado para um fluxo unidirecional de potência, ou seja, a energia era gerada nas grandes centrais, transmitida para subestações transmissoras e, posteriormente, direcionada para subestações de distribuição e, finalmente, após ser transformada para patamares adequados de tensão, distribuída através das redes de distribuição de energia de MT e BT, chegando ao seu destino, o consumidor final.

Com o advento da inserção da GD, essa realidade passa a ser diferente, uma vez que, em casos onde a inserção da GD for significativa, o fluxo originalmente unidirecional poderá passar a ser bidirecional, ou seja, a potência poderá retornar até as subestações de distribuição.

Este fato é um fator complicador para a operação e manutenção nas redes de distribuição, além de implicar novos desafios de controle por parte das distribuidoras. Trata-se de uma questão não trivial, merecedora de atenção especial. Nos capítulos que se seguem, este trabalho traz à tona essa temática e suas implicações.

Para facilitar o entendimento das discussões apresentadas, é importante conhecer os tipos de GDs associados às redes de distribuição, especialmente as de BT, as quais são o foco dessa dissertação.

2.3 Tipos de GD Aplicados a BT

No que tange às GDs conectadas às redes de BT, tem-se principalmente quatro modalidades de geração: Microturbinas, Microcentrais Hidrelétricas, Aero geradores de pequeno porte e Painéis Solares Fotovoltaicos. Elas se caracterizam em função da faixa de potências dessas tecnologias, que vão desde dezenas de Watts até a ordem de quilowatts, e, também, da praticidade e facilidade de instalação.

Dentre as modalidades, algumas necessitam de estudos específicos para sua correta aplicação, tais como a eólica, que requer um levantamento prévio das velocidades de vento no local da instalação, para o dimensionamento e especificação do aerogerador, e a micro central hidrelétrica, que requer uma análise da vazão afluente e queda d'água disponível no rio.

As outras duas modalidades são de ampla aplicação. No caso da microturbina, é necessário apenas um suprimento de gás natural. No caso da solar fotovoltaica, tem-se o recurso, no Brasil, em qualquer lugar, recurso este que pode ser considerado virtualmente infinito.

Visando dar uma visão geral sobre as modalidades de geração, são apresentados nos próximos itens as principais características de cada uma das opções de GD aplicadas às redes de BT.

2.3.1 Microturbina

As microturbinas são pequenas turbinas de combustão na faixa de 20 a 250 kW que, geralmente, podem ser aplicadas em hospitais, cogeração, sistemas de emergência (arranque rápido), sistemas isolados e na produção de energia durante o horário de ponta para regularização tarifária. Podem utilizar diversos combustíveis, tais como: gasolina, gás natural, Gás Liquefeito de Petróleo (GLP), biogás, gás de poços de petróleo, diesel e querosene.

Dentre as vantagens das microturbinas, destacam-se: ausência de líquidos refrigerantes e lubrificantes, o que implica baixo índice de manutenção; altos rendimentos quando operam em sistemas de cogeração; podem operar em paralelo com a rede elétrica ou isoladamente; tecnologia modular (vários módulos operam em

paralelo entre si e com a rede elétrica, sem a necessidade de sincronismo); apresentam tempos de arranque rápido e níveis de emissões muito baixos, além de seu controle ser automatizado [SOUZA, 2012].

O equipamento possui um controlador digital de potência que controla a operação da microturbina e todos os subsistemas. O controlador digital desempenha as funções de conversão de potência, convertendo a tensão em frequência variável do gerador em tensão em Corrente Contínua (CC) e, então, para corrente em frequência constante ou tensão CC variável. Durante a partida, o controlador opera como um inversor de frequência e motoriza o gerador até que a potência esteja disponível a partir da microturbina. O controlador opera novamente como um inversor de frequência durante o resfriamento para dissipar o calor armazenado no recuperador e na estrutura, a fim de proteger os vários componentes da microturbina [SOUZA, 2012].

A Figura 2.2 apresenta os principais componentes de um sistema de microgeração de energia por intermédio de uma microturbina.

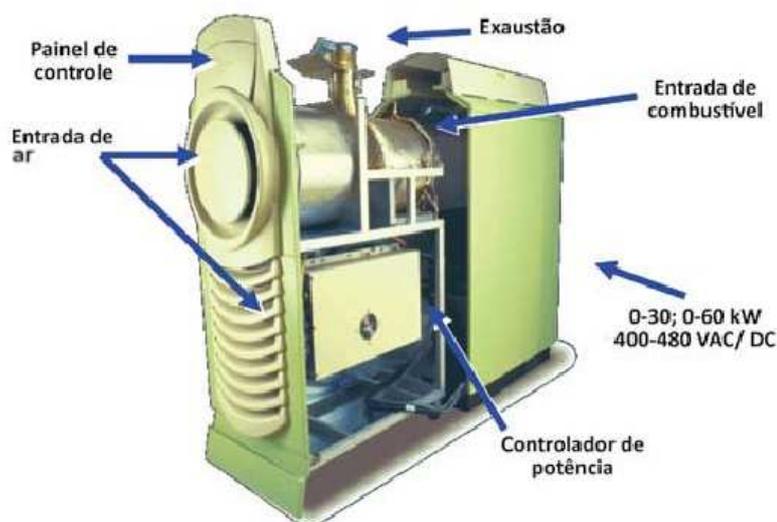


Figura 2.2 – Componentes de um sistema de uma microturbina
Fonte: [MONTEIRO, 2008]

A microturbina pode operar conectada à rede ou isolada. Quando conectada à rede, é ligada em paralelo e fornece energia elétrica para cargas também conectadas. A energia elétrica gerada por ela somente é fornecida a essas cargas quando a rede da distribuidora estiver presente [MONTEIRO, 2008]. Durante as interrupções do fornecimento pela distribuidora no ponto de conexão, o sistema de controle da microturbina detecta a interrupção e imediatamente se desconecta da

rede. Quando há o retorno do fornecimento, a microturbina pode reiniciar automaticamente e fornecer energia para as cargas conectadas. No modo conectado à rede, a microturbina é somente uma fonte de corrente. Assim, tanto a frequência quanto a tensão da rede são as referências para a operação deste equipamento. Caso certos limites de tensão ou de frequência sejam ultrapassados, ou uma condição de ilhamento se apresente, a microturbina é desconectada automaticamente da rede.

Operando no modo isolado da rede, cargas podem ser supridas diretamente, e a microturbina constitui uma fonte de tensão e corrente. Um sistema com baterias fornece energia para a partida e o gerenciamento de demanda transitória, conforme discutido na monografia [SOUZA, 2012].

Por serem de pequeno porte e produzirem energia elétrica na ordem de quilowatts, as microturbinas são, em geral, conectadas às redes de BT.

2.3.2 Micro Centrais Hidrelétricas (mCH)

A geração de energia através de usinas hidrelétricas é a forma de obtenção de energia renovável mais empregada no mundo e, portanto, uma tecnologia bastante consolidada. No Brasil, terceiro maior produtor de hidroeletricidade no mundo e, por conseguinte, detentor de larga experiência no assunto, a ANEEL define micro Central Hidrelétrica (mCH) como sendo os aproveitamentos hidrelétricos com potência instalada até 100 kW [ANEEL, 2003].

As mCHs são usinas hidrelétricas de pequeno porte que operam a fio d'água, ou seja, não têm necessidade de grande reservatório. Normalmente, são empreendimentos de pequenas fazendas que aproveitam os recursos hídricos presentes na propriedade. Usualmente são destinadas a alimentar pequenas cargas sem conexão com a rede elétrica. Uma referência interessante que trata das mCHs é a publicação [CERPCH, 2012].

Dependendo do nível de confiabilidade que for estabelecido, as mCH's se assemelham às Pequenas Centrais Hidrelétricas – PCHs (centrais geradoras com potência maior que 1 MW e menor que 30 MW). A Figura 2.3 apresenta uma mCH, cujos componentes principais (turbina e gerador) se assemelham aos de uma PCH.



Figura 2.3 – Casa de força de uma mCH
Fonte: [UFLA, 2010]

Como são aproveitamentos de pequeno porte, usualmente essas usinas apresentam represas de dimensões reduzidas que operam com variações mínimas, em nível praticamente constante. A energia potencial da água em um reservatório é transformada em energia cinética (ou em pressão), ou a própria energia cinética da correnteza do rio é utilizada para acionar a turbina hidráulica. Isso depende das diferentes tecnologias de turbinas hidráulicas que podem ser empregadas, tais como turbinas de ação (turbinas Pelton) e reação (turbinas Francis, Hélice e Kaplan). A escolha da turbina mais adequada depende de uma série de fatores: vazão da água, queda líquida, altitude do local de instalação, conformação da rotação da turbina com o gerador, altura de sucção, dentre outros. Tal tecnologia é adequada para conexão em redes secundárias rurais [SOUZA, 2012].

Para que sejam conectadas à rede elétrica, as mCHs devem ser providas de reguladores automáticos de velocidade e de tensão, além de um sistema de proteção adequado.

2.3.3 Aerogeradores de Pequeno Porte

A energia eólica é a energia obtida a partir da movimentação de massas de ar, ou seja, do vento. Essa forma de energia é utilizada há muito tempo, principalmente na movimentação de barcos e em bombeamento de água.

O processo de conversão de energia com as turbinas eólicas acontece pelo contato do vento com as pás do cata-vento, transformando a energia cinética em

energia elétrica. Com o giro das pás obtém-se a energia mecânica que aciona o rotor do aerogerador, produzindo eletricidade. A conversão de energia está diretamente relacionada à densidade do ar, à área coberta pela rotação das pás e à velocidade dos ventos. A Figura 2.4 apresenta os principais componentes de um aerogerador de pequeno porte.

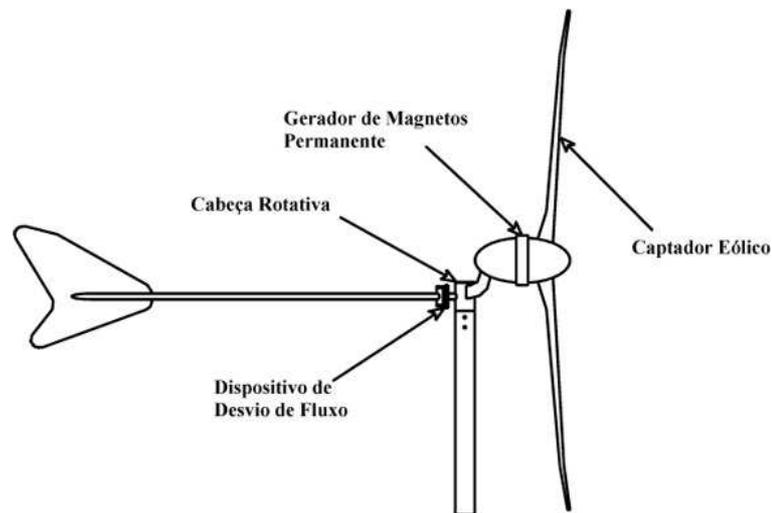


Figura 2.4 – Componentes de um aerogerador de pequeno porte
Fonte: [PEREIRA, 2002]

A periodicidade dos ventos é um fator agravante na inserção desses empreendimentos no sistema elétrico. A ocorrência irregular dos ventos e a variação da sua velocidade ao longo do ano contribuem como fator dificultador no cálculo preciso da capacidade de produção de energia dessa fonte. Outra dificuldade na adoção destes pequenos aerogeradores são os níveis de ruído que provocam, o impacto visual e o atendimento aos requisitos de segurança a nível estrutural e elétrico. A Figura 2.5 apresenta um aerogerador de pequeno porte tipicamente utilizado para conexões em BT [SOUZA, 2012].



Figura 2.5 – Vista de aerogerador de 6 kW instalado na amazônia
Fonte: acervo do autor

A geração eólica juntamente com a geração solar fotovoltaica são as formas de produção de energia elétrica, usando fontes renováveis que mais crescem no mundo atualmente. Além de possuir altas taxas de crescimento, a geração eólica já desempenha um papel importante na matriz energética de vários países como China, EUA, Alemanha, dentre outros [SOUZA, 2012].

2.3.4 Painéis Solares Fotovoltaicos

A geração solar fotovoltaica é obtida por meio da conversão da energia luminosa do sol, através dos fótons, em energia elétrica. Para isso se utilizam tipos de células solares fabricadas basicamente de silício semiconductor, composto por diodos de junção PN espalhados sobre uma superfície. Quanto maior seu tamanho, maior será a capacidade de conversão do módulo [SOUZA, 2012].

Uma única célula normalmente mede 6" x 6". Usualmente as células são conectadas em série para prover tensões maiores e, em paralelo, para prover correntes maiores, formando um módulo fotovoltaico. A Figura 2.6 apresenta diferentes arranjos das células na construção dos módulos, como, também, diferentes tamanhos de módulos.



Figura 2.6 – Exemplos de módulos fotovoltaicos
Fonte: [ECHOSOLARIS, 2012]

Os painéis fotovoltaicos, que são o conjunto de módulos fotovoltaicos, produzem eletricidade em baixa tensão e em corrente contínua, sendo necessária a utilização de inversores para adequação com a rede elétrica.

Apesar de ser possível a construção de usinas solares fotovoltaicas de médio porte, as quais podem ser conectadas em redes de média e alta tensão, a expectativa é de que sua principal aplicação seja por meio de um grande número de conexões de pequenos sistemas (nível residencial/comercial) nas redes de BT. Um exemplo dessa aplicação é mostrado na Figura 2.7, que se refere a um projeto de pesquisa conduzido pela Eletrosul Centrais Elétricas S.A., em Florianópolis, onde foi construída uma casa eficiente que, entre outras funcionalidades, gera sua própria energia [ELETROSUL, 2012].

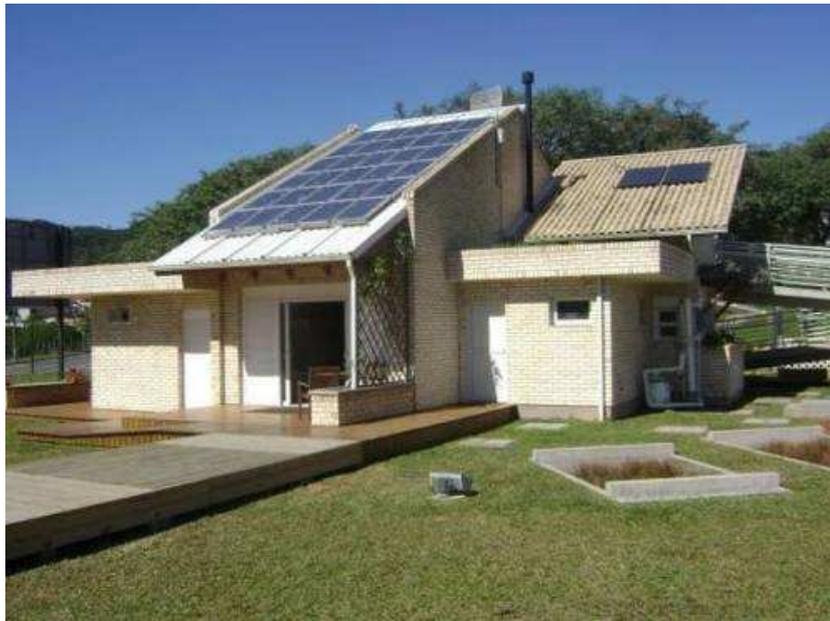


Figura 2.7 – Exemplo de casa com microgeração solar fotovoltaica
Fonte: [ELETROSUL, 2012]

Esta é uma das mais promissoras fontes de energia renovável, tendo como vantagens a ausência de poluição durante a geração, a ausência de partes móveis, a reduzida manutenção e o tempo de vida elevado (25 anos). Esta fonte apresenta como principais desvantagens o reduzido rendimento e o elevado custo, que, no entanto, tem decrescido acentuadamente.

Pode-se resumir como vantagens associadas a esta tecnologia:

- a fonte da energia (sol) é virtualmente infinita e gratuita;
- não apresenta ruído;
- baixa manutenção (apenas limpeza dos módulos eventualmente);
- não poluente;
- potência modular (sua potência pode variar de watts a megawatts).

Em contrapartida, apresenta as principais desvantagens:

- custo ainda elevado;
- processo de fabricação eletro intensivo do módulo fotovoltaico (dependendo da matriz elétrica do local onde é produzido, pode não ser considerado não poluente, ou seja, se a fonte de energia for de origem fóssil, por exemplo, o processo fabril do módulo é considerado poluente).

Uma possível aplicação da energia fotovoltaica é a sua integração em edifícios, podendo ser instalada em paredes, coberturas, fachadas, etc. Segundo [BRAUN, 2010] esta aplicação pode representar reduções tanto dos custos

construtivos como energéticos. A energia gerada desta forma serve não só para satisfazer os consumos do edifício, mas também para fornecer a energia produzida à rede.

A Figura 2.8 ilustra um exemplo de utilização dessa tecnologia de forma mais ampla, compondo a edificação, utilizada em todas as casas de um condomínio.



Figura 2.8 – Condomínio com microgeração solar fotovoltaica no bairro de Gröpelingen na Cidade de Bremen na Alemanha
Fonte: [SOLARLIGA, 2012]

Da forma em que são apresentados na Figura 2.8, os telhados solares se mostram uma alternativa interessante para inserção da tecnologia, uma vez que a inclinação e a orientação dos próprios telhados podem ser aproveitadas, otimizando, em alguns casos, a produção de energia elétrica. Outro fator importante é que eles estão conectados diretamente à rede de BT, propiciando a comparação da geração com o consumo final, o que não ocorre quando a tecnologia é utilizada em centrais geradoras.

Este trabalho está alinhado a essa tendência e propõe o estudo da inserção desta tecnologia de geração de energia nas redes de BT. As investigações incluem análises de conexões em um sistema real, por meio do estudo de um projeto de telhados solares que é a forma difundida de aplicação de GD sendo também a mais dispersa.

2.4 Distribuição de Energia

A distribuição de energia elétrica no Brasil é regulada pelo PRODIST que constitui um conjunto de documentos que estabelece todas as regras e requisitos

técnicos aos quais as concessionárias de distribuição, comumente chamadas de distribuidoras, estão sujeitas.

Cabe ressaltar que tais procedimentos passaram por revisão recentemente, para possibilitar a incorporação da nova seção 3.7, que trata dos requisitos para conexão de consumidores que adiram à modalidade de compensação de energia.

É importante conhecer as redes e suas topologias, para possibilitar o entendimento do tema da inserção da GD, bem como as diversas classes de consumo existentes no mercado brasileiro.

Nesse sentido, são explorados nos próximos itens as redes e os consumidores. Isso se faz necessário para se ter em mente o potencial da inserção da GD, principalmente nas redes de BT, e os problemas que esta poderá causar para as distribuidoras, em especial na operação e manutenção das redes de distribuição. Tais problemas podem comprometer o pleno atendimento e fornecimento de energia em níveis adequados e regulamentares.

2.4.1 Redes de Distribuição

O sistema de distribuição apresenta característica radial, ou seja, somente um sentido de fluxo de potência: da subestação (SE) de distribuição para os consumidores. É composto por linhas de distribuição, cujos níveis de tensão podem ser de 69, 138 e 161 kV, por subestações de distribuição, por redes de distribuição em média tensão (tipicamente 13,8, 21 ou 34 kV), por transformadores de distribuição (potências variando de 10 kVA até 300 kVA), por dispositivos diversos (chaves, seccionadores, religadores, reguladores de tensão, capacitores, para-raios, isoladores, postes, cruzetas, suportes, etc.) e finalmente por redes de baixa tensão.

As redes de baixa tensão, cujas tensões podem variar entre 110 e 440 V dependendo da região do Brasil, são aquelas afixadas na parte inferior do posteamento de rua. Na maioria das regiões do país as tensões mais comuns são 220 V ou 127 V.

Essas redes levam a energia elétrica até as unidades consumidoras, tais como residências, comércios, pequenas indústrias, por meio dos ramais de ligação. Para unidades consumidoras como supermercados, comércios e indústrias de médio porte, o atendimento é feito diretamente pelas redes de média tensão, devendo aos próprios consumidores transformá-la internamente para níveis menores de tensão.

No Brasil há quatro tipos de redes de distribuição. São eles:

- Rede de Distribuição Aérea Convencional: É o tipo de rede elétrica mais encontrada no Brasil. Os condutores são feitos de cobre ou alumínio nus (sem isolamento) e é exatamente por isso que essas redes são mais susceptíveis à ocorrência de defeitos (curtos-circuitos), principalmente quando há contato de galhos de árvores com os condutores elétricos. A Figura 2.9 apresenta um exemplo de utilização desta rede.



Figura 2.9 – Exemplo de rede de distribuição aérea convencional
Fonte: Acervo CEMIG D

- Rede de Distribuição Aérea Compacta: Também conhecidas como redes protegidas, as redes compactas apresentam melhor desempenho que as redes convencionais, não somente porque os condutores têm uma camada de isolamento, mas porque a rede em si ocupa bem menos espaço, resultando menor número de perturbações. A Figura 2.10 apresenta um exemplo de utilização da rede compacta.



Figura 2.10 – Exemplo de rede de distribuição aérea compacta
Fonte: Acervo CEMIG D

- Rede de Distribuição Aérea Isolada: Esse tipo de rede é bastante protegido, uma vez que seus condutores são encapados com isolamento suficiente para serem trançados. Em função de seu custo, essa rede é utilizada em condições especiais. A Figura 2.11 apresenta um exemplo de aplicação da rede isolada.



Figura 2.11 – Exemplo de rede de distribuição aérea isolada
Fonte: Acervo CEMIG D

- Rede de Distribuição Subterrânea: A rede subterrânea é aquela que proporciona o maior nível de confiabilidade e, também, o melhor resultado estético, uma vez que as redes ficam enterradas. São as mais caras dentre os tipos de redes, sendo comuns apenas em regiões muito densas ou onde há restrições para a instalação das redes aéreas. A Figura 2.12 apresenta um exemplo de utilização da rede subterrânea.



Figura 2.12 – Exemplo de rede de distribuição subterrânea
Fonte: [OSE, 2010]

Dependendo do tipo da rede ao qual o consumidor está conectado, questões técnicas e relevantes contribuirão positivamente ou negativamente na complexidade de viabilização da conexão da GD.

2.4.2 Consumidores

Os consumidores de energia elétrica no Brasil, para efeito de faturamento, são divididos nas seguintes classes segundo [ANEEL, 2012b]:

- Residencial: unidades consumidoras residenciais incluindo as de baixa renda (cuja tarifa é estabelecida em função de critérios específicos);
- Industrial: unidades consumidoras que desenvolvem atividade industrial, inclusive o transporte de matéria prima, insumo ou produto resultante do seu processamento;
- Comercial: serviços e outras atividades, incluindo unidades consumidoras comerciais, de comunicação e telecomunicação e outros afins;
- Rural: unidades consumidoras nas quais se enquadram as atividades agropecuárias, cooperativa de eletrificação rural, indústria rural, coletividade rural e serviço público de irrigação rural;
- Poder público: unidades consumidoras nas quais se enquadram as atividades dos poderes públicos: federal, estadual, distrital e municipal.
- Iluminação pública: iluminação de praças, ruas, jardins, estradas e outros logradouros de domínio público de uso comum e livre acesso, de responsabilidade de pessoa jurídica de direito público;
- Serviço público: unidades consumidoras nas quais se enquadram os serviços de água, esgoto e saneamento;
- Consumo próprio: se refere ao fornecimento de energia destinado ao consumo próprio das empresas de distribuição.

Segundo o anuário estatístico de 2013 da Empresa de Pesquisa Energética (EPE) [EPE, 2013a], o consumo de energia elétrica no Brasil está dividido conforme apresentado na Tabela 2.2, onde $\Delta\%$ representa o acréscimo do consumo de 2011 para 2012 e Part. % representa a participação da categoria no consumo total. São contabilizados os consumidores cativos, que são os que não podem comprar energia de outra distribuidora fora de sua região, e os consumidores livres, que podem comprar energia de qualquer distribuidora, mediante a celebração de contrato específico.

Tabela 2.2 – Consumo de energia elétrica por classe – Brasil [GWh]
 Fonte: [EPE, 2013a]

	2008	2009	2010	2011	2012	Δ% (2012/11)	Part. % (2012)
<i>Brasil</i>	388.472	384.306	415.683	433.034	448.117	3,5	100,0
Residencial	94.746	100.776	107.215	111.971	117.646	5,1	26,3
Industrial	175.834	161.799	179.478	183.576	183.475	-0,1	40,9
Comercial	61.813	65.255	69.170	73.482	79.238	7,8	17,7
Rural	17.941	17.304	18.906	21.027	22.952	9,2	5,1
Poder público	11.585	12.176	12.817	13.222	14.077	6,5	3,1
Iluminação pública	11.429	11.782	12.051	12.478	12.916	3,5	2,9
Serviço público	12.853	12.898	13.589	13.983	14.525	3,9	3,2
Próprio	2.270	2.319	2.456	3.295	3.288	-0,2	0,7

Nota: consumo cativo mais livre.

Com relação ao mercado consumidor em BT, verifica-se uma maior participação dos consumidores residenciais. A divisão deste mercado é apresentada na Figura 2.13 onde B1, B2, B3 e B4 são as modalidades tarifárias convencionais para baixa tensão.

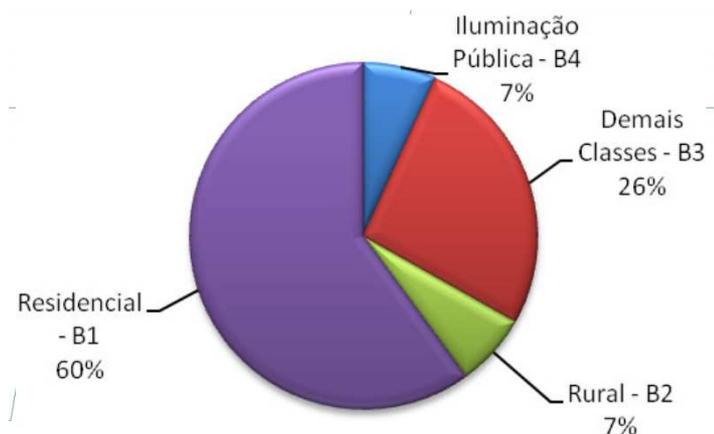


Figura 2.13 – Segregação do mercado de BT
 Fonte: [ANEEL, 2010]

Os perfis da curva de carga destes consumidores residenciais mostram-se muito semelhantes no Brasil, mesmo com a diversidade cultural e climática do nosso país. A Figura 2.14 apresenta as curvas de carga típicas para os dias de semana, sábados e domingos.

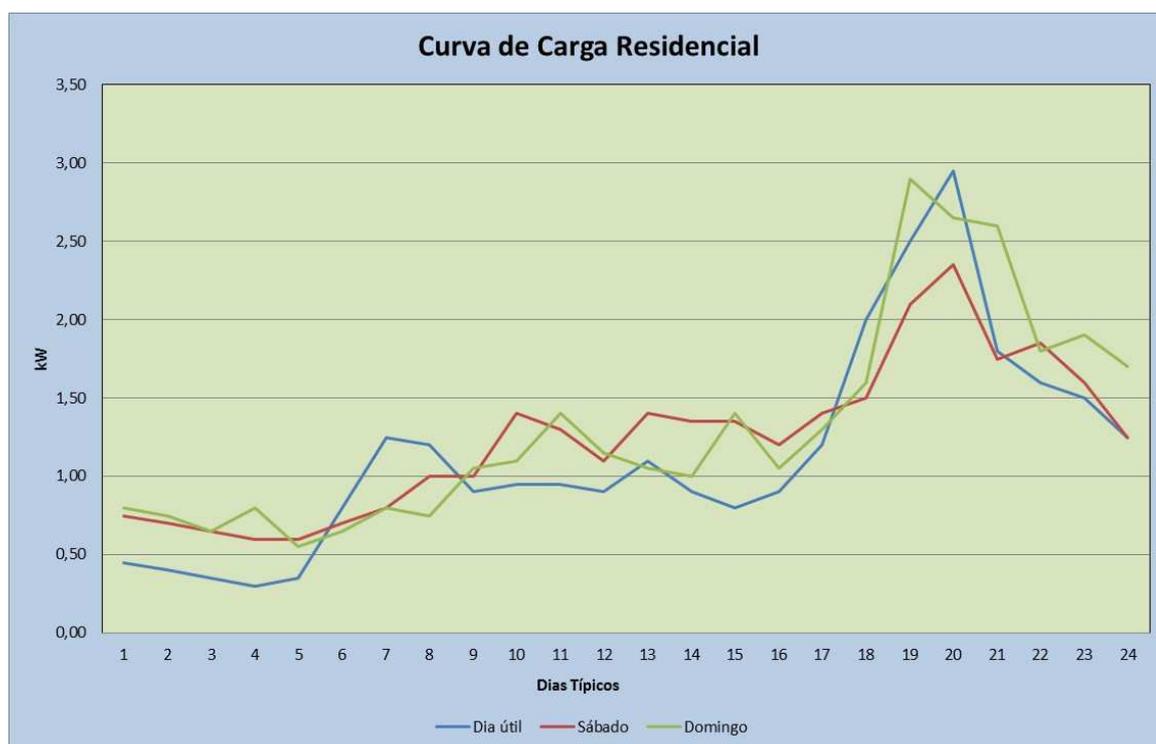


Figura 2.14 – Curvas de carga de consumidor de BT
Fonte: [ANEEL, 2011] - adaptado

A evolução do consumo residencial de energia elétrica está basicamente relacionada ao crescimento do número de domicílios atendidos, à evolução da posse e uso dos eletrodomésticos, à potência de consumo de cada equipamento e, por último, à evolução da eficiência energética dos mesmos.

Em relação ao número de domicílios atendidos pelo serviço de energia elétrica, o estudo da EPE [EPE, 2013b] considera a plena implantação do Programa Luz para Todos ao longo do horizonte de análise. Diante disso, o número de domicílios com energia elétrica passará de 64 milhões em 2014 para cerca de 75 milhões de unidades em 2023. A Tabela 2.3 apresenta a projeção segundo este estudo.

Tabela 2.3 – Projeção do número de domicílios (mil), 2014 – 2023
Fonte: [EPE, 2013b]

Ano	Norte	Nordeste	Sudeste	Sul	Centro-Oeste	Brasil
2014	4.546	16.524	28.080	9.999	4.982	64.131
2019	5.084	17.796	30.512	10.978	5.631	70.000
2023	5.508	18.760	32.408	11.758	6.152	74.585

Com essa perspectiva de crescimento de consumidores, e considerando que a tarifa de energia elétrica vem apresentando crescimento nos últimos anos e, ainda, que se verifica a tendência de redução dos custos de implantação de sistemas de microgeração distribuída, em especial a proveniente de energia solar fotovoltaica [EPE, 2012], o custo de produção de energia nesta modalidade equivale ao custo da energia frente à distribuidora. Diante disso tem-se a chamada “paridade tarifária”, ou seja, gasta-se o mesmo para gerar energia localmente quanto para adquiri-la junto à distribuidora. Dito isso, espera-se que também cresça o número de domicílios que utilizam a microgeração distribuída.

A Figura 2.15 ilustra o panorama atual de tarifas versus o custo de geração solar fotovoltaica para todas as distribuidoras do Brasil [ANEEL, 2014]. Percebe-se que ainda é pequeno o número de distribuidoras onde a tarifa de energia elétrica atingiu a paridade tarifária.

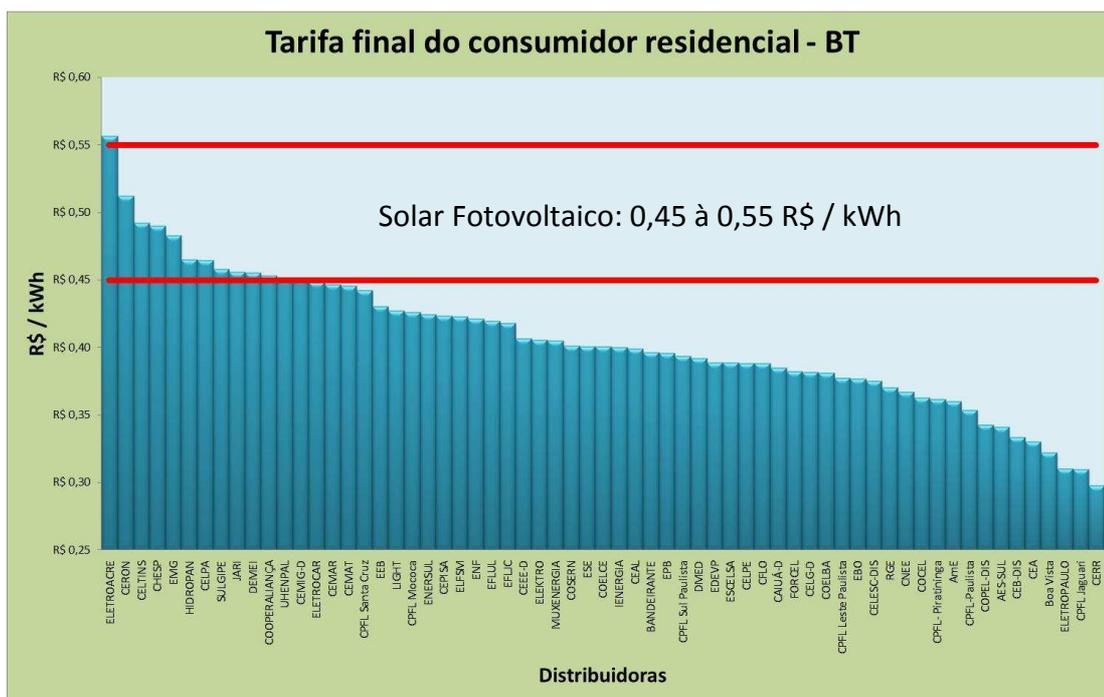


Figura 2.15 – Tarifas das distribuidoras brasileiras
 Fonte: [ANEEL, 2014]

2.5 Considerações Finais

É esperado que a procura pela adoção da GD conectada nas redes de BT, por parte dos consumidores, cresça com o passar do tempo e com a disseminação da informação dessa alternativa. Contudo, nessa fase inicial, seja pelo custo envolvido ainda elevado ou pelo desconhecimento, os casos ainda são poucos.

Considerando este panorama, as distribuidoras brasileiras têm um tempo razoável para realização de estudos e análises prévias, buscando a adaptação a este novo contexto que se apresenta.

Neste sentido, é importante procurar referências internacionais relacionadas à inserção da GD nas redes de baixa tensão, uma vez que, em um cenário de grande número de conexões, aumenta para a distribuidora a complexidade de gerir sua rede. Investigar a experiência de países que já venceram desafios semelhantes torna-se fundamental.

