



TRABALHO DE CONCLUSÃO DE CURSO

**APLICAÇÃO DE REDES ELÉTRICAS
INTELIGENTES PARA CENTROS DE DESPACHO
DE GERAÇÃO DISTRIBUÍDA**

LIDIANE GOMES HONORIO

Brasília, Julho de 2015

UNIVERSIDADE DE BRASÍLIA
FACULDADE DE TECNOLOGIA
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA ELÉTRICA

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

**APLICAÇÃO DE REDES ELÉTRICAS
INTELIGENTES PARA CENTROS DE DESPACHO
DE GERAÇÃO DISTRIBUÍDA**

LIDIANE GOMES HONORIO

Trabalho de conclusão de curso submetido ao Departamento de Engenharia Elétrica da Faculdade de Tecnologia da Universidade de Brasília, como parte dos requisitos necessários para a obtenção do grau de Engenheira Eletricista.

Orientador: Prof. Rafael Amaral Shayani

Brasília
2015

*“Dedico esse trabalho a minha
família por todo incentivo,
carinho e apoio prestado
ao longo de toda a minha vida.”*

Agradecimentos

A Deus, por todas as oportunidades que me foram oferecidas e por toda a saúde, coragem e força de vontade de que gozo.

A minha mãe, Wânia, pelo amor incondicional e por sempre me incentivar a seguir meus sonhos. Agradeço por compreender minhas inquietudes e por sempre ter palavras de conforto e sabedoria.

A meu pai, Francisco, por não medir esforços em me apoiar e pelos sacrifícios realizados para que eu