Sendo assim, o próximo capítulo apresenta uma revisão bibliográfica focada na experiência internacional relativa ao tema, bem como a representação do problema que surge para as distribuidoras de energia, com a inserção de GD.

3 Inserção de GD nas Redes de Distribuição – Equacionamento Básico e Revisão Bibliográfica

Neste capítulo, é feita a contextualização da inserção de micro GD no cenário mundial. São discutidos problemas enfrentados pelas distribuidoras para absorver a conexão dessas gerações. É apresentada, também, a representação das questões envolvidas, bem como o equacionamento básico associado às grandezas elétricas pertinentes.

3.1 Considerações Iniciais

A conexão de GD na BT apresenta algumas particularidades que não são observadas quando esta ocorre na MT e, também, quando comparada à geração centralizada. Dito isso, é importante caracterizar as dificuldades relacionadas à conexão em BT.

Considerando que a regulamentação da GD em BT é muito recente no Brasil, convém conhecer como outros países, que já adotam essa modalidade de conexão de geração há mais tempo, vêm conduzindo este processo, principalmente no que diz respeito aos problemas decorrentes. Estudos interessantes relativos ao mercado europeu podem ser encontrados em [EPIA, 2012].

A maioria absoluta dos sistemas fotovoltaicos atualmente existentes no mundo está conectada à rede, de acordo com a referência [IEA, 2011]. A evolução mundial de sistemas fotovoltaicos conectados à rede, em relação à involução dos sistemas fotovoltaicos isolados, é apresentada na Figura 3.1.

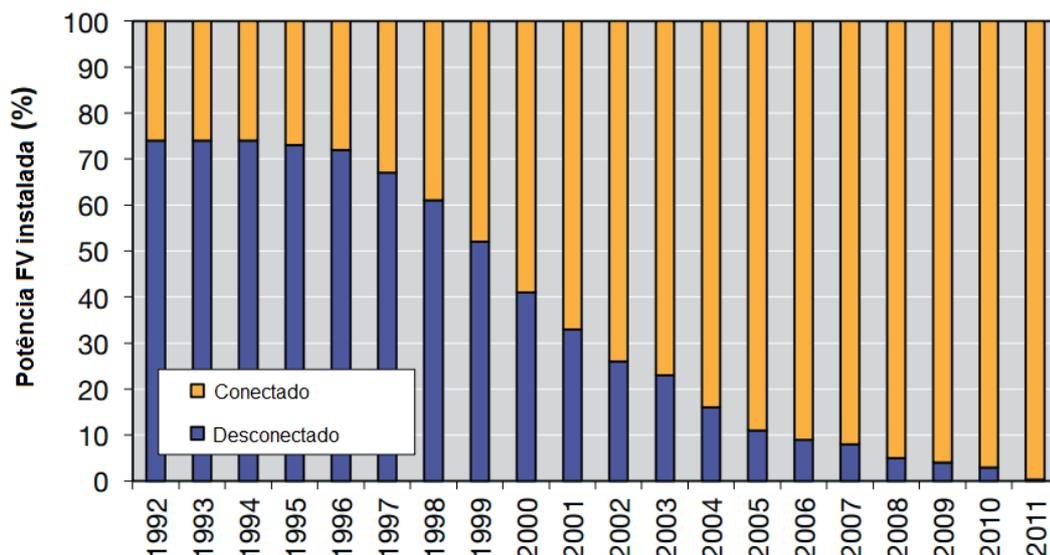


Figura 3.1 – Evolução mundial de sistemas fotovoltaicos isolados e conectados
 Fonte: [IEA, 2011].

Para fins de definição, no âmbito deste trabalho, as residências que adotaram a geração de energia são denominadas **UCGs** – Unidades Consumidoras Geradoras.

Atualmente, a Europa é responsável por quase 60% da capacidade instalada de sistemas fotovoltaicos no mundo [EPIA, 2013]. Os países líderes mundiais em capacidade instalada são Alemanha, Espanha, Estados Unidos, Japão e China. No Brasil, a maior parte das aplicações com energia fotovoltaica é isolada da rede, especialmente para a eletrificação rural [DINIZ, 2011], contudo, esse panorama poderá mudar principalmente em decorrência da publicação da Resolução Normativa 482/2012 [ANEEL, 2012a].

As Figuras 3.2 e 3.3 apresentam, respectivamente, a evolução das instalações e da capacidade instalada acumulada, em termos mundiais, no período 2000-2013.

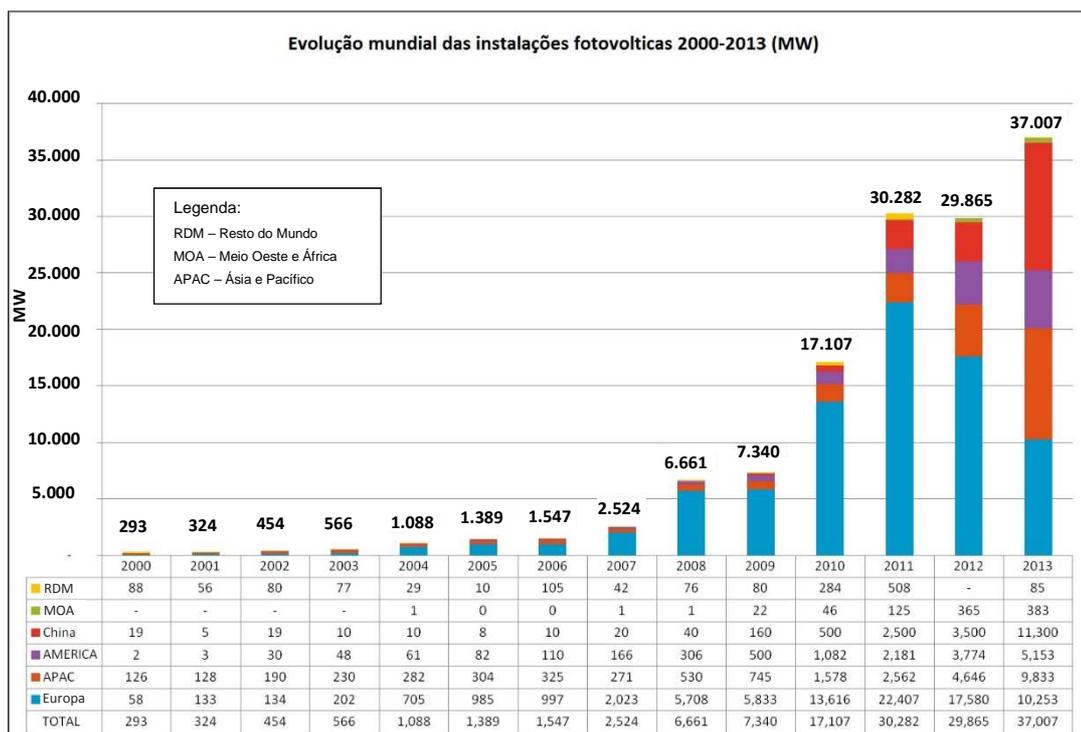


Figura 3.2 – Evolução das instalações fotovoltaicas entre 2000 e 2013
 Fonte: [EPIA, 2013] - adaptada.

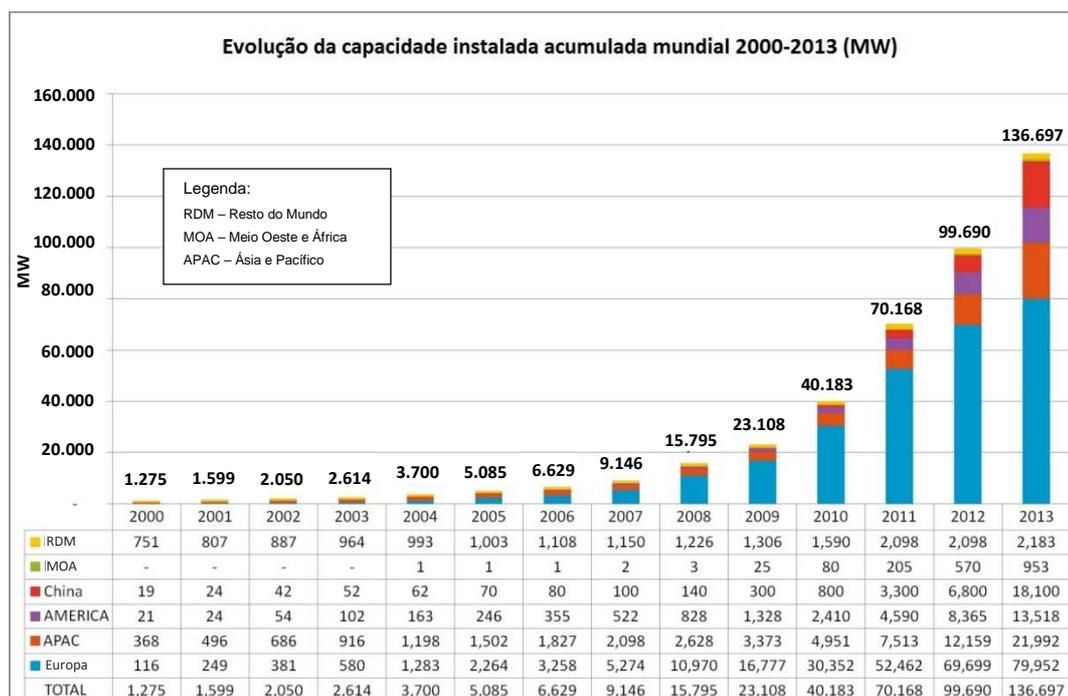


Figura 3.3 – Evolução da capacidade instalada mundial entre 2000 e 2013
 Fonte: [EPIA, 2013] - adaptada.

Percebe-se um vigoroso incremento tanto no número de instalações realizadas nos últimos anos quanto na capacidade instalada.

Vale observar que parte do crescimento da utilização de sistemas fotovoltaicos pela Europa se deve a leis de incentivo adotadas pelos países, além da consideração de fatores associados a metas de redução das emissões de CO₂.

A Alemanha é considerada o país com o mais bem sucedido mecanismo de incentivo às fontes renováveis de energia. O sistema de preços introduzido com o *Electricity Feed Act* (1991), posteriormente atualizado pela *Renewable Energy Sources Act* (2000) e pela emenda ao *Renewable Energy Sources Act* (2004), é a chave para o sucesso das fontes renováveis na Alemanha. Como resultado das políticas públicas implementadas pelo governo, houve um aumento significativo da potência fotovoltaica instalada naquele país. Somente em 2012 houve um incremento de 7,6 GWp na capacidade instalada [JRC, 2012]. Em 2013 o acréscimo foi de 3,3 GWp [JRC, 2013]. Atualmente, a Alemanha tem cerca de 36 GWp instalados, sendo que aproximadamente 85% estão em telhados solares [EPIA, 2013].

O mecanismo alemão é baseado na obrigatoriedade de compra, por parte da distribuidora, de toda a energia elétrica proveniente de fontes renováveis, sendo paga ao gerador uma tarifa pelo kWh gerado, tarifa esta superior ao valor pago pelo kWh consumido.

A vantagem da política adotada pela Alemanha é que esta propiciou uma grande procura pela instalação dos sistemas, alavancando o mercado fotovoltaico naquele país. A desvantagem é que os custos envolvidos foram, posteriormente, repassados para todos os consumidores; dessa forma, os consumidores que não instalaram os sistemas também pagaram pela instalação, implicando uma conotação não muito justa da política.

Na Espanha, a integração da GD nas redes de distribuição é regulada por meio do Real Decreto 436/2004 [ESPANHA, 2004]. O referido decreto estabelece a metodologia e a sistematização do regime jurídico e econômico da geração de energia elétrica em regime especial.

O decreto prevê ainda limites à integração da GD. A potência total da instalação conectada à rede não pode ser superior a 50% da capacidade da carga no ponto de ligação da unidade consumidora.

Nos Estados Unidos não há uma legislação federal específica para inserção de GD. As leis são estaduais e cada estado adota uma política para condução dessa atividade. O principal estado, no que tange a programa solar, é o da Califórnia, o

qual implantou de forma mais efetiva, em 2004, o programa “*Go Solar*” [MATHER, 2011]. Este programa foi responsável por alavancar a utilização de sistemas fotovoltaicos conectados à rede pelos consumidores. Diferentemente da Europa, onde houve uma tendência de estabelecimento de mecanismos de incentivo aos consumidores no sentido de promover a instalação massiva deste tipo de sistemas, nos Estados Unidos não houve um forte incentivo econômico para adoção da GD. Os incentivos americanos apresentam-se decrescentes com o passar do tempo, com maior aceitação da tecnologia por parte dos consumidores.

3.2 O Problema da Inserção da GD a Nível Mundial

Diversos são os artigos que abordam o chamado “problema da grande inserção da geração distribuída nas redes de baixa tensão”. Vários estudos vêm sendo conduzidos em diversos países buscando soluções tecnicamente corretas e economicamente atrativas para subsidiar uma grande inserção da GD nas redes de BT. Uma questão tem se destacado com relação aos impactos dessa inserção: a violação dos níveis regulatórios de tensão no ponto de conexão da GD.

Nos EUA, o *NREL – National Renewable Energy Laboratory* e o *SANDIA National Laboratories* lideram as pesquisas americanas relativas à inserção de GD. Dentre estas pesquisas, destacam-se os artigos [CODDINGTON, 2010], [CODDINGTON, 2012], [HOKE, 2012]. Além dos laboratórios americanos, vinculados ao *DOE – Department of Energy*, universidades americanas e concessionárias de distribuição também estão trabalhando no tema.

As pesquisas vão desde a etapa de planejamento da conexão da geração distribuída até a fase de operação em tempo real, considerando principalmente a questão da violação dos níveis de tensão.

Conforme discutido em [D’HULST, 2010], as principais estratégias para o controle de tensão no ponto de conexão são:

- Ajuste da tensão no alimentador;
 - Reforço nas redes de BT;
 - Redução da potência ativa injetada pela GD;
 - Controle automático de potência ativa e reativa pelo inversor;
 - Utilização de transformadores de distribuição com comutação de tape.
-

Tais alternativas demandam ações nas etapas de expansão do sistema de distribuição e também na operação em tempo real. Podem requerer uma maior atuação da distribuidora, incluindo investimentos adicionais, como no caso de obras de reforço (recondutoramento ou divisão dos circuitos de BT), como também ações que atuam no ajuste na tensão do alimentador. A melhor opção a ser adotada dependerá no nível de inserção da GD e dos aspectos construtivos e de topologia da rede de distribuição em questão.

Já na Europa, os estudos se concentram na Alemanha e Espanha, sendo encontradas pesquisas também em Portugal e Itália. A Alemanha lidera os estudos em função da grande penetração de GD naquele país, observando que, no caso das instalações fotovoltaicas, mais de 80% estão conectadas às redes de BT.

De forma semelhante às análises elaboradas nos EUA, um dos problemas que tem sido mais amplamente estudado na Europa está relacionado com a violação dos níveis adequados da tensão no ponto de conexão da GD.

A Figura 3.4 apresenta a evolução de publicações, somente na Alemanha, em temas relacionados ao impacto da inserção de GD as redes de BT. Como pode ser verificado, diversas são as alternativas que vêm sendo estudadas com o objetivo de mitigar o problema do controle do nível de tensão, visando mantê-lo dentro dos níveis regulatórios [FRAUNHOFER, 2012].

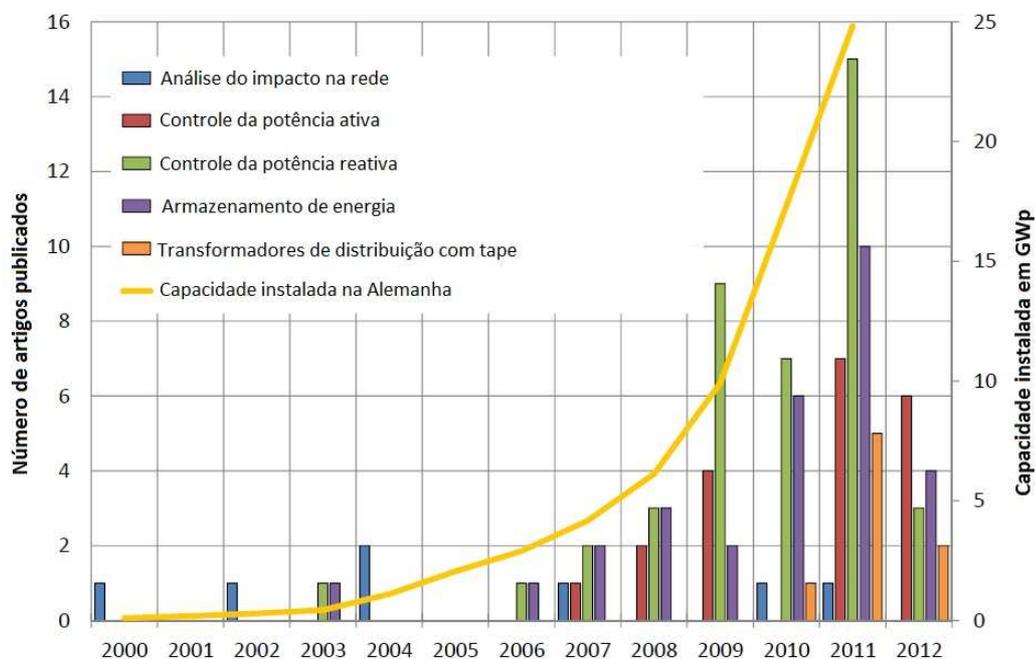


Figura 3.4 – Evolução das publicações abordando o tema da inserção da GD
 Fonte: [Fraunhofer, 2012] - adaptada

O problema relacionado à violação dos níveis adequados da tensão no ponto de conexão decorre da injeção de potência ativa pelas GDs e da eventual inversão do fluxo de potência na rede de distribuição de BT. Normalmente isso ocorre nos casos de elevada geração (elevado nível de radiação solar e grande número de GDs num mesmo circuito de BT) e carga leve (baixo consumo pelas residências). A Figura 3.5 ilustra de forma esquemática o problema. É apresentado o perfil da tensão ao longo do comprimento do alimentador com relação à injeção de potência ativa (P) e absorção de potência reativa (Q).

À medida que aumenta o comprimento da rede, a injeção de potência ativa contribuirá para o aumento da tensão e a absorção de potência reativa contribuirá para a redução da tensão.

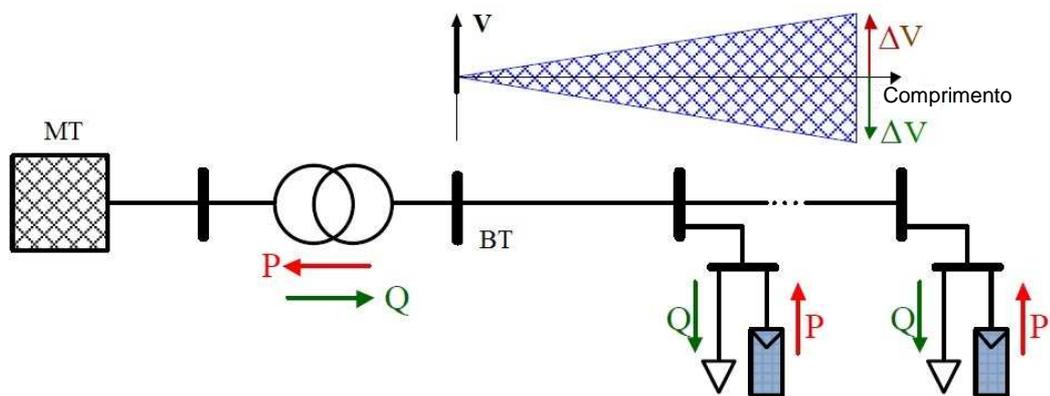


Figura 3.5 – Representação da rede de BT e o comportamento do perfil de tensão
 Fonte: [ALLBOR, 2012] adaptada.

A Tabela 3.1 apresenta as principais ações tomadas na Alemanha na busca pela mitigação dos problemas que se apresentam quando da inserção da GD: sobrecarga na rede, variação crítica da tensão e questões de qualidade de energia. As ações indicadas para cada situação podem ser tomadas tanto nas etapas expansão quanto da operação. Dependem da natureza do problema, podendo variar de uma simples divisão do circuito de BT (na tabela, chamada de “redução do comprimento do circuito”) até o extremo da necessidade de construção de uma nova subestação.

Tabela 3.1 – Ações utilizadas na Alemanha
Fonte: [KEMA, 2011]

Opção	Sobrecarga na rede	Varição crítica de tensão	Questões de qualidade de energia
Conexão direta na subestação		√	√
Recondutramento	√	√	√
Troca do transformador	√	√	√
Redução do comprimento do circuito		√	√
Alteração do ponto de alimentação	√	√	
Alteração do ajuste do comutador de tapes do transformador		√	
Utilização da capacidade reativa da GD		√	
Construção de nova subestação	√		

Em função da grande inserção de geração distribuída, a Alemanha adota, desde 2011, uma nova norma para conexão. Esta estabelece, entre outros pontos, que a variação da tensão no ponto de conexão da GD não deverá exceder 3% [SARMIN, 2013].

Para isso, é compulsório que os inversores tenham a funcionalidade de controle de tensão, a partir do controle da potência reativa, e uma interface de comunicação que possibilite à distribuidora interagir com o mesmo. Em casos extremos, a distribuidora envia comando para a redução da potência injetada pelo sistema de geração, podendo, até, enviar comando de desligamento da mesma. Abordagens interessantes dessa interação entre a distribuidora e as UCGs podem ser encontradas em [GEIBEL, 2012], [PAIS, 2012] e [RENO, 2013].

Em [SILVA, 2012], é apresentada uma proposta de topologia para interação da distribuidora com as UCGs, conforme ilustrado na Figura 3.6. A topologia básica para o bom desempenho deste processo é composta por:

- COD (Centro de Operação da Distribuição): responsável pelo controle global;
- DTCs (*Distribution Transformer Control*): responsável pelo controle individual do transformador (alterando o tape caso necessário);

- Medidor Inteligente: além de promover a medição das grandezas elétricas, é responsável pela interface com o inversor;
- Inversor: responsável pela conversão da energia gerada.

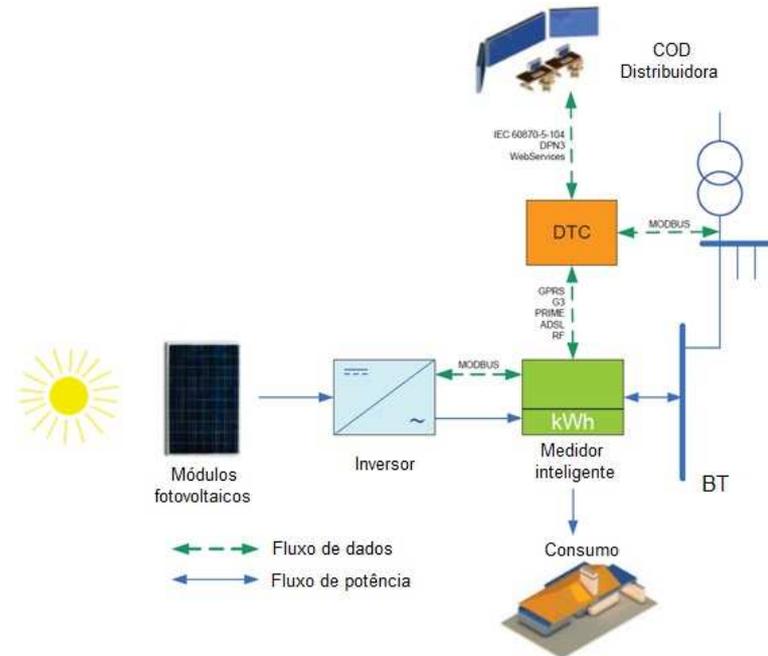


Figura 3.6 – Topologia para interação entre a distribuidora e as UCGs
 Fonte: [SILVA, 2012] - adaptada.

Como em 2011 já existia um grande número de inversores conectados que não apresentavam tais funcionalidades, criou-se a necessidade de *retrofit*, conforme mostrado em [BOEMER, 2011]. Essa ação de modernização dos inversores continua sendo desenvolvida atualmente.

Nos dias atuais, em diversos países, principalmente nos europeus, as unidades de geração fotovoltaica fornecem serviços ancilares ao sistema, tais como: limitação de potência (remotamente pela distribuidora), redução da potência ativa em caso de sobre frequência e/ou fornecimento de potência reativa conforme discutido em [DEMIROK, 2010], [KEMA, 2011] e [TANG, 2012].

Com base no exposto até aqui, se pode constatar que diversas são as estratégias de mitigação do problema. Os próximos itens discorrem sobre o problema no contexto brasileiro e sua representação.

3.3 O Problema da Inserção de GD no Contexto Brasileiro

A geração de forma centralizada faz com que os sistemas de distribuição sejam projetados e implantados para receber a potência nas subestações e distribuí-

la entre os consumidores. Dessa forma, o fluxo de potência é proveniente de níveis de tensão mais altos para os mais baixos, fazendo com que a rede tenha um sentido unidirecional, caracterizando a distribuição como um *elemento que não interage no quesito geração*.

Conforme já ressaltado, com a conexão de GD no sistema de distribuição, pode ocorrer, dependendo do nível de inserção desta geração, uma alteração no sentido do fluxo de potência, ou seja, ao invés de fluir da rede para as cargas, fluirá das cargas, que passarão a ser geradores, para a rede. Esta é uma situação inerente ao processo de inserção e deve ser considerada de forma criteriosa no caso do sistema brasileiro, uma vez que trata-se de questão inédita para as distribuidoras.

Diante disso, a rede de distribuição passa a ser um *elemento que interage com a geração*, podendo funcionar com fluxos bidirecionais. A alteração no fluxo de potência nos sistemas de distribuição traz consequências técnicas e econômicas para a expansão e a operação destes. Em um cenário onde se tenha grande inserção de GD, principalmente solar, conectada às redes de BT, vários problemas poderão surgir em função do aumento da complexidade de operação do sistema elétrico decorrente desse fluxo bidirecional de energia.

Verifica-se a necessidade de alteração nos procedimentos das distribuidoras visando à operação, manutenção e proteção das redes e unidades consumidoras. Dificuldades no controle de tensão são previstas, principalmente no período de carga leve, além da alteração nos níveis de curto-circuito, do aumento na distorção harmônica, afetando a qualidade da energia, além da questão da intermitência da geração que é uma característica da fonte.

Vários trabalhos discutem as questões delineadas anteriormente e, dentre eles, podem ser citados [MOGOS, 2004], [DINÇER, 2011], [DAVDA, 2012] e [NAVARRO, 2014].

No Brasil há um grande esforço por parte das distribuidoras de energia para se conhecer a fundo as tecnologias de GD, tanto do ponto de vista de operação e geração, como também de proteção. Esse esforço tem o objetivo de planejar o sistema de maneira tal que a inserção da GD ocorra da melhor forma possível. A referência [PADILHA, 2010] aborda esta questão.

Um grande problema se manifesta quando empreendimentos de grande geração são conectados em redes fracas, sendo necessário reforçá-las, reforço este a cargo da distribuidora na qual o empreendimento se conecta. Outro aspecto

relevante é quanto ao despacho que é feito de forma descentralizada, o que pode acarretar problemas operativos.

Os principais fatores relativos ao impacto nas redes de BT que devem ser observados pelas distribuidoras são: requisitos de segurança, qualidade dos equipamentos conectados à rede, qualidade da energia proveniente destes equipamentos, níveis de curto-circuito e proteção, capacidade de geração disponível, perdas elétricas e perfis de tensão em regime permanente.

A ocorrência de *fluxo reverso* de potência é um aspecto de extrema importância por partes dos órgãos de regulamentação e das distribuidoras, e pode ser considerada a temática de maior importância quanto aos impactos de ligação descentralizada na rede de BT. Ao surgir um fluxo em outra direção e sentido, os sistemas de proteção devem ser distribuídos de forma estratégica, para fornecerem segurança às equipes de manutenção, uma vez que na rede estão instalados os transformadores que, em situações deilhamento, funcionarão como transformadores elevadores. Os sistemas de controle de GD devem adotar estratégias de controle e proteção sensíveis o suficiente para desconectá-la da rede sempre que houver problemas, evitando, por exemplo, um fenômeno de formação de ilha, onde a GD não se desconecta e permanece alimentando parte do sistema.

A *regulação de tensão* é um fator preponderante para a inserção de GD à rede de BT, pois as distribuidoras devem garantir que os níveis de tensão estejam dentro dos limites estabelecidos pelos procedimentos de distribuição. Em [FERREIRA, 2010] podem ser encontrados mais detalhes sobre a regulação de tensão.

A inserção de GD nos sistemas de distribuição altera os perfis de tensão na rede devido à mudança dos fluxos ativos e reativos. A situação mais crítica é detectada quando se verifica geração máxima nos períodos de cargas mínimas, podendo ocorrer transgressão do limite máximo de tensão estabelecido no PRODIST conforme [FREITAS, 2004]. Os limites que devem ser praticados na rede em questão, cuja tensão nominal é de 220 V, são apresentados na Tabela 3.2.

Tabela 3.2 – Limites de tensão nas residências

<i>Tensão de Atendimento</i>	<i>Faixa de variação da tensão [V]</i>
Adequada	$(201 \leq V \leq 231)$
Precária	$(189 \leq V < 201 \text{ ou } 231 < V \leq 233)$
Crítica	$(V < 189 \text{ ou } V > 233)$

Os impactos da inserção de GD nas redes das distribuidoras são diversos, podendo ser positivos ou negativos, verificando-se uma troca de benefícios entre a geração descentralizada e a centralizada, onde cada uma pode dar suporte à outra. Como exemplo, a geração centralizada ou em grande escala, por suas condições técnicas específicas, pode cobrir desligamentos emergenciais ou programados dos geradores distribuídos.

O desafio principal para a consolidação da GD como opção à geração centralizada está relacionado aos *custos de implantação*, tal como os *custos de operação e manutenção*, que interferem nos custos finais da energia gerada. O desenvolvimento tecnológico acarreta gradativamente a redução dos custos, porém algumas opções já se mostram competitivas dependendo da disponibilidade e custo da fonte em determinado local.

3.3.1 Representação do Problema – Modelagem

Para representar o problema, modela-se um sistema elétrico simplificado, conforme ilustrado na Figura 3.7. O circuito é constituído por um transformador de distribuição, com tensão terminal \dot{V}_T ligado a uma UCG, por meio de um ramo com impedância $\bar{Z} = R + jX$. A tensão na barra da UCG é identificada por \dot{V}_{UCG}^1 .

¹ Grandezas fasoriais são indicadas por \dot{X} e grandezas complexas, porém não fasoriais, são indicadas por \bar{X} .

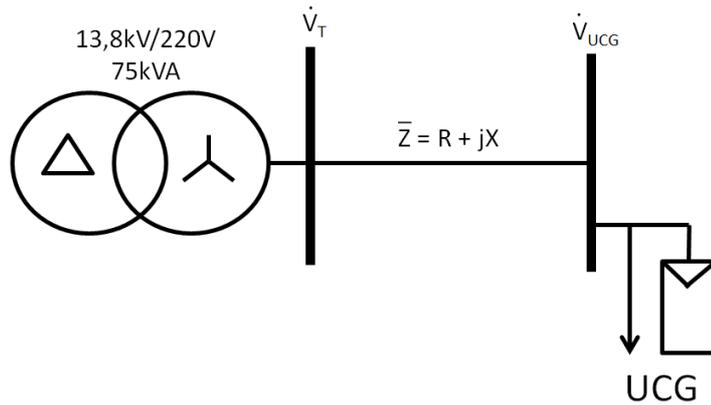


Figura 3.7 – Diagrama simplificado do sistema de conexão de uma UCG

Para este sistema, a potência na UCG é determinada pela equação (3.1). Nesta expressão, \bar{S} é a potência complexa e P e Q são, respectivamente, as potências ativa e reativa.

$$\bar{S} = P + jQ \quad (3.1)$$

Considerando a tensão (\dot{V}_{UCG}) e a corrente (\dot{I}) na UCG, tem-se:

$$\bar{S} = \dot{V}_{UCG} \cdot \dot{I}^* \quad (3.2)$$

A corrente injetada na UCG fica expressa pela equação (3.3).

$$\dot{I} = \frac{P - jQ}{\dot{V}_{UCG}^*} \quad (3.3)$$

Para uma corrente \dot{I} , a expressão (3.4) relaciona as tensões \dot{V}_T e \dot{V}_{UCG} .

$$\dot{V}_T = \dot{V}_{UCG} + \bar{Z} \cdot \dot{I} = \dot{V}_{UCG} + (R + jX) \cdot \dot{I} \quad (3.4)$$

Substituindo (3.3) em (3.4) tem-se que o aumento da tensão na barra da UCG, em função da corrente injetada, é dado por:

$$\Delta \dot{V} = \dot{V}_T - \dot{V}_{UCG} = (R + jX) \cdot \frac{P - jQ}{\dot{V}_{UCG}^*} \quad (3.5)$$

Como em redes de distribuição a abertura angular entre as tensões é relativamente pequena, pode-se considerar a tensão na barra da UCG como sendo puramente real. Dessa forma a variação da tensão fica expressa pela equação (3.6).

$$\Delta V \cong \frac{RP + XQ}{V_{UCG}} \quad (3.6)$$

As potências ativa e reativa líquidas injetadas no sistema de distribuição, pela barra da UCG, são dadas pela diferença entre a potência gerada e a potência consumida. Assim, tem-se:

$$\Delta V = \frac{R.(P_G - P_C) + X.(Q_G - Q_C)}{V_{UCG}} \quad (3.7)$$

Tendo em vista que, nas redes de distribuição, o valor do módulo de R é maior que o valor do módulo de X e, ainda, que as GD's operam com fator de potência unitário, ou seja, Q_G próximo a zero, pode-se concluir que:

- A potência ativa fornecida pela GD proporciona maior impacto à tensão do que a potência reativa;
- Quanto menor a potência consumida, maior será a variação da tensão na barra da UCG;
- Quanto menor a tensão na barra da UCG, maior será a variação da tensão.

Considerando uma instalação típica de uma unidade consumidora de porte médio, atendida por meio de duas fases, ramal de ligação com cabos de 16 mm² e capacidade de geração de 3 kWp, operando à plena capacidade (por volta das 12h) com fator de potência unitário, tem-se:

$$R = 2,449 + j0,17077 \Omega/\text{km} \text{ (comprimento do ramal de ligação de 20m);}$$

$$P_G = 3000 \text{ W}$$

$$P_C = 1490 \text{ W}$$

$$V_{UCG} = 220 \text{ V}$$

$$\Delta V = \frac{R.(P_G - P_C) + X.(Q_G - Q_C)}{V_{UCG}} = \frac{(2,449 \times 0,02).(3000 - 1490)}{220}$$

$$\Delta V = \frac{73,9598}{220} = 0,33618 \text{ V}$$

Para a situação de atendimento acima, observa-se um incremento da tensão no ponto de conexão da ordem de 0,015 p.u. Cabe ressaltar que foi adotada a demanda média, como valor de potência consumida, e que não foi considerado o trecho entre o transformador de distribuição e o poste imediatamente antes da unidade consumidora.

As perdas no circuito analisado são determinadas pela equação (3.8), onde g_{TUCG} , expressa por (3.9), é a condutância do ramo entre o transformador e a UCG.

$$Perdas = g_{TUCG} \cdot |\dot{V}_T - \dot{V}_{UCG}|^2 \quad (3.8)$$

$$g_{TUCG} = \frac{R}{R^2 + X^2} \quad (3.9)$$

Verifica-se que o comportamento das perdas é dependente não apenas da impedância envolvida, que no caso da distribuição é fortemente afetada pelo valor de R, mas também pela tensão resultante no ponto de conexão. Em determinadas situações ela diminuirá com a inserção da GD, mas em outras poderá aumentar. Um estudo interessante a respeito da tensão no ponto de conexão do consumidor está disponível em [SCHWENCK, 2012].

Considerando a presença de não apenas uma UCG, o circuito indicado na Figura 3.8 inclui duas residências. A grandeza \bar{S}_{12} refere-se à potência aparente que circula entre as barras 1 e 2. As potências ativas relativas às UCG1 e UCG2 são, respectivamente, P_{c1} e P_{c2} , e as potências reativas são representadas por Q_{c1} e Q_{c2} .

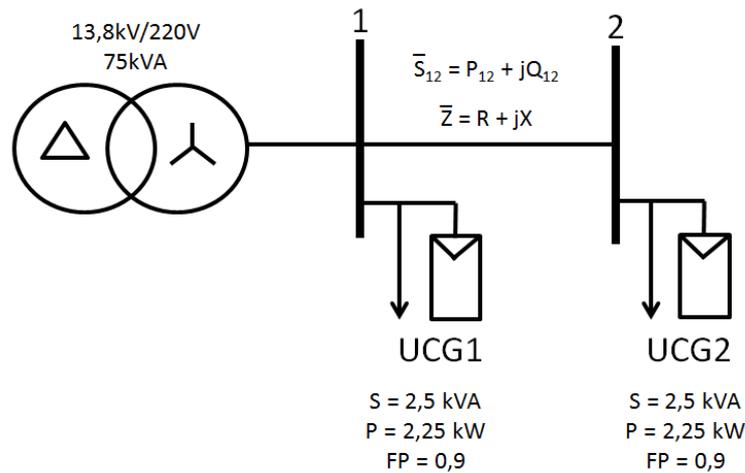


Figura 3.8 – Diagrama do sistema simplificado com duas residências

Por meio do cálculo do fluxo de potência monofásico, a potência ativa que circula entre as barras 1 e 2 é dada pela equação (3.10).

$$P_{12} = \frac{V_1^2 - V_1 \cdot V_2 \cdot \cos \theta_{12}}{R} \quad (3.10)$$

onde:

- P_{12} é o fluxo de potência ativa entre as barras 1 e 2;

- V_2 é o módulo da tensão na barra 2;
- V_1 é o módulo da tensão na barra 1;
- R é a resistência da rede de distribuição de BT;
- θ_{12} é o ângulo entre \dot{V}_1 e \dot{V}_2 .

De acordo com a equação (3.10), verifica-se que, para ser possível a injeção de potência ativa do lado de BT para o lado de MT, em redes resistivas, a tensão deve ser (em p.u.) superior no lado do barramento 2 ($V_2 > V_1$). Uma referência interessante que aborda o comportamento da tensão é [Pereira, 2010].

A análise realizada, mesmo sendo em um circuito simplificado, já aponta para o fato de que uma grande penetração de GD nas redes de BT irá requerer ações de controle da tensão no ponto de conexão, para que não ocorra violação dos limites regulatórios.

3.3.2 Perfil de Tensão

As redes distribuição foram desenvolvidas para o atendimento de cargas passivas, ou seja, não se considerava a possibilidade de conexão de geração distribuída, e, normalmente, a geração seria conectada às redes de MT e AT.

Na condição convencional, ou seja, sem a presença de GD, o perfil de tensão nos alimentadores era ajustado de forma a se obterem níveis de tensão superiores ou pelo menos iguais aos mínimos em todos os pontos, iniciando do barramento de média tensão da subestação com valores próximos dos limites admitidos pelos equipamentos (ex: 1,04 p.u.).

Na maioria dos casos podia se considerar a barra de MT, na SE, como um ponto de tensão fixa, por se tratar de uma barra eletricamente mais robusta que os demais pontos do alimentador, com variação pequena em função dos níveis de carregamento. Devido ao fluxo das potências ativa e reativa consumidas pelas cargas, o perfil de tensão ao longo do alimentador normalmente apresentava um comportamento decrescente, como aquele ilustrado na Figura 3.9.

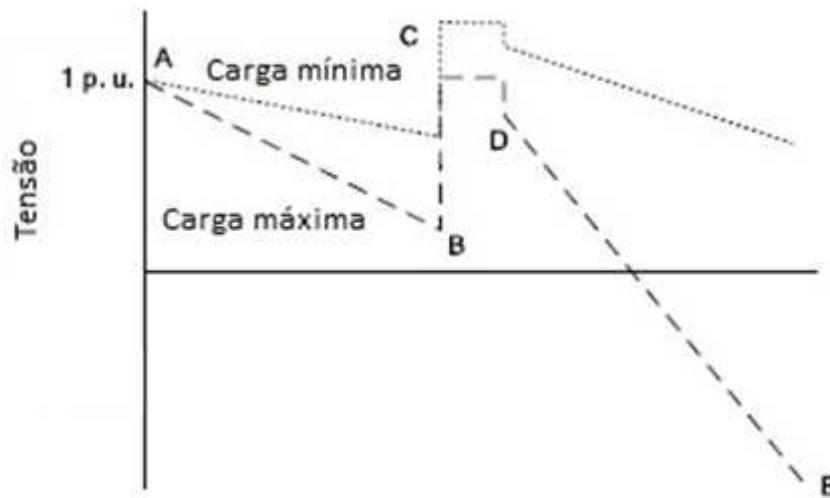


Figura 3.9 – Perfil de tensão de uma rede de distribuição radial
Fonte: [PEREIRA, 2010] - adaptada.

Na Figura 3.9, observam-se os seguintes pontos, os quais representam condições de interesse:

- A: A tensão é mantida constante por meio do sistema de controle automático de tensão (comutador de tapes no transformador da subestação);
- A - B: A tensão abaixa na rede de MT devido às cargas (ligadas diretamente à rede de MT ou na rede de BT por meio dos transformadores de distribuição);
- B - C: Elevação da tensão pela atuação do regulador de tensão;
- C - D: A tensão abaixa na saída do transformador de distribuição MT/BT;
- D - E: A tensão abaixa na rede de BT devido às cargas.

Admitindo-se, por simplicidade, a carga concentrada na extremidade do alimentador, a queda de tensão no alimentador pode ser dada de forma aproximada pela equação (3.11).

$$\Delta V = \frac{R.P + X.Q}{V_c} \quad (3.11)$$

onde:

- ΔV é a queda de tensão no alimentador;
- X é a reatância da linha;

- P é o fluxo de potência ativa na linha;
- Q é o fluxo de potência reativa na linha;
- V_C é a tensão na carga.

Na estrutura convencional, com o intuito de se evitarem as quedas de tensão que pudessem violar os limites inferiores de tensão, são utilizados reguladores de tensão e bancos de capacitores. Em alguns casos, por motivos econômicos, podem ser interligados vários reguladores em série. Para um desempenho adequado dos controles de tensão é necessária a coordenação entre os tempos de atuação das malhas de controle de cada regulador.

Considerando que já exista uma carga atendida em um ponto de conexão, ao se interligar uma geração distribuída, poderá ocorrer a elevação da tensão neste ponto. A conexão de GD na rede normalmente altera os valores das potências ativa e reativa que fluem da barra de MT da SE para o ponto de conexão, o que, em alguns casos eleva ou reduz a tensão no ponto de conexão e também em toda a extensão do alimentador. A referência [LIU, 2008] trata de forma mais ampla este tema.

Quando a GD propicia uma redução do fluxo de potência ativa no alimentador, a queda de tensão torna-se menor e, conseqüentemente, poderá ocorrer uma melhora no perfil de tensão. Em outros casos, com a inversão do fluxo de potência ativa, poderá ocorrer a elevação do nível de tensão, podendo este chegar, inclusive, a ultrapassar os limites estabelecidos de tensão. Tal elevação poderá afetar não só o ponto de conexão, mas também os demais pontos do alimentador. Referências importantes são [TOLEDO, 2010], [TOLEDO, 2012], [TOLEDO, 2013], [SILVA, 2010] e [SILVA, 2011].

Cabe ressaltar que a faixa admissível para elevação do perfil de tensão em um alimentador é muito inferior à faixa admitida para queda de tensão no mesmo. Enquanto para elevação, admite-se um incremento da ordem de 2% de tensão (note-se que a tensão na barra de MT da SE é fixada entre 103% a 105%), para queda de tensão, ao contrário, admitem-se quedas de tensão da ordem de até 12%, desconsiderando a presença de reguladores de tensão no circuito [ANEEL, 2012b]. Diante disso, no caso de fluxo inverso no alimentador, a potência compatível com os limites de tensão poderá ser menor que a potência admitida para o atendimento de apenas cargas passivas.

3.3.3 Perdas Elétricas

O impacto causado pela inserção de GD nas redes de BT sobre as perdas dependerá das alterações no fluxo da potência passante. Em princípio não se pode estabelecer de forma geral qual seria sua magnitude. Apenas uma análise caso a caso será capaz de avaliá-los. As equações (3.8) e (3.9) podem ser empregadas para esta análise.

Poderá ocorrer redução ou aumento das perdas, em função das variáveis de cada sistema, ou seja, dependem das características físicas da rede, do montante de potência envolvido, das curvas de carga, da localização dessas cargas e da geração ao longo do alimentador.

É desejável e recomendável que as perdas no alimentador não sejam elevadas em função da GD injetada, para que os demais consumidores atendidos no circuito em questão não sejam prejudicados. Considerando o regime de compensação adotado no Brasil, eventuais reduções de perdas na ponta poderão ser superadas pelos acréscimos de perdas na carga leve, uma vez que a duração do período de ponta é sempre inferior ao período fora ponta.

Para minimizar ou evitar a elevação das perdas no período de carga leve poderá ser necessária a adoção de medidas, tais como obras adicionais de reforço nos alimentadores.

3.4 Software utilizado nas simulações

Existem disponíveis no mercado diversos *softwares* utilizados para cálculo de fluxo de potência do sistema elétrico. Para a escolha do mais adequado a ser utilizado nas simulações, é necessário conhecer as variáveis envolvidas no cálculo, considerando as características do tipo de sistema a ser analisado e suas respectivas modelagens.

Dentre as questões mais significativas, que direcionam o uso dos programas de fluxo de potência de forma mais adequada, destacam-se: tipo de análise (trifásica ou monofásica); característica dos cabos condutores; modelagem da geração e da carga; consideração da inclusão de GD. Alguns destes aspectos são tratados abaixo.

Redes de Transmissão

As redes de transmissão se caracterizam por serem trifásicas equilibradas.

Apresentam, por caráter construtivo, uma relação onde o módulo do parâmetro indutivo é maior que o módulo do parâmetro resistivo ($X > R$).

A componente de geração tem função bem definida.

O consumidor neste tipo de rede é modelado como carga de potência constante ($P + jQ$).

A modelagem associada a este tipo de rede é monofásica. Calculam-se as grandezas de uma só fase, pois, sendo o circuito equilibrado, aquelas das demais fases são diretamente obtidas.

O método de solução mais adotado é o de Newton-Raphson, cuja formulação encontra-se bem fundamentada nos livros básicos de análise de sistemas elétricos. Vários *softwares* estão disponíveis no mercado. Como exemplos podem ser citados o Anarede [CEPEL, 2014], o Power World [POWERWORLD, 2014] e o PSS/E [SIEMENS, 2014a].

Redes de Distribuição (sem inserção de GD)

As redes de distribuição, sem a presença de GD, se caracterizam por serem trifásicas, bifásicas ou monofásicas, além de poderem ser desequilibradas.

Podem apresentar relação onde o módulo do parâmetro resistivo é maior que o módulo do parâmetro indutivo ($R > X$), principalmente nas redes de distribuição de BT.

Assim como nas redes de transmissão, a componente de geração a elas conectada também tem função definida. Os consumidores têm função definida como carga.

A modelagem associada a este tipo de rede é trifásica, uma vez que se trata, em geral, de sistema desequilibrado.

Os métodos de solução mais adotados são Newton-Raphson trifásico, Injeção de Corrente, dentre outros. Pode-se citar, como exemplo, o *software* PSS/Adept [SIEMENS, 2014b].

Redes de Distribuição (com inserção de GD)

As redes de distribuição, com a presença de GD, se caracterizam por serem trifásicas, bifásicas ou monofásicas e, em geral, desequilibradas. Assim como as redes de distribuição sem a presença de GD, podem apresentar relação onde o parâmetro resistivo é maior que o indutivo ($R > X$) nas redes de distribuição de BT.

A componente geração não mais tem uma função definida, uma vez que, também, pode possuir função de carga.

A componente consumidor, da mesma forma, não tem função definida como carga, pois, também, pode ter a função de gerador, com fontes de diferentes tipos possuindo cada uma delas modelagem própria.

A modelagem associada a este tipo de rede é trifásica uma vez que se trata, em geral, de sistema desequilibrado.

Dentre os *softwares* disponíveis no mercado pode-se citar o Cyme [CYME, 2009] e o PowerFactory [POWERFACTORY, 2014]. O programa adotado para as simulações no âmbito dessa dissertação foi o Cyme, em função da aderência à utilização nas redes de distribuição com inserção de GD.

No caso do Cyme, aplicativo especializado para simulações de redes de MT e BT, amplamente utilizado pelas distribuidoras de energia, a caracterização das redes de distribuição bem como a modelagem das fontes de GD já está consolidada. Isto reforça a adoção desse *software* nesta dissertação, para análise mais aprofundada dos casos.

Dentre várias funcionalidades, o Cyme disponibiliza o cálculo de fluxo de potência por meio dos seguintes métodos:

- Gauss-Seidel;
- Newton-Raphson;
- Desacoplado Rápido;
- Queda de Tensão (em inglês, *Voltage Drop Calculation Technique*).

Os métodos de Newton-Raphson (trifásico) e queda de tensão são os mais indicados para solução de redes de BT, uma vez que estas são, na sua maioria, desequilibradas. O método queda de tensão, que é utilizado pelo CYME, inclui um completo algoritmo trifásico desequilibrado que calcula as tensões de fase, os fluxos de potência e correntes, incluindo a corrente de neutro.

A técnica de cálculo de queda de tensão iterativo calcula as tensões e os fluxos de potência em cada seção da rede dentro de 10 ou menos iterações. A simulação retorna os resultados quando não há variação da tensão calculada, em qualquer seção das redes selecionadas, de uma iteração para a próxima, considerando a tolerância adotada como critério de parada do processo iterativo. No entanto, em alguns casos, o cálculo pode não convergir para uma solução adequada. A razão para a não convergência deve ser analisada. Esta pode ocorrer

devido à inconsistência de dados, tais como os valores das impedâncias, ou à configuração peculiar da rede sob análise.

A entrada de dados no Cyme é bastante amigável. Para análise em MT, podem ser importados os dados da plataforma georeferenciada (GIS) da CEMIG. Observa-se, entretanto, que, para análises em redes de BT, a importação dos dados ainda não se encontra disponível.

Diante disso, para os estudos realizados nesta dissertação, foi necessário construir a rede sob análise, cadastrando os componentes antecipadamente, para possibilitar sua seleção durante a construção dos casos a serem simulados. A Figura 3.10 apresenta a tela do sistema de georeferenciamento da CEMIG D (G-DIS) onde está representado o circuito do transformador e da rede de BT analisada.

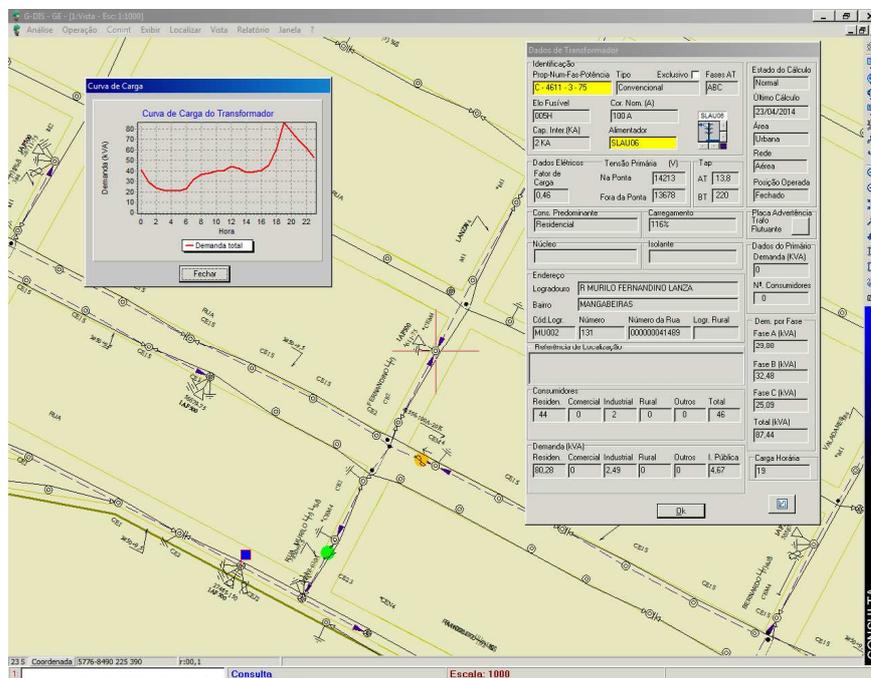
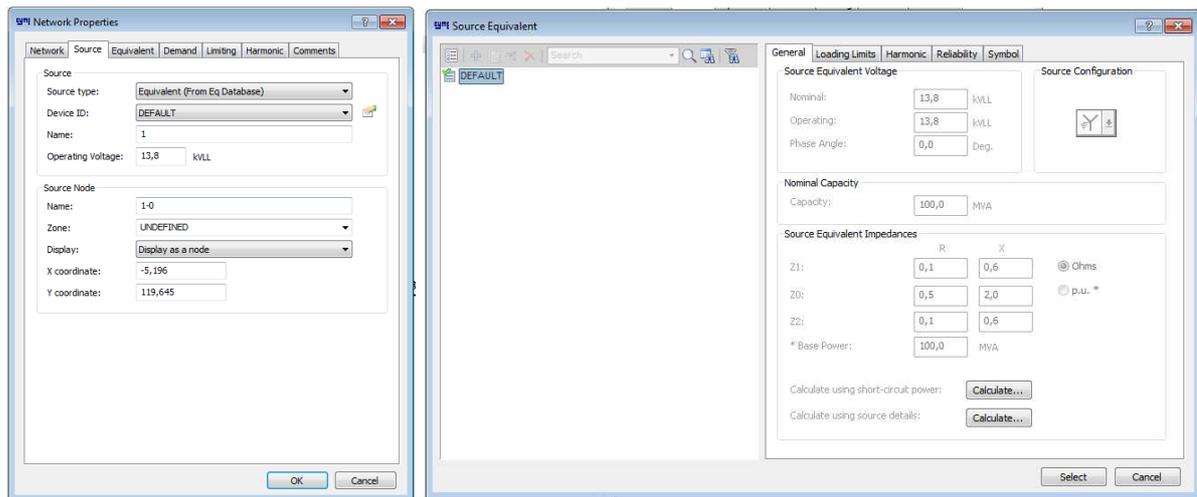


Figura 3.10 – Tela de consulta do G-DIS: Trafo N° 4611

A fonte no Cyme (fonte equivalente) é o ponto de partida de uma rede. Esta representa a impedância da rede de geração e de transmissão. A fonte permite duas configurações: estrela aterrada e triângulo. São determinados os valores de tensão nominal e de tensão de operação, além das impedâncias. A Figura 3.11 (a) e (b) apresenta a tela de parâmetros da fonte equivalente adotada pelo Cyme.



(a)

(b)

Figura 3.11 – (a) Propriedades da rede - (b) Propriedades da fonte

Para a geração fotovoltaica é possível selecionar o módulo fotovoltaico a ser implementado em uma lista, ou até mesmo inserir os dados específicos de um modelo não disponível na lista do *software*. A Figura 3.12 apresenta a tela de parametrização.

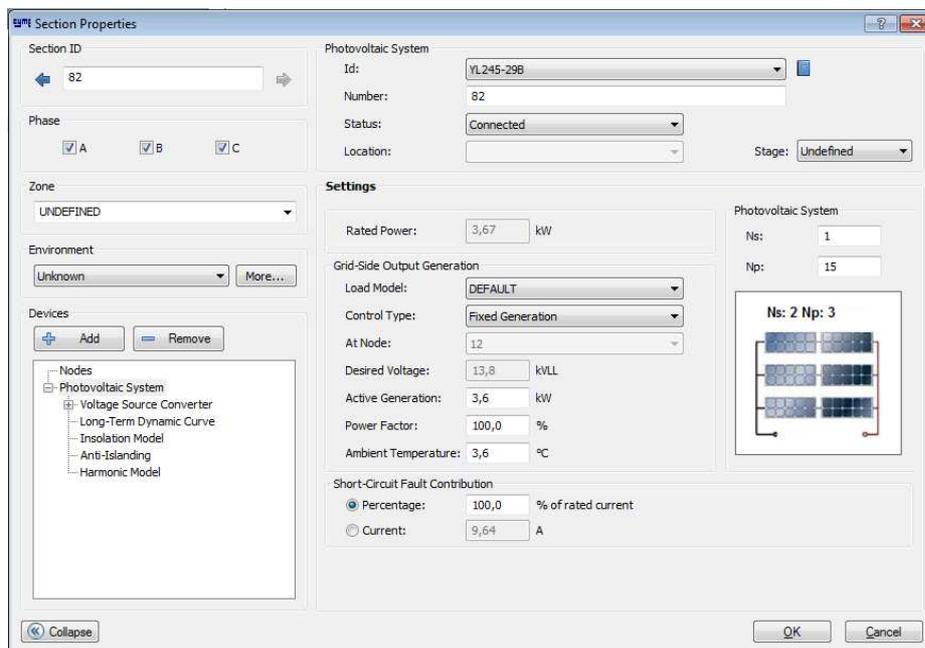


Figura 3.12 – Tela do Cyme com parâmetros do sistema de geração fotovoltaica

As cargas podem ser modeladas como impedância constante, corrente constante e potência constante. Para o caso analisado estas foram configuradas como potência constante, uma vez que a representação de carga deste tipo é a representação mais severa, do ponto de vista da estabilidade do sistema, devido ao

efeito de amplificação da oscilação de tensão. Por exemplo, uma queda na tensão causará um aumento na corrente de carga, resultando numa maior queda de tensão. Em condições graves, um desligamento em cascata também pode ocorrer.

Como saída, o Cyme apresenta gráficos com as variáveis de interesse devidamente identificadas, tais como as perdas elétricas, o perfil de tensão, dentre outras. Para este trabalho, as variáveis de interesse são o perfil de tensão e as perdas elétricas apresentadas principalmente nas UCGs, uma vez que a tensão nos padrões de entrada de cada residência não pode violar os limites estabelecidos no módulo 8 do PRODIST.

3.5 Considerações Finais

Diante do cenário internacional, espera-se que o Brasil também enfrente problemas relacionados à inserção de GD as redes de BT. Cabe ressaltar que tais problemas começam a se manifestar somente quando existe uma grande inserção na rede.

Considerando que a conexão destes sistemas às nossas redes ainda apresenta um crescimento pequeno, espera-se que os agentes envolvidos neste processo tenham tempo suficiente para implantar soluções, tendo como base as lições e experiências aprendidas pelos países que já convivem com esta modalidade de geração há vários anos.

Cabe ressaltar que a cada dia o custo da energia versus o custo de implantação de sistemas de GD torna a aplicação mais atrativa para os clientes brasileiros, ou seja, o crescimento que hoje é pouco significativo tende a aumentar com o passar do tempo, e é esperado que a taxa deste crescimento também se eleve.

Esta dissertação objetiva contribuir nesta direção, ou seja, investigar o impacto da inserção de GD nas redes de BT, em especial aquela proveniente dos telhados solares, visando atuar de forma preventiva aos problemas.

Sendo assim, para subsidiar as propostas indicadas no trabalho, o próximo capítulo analisa os impactos da GD em um caso real de inserção de microgeração distribuída através de telhados solares em um bairro residencial, por meio de diversos cenários de penetração.

4 Análise de Sensibilidade da Integração da GD

Neste capítulo, é registrada uma análise de sensibilidade das grandezas tensão e perdas elétricas com a inserção de GD em rede real de BT. Apresentam-se as características do circuito elétrico estudado, do sistema computacional adotado e a metodologia utilizadas nas simulações, bem como os resultados obtidos.

4.1 Considerações Iniciais

O projeto utilizado nas análises desenvolvidas nesta dissertação se refere à implantação de 20 telhados solares, no âmbito do projeto nacional denominado “120 telhados solares”, coordenado pela Universidade de São Paulo (USP). Para implantação em Minas Gerais foi escolhida a cidade de Sete Lagoas – MG, pois é nesta cidade que a Cemig Distribuição S.A. (CEMIG D) está implantando o Projeto Cidades do Futuro².

Com o objetivo de testar de forma apropriada e representar seu mercado, a CEMIG D decidiu concentrar todas as iniciativas de pesquisa relativas a *smartgrid*³ na cidade de Sete Lagoas [COSTA, 2011]. Como a questão de conexão de GD nas redes de distribuição é parte integrante dessas pesquisas, a opção de se implantar na mesma cidade o projeto dos 20 telhados solares ocorreu de forma natural.

Neste sentido, um estudo mais abrangente sobre o impacto das GDs a serem implantadas durante o desenvolvimento do projeto se faz necessário.

4.2 Escolha da Rede Elétrica para Análise

Por ocasião do início do projeto, optou-se pela procura de residências que estivessem na área de abrangência do projeto, uma vez que nem todos os

² O Projeto Cidades do Futuro tem o objetivo de testar em uma cidade da área de concessão da CEMIG D todas as tecnologias de *smartgrid* através de vários projetos de pesquisa e desenvolvimento.

³ *smartgrid* – Termo usualmente empregado para a aplicação de tecnologia da informação no sistema elétrico de potência, integrada aos sistemas de comunicação e infraestrutura de redes elétricas automatizadas.

alimentadores de Sete Lagoas receberiam a infraestrutura. Dentre os alimentadores disponíveis, escolheu-se o SLAU06 (Subestação Sete Lagoas 1 – Alimentador 06) que, além de receber toda a infraestrutura, está localizado próximo à Universidade Corporativa da CEMIG – UNIVERCEMIG⁴. A Figura 4.1 apresenta a área onde estão concentradas as residências.



Figura 4.1 – Vista aérea da região onde se concentram as residências escolhidas
Fonte: GoogleMaps

Dentro das 194 residências disponíveis para instalação, foram previamente escolhidas aquelas que apresentavam alimentação em pelo menos duas fases, pois os inversores adquiridos para o projeto apresentam tensão nominal, em corrente alternada (CA), para conexão com a rede de 220 V, que é a tensão entre fases da rede de distribuição do local. Inicialmente, foram pré-selecionadas 30 residências que seriam visitadas para avaliação das alternativas e dificuldades de instalação (área disponível, sombreamento, posicionamento do inversor, etc.) e, posteriormente, a seleção final das 20 casas.

Os consumidores das 30 casas pré-selecionadas foram convocados para uma reunião na UNIVERCEMIG, para que lhes fossem apresentados os detalhes do

⁴ UNIVERCEMIG é o centro de treinamento especializado da CEMIG D localizado em Sete Lagoas.

projeto. Todas as residências pré-selecionadas foram visitadas e, após a realização das visitas técnicas, a composição da distribuição das residências ficou como apresentado na Tabela 4.1.

Tabela 4.1 – Distribuição das 20 residências selecionadas

<i>TRANSFORMADOR</i>	<i>POTÊNCIA [kVA]</i>	<i>DISJUNTOR DE ENTRADA [A]</i>	<i>CONSUMO MÉDIO [kWh]</i>	<i>DEMANDA MÉDIA [kVA]</i>
4611	75	Tripolar 60	273	1,15
4611	75	Bipolar 60	169	0,71
4611	75	Tripolar 70	268	1,13
4611	75	Tripolar 70	291	1,23
4611	75	Bipolar 60	264	1,12
4611	75	Tripolar 60	64	0,27
4611	75	Bipolar 60	388	0,72
4611	75	Bipolar 60	361	1,53
56679	75	Bipolar 60	209	0,88
56679	75	Tripolar 70	325	1,38
56679	75	Tripolar 70	250	1,06
50587	45	Bipolar 60	154	0,65
144649	75	Bipolar 60	447	1,89
144649	75	Bipolar 60	376	1,59
7830	75	Bipolar 60	267	1,13
7830	75	Bipolar 50	183	0,77
7830	75	Bipolar 60	253	1,07
7830	75	Bipolar 60	175	0,74
7830	75	Bipolar 60	136	0,57
7830	75	Bipolar 50	208	0,88

Dentre os 5 transformadores de distribuição selecionados para o projeto, especial atenção é dada ao Transformador N° 4611, cuja potência nominal é de 75 kVA, uma vez que ele receberá o maior número de sistemas fotovoltaicos, no total de 8 sistemas.

A Figura 4.2 apresenta os dados do referido transformador retirados do sistema de gerenciamento da CEMIG.

Dados de Transformador

Identificação
 Prop-Num-Fas-Potência Tipo Exclusivo Fases AT Estado do Cálculo
 C - 4611 - 3 - 75 Convencional ABC Normal
 Elo Fusível Cor. Nom. (A) Último Cálculo
 005H 100 A 02/05/2014
 Cap. Inter.(KA) Alimentador Área
 2 KA SLAU06 Urbana
 Rede
 Aérea
 Posição Operada
 Fechado

Dados Elétricos Tensão Primária (V) Tap
 Fator de Carga Na Ponta 14214 AT 13,8
 0,46 Fora da Ponta 13678 BT 220

Cons. Predominante Carregamento
 Residencial 116%

Núcleo Isolante

Endereço
 Logradouro R MURILO FERNANDINO LANZA
 Bairro MANGABEIRAS
 Cód. Logr. Número Número da Rua Logr. Rural
 MU002 131 000000041489

Referência de Localização

Consumidores

Residen.	Comercial	Industrial	Rural	Outros	Total
44	0	2	0	0	46

Demanda (kVA)

Residen.	Comercial	Industrial	Rural	Outros	I. Pública
80,28	0	2,49	0	0	4,67

Dados do Primário
 Demanda (kVA) 0
 Nº. Consumidores 0
 Dem. por Fase
 Fase A (kVA) 29,88
 Fase B (kVA) 32,48
 Fase C (kVA) 25,09
 Total (kVA) 87,44
 Carga Horária 19

Placa Advertência
 Triângulo Flutuante

Ok

Figura 4.2 – Dados do transformador de distribuição Nº 4611

Como pode ser visto na Figura 4.2, atualmente este transformador apresenta 116% de carregamento no horário de ponta. Daí a necessidade de se aumentar a tensão no lado de MT para 14,21 kV. Durante o período de carga leve e média, a tensão no lado de MT é mantida em 13,68 kV. A Figura 4.3 apresenta a curva de carga deste transformador, e, como era de se esperar, o perfil de carga apresenta características de consumo residencial.

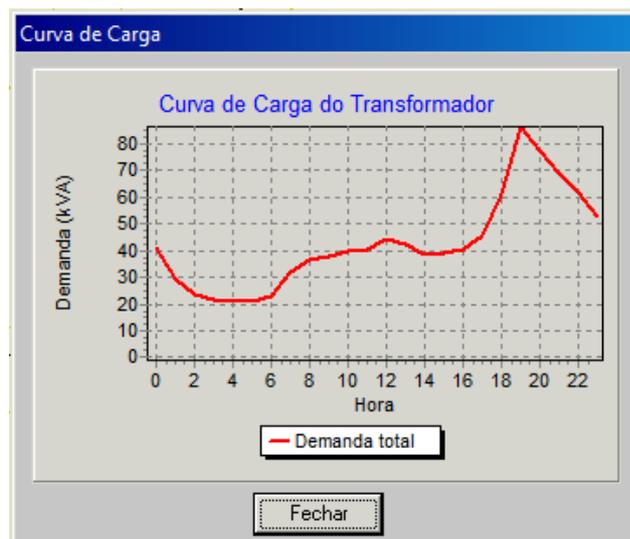


Figura 4.3 – Curva de carga do transformador de distribuição Nº 4611

As Figuras 4.4 e 4.5 apresentam os parâmetros inseridos no *software* Cyme para o Transformador N° 4611. Verifica-se que vários são os parâmetros a serem inseridos para representação do transformador. Os dados utilizados se basearam na base de dados de transformadores de distribuição da CEMIG D.

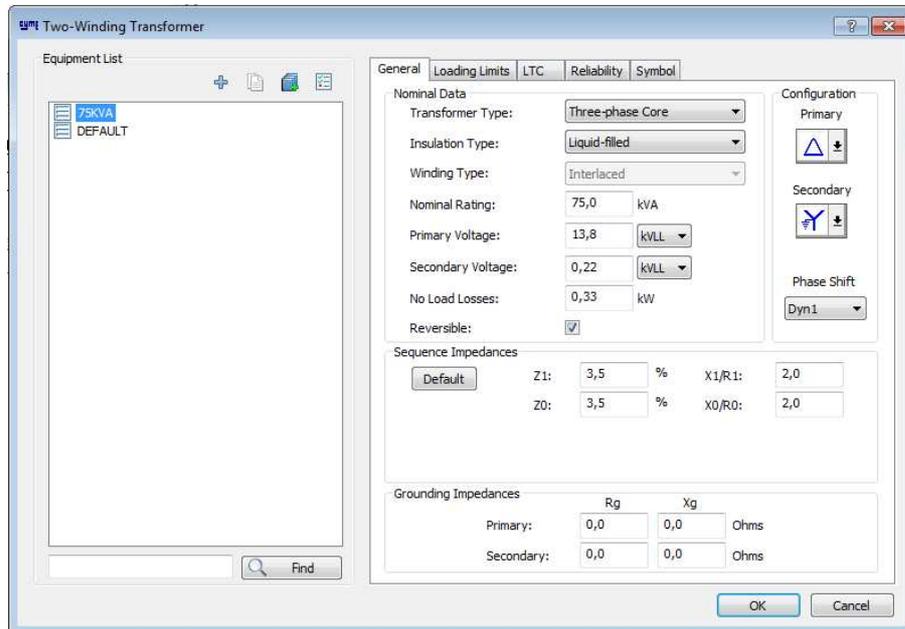


Figura 4.4 – Tela de entrada de dados de transformadores

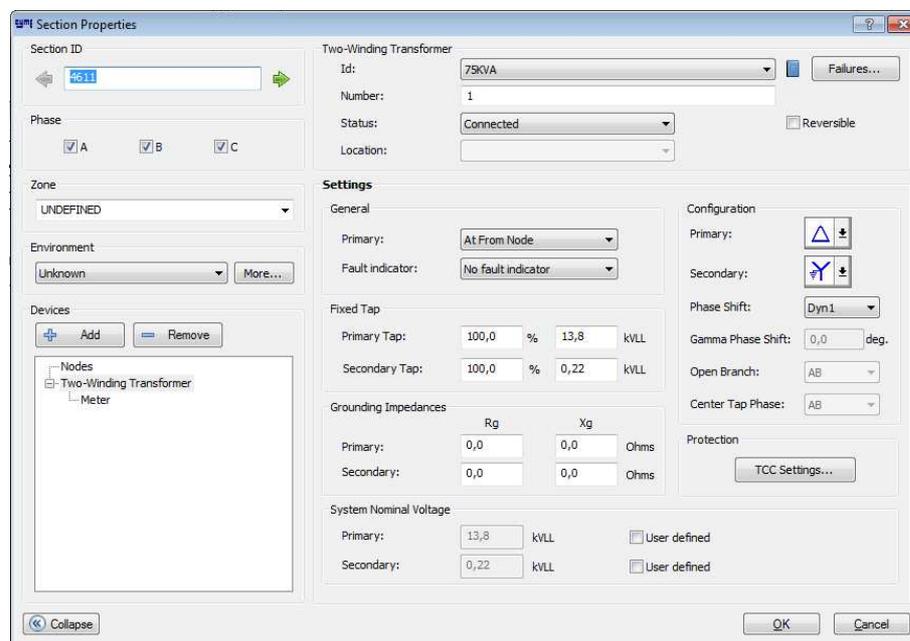


Figura 4.5 – Tela de parâmetros do transformador N° 4611

Foi adotado o valor de 13,68 kV no lado de MT do Transformador N° 4611, uma vez que a geração fotovoltaica não coincide com o horário de ponta do circuito. A Figura 4.6 apresenta a tela de parametrização da tensão de operação.

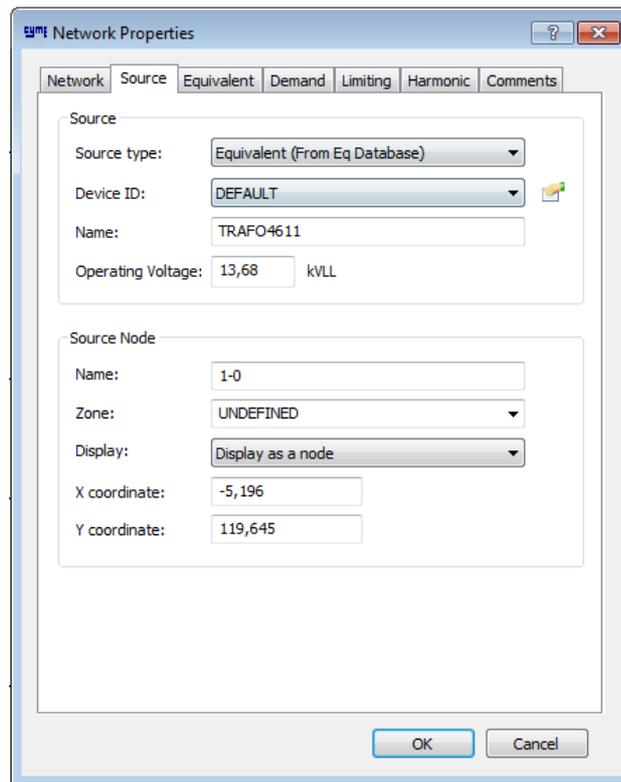


Figura 4.6 – Tela de parâmetros da fonte

Para o desenvolvimento do trabalho foram realizadas diversas simulações, conforme descrito na Tabela 4.2, considerando diferentes cenários de inserção da microgeração distribuída, objeto do projeto 120 telhados.

Para construção da rede analisada, foi realizado o levantamento do consumo e da demanda de todas as 46 unidades consumidoras. Foi calculado o consumo médio e a demanda média do circuito, obtendo-se um consumo médio mensal por residência de 439,1 kWh e uma demanda média de 1,79 kVA, totalizando um consumo total do circuito de 20.197 kWh e uma demanda total de 87,44 kVA. Foram inseridas as demandas individuais e consumos médios dos últimos 12 meses de cada unidade consumidora para simulação.

A Figura 4.7 apresenta os parâmetros de uma das residências presentes nas simulações. Como pode ser visto, as cargas foram divididas de forma proporcional entre as fases (0,21 kW por fase).

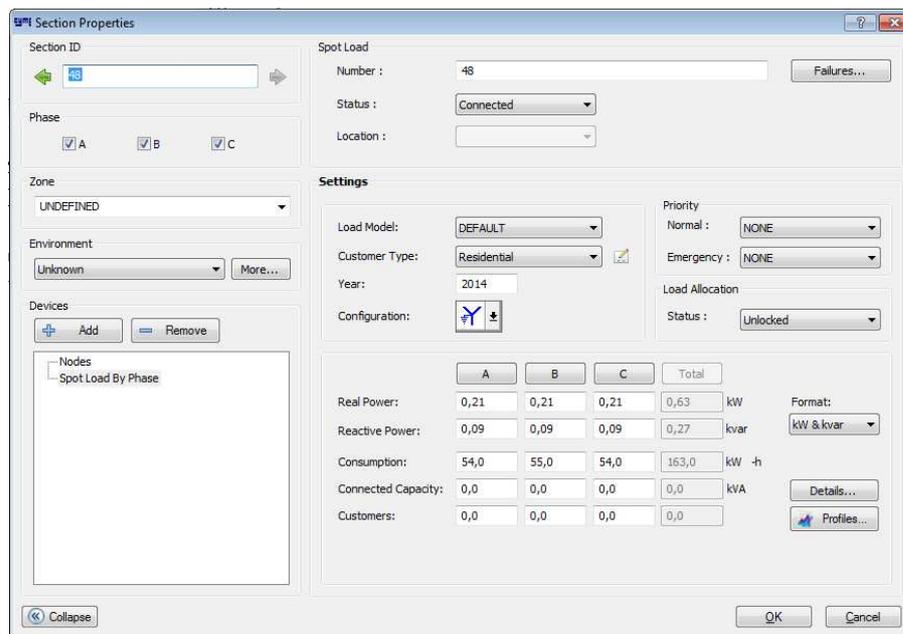


Figura 4.7 – Tela de parâmetros da carga residencial adotada

As cargas foram definidas, num primeiro momento, como sendo do tipo potência constante. A Figura 4.8 apresenta a tela de configuração do modelo de cargas a ser adotado.

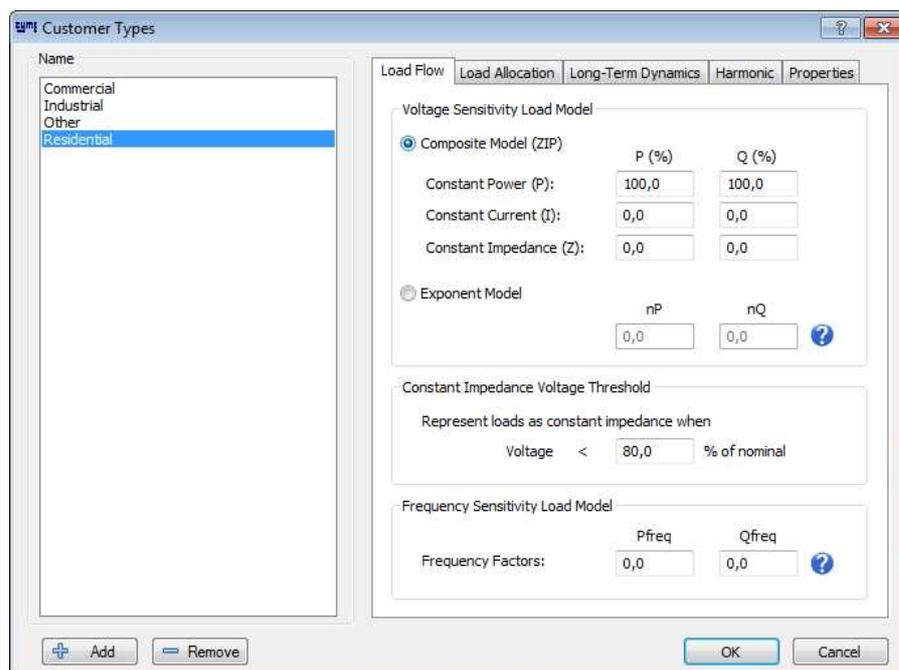


Figura 4.8 – Tela de parâmetros para carga do tipo residencial

4.3 Estudos de Caso – Resultados das Simulações

A pesquisa de mestrado envolveu um conjunto significativo de simulações, buscando analisar a inserção de microgeração distribuída com fonte solar. Um dos aspectos mais relevantes para a análise adequada da inserção da GD foi a definição dos casos a serem analisados, conforme já registrado na publicação [SOUZA, 2014].

A seleção dos casos considerou o impacto de diferentes cenários de inserção: distância entre a geração e o transformador de distribuição, número de UCG, diferentes níveis de geração, diferentes patamares de potência instalada por unidade consumidora.

As simulações realizadas se iniciam com o caso 1, onde poucas unidades consumidoras (total de 5) próximas ao transformador de distribuição recebem a instalação de GD com potência reduzida. A partir deste caso inicial, procedeu-se a um incremento da potência individual da UCG e, também, da distâncias destas ao transformador. Destacam-se os casos 15, 24 e 33. No caso 15, várias unidades consumidoras (total de 20) estão próximas e distantes do transformador de distribuição e recebem a instalação de GD com potência majorada (triplicada). Para os casos 24 e 33, o número de residências é alterado para 30 e 40, respectivamente.

A Tabela 4.2 apresenta resumidamente os parâmetros adotados.

Tabela 4.2 – Casos simulados

CASO	Nº UCGs PRÓXIMAS (*)	Nº UCGs DISTANTES (**)	CAPACIDADE DE GERAÇÃO / UCG [kWp]	CASO	Nº UCGs PRÓXIMAS (*)	Nº UCGs DISTANTES (**)	CAPACIDADE DE GERAÇÃO / UCG [kWp]
01	5	0	1,2	19	15	0	1,2
02	5	0	2,4	20	15	0	2,4
03	5	0	3,6	21	15	0	3,6
04	5	5	1,2	22	15	15	1,2
05	5	5	2,4	23	15	15	2,4
06	5	5	3,6	24	15	15	3,6
07	0	5	1,2	25	0	15	1,2
08	0	5	2,4	26	0	15	2,4
09	0	5	3,6	27	0	15	3,6
10	10	0	1,2	28	20	0	1,2
11	10	0	2,4	29	20	0	2,4
12	10	0	3,6	30	20	0	3,6
13	10	10	1,2	31	20	20	1,2
14	10	10	2,4	32	20	20	2,4
15	10	10	3,6	33	20	20	3,6
16	0	10	1,2	34	0	20	1,2
17	0	10	2,4	35	0	20	2,4
18	0	10	3,6	36	0	20	3,6

(*) Distância física de até 100m

(**) Distância física acima de 100m

Adicionalmente, foram realizadas as simulações da situação atual do circuito (caso atual), ou seja, sem nenhuma geração distribuída instalada, e da situação

futura, onde serão instalados, em oito unidades consumidoras, oito sistemas com potência nominal individual de 1,2 kWp.

Para cada caso investigado foram calculados os valores de tensão em 9 pontos distintos do circuito, os quais foram escolhidos em função da distância física do transformador de distribuição ao ponto de conexão da UCG e nos nós do circuito. Estes pontos estão identificados na Figura 4.9.

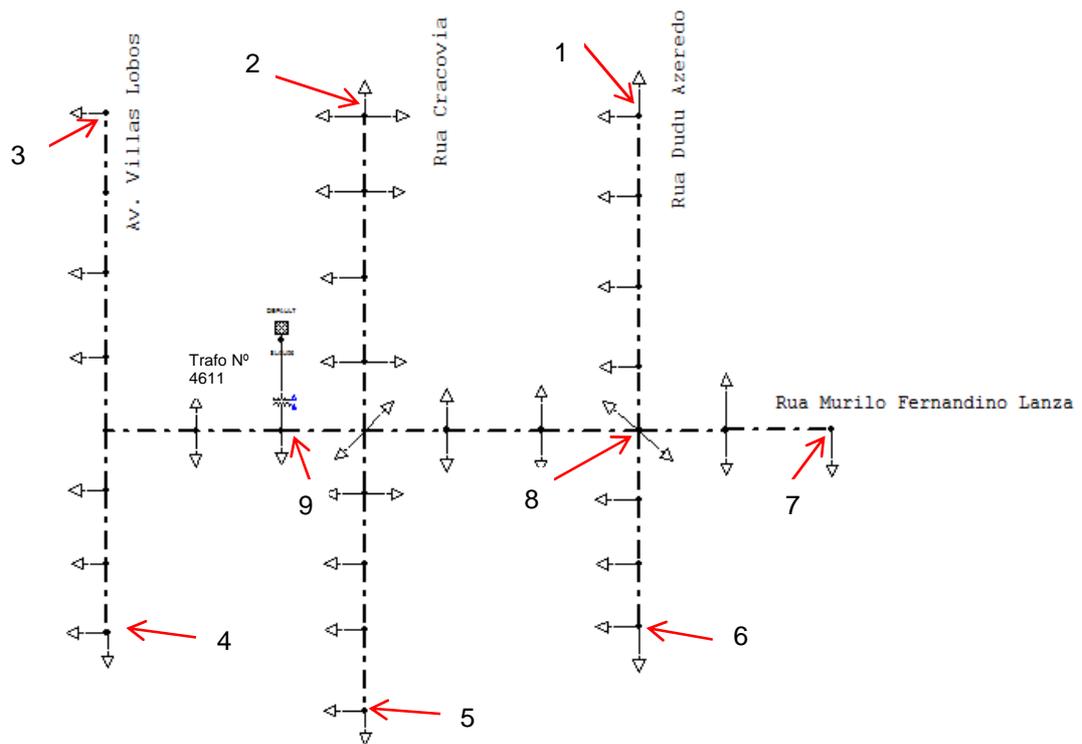


Figura 4.9 – Pontos de interesse no circuito de BT do transformador N° 4611

As Figuras 4.10, 4.11 e 4.12 apresentam os parâmetros inseridos no programa Cyme, para representar o sistema de geração fotovoltaica.

Inicialmente deve-se incluir a caracterização do módulo fotovoltaico a ser utilizado nas instalações. Os parâmetros inseridos são exatamente os mesmos informados pelo fabricante do módulo na documentação técnica fornecida junto com os módulos. A Figura 4.10 apresenta a tela de entrada dos dados dos módulos fotovoltaicos utilizados.

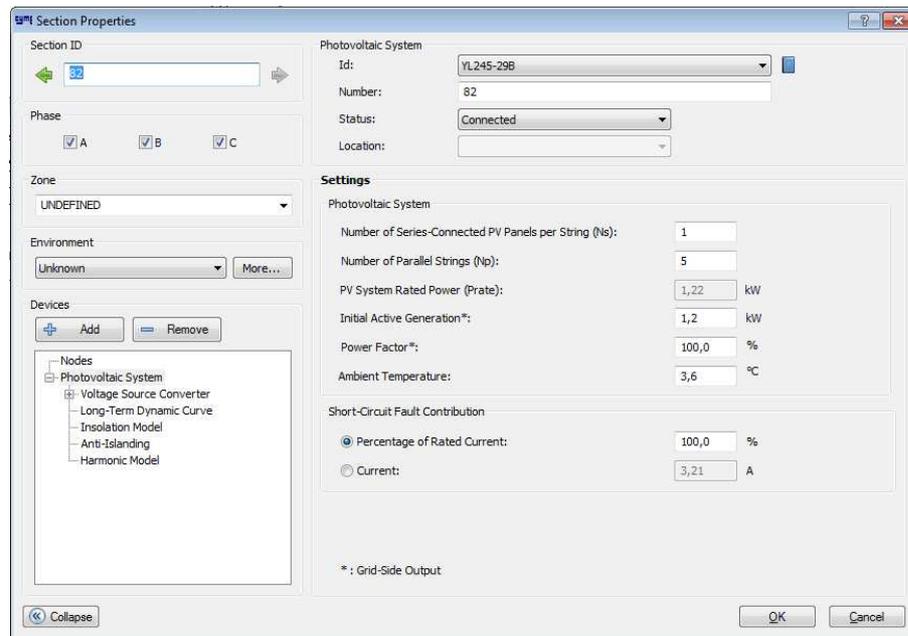


Figura 4.10 – Parâmetros do módulo fotovoltaico adotado

Pode-se selecionar a curva de radiação solar *default* (radiação padrão) apresentada na Figura 4.11, ou inserir o próprio modelo de radiação, caso seja necessário. No caso desta dissertação foi adotado o modelo disponibilizado pelo Cyme, uma vez que apresenta características adequadas à realidade da radiação solar brasileira.

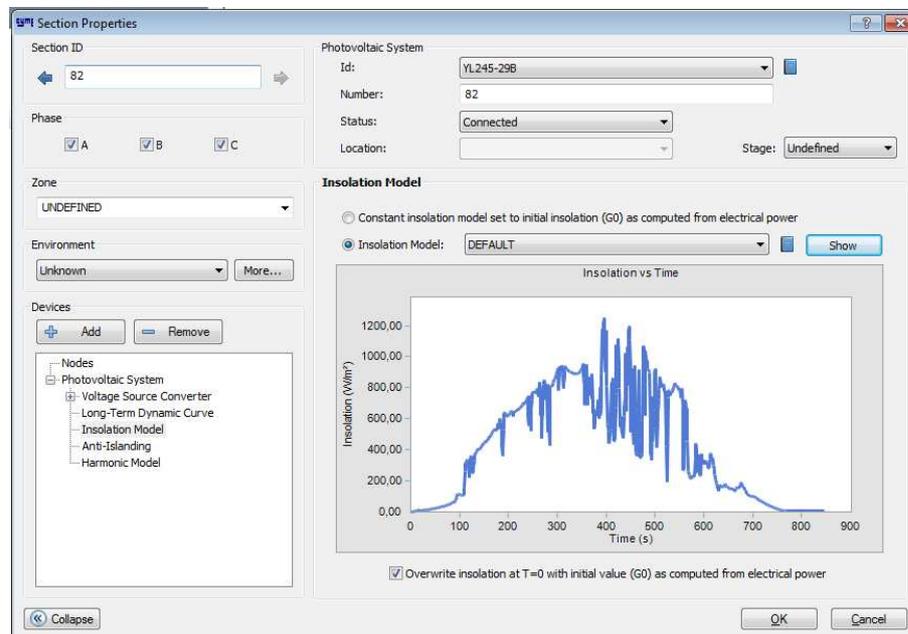


Figura 4.11 – Curva de insolação utilizada para modelagem da geração

Após inseridos os dados do módulo fotovoltaico adotado, torna-se necessário parametrizar o arranjo dos módulos (série/paralelo) para possibilitar o correto dimensionamento da geração. Foram inseridos os dados da configuração proposta

no projeto de pesquisa, conforme Figura 4.12. Os parâmetros adotados se referem ao módulo fotovoltaico YL245-29B fabricado pela empresa chinesa Yingli e que será utilizado no projeto 120 telhados.

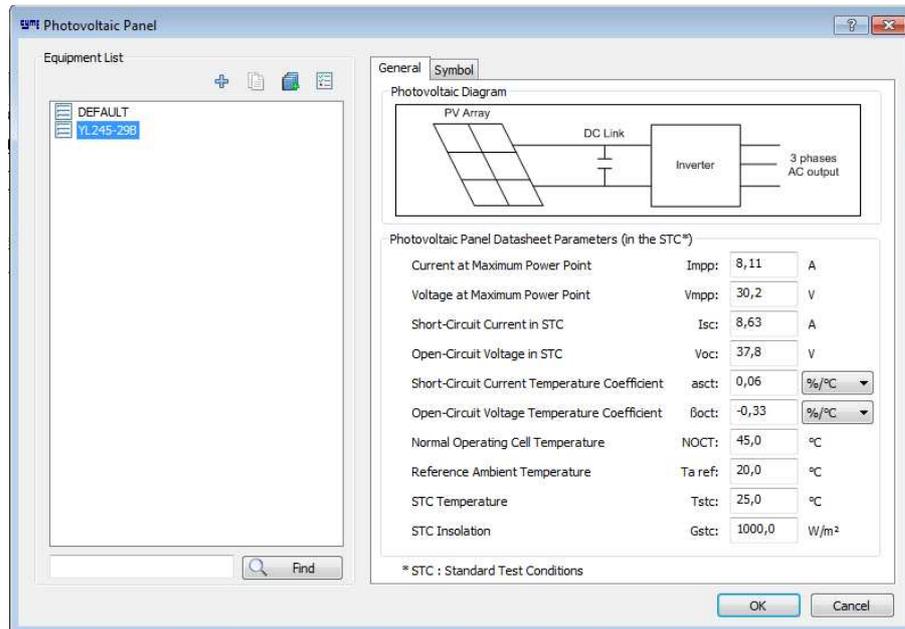


Figura 4.12 – Parâmetros do arranjo fotovoltaico utilizado

Os limites de tensão adotados pelo PRODIST foram inseridos no programa Cyme, para determinação de possíveis violações. A Figura 4.13 apresenta a tela de parametrização destes limites. Neste exemplo, os valores correspondentes aos limites superior e inferior são, respectivamente, 105% e 91,34%. Os demais, para as condições precária e crítica, são também inseridos.

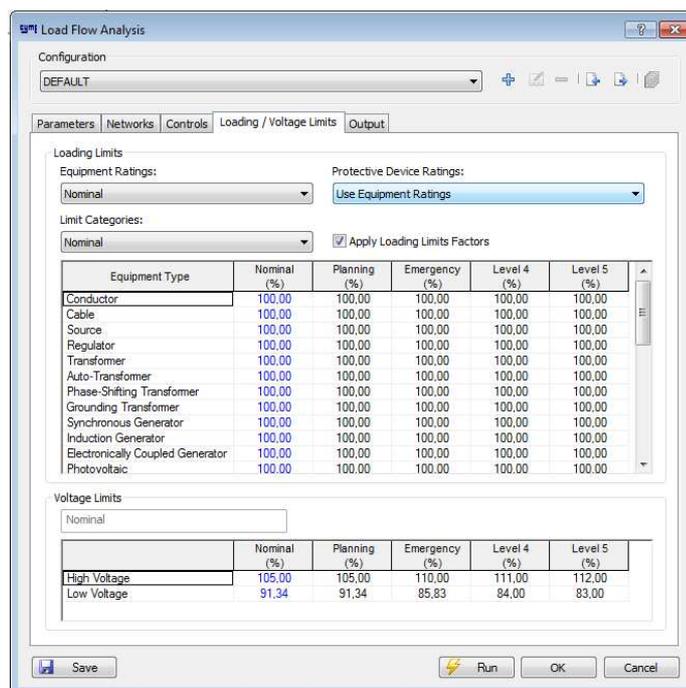


Figura 4.13 – Tela de parametrização dos limites de tensão

O gráfico da Figura 4.14 apresenta como resultado das simulações os valores de tensão verificados em cada ponto de interesse em ambas as simulações. A tensão ajustada no primário do transformador foi de 13,68 kV, conforme indicado anteriormente.

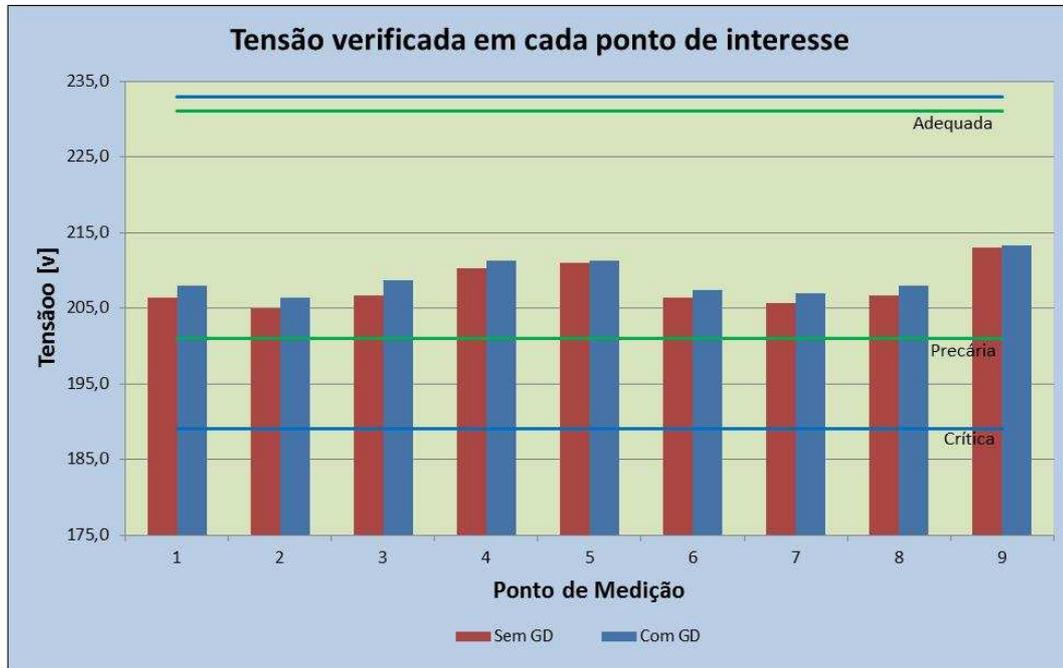


Figura 4.14 – Tensão verificada com e sem a presença de GD

Como era de se esperar, em função do patamar das potências individuais envolvidas (1,2 kWp), e da quantidade de residências com a presença de GD (total de oito casas), os níveis de tensão não foram fortemente impactados pela inserção da GD.

Na sequência, foram simuladas duas situações hipotéticas onde as UCGs tivessem a geração duas vezes e três vezes superior ao patamar estabelecido no projeto. O gráfico da Figura 4.15 apresenta como resultado das simulações os valores de tensão verificados em cada ponto de interesse em ambas as simulações, comparando-os com a situação original, ou seja, com a potência nominal de projeto.

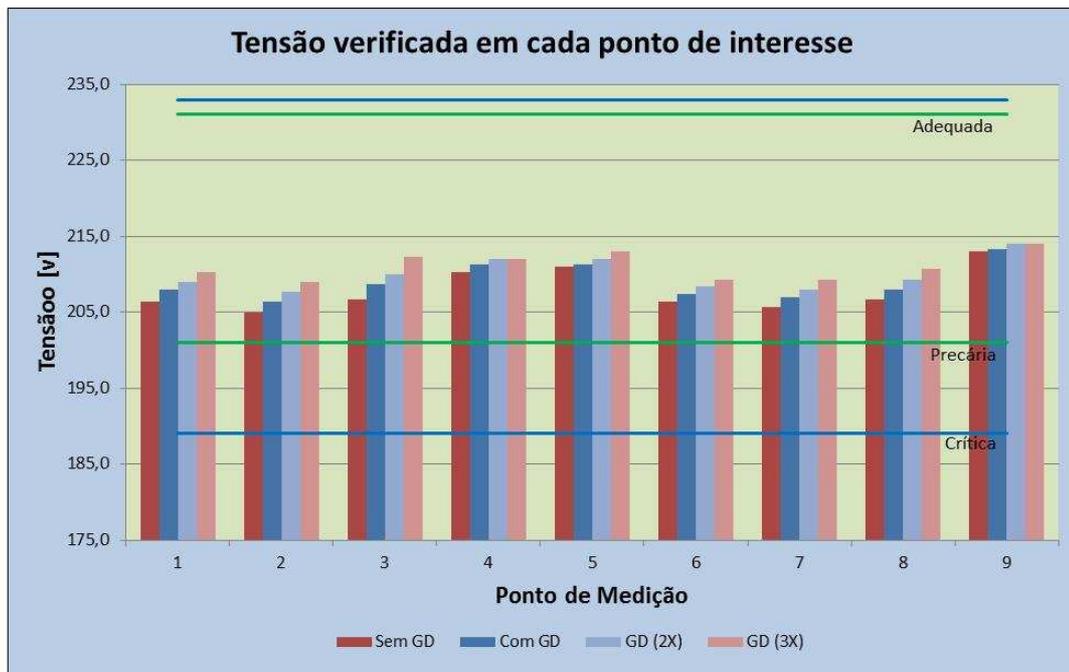


Figura 4.15 – Tensão verificada com a presença de GD majorada

Desta vez, o perfil da tensão nos pontos de conexão da GD apresentou uma maior elevação em relação à anteriormente simulada. Mesmo assim, tal impacto ainda não foi suficiente para causar violação dos limites regulatórios estabelecidos pelo PRODIST.

Por fim foram realizadas as simulações de cada um dos 36 casos listados na Tabela 4.2, variando as alocações, quantidades e potências das GDs instaladas em três patamares diferentes de tensão: 13,8 kV (nominal), 13,68 kV (ajuste para carga leve e média) e 14,21 kV (ajuste para carga pesada). Os gráficos das Figuras de 4.16 a 4.30 apresentam como resultados das simulações os valores de tensão verificados em todos os casos simulados.

Cabe ressaltar que, para a realização das simulações, o valor da tensão no primário do transformador foi mantido fixo em cada um dos três patamares adotados.

4.3.1 Simulações considerando Tensão Ajustada em 13,68 kV

As Figuras 4.16 a 4.20 apresentam os resultados das simulações realizadas considerando o ajuste de tensão primária no transformador igual a 13,68 kV.

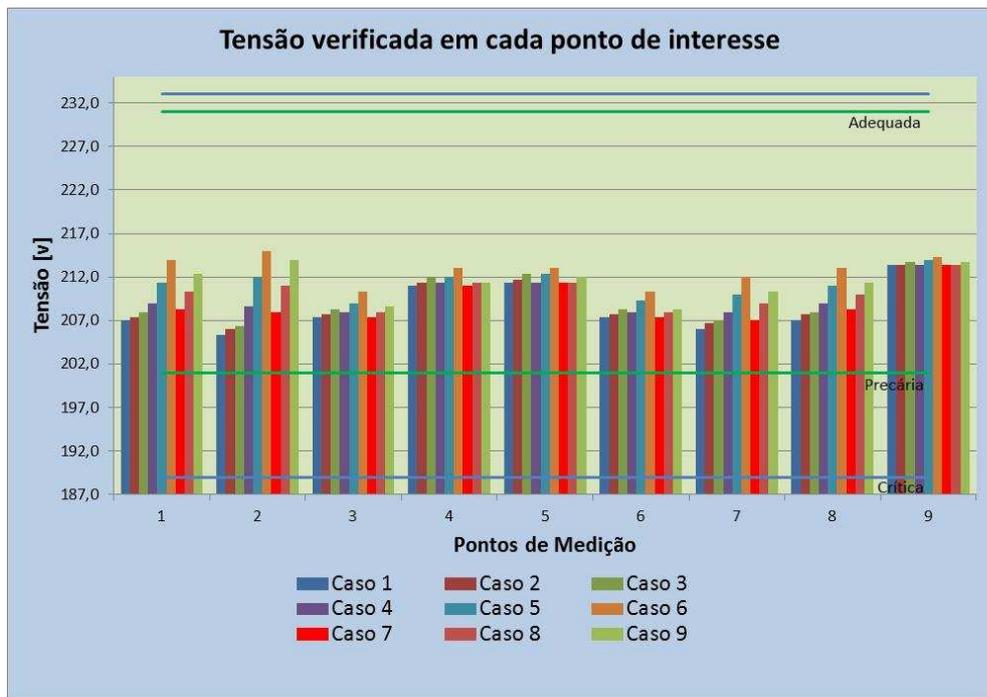


Figura 4.16 – Tensão verificada nos casos 1 a 9 – 13,68 kV

Como era de se esperar, verifica-se que, em nenhum dos casos simulados nos pontos de interesse de 1 a 9, houve violação dos níveis de tensão regulamentares.

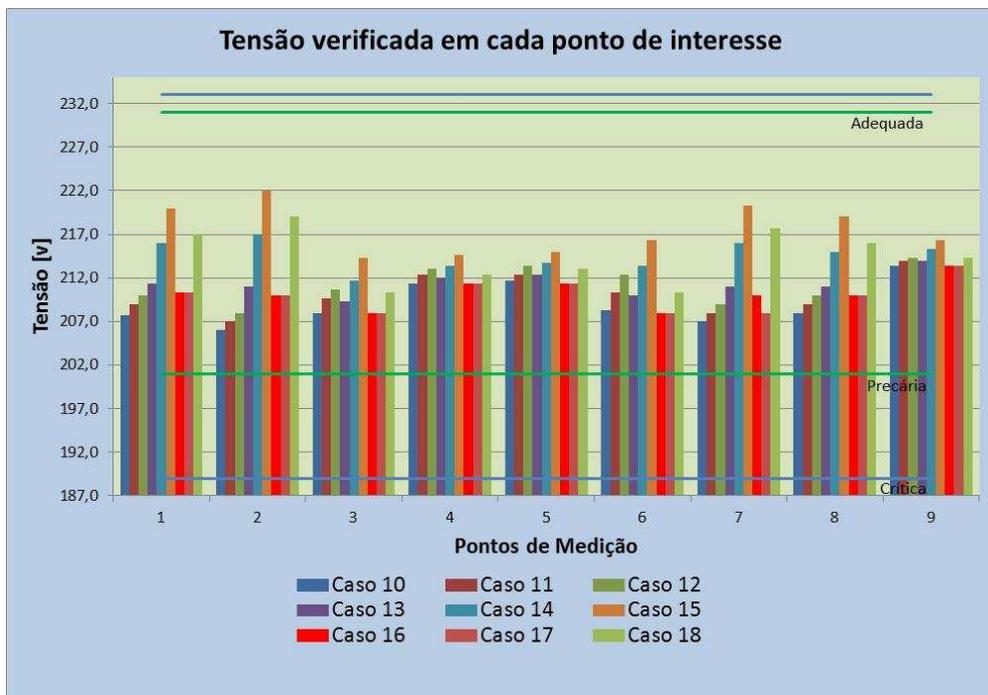


Figura 4.17 – Tensão verificada nos casos 10 a 18 – 13,68 kV

Assim como nos casos de 1 a 9, os casos de 10 a 18 também não apresentaram violação dos níveis de tensão.

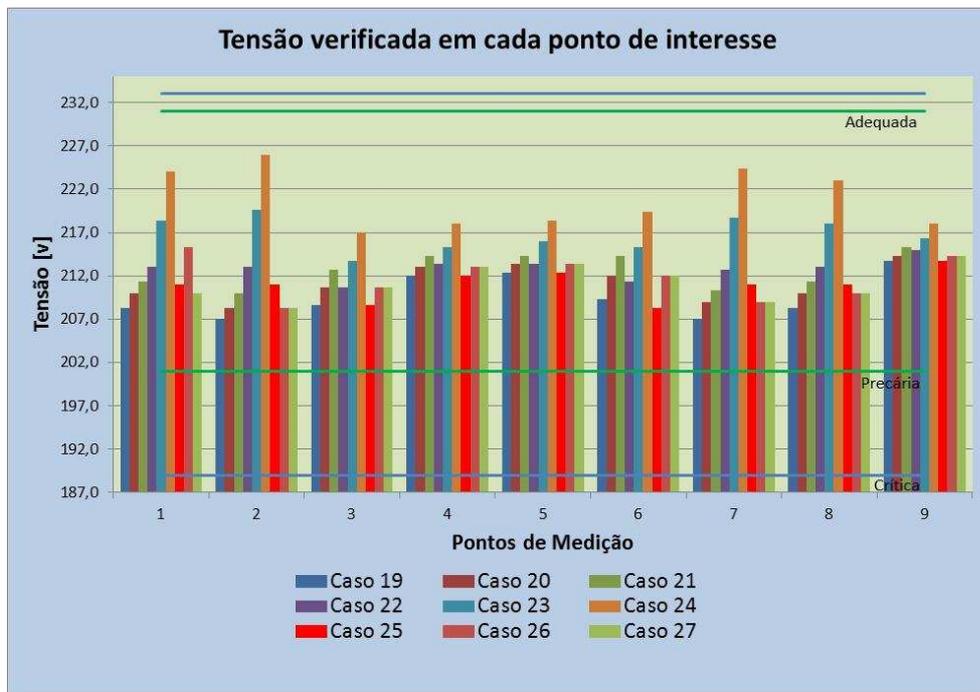


Figura 4.18 – Tensão verificada nos casos 19 a 27 – 13,68 kV

Nas simulações dos casos 19 a 27, pode-se verificar um incremento da tensão nos pontos de interesse, especialmente no caso 24. Contudo, ainda não ocorreu a violação dos níveis de tensão.

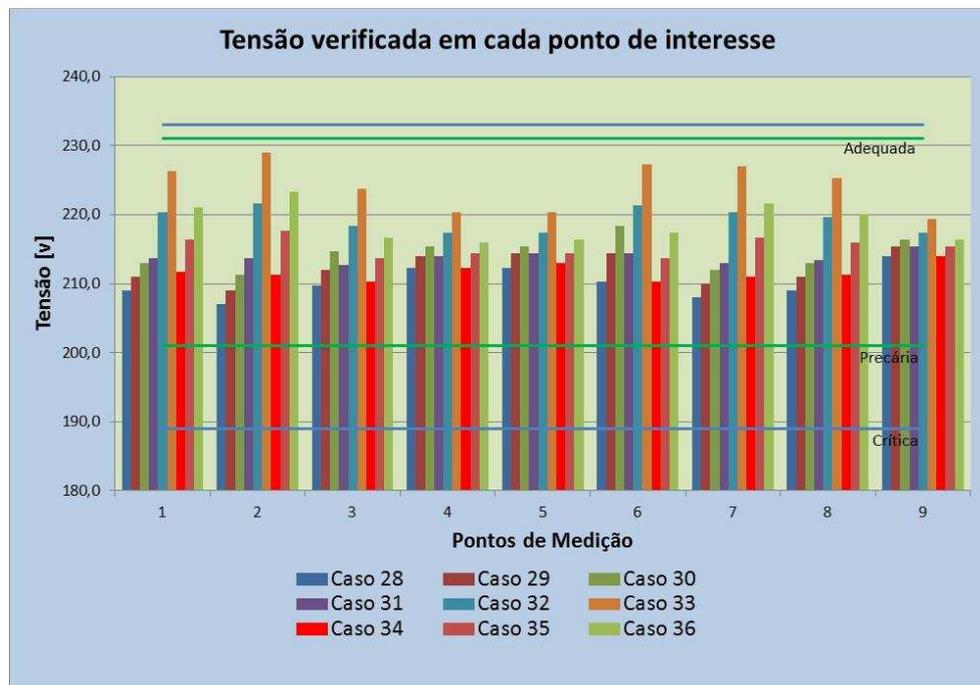


Figura 4.19 – Tensão verificada nos casos 28 a 36 – 13,68 kV

Nas simulações dos casos 28 a 36, também se nota um incremento da tensão nos pontos de interesse, especialmente no caso 33 que é o caso extremo de

inserção de GD analisado. Mesmo assim, ainda não ocorreu a violação dos níveis de tensão, principalmente em função da tensão ajustada no primário do transformador.

No tocante às perdas elétricas, analisando a Figura 4.20, pode-se verificar que, com exceção dos casos 24 e 33, onde ocorre a maior inserção de GD (total de 108 kWp e 144 kWp, respectivamente), os níveis de perdas elétricas totais apresentam uma leve redução, em média 35%, comparando-se com as perdas do circuito sem a conexão de GD.

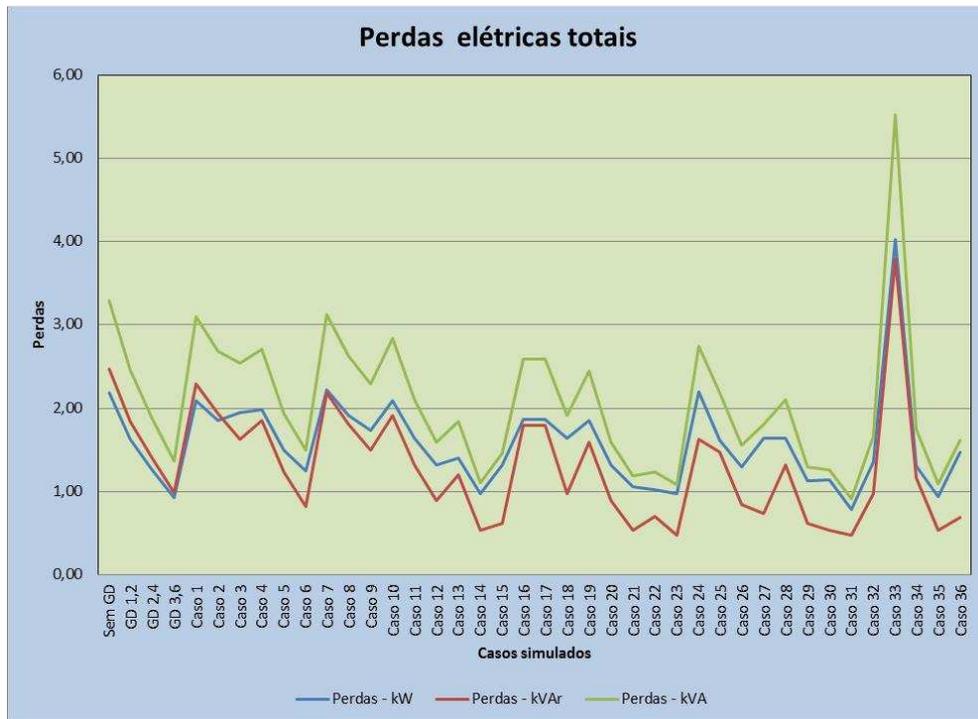


Figura 4.20 – Perdas elétricas totais verificadas – 13,68 kV

4.3.2 Simulações considerando Tensão Ajustada em 13,8 kV

As Figuras 4.21 a 4.25 apresentam as simulações realizadas considerando o ajuste de tensão primária no transformador igual a 13,8 kV.

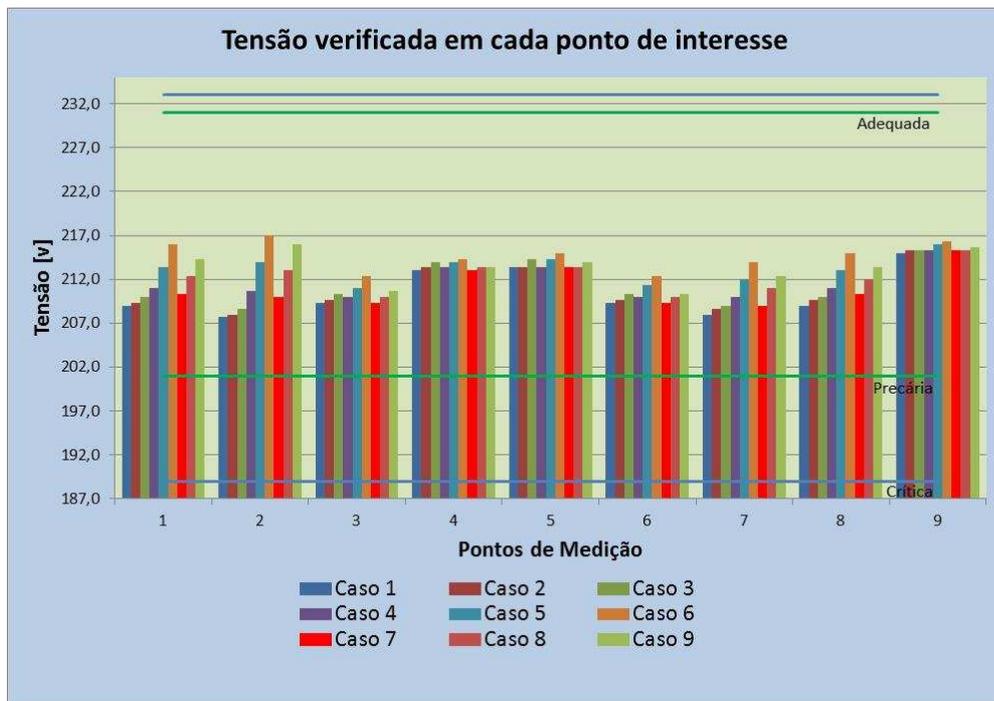


Figura 4.21 – Tensão verificada nos casos 1 a 9 – 13,8 kV

Mesmo com o novo ajuste da tensão primária para 13,8 kV, ainda assim não ocorreu violação dos níveis de tensão para nenhum dos casos de 1 a 9 em nenhum ponto de interesse do circuito.

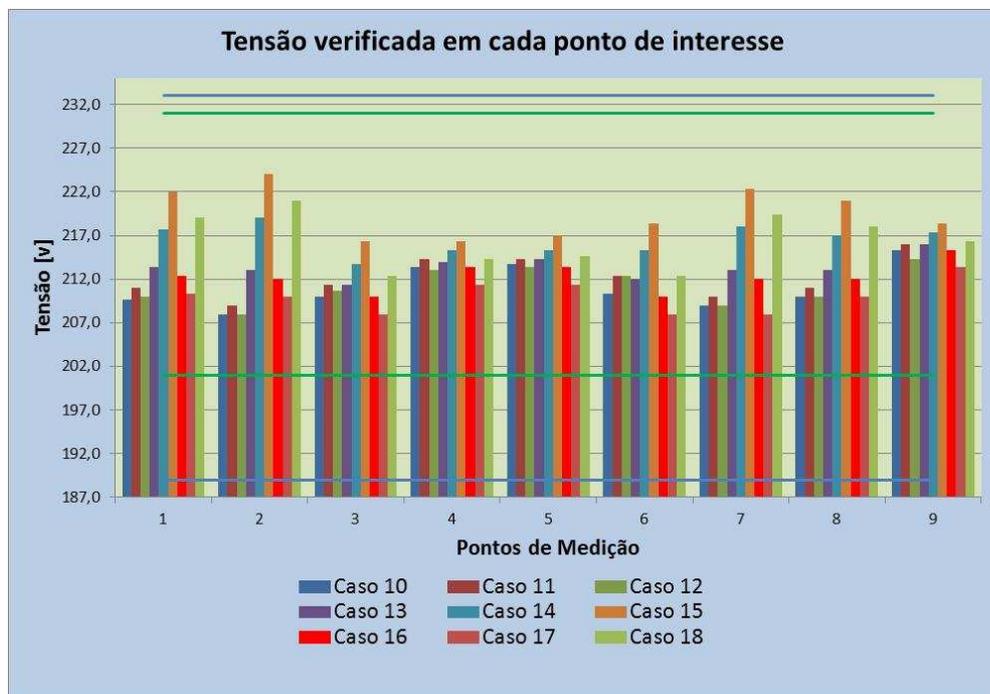


Figura 4.22 – Tensão verificada nos casos 10 a 18 – 13,8 kV

Como nos casos de 1 a 9, os casos de 10 a 18 também não apresentaram violação dos níveis de tensão.

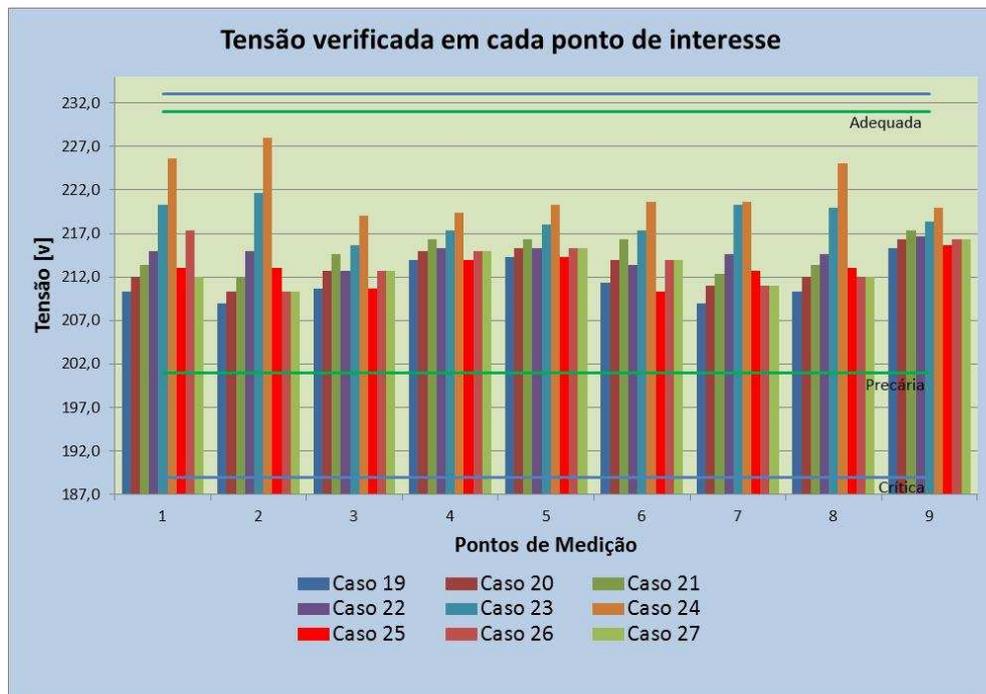


Figura 4.23 – Tensão verificada nos casos 19 a 27 – 13,8 kV

Nas simulações dos casos 19 a 27, pode-se verificar que, para o caso 24 e ponto de interesse 2, o nível de tensão atingiu o maior valor dentre os casos analisados nessa etapa, atingindo 98,7% do limite superior da faixa adequada. O caso 24 se mostra o mais preocupante, pois é o que apresenta maior potência instalada (108 kWp).

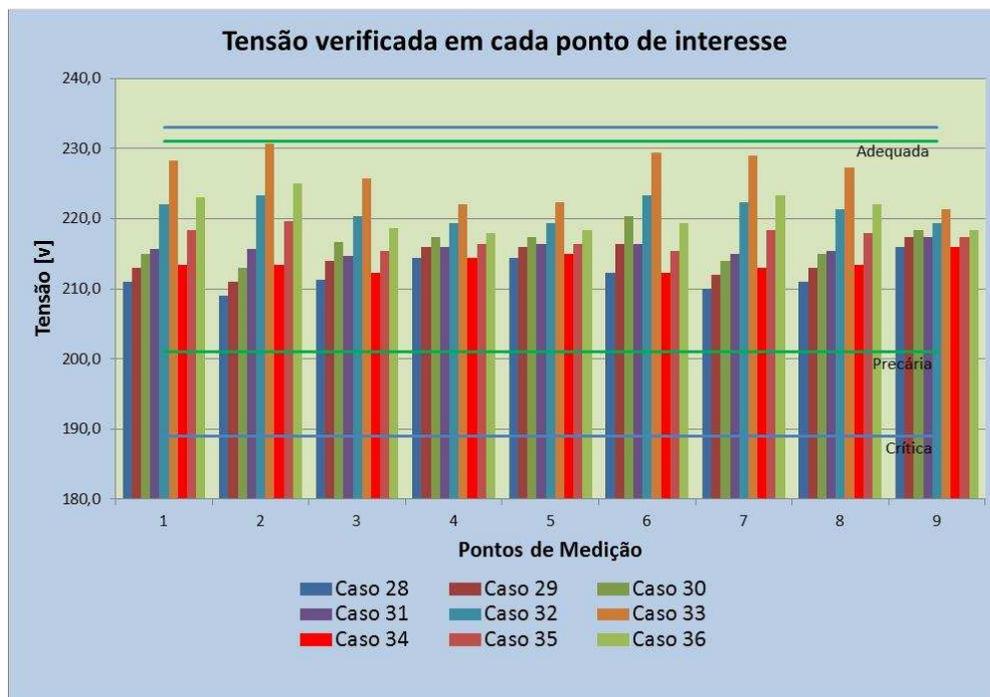


Figura 4.24 – Tensão verificada nos casos 28 a 36 – 13,8 kV

Nas simulações dos casos 28 a 36, também se nota um incremento da tensão nos pontos de interesse, especialmente no caso 33 que é o caso extremo de inserção de GD. No ponto de interesse 2, o valor da tensão atingiu 99,87% do valor limite superior de 231 V. Tal comportamento era de se esperar em função da potência instalada simulada no referido caso.

As perdas elétricas totais apresentaram comportamento similar ao verificado nas simulações com a tensão primária de 13,68 kV, conforme mostrado na Figura 4.25. As perdas apresentaram um nível maior do que com a tensão de 13,68 kV, cerca de 12,3% maior, pois estão diretamente relacionadas à tensão aplicada. Em termos gerais, apresentaram redução, aproximadamente 27%, se comparadas àquelas do circuito sem GD. As exceções são os casos 1, 7, 24 e 33.

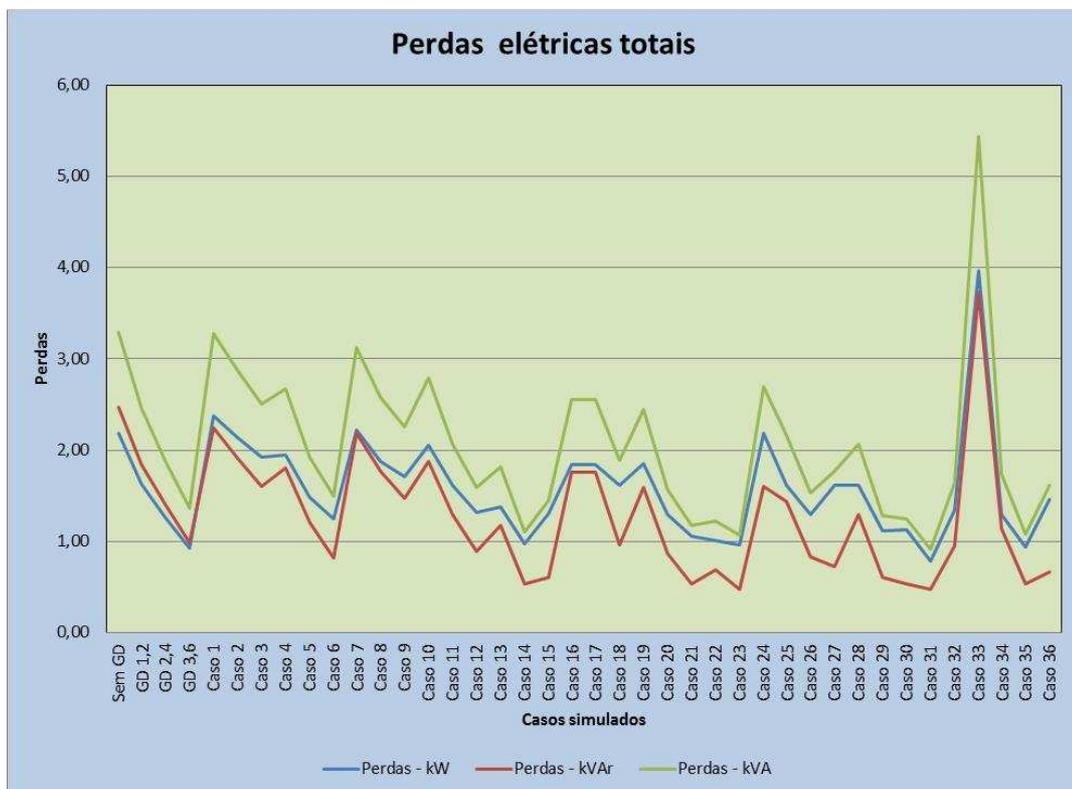


Figura 4.25 – Perdas elétricas totais verificadas – 13,8 kV

4.3.3 Simulações considerando Tensão Ajustada em 14,21 kV

As Figuras 4.26 a 4.30 apresentam as simulações realizadas, considerando o ajuste de tensão primária no transformador igual a 14,21 kV. Cabe ressaltar que, apesar de ser possível um ajuste de tensão neste patamar, o mesmo não coincide com os momentos onde ocorrem os máximos de geração em cada UCG. Isto em

função deste patamar de tensão ser aplicado somente no horário de ponta, ou seja, à noite. Dessa forma não há o recurso solar no momento deste ajuste e, conseqüentemente, não há geração. Entretanto, mesmo assim, foram simulados estes casos, uma vez que tal ajuste poderá ser empregado no futuro, caso necessário, para o suprimento das cargas.

O ajuste da tensão primária para 14,21 kV não implicou violação de tensão nos casos simulados de 1 a 9, conforme Figura 4.26.

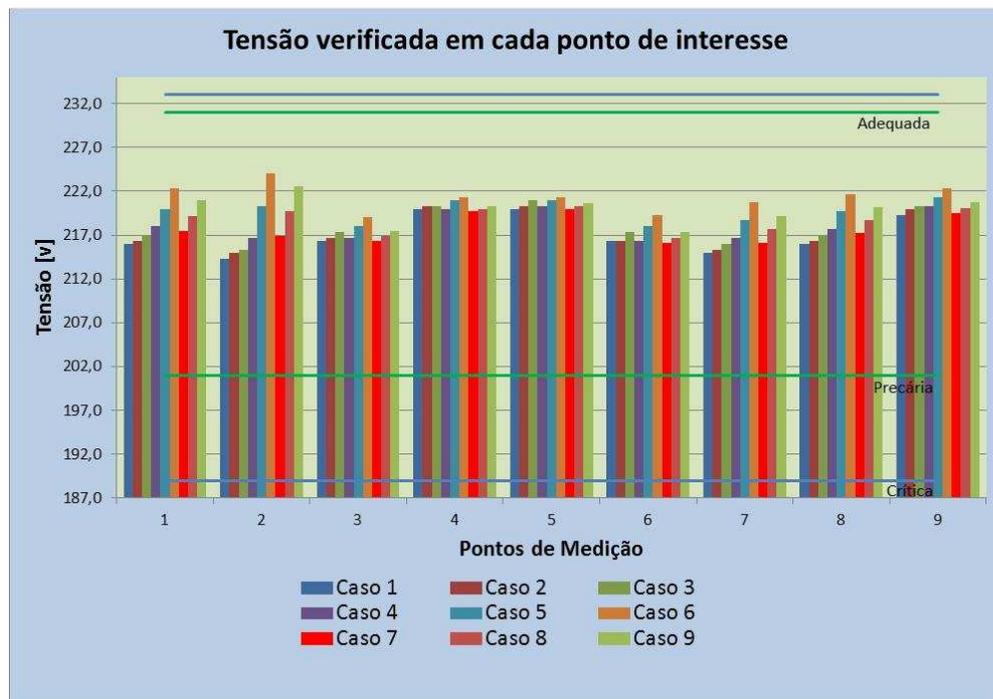


Figura 4.26 – Tensão verificada nos casos 1 a 9 – 14,21 kV

Assim como nos casos de 1 a 9, os casos de 10 a 18 também não apresentaram violação dos níveis de tensão, conforme Figura 4.27. Pode-se verificar que no ponto de interesse 2 a tensão ficou muito próxima do limite, atingindo 99,7% do valor limite superior.

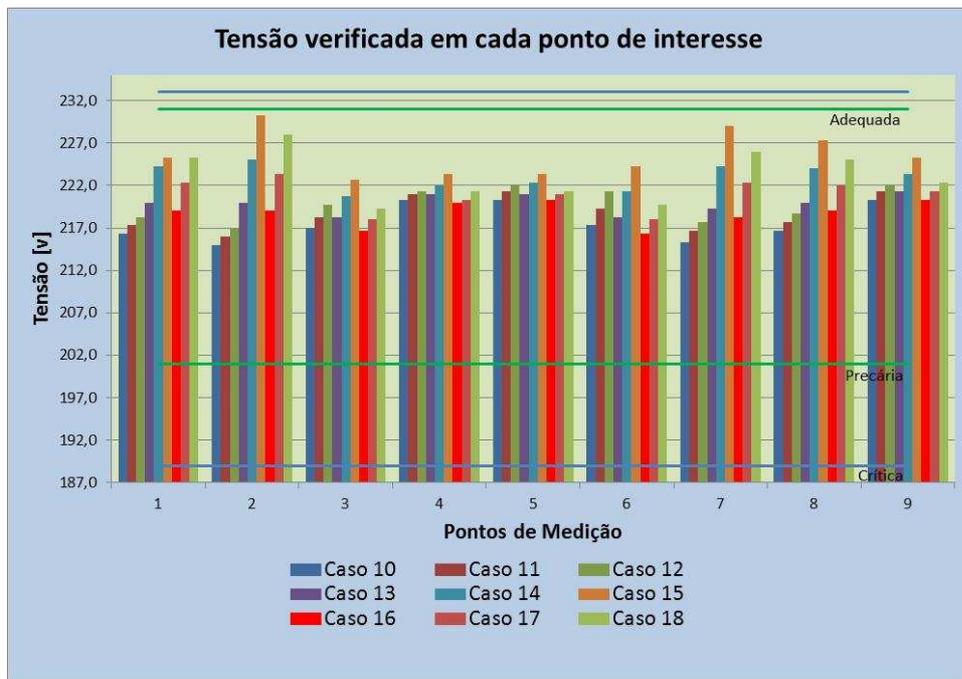


Figura 4.27 – Tensão verificada nos casos 10 a 18 – 14,21 kV

Nas simulações dos casos 19 a 27, conforme Figura 4.28, pode-se verificar que, no caso 24 e pontos de interesse 1, 2, 7 e 8, ocorreu violação dos níveis de tensão, sendo que no caso 2 houve, inclusive, a violação de nível crítico, atingindo o valor de 100,73% do limite superior da faixa crítica.

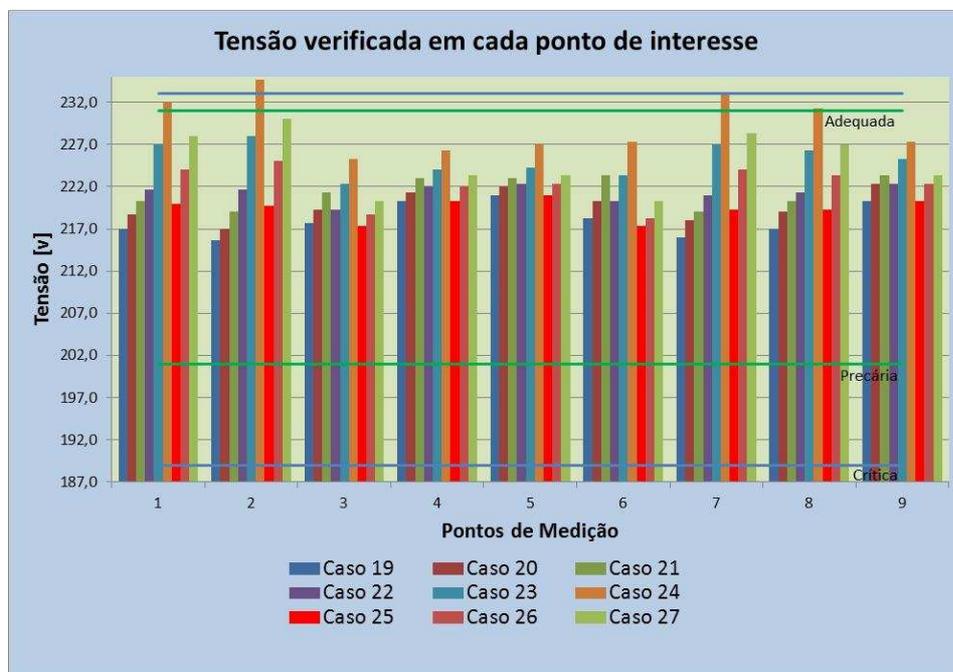


Figura 4.28 – Tensão verificada nos casos 19 a 27 – 14,21 kV

Nas simulações dos casos 28 a 36, conforme Figura 4.29, os limites também foram violados nos pontos de interesse 1, 2, 3, 6, 7 e 8 do caso 33 e no ponto 2 do

caso 36. Tal comportamento indica que, em caso de necessidade de se ajustar a tensão primária para este patamar, será necessário um estudo individualizado do circuito, para minimizar o impacto para os consumidores.

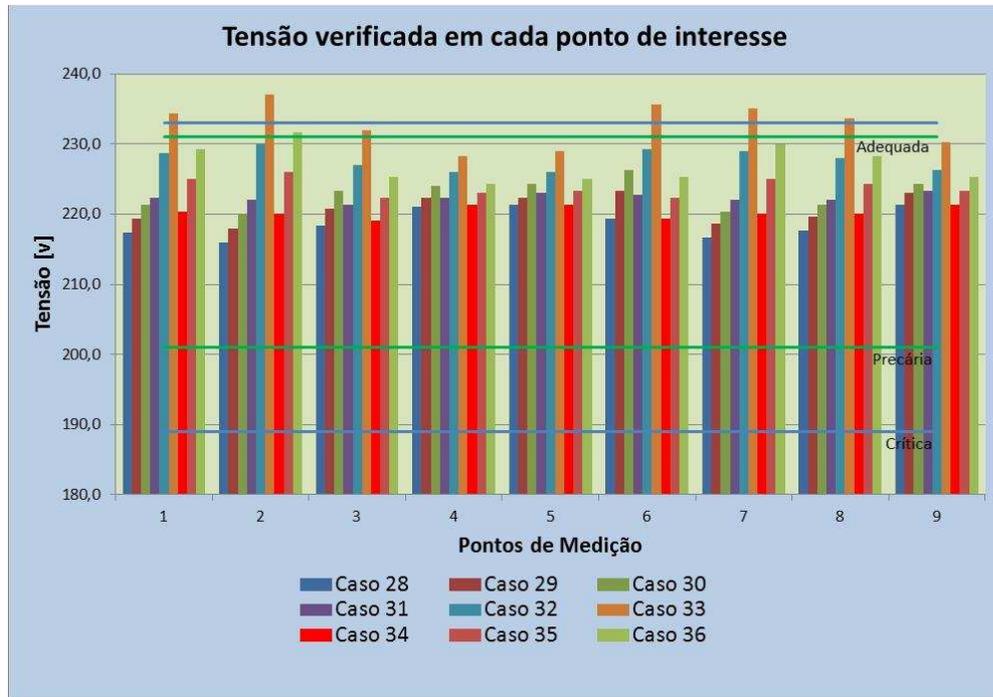


Figura 4.29 – Tensão verificada nos casos 28 a 36 – 14,21 kV

Assim como nos casos anteriores, nas tensões de 13,68 kV e 13,8 kV, as perdas elétricas totais apresentaram comportamento similar. Conforme mostrado na Figura 4.30, as perdas apresentaram um nível menor do que o verificado com as tensões de 13,68 kV e 13,8 kV. Isso ocorre em função da queda de tensão no ponto de conexão ter apresentado um valor inferior, conforme equação (3.8).

Em termos gerais, apresentaram redução, de aproximadamente 45%, se comparadas àquelas do circuito sem GD. A exceção é o caso 33 que apresentou elevação de 58%.

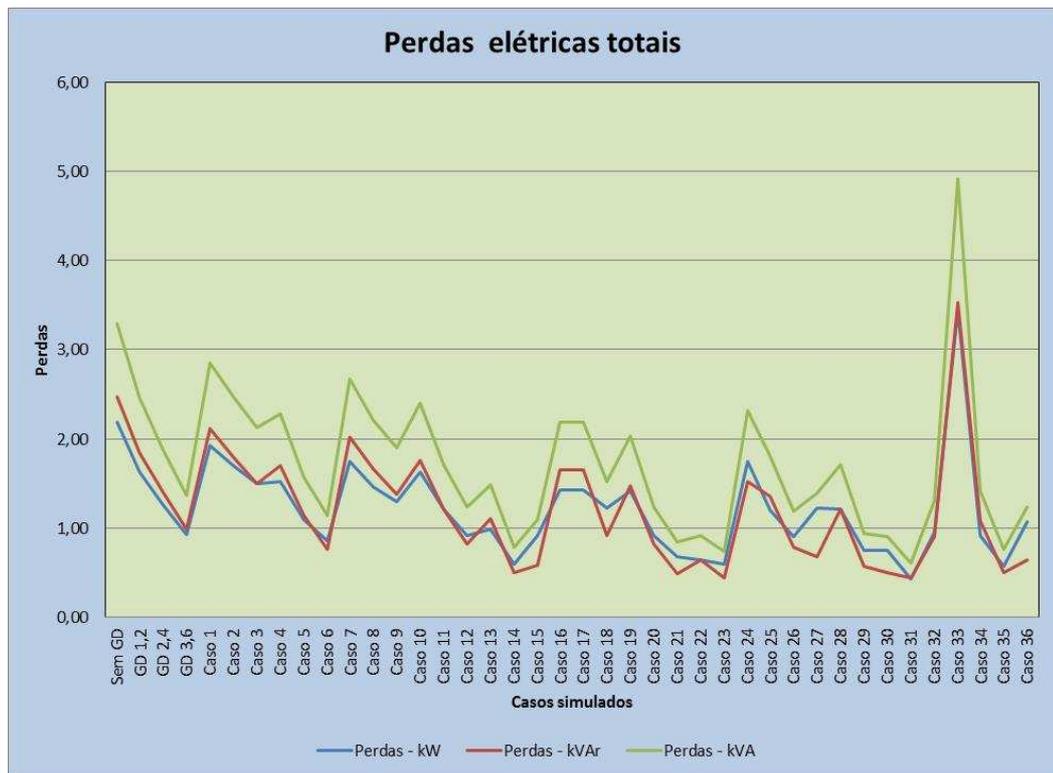


Figura 4.30 – Perdas elétricas totais verificadas – 14,21 kV

Pode-se constatar que, quanto maior for o nível de tensão e maior a penetração de GD no circuito (caso 33), maior será o impacto no valor da tensão no ponto de conexão. Nota-se também que, neste caso extremo, ocorre o aumento das perdas no circuito em todas as simulações realizadas.

Com o objetivo de se verificar o impacto da modelagem de carga nos resultados das simulações, foram modificados os percentuais dos tipos de cargas (modelagem ZIP⁵) nos casos de maior relevância (casos 24 e 33). Conforme apresentado pelo gráfico da Figura 4.31, os resultados das simulações não foram fortemente afetados pela modelagem da carga.

⁵ Modelo híbrido onde parte da carga é representada por impedância constante, parte da carga é representada por corrente constante e parte da carga é representada por potência constante.

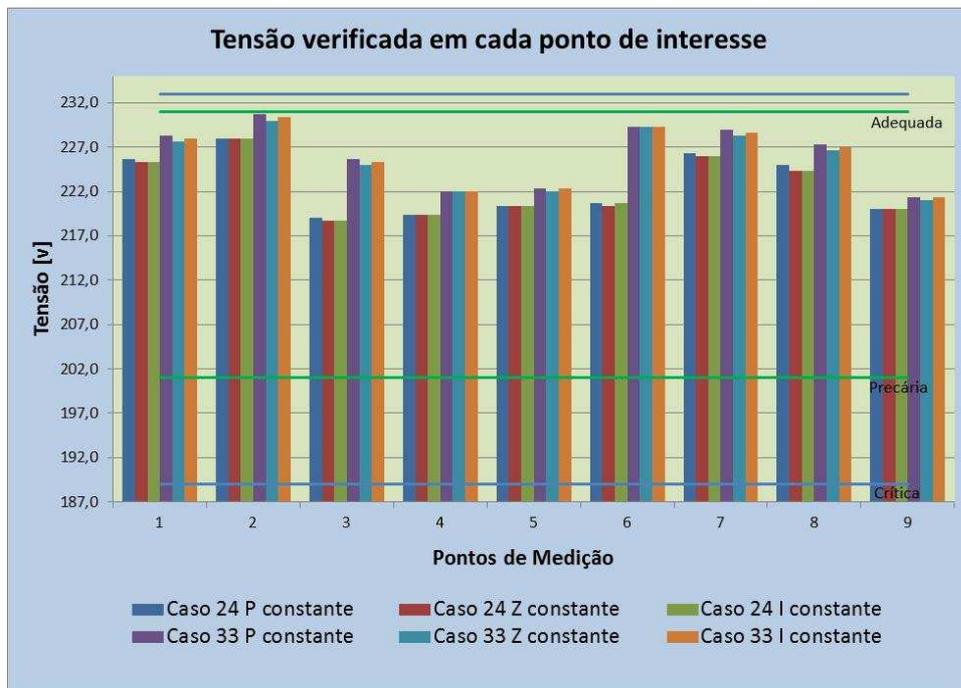


Figura 4.31 – Tensão no ponto de conexão em função da modelagem de carga – 13,8 kV

Quanto ao comportamento das perdas em função da modelagem de carga, pode-se verificar por meio do gráfico da Figura 4.32 que, nas simulações realizadas no Cyme, as perdas também não foram impactadas pela modelagem das cargas.



Figura 4.32 – Perdas totais em função da modelagem de carga

As perdas elétricas totais apresentaram comportamento similar ao verificado nas simulações com a tensão primária de 13,68 kV (Figura 4.20). Como era de se

esperar, as perdas apresentaram um nível maior do que aquelas com a tensão de 13,68 kV, pois estas estão diretamente relacionadas à tensão aplicada. Em termos gerais apresentaram uma redução, comparando-se com o nível de perdas do circuito sem GD. A exceção é o caso 33.

4.4 Análise dos Resultados

Pode-se observar que, em todos os casos, a inserção da GD implica aumento no valor da tensão no ponto e nas proximidades de onde se estão conectando as unidades de geração distribuída.

A principal diferença está presente no ponto de interesse Nº 2 nos casos 24 e 33, onde ocorre inclusive a entrada na faixa crítica de fornecimento (para tensão de 14,21 kV), ou seja, tensão superior a 233 V. A Figura 4.33 apresenta uma comparação entre os valores de tensão de referência.

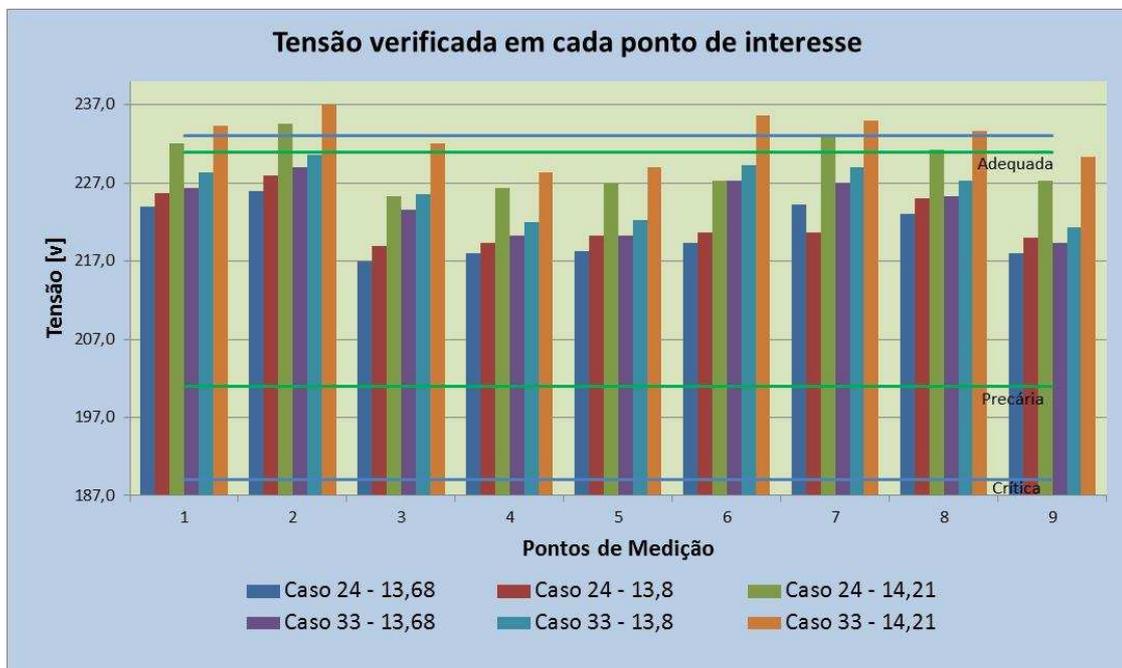


Figura 4.33 – Comparação entre os valores de tensão de referência

Outros pontos onde ocorre a entrada na faixa crítica são os pontos 1, 6, 7 e 8, relativos ao caso 33 (tensão de 14,21 kV). Neste caso se está simulando a condição mais crítica para o circuito, pois são consideradas 40 residências utilizando GD (com potência individual de 3,6 kWp), correspondendo a 144 kWp de potência instalada total. Tal configuração implica o pleno atendimento da demanda do circuito com retorno de igual potência para o circuito de MT, através do Transformador Nº 4611. O ajuste de 14,21 kV é adotado no período de carga pesada, ou seja, à noite

quando não há a contribuição do sistema de geração fotovoltaica. Isso atenua o caso.

No que tange às perdas totais do circuito, verifica-se que apenas no caso 33, mais severo, cuja potência instalada é praticamente igual ao dobro da potência do transformador de distribuição que alimenta o circuito, é onde ocorre o incremento das perdas. Na maioria dos demais casos simulados, as perdas foram reduzidas comparando-se com aquelas verificadas no circuito sem GD. Em poucos casos as perdas permaneceram nos mesmos patamares.

4.5 Considerações Finais

Do exposto neste capítulo, pode-se constatar que uma massiva inserção de microgeração distribuída nas redes de BT pode trazer, para as distribuidoras, novas questões que precisam ser investigadas, tanto nas etapas de expansão, quanto na de operação do sistema de distribuição. Em bairros estritamente residenciais, como o abordado nesta dissertação, se, no período de geração de energia o consumo estiver reduzido, o impacto fica ainda mais pronunciado.

Pode-se verificar também a correlação direta entre o valor de tensão ajustado no alimentador e a tensão final nas UCGs. Quanto maior a tensão ajustada no barramento da subestação (início do alimentador), maior será a tensão verificada no ponto de conexão da microgeração.

O próximo capítulo aborda propostas de alternativas para mitigação deste impacto. São tratadas as ações nas diversas fases de implantação da microgeração. A abordagem tem início pela fase de planejamento da conexão, quando surgem as solicitações de acesso, chegando até a fase de operação em tempo real, quando as microgerações já estão em operação interagindo fortemente com a rede de distribuição.

5 Alternativas para Mitigação dos Impactos da Inserção de GD em Redes de BT

Neste capítulo, são apresentadas as alternativas para mitigação do problema da inserção de GD nas redes de BT aplicadas às etapas de expansão e de operação das redes.

5.1 Considerações Iniciais

Diante da tendência de crescimento de inserção de microgeração nas redes de BT, fato que se apresenta em caráter inexorável, cabe à distribuidora e aos agentes envolvidos neste processo implementar ações, buscando a realização das conexões da forma mais harmoniosa possível.

Como a experiência internacional está inserida em um contexto, na maioria das vezes, diferente da realidade brasileira, as soluções adotadas em outros países poderão servir como referência, mas não devem ser copiadas fielmente.

Diante disso, o Brasil, por meio das empresas de distribuição de energia, centros de pesquisa, universidades e academia, precisa envidar esforços para estudar a melhor forma de conviver com este novo cenário que se apresenta, buscando alternativas tecnicamente adequadas e economicamente viáveis pautadas na realidade de nossas redes e sistemas.

As discussões apresentadas neste capítulo visam contribuir nesta direção. Observa-se que as propostas se apresentam como possíveis estratégias a serem estudadas pelos analistas do sistema elétrico.

Com o objetivo de facilitar o entendimento das propostas, foi elaborada a Tabela 5.1. Esta sintetiza os casos de maior interesse e relevância relativos aos estudos detalhados no Capítulo 4, os quais foram selecionados para as simulações utilizadas na análise das alternativas.

Tabela 5.1 – Resumo dos casos de maior relevância para os estudos

CASO	UCGs COM GD	CAPACIDADE DE GERAÇÃO [kWp]	OBSERVAÇÃO
Atual	0	0	Representa a condição atual do circuito, ou seja, sem nenhuma GD conectada.
PJ1X (*)	8	9,6	Representa o escopo original do Projeto 120 telhados.
PJ2X (**)	8	19,2	Representa o escopo original do Projeto 120 telhados multiplicado por dois, ou seja, as instalações com capacidade de geração duplicada.
PJ3X (***)	8	28,8	Representa o escopo original do Projeto 120 telhados multiplicado por três, ou seja, as instalações com capacidade de geração triplicada, isto é, 20% das residências com GD e 1/3 da potência do transformador.
6	10	36	Representa um cenário de inserção de GD onde 20% das residências têm GD instalada cuja capacidade total é praticamente a metade da potência do transformador. É um caso sem severidade.
15	20	72	Representa um cenário de inserção de GD onde 43% das residências têm GD instalada cuja capacidade total é praticamente a potência do transformador. É um caso de baixa severidade.
24	30	108	Representa um cenário de inserção de GD onde 65% das residências têm GD instalada cuja capacidade total é 44% superior a potência do transformador. É um caso de severidade moderada.
33	40	144	Representa um cenário de inserção de GD onde quase 90% das residências têm GD instalada, e a capacidade total é 92% superior à potência do transformador, ou seja, é como se toda a demanda do circuito fosse suprida pela GD e retornasse para a MT a potência nominal do transformador. É o caso mais severo.

(*) Potência nominal do projeto - P_N (**) P_N duplicada(***) P_N triplicada

Para minimizar os impactos da inserção da GD em um cenário de grande penetração nas redes de BT, diversas ações, em diferentes fases da conexão, devem ser tomadas. Tais ações vão desde a etapa de expansão do sistema, antes mesmo da conexão da GD, até a etapa de operação em tempo real. Nos próximos itens, são apresentadas propostas de alternativas mitigadoras aplicadas às fases de *expansão e operação*.

5.2 Alternativas de Mitigação na Expansão

Durante a etapa de planejamento da expansão é de fundamental importância para as distribuidoras já considerar a microgeração distribuída como uma variável de interesse, pois sua contribuição para alterações no desempenho satisfatório das

redes, principalmente de BT, poderá ser significativa no futuro, em cenários de grande inserção.

Basicamente são três as intervenções propostas para esta etapa: recondutoramento do circuito sob análise, divisão do circuito e utilização de transformador de distribuição com comutação de tapes.

Os estudos devem ser conduzidos de forma a se obter a solução técnica e econômica mais adequada.

5.2.1 Recondutoramento

Nas simulações realizadas, foram reconduzidos os circuitos onde estavam instalados os cabos de menor seção transversal (bitola) compreendendo os circuitos dos pontos 1, 6 e 7. Originalmente, estavam instalados nestes circuitos cabos de seção igual a 2 AWG (33,62 mm²) e 4 AWG (21,15 mm²). Estes trechos foram substituídos por cabo de maior seção, de 3x120 mm².

Os gráficos das Figuras 5.1 e 5.2 apresentam os níveis de tensão nos pontos de interesse antes e após a substituição dos cabos. A Figura 5.1 retrata as simulações realizadas com a tensão primária ajustada em 13,8 kV.

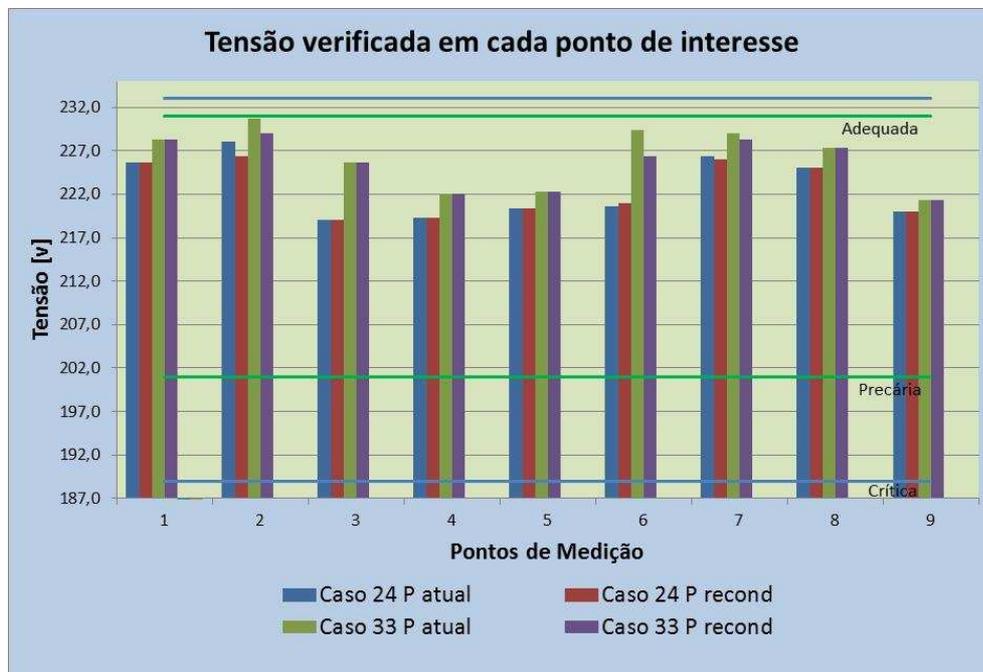


Figura 5.1 – Comparação das tensões antes e após recondutoramento – 13,8 kV

Verifica-se que a alternativa implantada de recondutoramento dos circuitos propiciou uma redução da tensão no ponto de conexão da GD, sendo eficaz para a

manutenção da tensão nos pontos de interesse dentro da faixa adequada de operação.

Em um primeiro momento, poderia-se pensar que a redução do valor da impedância dos condutores da rede iria implicar um aumento da tensão resultante nos barramentos. Contudo, no caso das UGCs com sistemas fotovoltaicos, para manter a potência ativa gerada, os inversores, no ponto de conexão, atuam no sentido de diminuir a tensão quando ocorre a redução da impedância vista em seus terminais. A atuação automática dos inversores é tratada no item 5.3.2.

A Figura 5.2 retrata as simulações realizadas com a tensão primária ajustada em 14,21 kV.

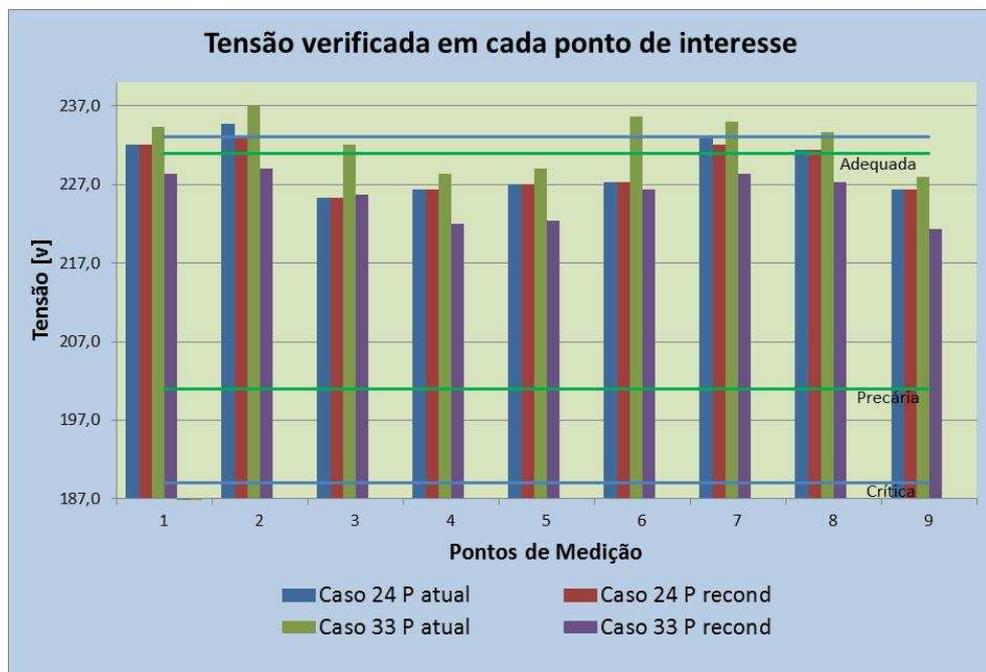


Figura 5.2 – Comparação das tensões antes e após recondutoramento – 14,21 kV

Para este último caso, o recondutoramento também se mostrou eficaz. Somente para o caso 24, nos pontos de interesse 2 e 7, este não foi suficiente para manter a tensão dentro da faixa adequada de operação. Em função disso alguma ação adicional deve ser tomada para corrigir o problema.

Com relação às perdas, o recondutoramento contribuiu para a redução dos níveis, conforme mostrado na Figura 5.3. Observa-se que as perdas do sistema são determinadas pela equação (3.8). A alteração dos parâmetros dos condutores (diminuindo os parâmetros resistivos e indutivos) poderá elevar o valor da condutância determinada pela equação (3.9). Por outro lado, a queda de tensão no circuito diminui. Sendo assim, as perdas dependem do compromisso entre o valor da condutância e o da queda de tensão.



Figura 5.3 – Comportamento das perdas elétricas antes e após recondutoramento – 13,8 kV

5.2.2 Divisão do circuito

A divisão do circuito apresenta-se como uma alternativa para aqueles casos mais complexos, onde o recondutoramento não é suficiente para possibilitar a conexão da microgeração.

Nas simulações realizadas, foi considerada a opção de deslocamento físico do transformador de distribuição de forma que as cargas nele conectadas ficassem mais uniformemente distribuídas. A Figura 5.4 apresenta a nova topologia do circuito após a realocação do transformador N^o 4611. Na prática, representaria deslocar o transformador de dois lances, ou seja, dois vãos entre os postes.

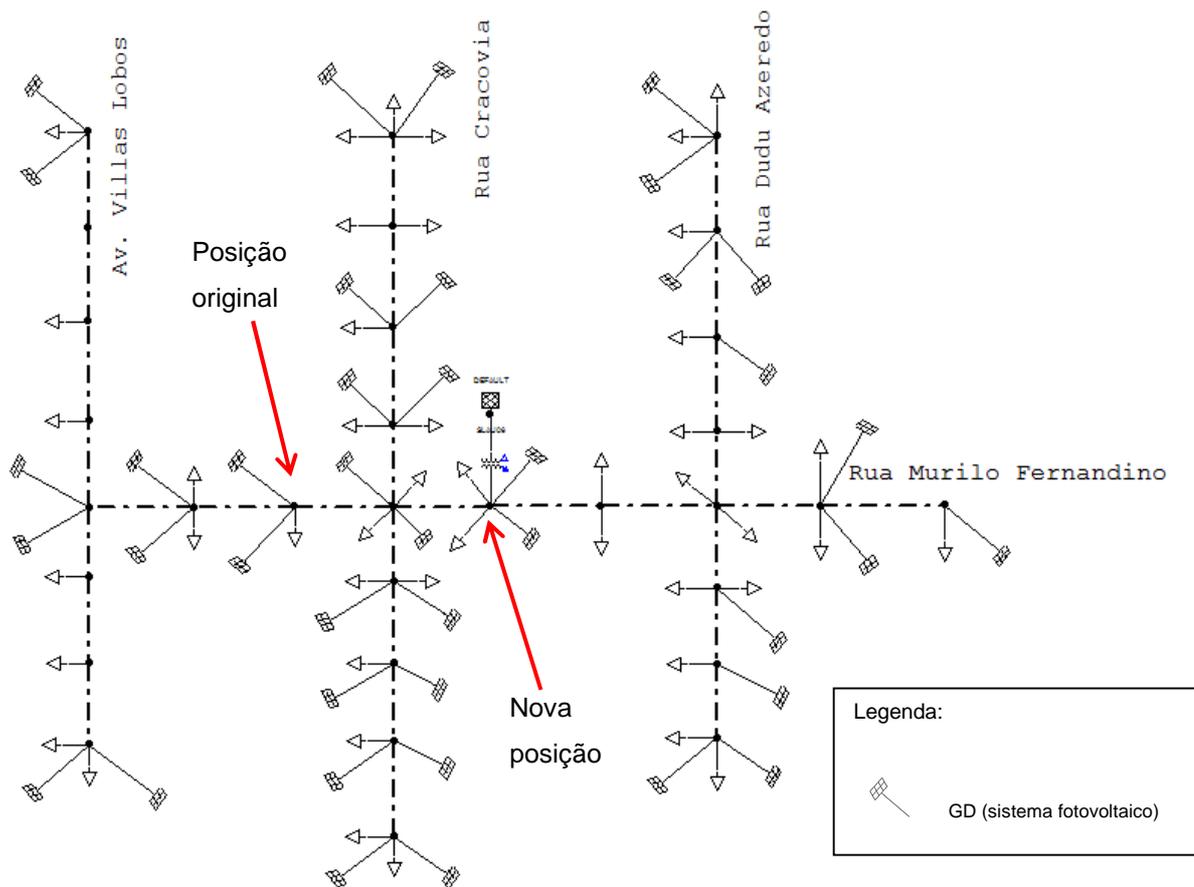


Figura 5.4 – Nova topologia do circuito após realocação do transformador N° 4611

Essa alternativa se mostrou eficiente no que diz respeito à redução dos níveis de tensão nos pontos de conexão. Como mostrado no gráfico da Figura 5.5, ela proporcionou redução no nível de tensão em todos os pontos. Contudo, o limite de tensão precária ainda permaneceu violado em três pontos (1, 2 e 6). Isso se deve basicamente ao valor da tensão utilizada como referência (14,21 kV). Quando a divisão do circuito foi simulada com o nível de tensão nominal, ou seja, 13,8 kV, não mais se verificou a violação do nível de tensão precária.

Os casos estudados enfatizam o potencial de utilização desta estratégia. Mostram, também, que sua adoção requer a identificação do melhor posicionamento do transformador no circuito sob análise. As diferentes localizações representam distintos equivalentes da rede vistos pelo transformador. Sendo assim, a localização mais adequada requer uma análise das diversas possibilidades de posicionamento.

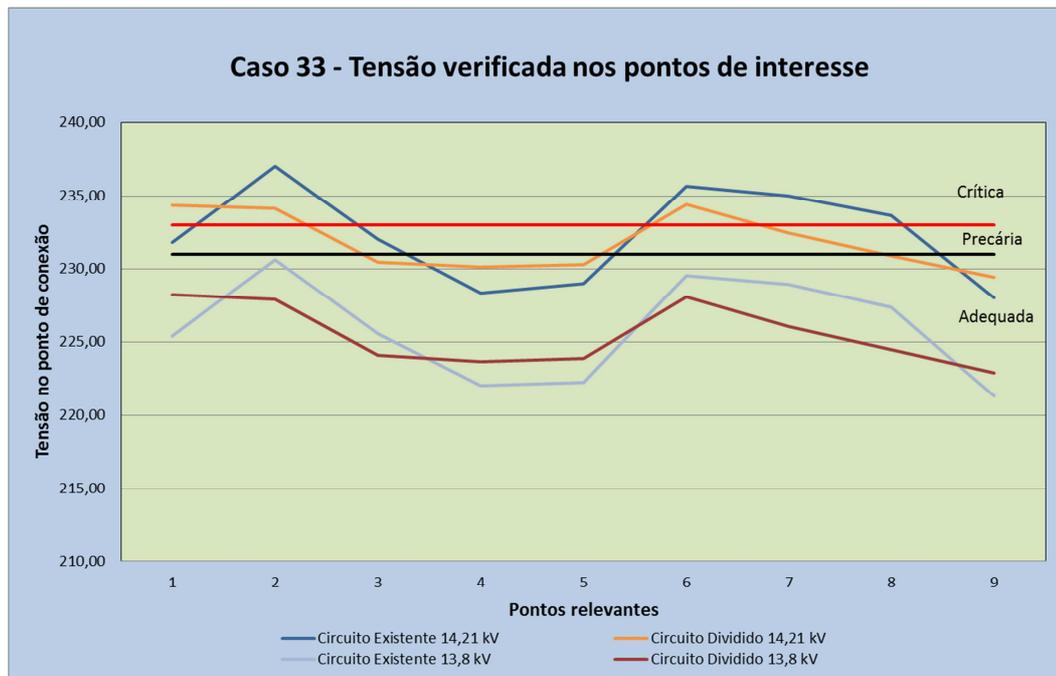


Figura 5.5 – Caso 6: Comportamento da tensão antes e após realocação do transformador Nº 4611

No tocante às perdas elétricas, como apresentado na Figura 5.6, ocorre uma redução do valor absoluto das mesmas quando implementada a divisão do circuito quer seja com 14,21 kV ou 13,8 kV, comparando-se com o circuito original.

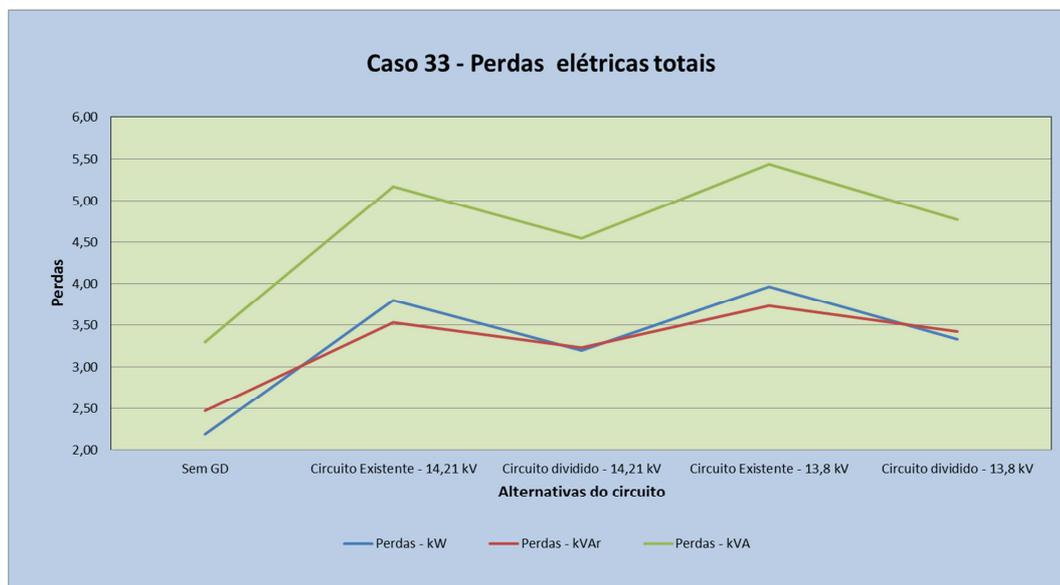


Figura 5.6 – Caso 33: Comportamento das perdas antes e após realocação do transformador Nº 4611

5.2.3 Transformador de distribuição com comutador de tapes

Uma alternativa mitigadora que se apresenta é a utilização de transformadores de distribuição com comutação de tape. Trata-se de uma opção cuja implantação mostra-se mais complicada, pois envolve quebra de paradigma, uma vez que altera significativamente o transformador adotado pelas distribuidoras.

Essa alternativa poderia ser adotada antes mesmo da divisão do circuito. Contudo, como atualmente os transformadores de distribuição não apresentam essa funcionalidade, as distribuidoras deveriam, em primeiro lugar, adquirir transformadores de distribuição com comutação manual de tape com o objetivo de ter mais essa opção de atuação.

Comumente os transformadores com comutação de tape apresentam 5 tapes ao todo; tem-se o tape central correspondente à tensão nominal e dois tapes inferiores e dois superiores sendo a diferença entre eles de 2,5%.

Como a inserção de GD nas redes de BT provoca um aumento da tensão no ponto de conexão, as simulações foram realizadas nos tapes inferiores, ou seja, buscando a redução da tensão secundária e, por consequência, a redução da tensão nos pontos de conexão das GDs.

Tendo em vista que a alteração no tape do transformador afetará todos os consumidores ligados ao mesmo, é necessário verificar as diversas situações para certificar-se que tal procedimento não implicará violação do limite inferior de tensão. Diante disso foram simulados diversos cenários e configurações.

A Figura 5.7 apresenta os resultados obtidos na simulação do caso 6 utilizando a tensão de 13,8 kV.

Neste caso simulado, tendo em vista que a inserção de GD é pequena, a atuação do tape do transformador pode ser prejudicial, uma vez que a tensão de ajuste não é muito alta, 13,8 kV, e o extremo tape inferior pode causar a violação do limite inferior da tensão de fornecimento.

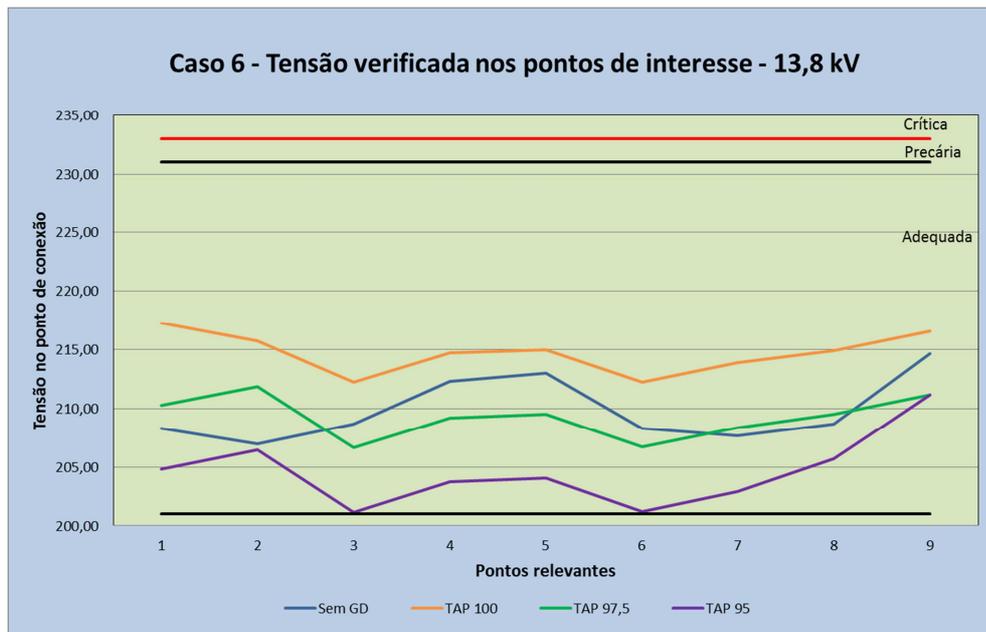


Figura 5.7 – Caso 6 – 13,8 kV: Comportamento da tensão antes e após comutação dos tapes do transformador

A Figura 5.8 apresenta os resultados obtidos na simulação do caso 6 utilizando a tensão de 14,21 kV. Neste caso, com tensão primária ajustada em 14,21 kV, a atuação nos tapes do transformador, como era esperado, propiciou uma redução da tensão nos pontos de interesse.

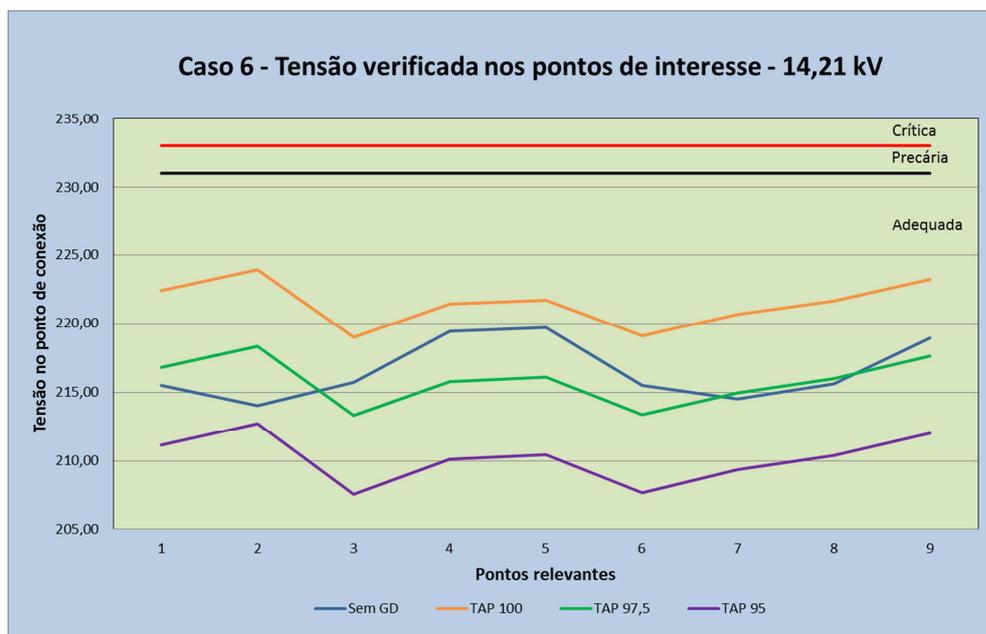


Figura 5.8 – Caso 6 – 14,21 kV: Comportamento da tensão antes e após comutação dos tapes do transformador

A Figura 5.9 apresenta o comportamento das perdas elétricas na simulação do caso 6. Com respeito às perdas elétricas, pode-se constatar que há uma tendência de elevação das mesmas com a redução da tensão de fornecimento. Entretanto, como a alteração da tensão é de apenas 5% no limite do tape inferior, o acréscimo das perdas também é reduzido.

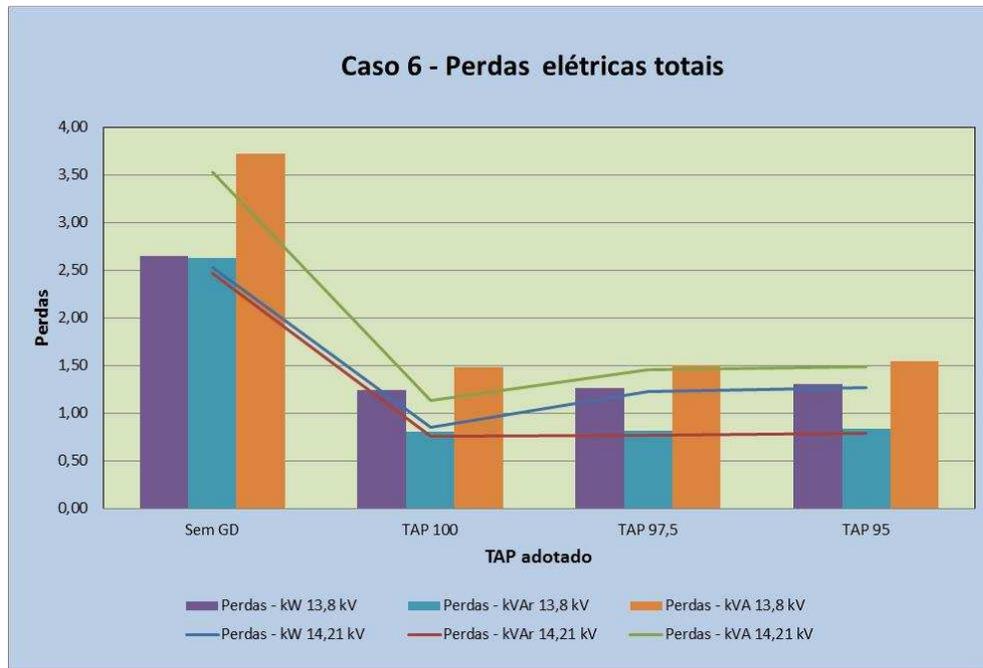


Figura 5.9 – Caso 6 – Comportamento das perdas totais

As Figuras de 5.10 a 5.12 reportam o caso 15. A Figura 5.10 apresenta os resultados obtidos na simulação do caso 15 utilizando a tensão de 13,8 kV. Para o caso 15, onde a inserção de GD ainda é moderada, a atuação no tape do transformador possibilitou uma redução nos valores das tensões nos pontos de interesse. Contudo, não seria necessária a atuação, uma vez que os níveis estavam adequados.

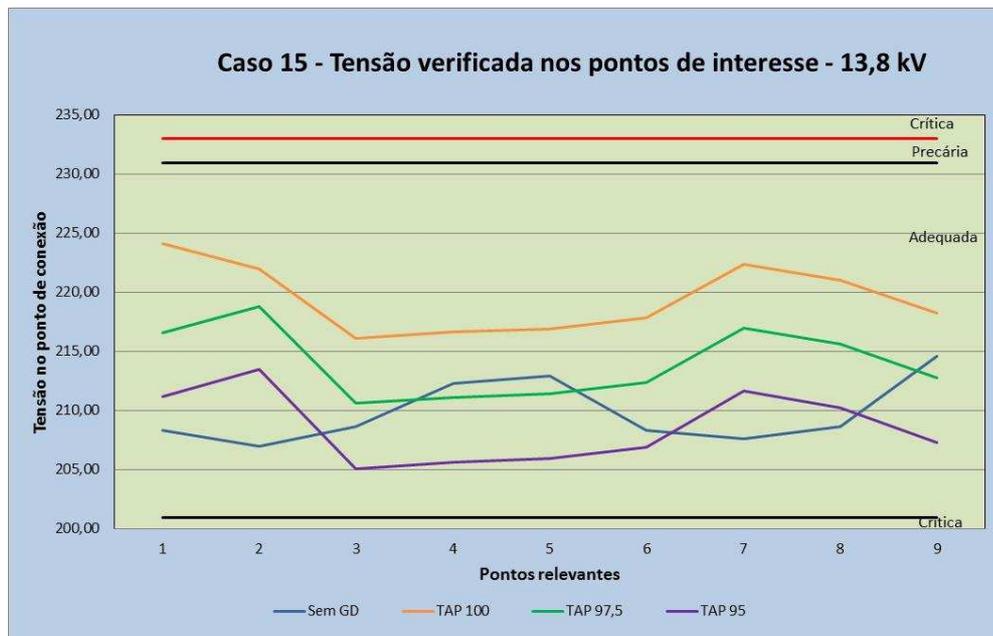


Figura 5.10 – Caso 15 – 13,8 kV: Comportamento da tensão antes e após comutação dos tapes do transformador

A Figura 5.11 apresenta os resultados obtidos na simulação do caso 15 utilizando a tensão de 14,21 kV. Já com a tensão primária ajustada em 14,21 kV, o mesmo caso 15 apresentou a necessidade de atuação, uma vez que a tensão no ponto de interesse 2 estava muito próxima do limite. A atuação nos tapes do transformador se mostrou eficaz, reduzindo os valores das tensões nos pontos de interesse.

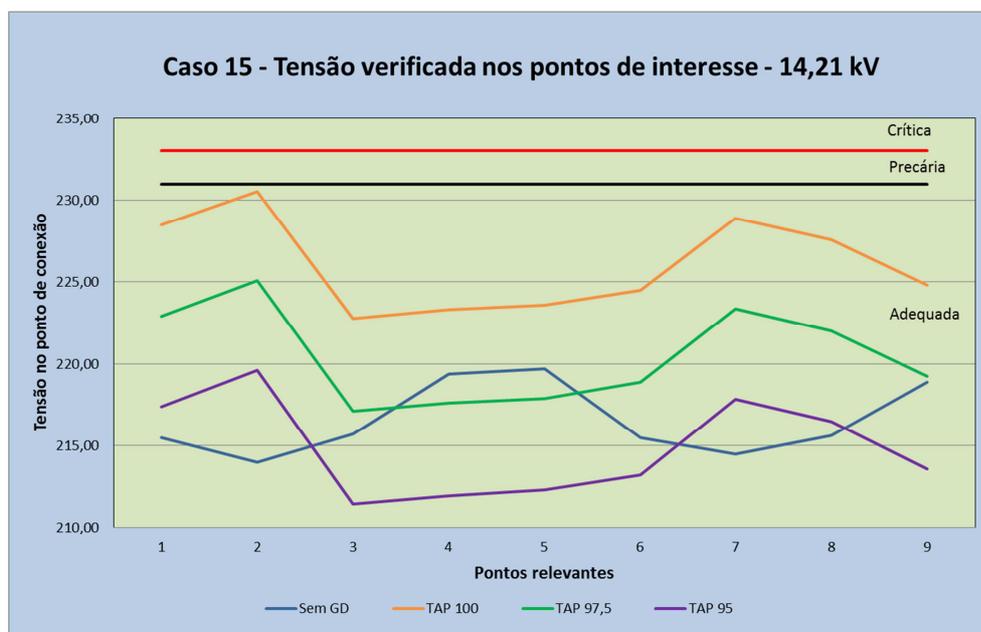


Figura 5.11 – Caso 15 – 14,21 kV: Comportamento da tensão antes e após comutação dos tapes do transformador

A Figura 5.12 apresenta o comportamento das perdas elétricas na simulação do caso 15. Assim como na simulação do caso 6, as perdas apresentaram uma tendência de elevação com a redução da tensão de fornecimento. Contudo, como a tensão é reduzida em até 5% no limite do tape inferior, esse acréscimo das perdas se mostrou reduzido.

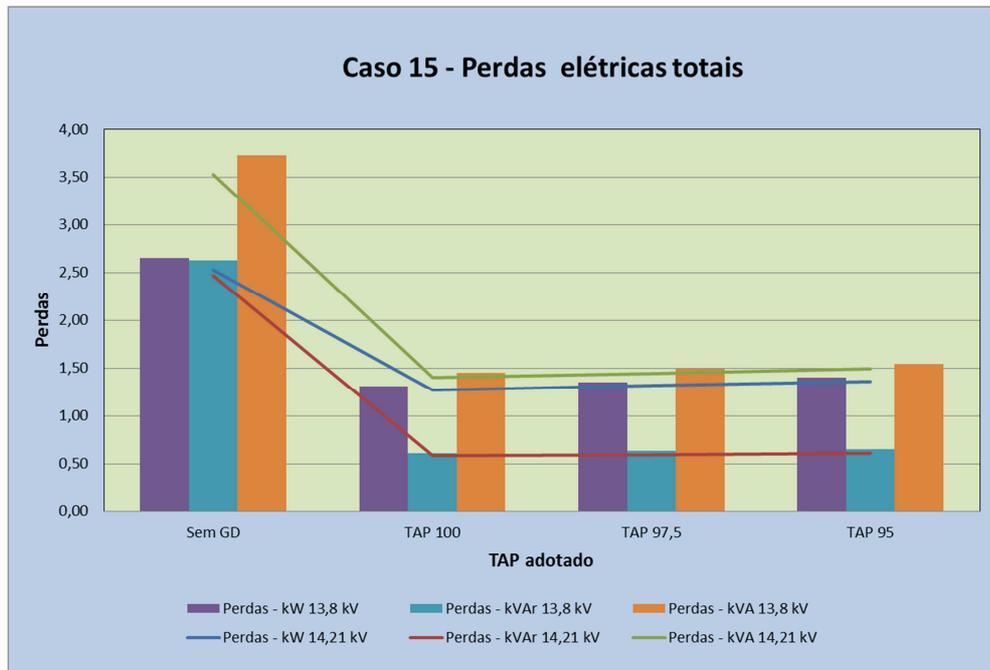


Figura 5.12 – Caso 15 – Comportamento das perdas totais

As Figuras de 5.13 a 5.15 reportam o caso 24. A Figura 5.13 apresenta os resultados obtidos na simulação do caso 24 utilizando a tensão de 13,8 kV.

No caso 24, onde a inserção de GD já pode ser considerada importante, a atuação no tape do transformador possibilitou uma redução nos valores das tensões nos pontos de interesse. Entretanto, assim como no caso 15, numa situação de operação normal, não haveria a necessidade de atuação nos tapes do transformador uma vez que os níveis de tensão estavam adequados.

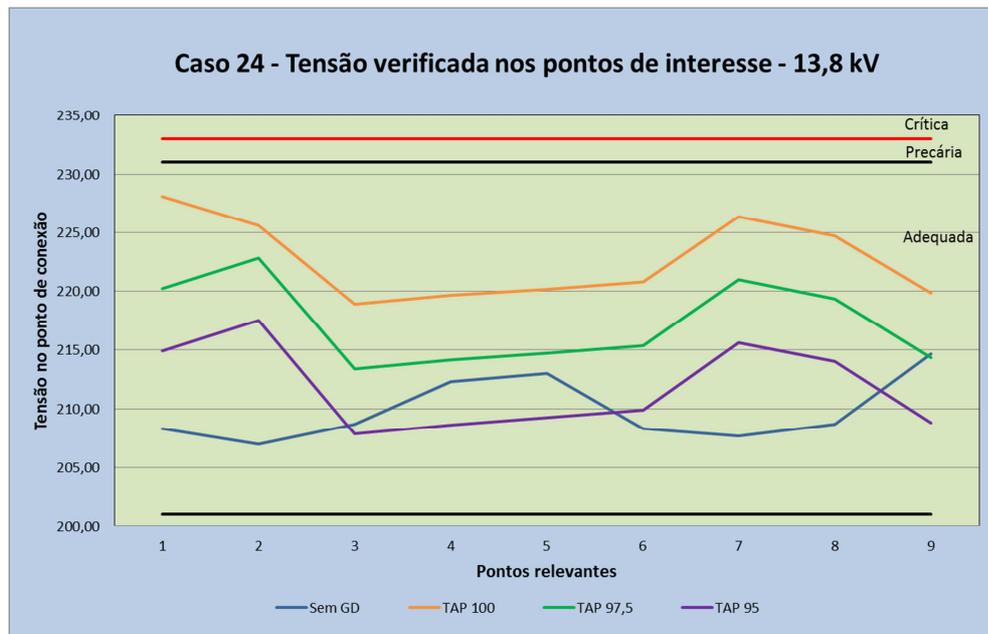


Figura 5.13 – Caso 24 – 13,8 kV: Comportamento da tensão antes e após comutação dos tapes do transformador

A Figura 5.14 apresenta os resultados obtidos na simulação do caso 24 utilizando a tensão de 14,21 kV. Para o mesmo caso 24, com a tensão primária ajustada em 14,21 kV, ocorria a violação do limite de tensão precária em dois pontos de interesse: pontos 2 e 7. A alteração do tape do transformador para o tape de 97,5% apresentou a redução dos níveis de tensão em todos os pontos de interesse, incluindo os pontos onde ocorria a violação do nível de tensão.

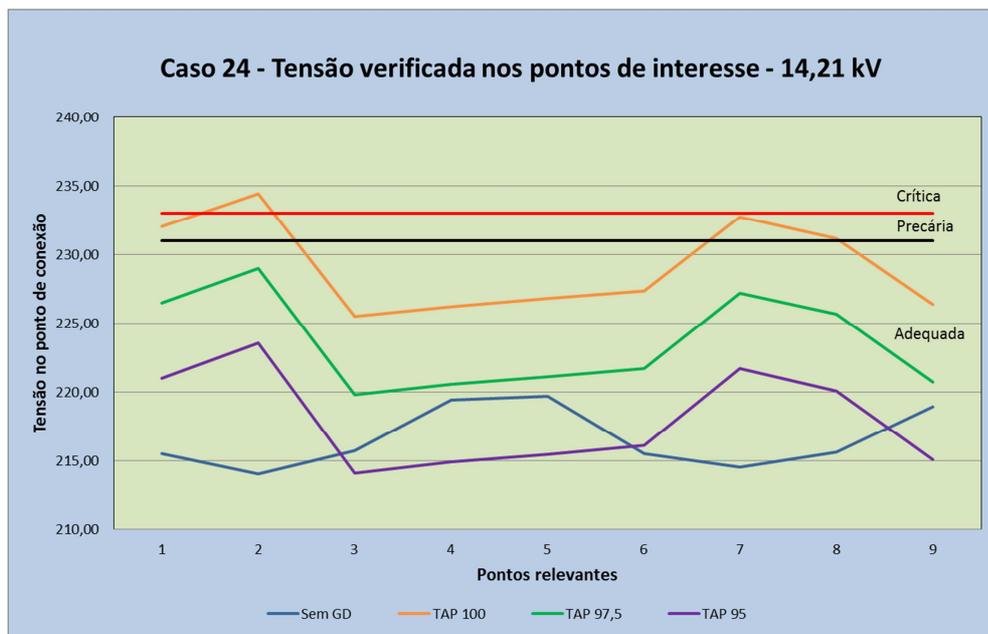


Figura 5.14 – Caso 24 – 14,21 kV: Comportamento da tensão antes e após comutação dos tapes do transformador

A Figura 5.15 apresenta o comportamento das perdas elétricas na simulação do caso 24. As perdas no caso 24 apresentaram, como esperado, comportamento similar aos demais casos vistos até aqui, ou seja, pequena elevação em função da redução da tensão de fornecimento.

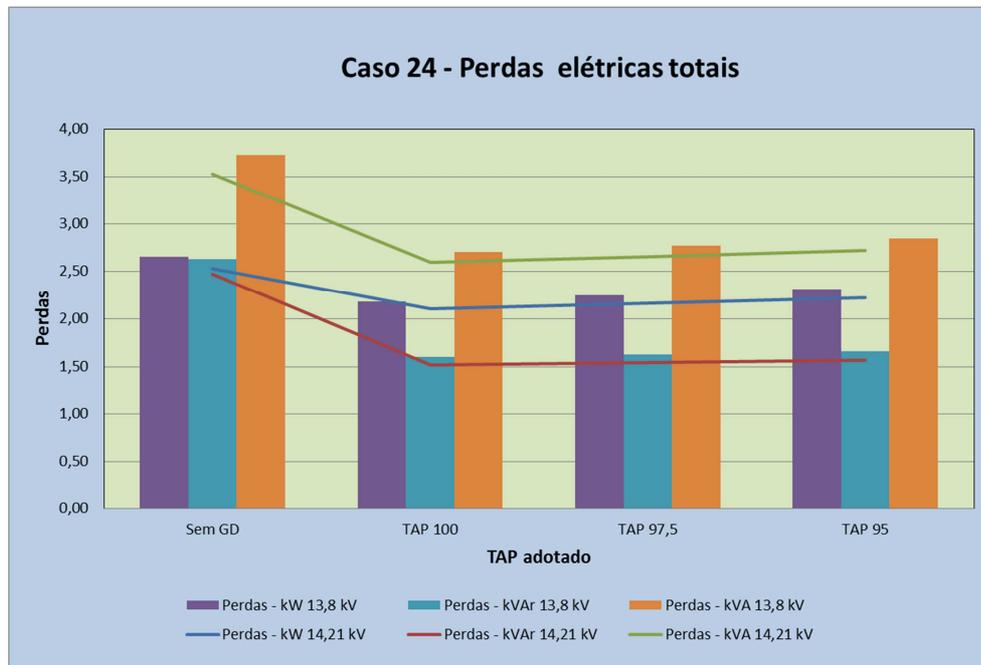


Figura 5.15 – Caso 24 – Comportamento das perdas totais

As Figuras de 5.16 a 5.18 reportam o caso 33. A Figura 5.16 apresenta os resultados obtidos na simulação do caso 33 utilizando a tensão de 13,8 kV. Finalmente, para o caso de maior impacto e menor probabilidade de ocorrência, caso 33, mesmo com a tensão primária ajustada para o valor nominal, 13,8 kV, alguns pontos apresentavam níveis de tensão próximos ao limite de tensão precária. A alteração no tape do transformador foi eficaz para redução dos níveis de tensão.

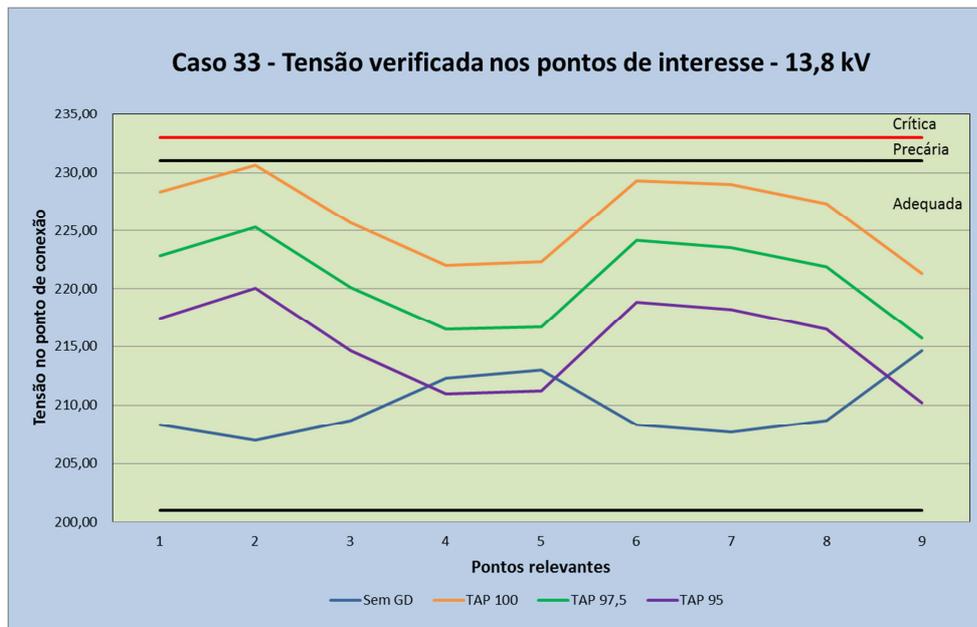


Figura 5.16 – Caso 33 – 13,8 kV: Comportamento da tensão antes e após comutação dos tapes do transformador

A Figura 5.17 apresenta os resultados obtidos na simulação do caso 33 utilizando a tensão de 14,21 kV.

Com a tensão primária ajustada em 14,21 kV, pode-se verificar que somente a alteração do tape do transformador para 97,5% não foi suficiente para reduzir os níveis de tensão para valores dentro da faixa adequada. A alteração para o tape de 95% se mostrou como solução para a manutenção dos níveis de tensão da faixa adequada.

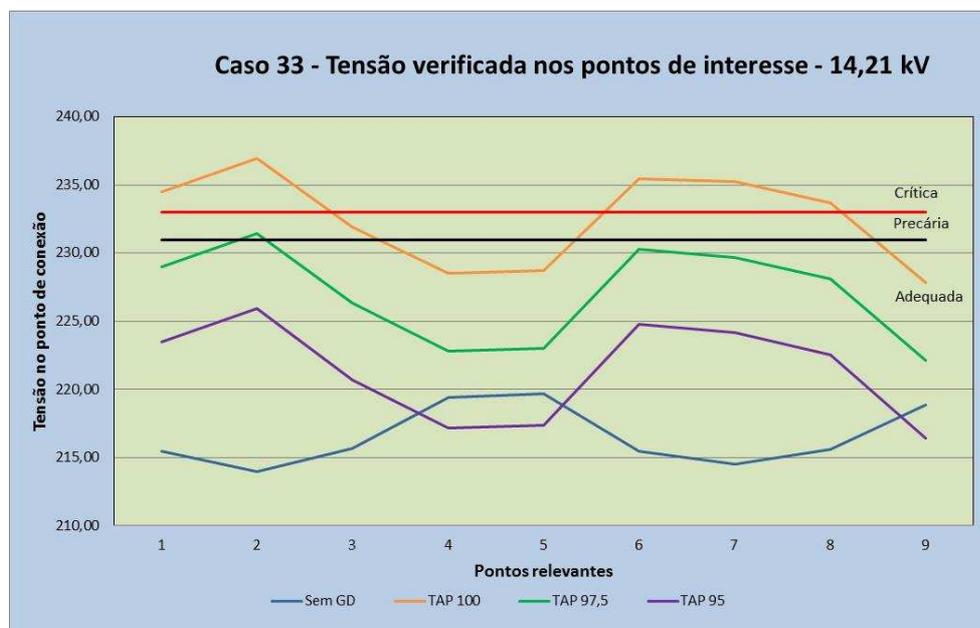


Figura 5.17 – Caso 33 – 14,21 kV: Comportamento da tensão antes e após comutação dos tapes do transformador

A Figura 5.18 apresenta o comportamento das perdas elétricas na simulação do caso 33. As perdas elétricas também no caso 33 apresentam comportamento similar aos demais casos anteriormente analisados. Cabe ressaltar que as perdas neste caso, independentemente do tape que se encontra o transformador, apresentam valores bem acima dos valores das perdas sem GD no circuito.

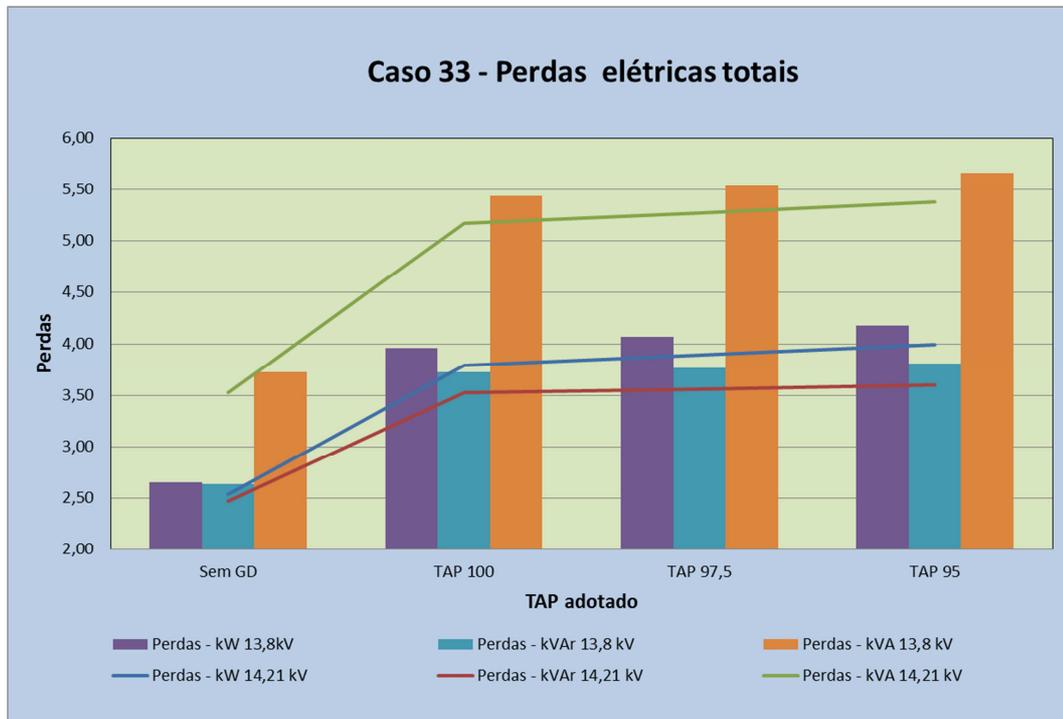


Figura 5.18 – Caso 33 – Comportamento das perdas totais

Nas situações de grande penetração de GD, como nos casos 24 e 33, verifica-se que a troca dos tapes se mostra eficiente e mantém os níveis de tensão dentro dos limites regulatórios. Portanto, essa solução, embora envolva a aquisição de novo transformador, mostra-se como opção eficaz no controle de tensão. Cabe uma análise econômica dentre as alternativas para verificar qual a melhor opção do ponto de vista técnico e econômico.

5.3 Alternativas de Mitigação na Operação

Na etapa de operação, basicamente, pode-se contar com duas possibilidades de controle: a atuação dos próprios inversores, conforme normalização ABNT, e a atuação das distribuidoras por meio do envio de comando remoto aos inversores [SILVA, 2012].

5.3.1 Ajuste na tensão no alimentador

A atuação para mitigação do impacto da conexão de GD, nas redes de BT, que é considerada como a mais facilmente implementada é a alteração do valor da tensão de referência no alimentador. Essa alteração é feita atuando no transformador de distribuição instalado na subestação. Altera-se o valor de ajuste da tensão no secundário deste transformador que possui comutador de tape automático. Contudo, esta alteração pode implicar violar o nível de tensão naqueles circuitos que não possuem GD conectada, pois os alimentadores normalmente têm muitos transformadores de distribuição instalados em seu percurso, envolvendo uma estratégia de controle sistêmica.

Um ajuste adequado deve ser buscado de tal forma a se obter um nível de tensão que possibilite a conexão da GD, sem com isso violar os limites nos demais circuitos secundários dos outros transformadores de distribuição que não tenham GD conectadas a eles.

A Figura 4.33, no item 4.4, apresenta o impacto direto do nível de tensão de ajuste, no lado de MT do transformador Nº 4611. Cabe ressaltar que, para que a tensão atinja os níveis de tensão simulados, é necessário que a tensão na saída do alimentador esteja num patamar, normalmente, mais elevado. Isso em função da queda de tensão ao longo do percurso do alimentador. Quanto maior for a distância elétrica, maior será a diferença.

Diante disso é necessário avaliar o impacto da alteração do ajuste em pontos diversos no percurso do alimentador, contemplando pontos no início, próximos à subestação, no meio do circuito e, principalmente, no final do circuito (pontos distantes da subestação). Sendo assim, esta estratégia exige uma análise sistêmica, visando à otimização do ajuste.

5.3.2 Atuação dos inversores

Uma das formas de controle mais utilizadas é através do controle de potência ativa e reativa por meio da variação do Fator de Potência (FP) diretamente no inversor. Conforme norma ABNT NBR 16149 [ABNT, 2013], os inversores já possuem essa funcionalidade incorporada. A Figura 5.19, onde P representa a potência instantânea e P_{NOMINAL} é a potência nominal, apresenta a curva do FP que o inversor deve ser capaz de operar.

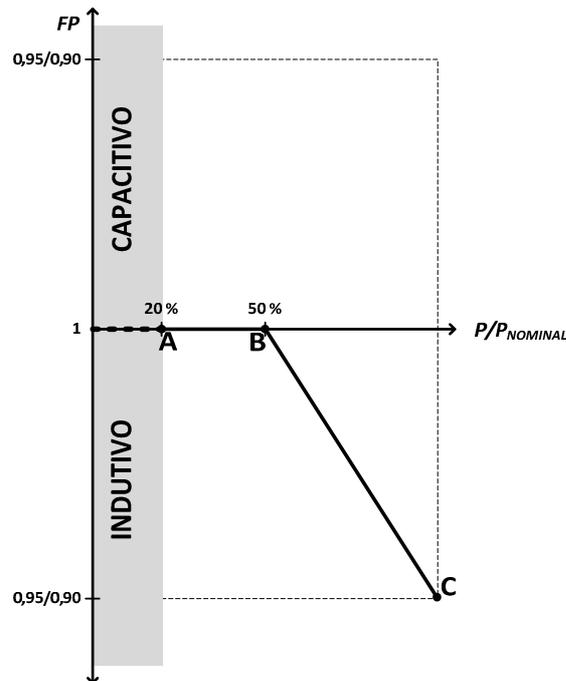


Figura 5.19 – Curva do FP em função da potência ativa de saída do inversor
Fonte: [ABNT, 2013]

Segundo a norma ABNT NBR 16149 [ABNT, 2013], a curva da Figura 5.19 só deve ser habilitada quando a tensão da rede ultrapassar a tensão de ativação. Este é ajustável entre 100% e 110% da tensão nominal da rede, com valor padrão em 104% ajustado em fábrica.

Com relação ao fator de potência, ainda de acordo com a ABNT NBR 16149 [ABNT, 2013], o sistema fotovoltaico pode operar com duas possibilidades: (i) FP igual a 1 ajustado em fábrica, com tolerância para trabalhar na faixa de 0,98 indutivo até 0,98 capacitivo. O inversor deve apresentar, como opcional, a possibilidade de operar de acordo com a curva da Figura 5.19 e com FP ajustável de 0,90 indutivo até 0,90 capacitivo; ou (ii) controle da potência reativa (VAr), conforme Figura 5.20. Nesta figura, P e Q representam as potências ativa e reativa instantâneas e P_N a potência nominal do inversor.

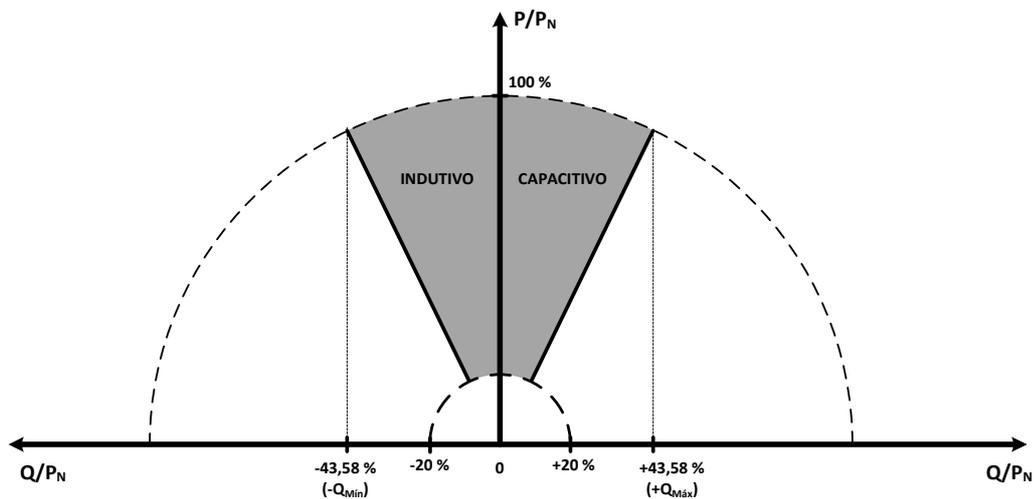


Figura 5.20 – Limites operacionais de injeção/demanda de potência reativa para sistemas com potência nominal superior a 6 kW

Fonte: [ABNT, 2013]

O tipo e os ajustes do controle do FP e injeção/demanda de potência reativa devem ser determinados pelas condições da rede, definidos individualmente pela distribuidora, e fornecidos junto com a permissão de acesso. Os tipos de controle podem ser, segundo ABNT NBR 16149 [ABNT, 2013]: a) Potência reativa fixa ou b) Controle externo.

Estas funcionalidades previstas em norma visam auxiliar a distribuidora no controle de tensão e se baseiam em normas internacionais publicadas por países onde a inserção de GD já se encontra em estágio avançado e de grande relevância para o sistema de distribuição. Embora os inversores apresentem esta alternativa, para um controle de tensão sistêmico, sob o ponto de vista da rede de BT, pode ser necessária a atuação da distribuidora através de comandos externos, conforme tratado a seguir.

5.3.3 Comandos pela Distribuidora – Proposta

Mesmo com a funcionalidade de controle incorporada aos inversores, podem ocorrer casos extremados onde outras ações sejam requeridas. Para tais casos é necessária uma maior interação da distribuidora com as UCGs. Tal interação poderá utilizar diversas formas de comunicação: rede *mesh*⁶ ou malha, GPRS (celular), rádio, fibra ótica, etc.

Deve-se estabelecer o que será monitorado (ex. tensão no ponto por meio do próprio medidor de energia), para onde os dados coletados serão enviados e o

⁶ Mesh ou malha, é uma alternativa de protocolo ao padrão 802.11 para diretrizes de tráfego de dados e voz além das redes a cabo ou infraestrutura wireless.

processamento destes dados. Tudo isso possibilitará a tomada de decisão por parte da concessionária, podendo inclusive acarretar no desligamento da geração.

Na condição de um número grande de GD conectado às redes de BT, as ações descritas anteriormente poderão ainda não ser suficientes para a manutenção dos níveis desejáveis nos valores das tensões de fornecimento. Diante disso faz-se necessária a adoção de medidas pontuais e situacionais.

Nesse sentido, este tópico propõe ações de controle a serem tomadas pela distribuidora a fim de garantir os níveis adequados de fornecimento de energia para os clientes à rede conectados. O fluxograma apresentado na Figura 5.21 ilustra os passos do procedimento proposto.

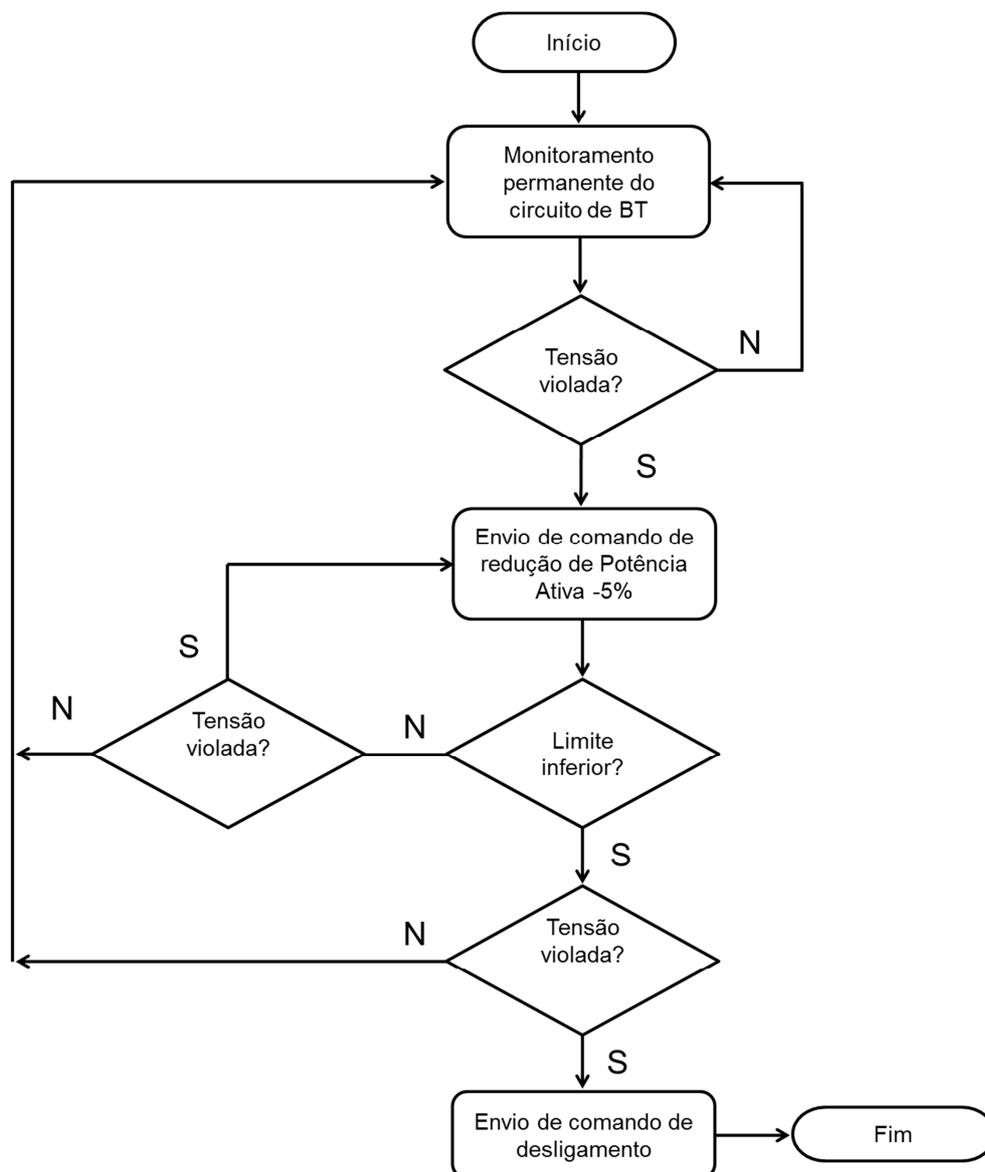


Figura 5.21 – Fluxograma da metodologia de controle proposta

Monitoramento permanente do circuito de BT: Para verificação do valor de tensão no ponto de conexão, é necessário monitorar permanentemente o seu

valor. Para tanto se faz necessário dispor de tecnologia de coleta e envio dos dados para um centro de controle da distribuidora.

Verificação de tensão violada: A partir dos dados coletados e considerando que os limites regulatórios são conhecidos, faz-se a comparação dos valores para determinação de violação ou não desses limites.

Envio de comando de redução de potência ativa: Envio de comando para redução de 5% da potência ativa injetada da rede.

Verificação de limite inferior: Verifica se o limite inferior de potência do inversor (50%) foi atingido. Caso tenha sido e a tensão continue fora dos limites regulatório, comanda-se o desligamento da geração.

Envio de comando de desligamento: Envio de comando para desligamento do inversor e, por conseguinte, interrupção da geração.

Esse procedimento foi simulado através da alteração das potências individuais de cada inversor conectado à rede nos patamares indicados. Por meio do gráfico da Figura 5.22 pode-se verificar que a ação de redução das potências, como era de se esperar, apresentou resultado positivo a partir do patamar de 70%.

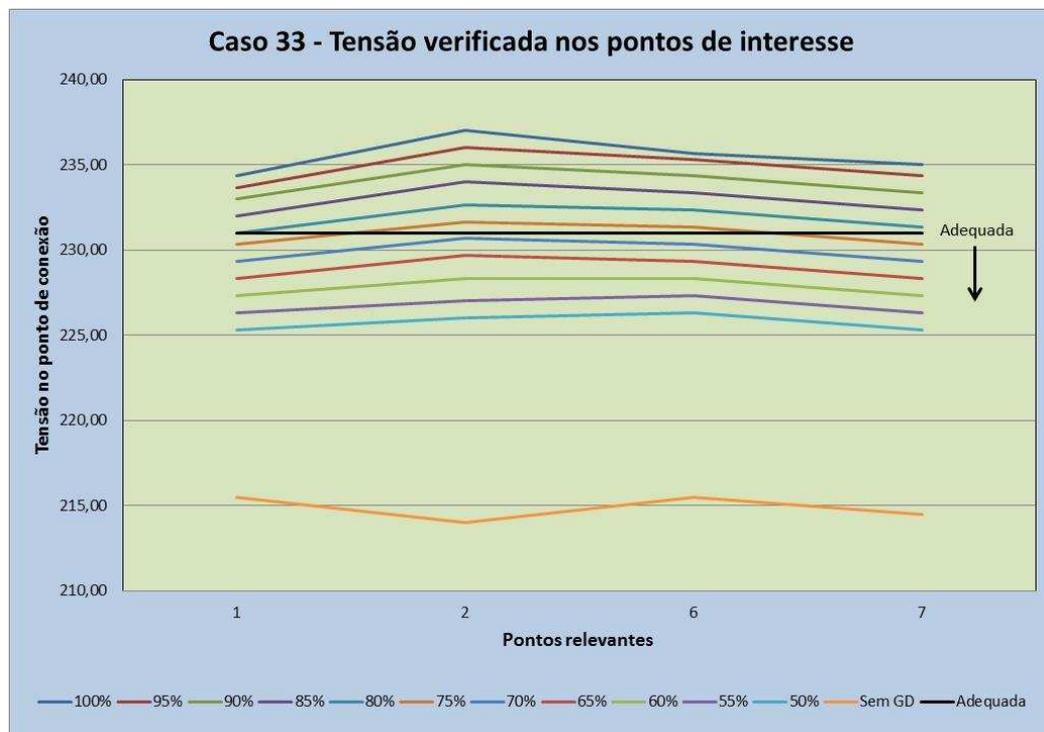


Figura 5.22 – Comportamento da tensão frente aos comandos da distribuidora – 14,21 kV

No que tange às perdas, elas também decrescem com a redução do patamar de potência fornecida pelos inversores conectados às redes de BT. O gráfico da Figura 5.23 ilustra tal situação.

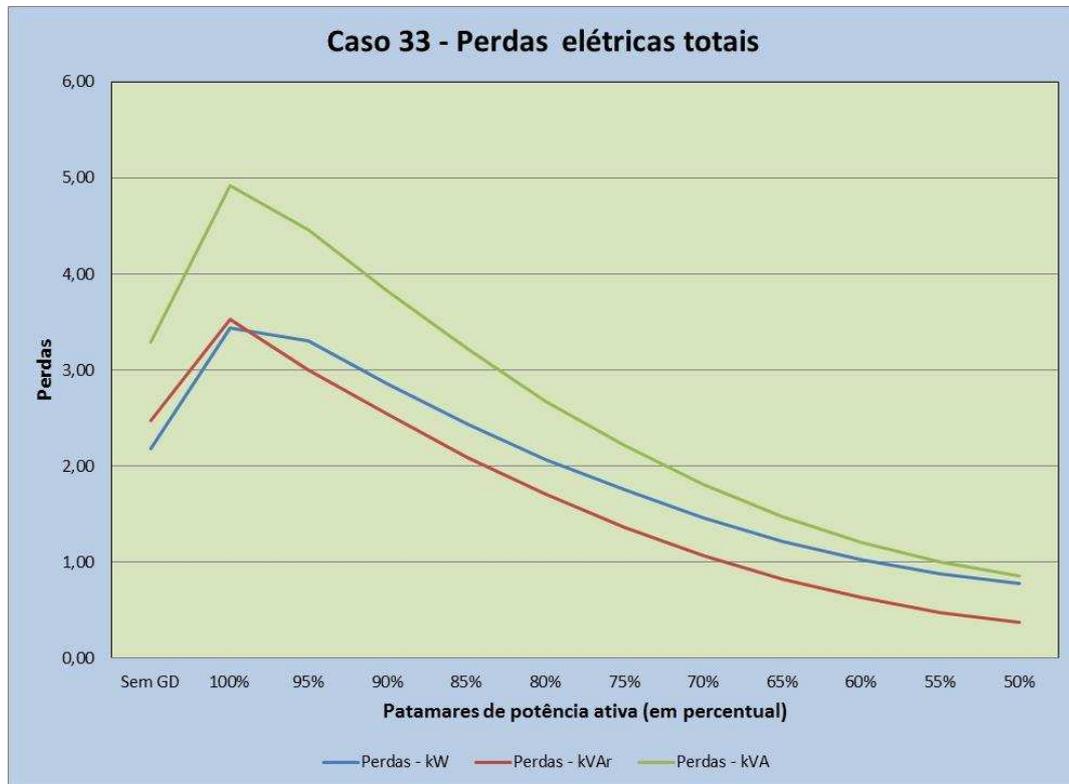


Figura 5.23 – Comportamento das perdas elétricas totais frente aos comandos da distribuidora

5.4 Considerações Finais

Conforme discutido neste capítulo, são diversas as alternativas de controle que se apresentam no sentido de manter a tensão de fornecimento no ponto de conexão dentro dos níveis regulatórios.

Tais alternativas podem ser adotadas desde a fase de planejamento da expansão, no momento onde a distribuidora recebe a consulta de acesso por parte do consumidor, passando pela fase de planejamento da operação até a etapa de operação em tempo real.

Cabe à distribuidora estudar a melhor alternativa técnica e econômica dentro de sua realidade e da realidade de mercado, incluindo equipamentos disponibilizados, para a tomada de decisão sobre a opção mais adequada para a sua rede.

Ademais, algumas das alternativas tratadas aqui nesta dissertação ultrapassam as possibilidades atuais, uma vez que consideram, por exemplo transformadores com comutador de tapes, o que não é uma realidade para a maioria absoluta das distribuidoras brasileiras. Uma alternativa atualmente indisponível, porém prevista em norma, é a atuação direta nos inversores. Apesar de prevista uma interface de comunicação direta entre o inversor e a distribuidora, não existe um protocolo definido, nem tampouco infraestrutura de telecomunicação estabelecida entre as partes envolvidas.

Verifica-se que o tema controle de tensão, no contexto da GD conectada às redes de BT, ainda requer investigações e estudos que considerem suas especificidades.

6 Conclusões e Propostas de Continuidade

Nos países onde a inserção da geração distribuída nas redes de baixa tensão já se tornou representativa, diversas têm sido as ações para se controlar de forma sistêmica o nível de tensão dentro de limites adequados, de maneira tal a não prejudicar os demais clientes e nem mesmo aqueles que tenham geração em sua unidade de consumo.

O Brasil ainda está distante dessa realidade. Entretanto, pela perspectiva de crescimento dessa modalidade de geração, quer seja pela redução dos custos de implantação versus o aumento da tarifa de energia, ou por incentivo governamental, ou ainda pelo precioso recurso da energia solar, virtualmente infinito, mais cedo ou mais tarde as distribuidoras brasileiras terão que enfrentar mais esse desafio.

A distância temporal a qual o Brasil se encontra do real problema da inserção de GD em grande quantidade, nas redes de BT, proporciona às distribuidoras uma condição privilegiada para estudarem e de se prepararem para o cenário que se avizinha. Para emissão do parecer de acesso, no processo de avaliação técnica por parte das distribuidoras, sugere-se a elaboração de estudos considerando a análise de vários cenários, principalmente no caso de maior número de solicitações de conexão.

Os estudos relativos à melhor opção a ser adotada, considerando a realidade de cada distribuidora, devem ser realizados particularizando as alternativas, dentre elas, as apresentadas nesta dissertação e valorando economicamente cada uma delas. Devem ser avaliados aspectos de custos de implantação, incluindo materiais a serem utilizados, mão de obra necessária, bem como a manutenção da solução adotada.

Adicionalmente, tais estudos devem estar alinhados ao que estabelece a regulamentação atual da ANEEL, pois investimentos por parte da distribuidora, que não estiverem aderentes ao estabelecido, poderão ser glosados pela agência. Considerando ainda que a regulamentação é recente, algumas incertezas

relacionadas ao que a agência irá reconhecer como investimento prudente ou não, ainda existem.

No contexto das alternativas discutidas neste trabalho, sugere-se que sejam estudados, principalmente: recondutoramento dos circuitos, redivisão dos circuitos e troca do transformador. Num cenário futuro, onde já esteja estabelecida uma infraestrutura de telecomunicações confiável entre as distribuidoras e as UCG's, recomenda-se a atuação direta nos ajustes dos inversores e desligamento remoto da geração.

Propõe-se a continuidade dos estudos e simulações com a implantação das alternativas abordadas, a fim de se obter a melhor opção técnica/econômica para o controle do perfil de tensão.

Devem ainda ser explorados os estudos de impactos que a inserção de GD nas redes de BT causará nas redes de MT, uma vez que o estudo objeto dessa dissertação se concentrou nos impactos nas redes de BT e seus respectivos níveis de tensão de atendimento. Já a inserção de GD nas redes de MT não deve ser tratada como problema, uma vez que, há vários anos os estudos dessa natureza já vêm sendo realizados, com certa frequência, pelas distribuidoras que, em função disso, já têm essa prática dominada.

Outro aspecto interessante que poderá ser abordado em estudos futuros é a tratativa das cargas e da geração utilizando parâmetros estocásticos e não determinísticos.

Finalmente o mercado, principalmente os fornecedores de soluções e equipamentos, deve trabalhar no tema da “tropicalização” das soluções adotadas nos países tidos como *benchmark* no tema, a fim de ofertar às distribuidoras e, conseqüentemente, aos consumidores brasileiros opções adequadas para a realidade nacional.

Referências Bibliográficas

- [AALBORG, 2012] AALBORG UNIVERSITY, “**Control of Grid Connected PV Systems with Grid Support Functions**”, Department of Energy Technology, Group PED4 – 1043, Aalborg, Dinamarca, 2012.
- [ABNT, 2013] ABNT – ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS, “**NBR 16149:2013 – Sistemas Fotovoltaicos (FV) – Características da Interface de Conexão com a Rede Elétrica de Distribuição**”, Rio de Janeiro, Brasil, 2013.
- [ANEEL, 2003] ANEEL – AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, “**Guia do Empreendedor de Pequenas Centrais Hidrelétricas**”, Superintendência de Concessões e Autorizações de Geração – SCG, Brasília, Brasil, 2003.
- [ANEEL, 2010] ANEEL – AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, “**Nota Técnica Nº 362/2010**”, Superintendência de Regulação Econômica – SRE, Superintendência de Regulação dos Serviços de Distribuição – SRD. Brasília, Brasil, 2010.
- [ANEEL, 2011] ANEEL – AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, “**Nota Técnica Nº 025/2011**”, Superintendência de Regulação dos Serviços de Distribuição – SRD, Superintendência de Regulação dos Serviços de Geração – SRG, Superintendência de Autorização e Concessão da Geração – SCG, Superintendência de Estudos de Mercado – SEM, Superintendência de Regulação da Comercialização da Eletricidade – SRC, Superintendência de Pesquisa e Desenvolvimento e Eficiência Energética – SPE e Superintendência de Regulação Econômica – SRE, Brasília, Brasil, 2011.
- [ANEEL, 2012a] ANEEL – AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, “**Resolução Normativa Nº 482/2012**”, Diretoria Geral, Brasília, Brasil, 2012.
- [ANEEL, 2012b] ANEEL – AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, “**Resolução Normativa Nº 517/2012**”, Diretoria Geral, Brasília, Brasil, 2012.
- [ANEEL, 2012c] ANEEL – AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, “**Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional – PRODIST**”, Diretoria Geral, Brasília, Brasil, 2012.
- [ANEEL, 2014] ANEEL – AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, “**Pesquisa das Tarifas das Distribuidoras**”, www.aneel.com.br Acesso em Maio de 2014.
- [BARONE, 2010] BARONE, F., HOMERO, C., “**Tecnologias de Geração Distribuída**”, Relatório Técnico CEMIG Distribuição SA, Belo Horizonte, Brasil, 2011.
-

-
- [BOEMER, 2011] BOEMER, J. C., ET AL., “**Overview of German Grid Issues and Retrofit of Photovoltaic Power Plants in Germany for the Prevention of Frequency Stability Problems in Abnormal System Conditions of the ENTSO-E Region Continental Europe**”, Proceedings of the 1st International Workshop on Integration of Solar Power into Power Systems, Aarhus, Dinamarca, 2011.
- [BRAUN, 2010] BRAUN, M., “**Integrating PV in the Local Distribution Systems**” Valência, Espanha, 2010.
- [CEPEL, 2014] CERPCH – CENTRO DE PESQUISAS DE ENERGIA ELÉTRICA, “**ANAREDE – Análise de Redes Elétricas**”, Disponível em: www.anarede.cepel.br/ Acesso em Maio de 2014.
- [CERPCH, 2012] CERPCH – CENTRO NACIONAL DE REFERÊNCIA EM PEQUENAS CENTRAIS HIDRELÉTRICAS, “**O que é?**”, Disponível em: www.cerpch.unifei.edu.br/o-que-e.html Acesso em Abril de 2014.
- [CODDINGTON, 2010] CODDINGTON, M., ET. AL., “**High-Penetration Photovoltaic Standards and Codes Workshop**”, NREL – National Renewable Energy Laboratory, Workshop Proceedings, Denver, E.U.A., 2010.
- [CODDINGTON, 2012] CODDINGTON, M., ET. AL., “**Updating Interconnection Screens for PV System Integration**”, NREL – National Renewable Energy Laboratory, SANDIA National Laboratories, EPRI – Electric Power Research Institute, U. S. Department of Energy., Denver, E.U.A., 2012.
- [COSTA, 2011] COSTA, H.F.F., “**Programa Smartgrid – Diagnóstico Energético: Cenários e Estudos Correlatos**”, Relatório Técnico CEMIG Distribuição SA, Belo Horizonte, Brasil, 2011.
- [CYME, 2009] CYME INTERNATIONAL T&D INC, “**Network Forecaster and Advanced Project Manager – User Guide**”, Manual de Operação, Saint-Bruno, Canadá, 2009.
- [DAVDA, 2012] DAVDA, A. T., PAREKH, B. R., “**System Impact Analysis of Renewable Distributed Generation on an Existing Radial Distribution Network**”, IEEE - Electrical Power and Energy Conference, Londres, Inglaterra, 2012.
- [DEMIROK, 2010] DEMIROK, E. ET. AL., “**Evaluation of the Voltage Support Strategies for the Low Voltage Grid Connected PV Generators**”, IEEE - Energy Conversion Congress and Exposition, Atlanta, E.U.A., 2010.
- [D’HULST, 2010] D’HULST, R., PEETERS, E., “**Distributed Voltage Control Strategies in a LV Distribution Network**”, Proceedings of the International Conference on Renewable Energies and Power Quality, Granada, Espanha, 2010.
- [DINÇER, 2011]. DINÇER, F., “**The Analysis on Photovoltaic Electricity Generation Status, Potential and Policies of the Leading Countries in Solar Energy**”, Renewable and Sustainable Energy Reviews, V.15, N.1, P. 713-720, 2011.
-

- [DINIZ, 2011] DINIZ, A. S. A. C., ET. AL., “**Review of the Photovoltaic Energy Program in the State of Minas Gerais, Brazil**”, *Renewable & Sustainable Energy Reviews*, V. 15, P. 2696-2706, 2011.
- [ECHOSOLARIS, 2012] ECHOSOLARIS, “**Painéis Fotovoltaicos**”, Disponível em: www.echosollaris.webnode.com.br. Acesso em: Abril de 2014.
- [ELETROSUL, 2012] ELETROSUL, “**Casa Eficiente**”, Disponível em: www.eletrosul.gov.br/casaeficiente/ Acesso em: Abril de 2014.
- [EPE, 2012] EPE – Empresa de Pesquisa Energética “**Análise da Inserção da Geração Solar na Matriz Elétrica Brasileira**”, Rio de Janeiro, Brasil, 2012.
- [EPE, 2013a] EPE – Empresa de Pesquisa Energética, “**Anuário Estatístico de Energia Elétrica 2013**”, Rio de Janeiro, Brasil, 2013.
- [EPE, 2013b] EPE – Empresa de Pesquisa Energética, “**Projeção da Demanda de Energia Elétrica para os Próximos 10 Anos (2014-2023)**”, Rio de Janeiro, Brasil, 2013.
- [EPIA, 2012] EPIA – European Photovoltaic Industry Association, “**Connecting the Sun: Solar Photovoltaics on the Road to Large-scale Grid Integration**”, Bruxelas, Bélgica, 2012.
- [EPIA, 2013] EPIA – European Photovoltaic Industry Association, “**Market Report 2013**”, Bruxelas, Bélgica, 2014.
- [ESPANHA, 2004] GOVERNO DA ESPANHA, “**Real Decreto 436/2004**”, Disponível em: www.boe.es/diario_boe/txt.php?id=BOE-A-2004-5562 Acesso em: Abril de 2014.
- [FERREIRA, 2010] FERREIRA, P. D. F., ET. AL., “**Distributed Energy Resources Integration Challenges in Low-Voltage Networks: Voltage Control Limitations and Risk of Cascading**”, *IEEE - Transactions on Sustainable Energy*, vol. 4, No. 1, p.82-88, 2013.
- [FREITAS, 2004] FREITAS, W., ET. AL., “**Impactos da Expansão da Geração Distribuída nos Sistemas de Distribuição de Energia Elétrica**”, Campinas, Brasil, 2004.
- [FRAUNHOFER, 2012] FRAUNHOFER INSTITUTE, “**Country Report Germany**”, IEA Task 14 Meeting, Tóquio, Japão, 2012
- [GEIBEL, 2012] GEIBEL, D., ET. AL., “**Active Intelligent Distribution Networks – Coordinated Voltage Regulation Methods for Networks with High Share of Decentralised Generation**”, Paper 0234 – CIRED Workshop, Lisboa, Portugal, 2012.
- [HOKE, 2012] HOKE, A., BUTLER, R., HAMBRICK, J., KROPOSKY, B., “**Maximum Photovoltaic Penetration Levels on Typical Distribution Feeders**”, NREL – National Renewable Energy Laboratory, Journal Article, Denver, E.U.A., 2012.
-

- [IEA, 2011] IEA – INTERNATIONAL ENERGY AGENCY “**Trends in Photovoltaic Applications**”, Survey report of selected IEA countries between 1992 and 2011, Suíça, 2011.
- [JRC, 2012] JRC – JOINT RESEARCH CENTRE “**PV Status Report 2012**”, European Commission, Institute for Energy, Ispra, Itália, 2012.
- [JRC, 2013] JRC – JOINT RESEARCH CENTRE “**PV Status Report 2013**”, European Commission, Institute for Energy, Ispra, Itália, 2013.
- [KEMA, 2011] KEMA, INCORPORATED, “**European Renewable Distributed Generation Infrastructure Study – Lessons Learned from Electricity Markets in Germany and Spain**”, Consultant Report, Oakland, E.U.A., 2011.
- [LIU, 2008] LIU, E., BEBIC, J., “**Distribution System Voltage Performance Analysis for High-Penetration Photovoltaics**”, NREL – National Renewable Energy Laboratory, Annual Subcontract Report, Denver, E.U.A., 2008.
- [LUIZ, 2012] LUIZ, C.M., “**Avaliação dos Impactos da Geração Distribuída para Proteção do Sistema Elétrico**”, Dissertação de Mestrado em Engenharia Elétrica, UFMG, Belo Horizonte, Brasil, 2012.
- [MATHER, 2011] MATHER, B., NEAL, R., “**Integrating High Penetrations of PV into Southern California: Year 2 – Project Update**”, NREL – National Renewable Energy Laboratory, Denver, E.U.A., 2011.
- [MOGOS, 2004] MOGOS, E. F., GUILLAUD, X., “**A Voltage Regulation System for Distribution Generation**”, IEEE - Power Systems Conference and Exposition, Nova York, E.U.A., 2004.
- [MONTEIRO, 2008] MONTEIRO, C., “**Microturbinas**”, Produção e Transporte de Energia II – LEEC, Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto, Porto, Portugal, 2008.
- [NAVARRO, 2014] NAVARRO, E., ET. AL., “**LV Feeder Identification: Prior Requirement to Operate LV Grids with High Penetration of Der and New Loads**”, Paper C6_107, 21, rue d’Artois, F-75008, Paris, França, 2014.
- [OSE, 2010] O SETOR ELÉTRICO, “**Rede Subterrânea**”, Disponível em: http://www.osetoreletrico.com.br/web/images/stories/Edicao54_julho2010/rede_1.jpg Acesso em: Abril de 2014.
- [PADILHA, 2010] PADILHA, L. N., “**Análise Comparativa de Estratégias para Regulação de Tensão em Sistemas de Distribuição de Energia Elétrica na Presença de Geradores Distribuídos**”, Dissertação de Mestrado em Engenharia Elétrica, UFSC, Florianópolis, Brasil, 2010.
- [PAIS, 2012] PAIS, M., ALMEIDA, M. E., CASTRO, R., “**Voltage Regulation in Low Voltage Distribution Networks with Embedded Photovoltaic Microgeneration**”, Santiago de Compostela, Espanha, 2012.
-

-
- [PEREIRA, 2002] PEREIRA, L. C. S., CNOP, B. B., “**Desenvolvimento e Aplicação de Turbina Eólica**”, Disponível em: www.feagri.unicamp.br/energia/agre2002/pdf/0128.pdf Acesso em: Abril de 2014.
- [PEREIRA, 2010] PEREIRA, S. L. B., “**Definição de Limites de Integração de Micro-Geração nas Redes de Baixa Tensão**”, Dissertação de Mestrado em Mestrado Integrado em Engenharia Eletrotécnica e de Computadores, FEUP – Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto, Porto, Portugal, 2010.
- [POWERFACTORY, 2014] DIGSILENT POWERFACTORY, “**PowerFactory**” Disponível em: www.digsilent.de/index.php/products-powerfactory.html Acesso em Maio de 2014.
- [POWERWORLD, 2014] POWERWORLD CORPORATION, “**Power World Simulator**” Disponível em: www.powerworld.com/ Acesso em Maio de 2014.
- [RENO, 2013] RENO, M. J., BRODERICK, R. J., GRIJALVA, S., “**Smart Inverter Capabilities for Mitigating Over-Voltage on Distribution Systems with High Penetrations of PV**”, Sandia National Laboratories, Albuquerque, E.U.A., 2013.
- [SARMIN, 2013] SARMIN, M. K. N. M. ET AL., “**Coordinated Voltage Control in Distribution Network with Renewable Energy Based Distributed Generation**”, Published Online January 2013 www.SciRP.org/journal/eng Acesso em: Abril de 2014.
- [SCHWENCK, 2012] SCHWENCK, K. J., WATANABE, E. H., “**Análise do Comportamento da Tensão de Atendimento do Consumidor com Sistema Fotovoltaico Conectado à Rede Elétrica**”, XX Seminário Nacional de Distribuição de Energia Elétrica, Rio de Janeiro, Brasil, 2012.
- [SIEMENS, 2014a] SIEMENS, “**PSS®E – Power Transmission System Planning**” Disponível em: w3.siemens.com/smartgrid/global/en/products-systems-solutions/software-solutions/planning-data-management-software/planning-simulation/pages/pss-e.aspx/ Acesso em Maio de 2014.
- [SIEMENS, 2014b] SIEMENS, “**PSS/ADEPT – Power Transmission and Distribution System Planning**” Disponível em: pss-adept.software.informer.com/ Acesso em Maio de 2014.
- [SILVA, 2010] SILVA, R.G.F., VALE, M.H.M., CHAVES, F.S., RIBEIRO, G., ANDRADE, S.R.C., “**Margem de Estabilidade de Tensão em Tempo Real Utilizando Dados dos Sistemas de Medição Fasorial Sincronizada**”, XI EDAO – XI Encontro para Debates de Assuntos de Operação, Florianópolis, Brasil, 2010.
- [SILVA, 2011] SILVA, R.G.F., VALE, M.H.M., CHAVES, F.S., RIBEIRO, G., ANDRADE, S.R.C., “**Avaliação da Margem de Estabilidade de Tensão em Tempo Real Utilizando Dados dos Sistemas de Medição Fasorial Sincronizada**”, XIV ERIAC – XIV Encontro Regional Iberoamericano do Cigré, Ciudad del Este, Paraguai, 2011.
-

- [SILVA, 2012] SILVA, N. ET. AL., “**Control Architectures to Perform Voltage Regulation on Low Voltage Networks Using DG**”, Paper 351 – CIRED Workshop, Lisboa, Portugal, 2012.
- [SOLARLIGA, 2012] BREMER ENERGIE-KONSENS, “**Solaranlagen in Bremen**”, Disponível em: [http://solarliga-bremen.de/solaranlagen-bremen.php?stadtteil=Bremen / Gröpelingen](http://solarliga-bremen.de/solaranlagen-bremen.php?stadtteil=Bremen/Gröpelingen) Acesso em Abril de 2012.
- [SOUZA, 2012] SOUZA, M. E. M., “**Impactos da Geração Distribuída nas Redes de Baixa Tensão**”, monografia de conclusão de curso de Especialização em Engenharia de Sistemas Elétricos de Potência – CESEP, ênfase em Supervisão, Controle e Proteção de SEP, do Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica da Universidade Federal de Minas, Belo Horizonte, Brasil, 2012.
- [SOUZA, 2014] SOUZA, M. E. M., VALE, M. H. M., ET AL.; “**Projeto 120 Telhados – Inserção de Micro-Geração Distribuída nas Redes de Baixa Tensão: Implantação de Telhados Solares em Sete Lagoas**”, V Congresso Brasileiro de Energia Solar, Recife, Brasil, 2014.
- [STADLER, 2010] STADLER, I., BHANDARI, R., MADEIRO, D., “**Implementação de Pequenos Geradores (distribuídos) Conectados a Rede Usando Energias Renováveis**”, Relatório Técnico GTZ, Universidade de Colônia – Alemanha, ANEEL, São Paulo, Brasil, 2010.
- [TANG, 2012] TANG, L. ET. AL., “**Determination of Distributed Generation Capacity from a Voltage Regulation Perspective**”, IEEE - Transmission and Distribution Conference and Exposition, Orlando, E.U.A., 2012.
- [TOLEDO, 2010] TOLEDO, O. M., OLIVEIRA, D. O., DINIZ, A. S. A. C., VALE, M. H. M., MARTINS, J. H., “**Metodologia para Simulação da Geração Fotovoltaica Visando Utilização no Planejamento e Operação Elétrica**”. III Congresso Brasileiro de Energia Solar. Belém, Brasil, 2010.
- [TOLEDO, 2012] TOLEDO, O. M., OLIVEIRA, D. O., DINIZ, A. S. A. C., MARTINS, J. H., VALE, M. H. M., “**Simulation of Photovoltaic Generation Methodology for the Planning and Operation of Electrical Energy Systems**” In: International Conference of Agricultural Engineering, Valência, Espanha, 2012.
- [TOLEDO, 2013] TOLEDO, O. M., OLIVEIRA, D. O., DINIZ, A. S. A. C., MARTINS, J. H., VALE, M. H. M., “**Methodology for Evaluation of Grid-Tie Connection of Distributed Energy Resources – Case Study with Photovoltaic and Energy Storage**”. IEEE Transactions on Power Systems. JCR, v.28. p. 1132 – 1139, 2013.
- [UFLA, 2010] DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA, “**Microcentral Hidrelétrica: Formas Alternativas de Energia**”, Lavras, Brasil, 2010.
- [UNICAMP, 2011] DSEE/FEEC/UNICAMP, “**Revisão do Estado da Arte de Geração Distribuída em Redes de Baixa Tensão no Brasil e no Mundo**”, Relatório Técnico – Etapa 1 do Termo Aditivo do P&D CEMIG/ANEEL D302, Campinas, Brasil, 2011.
-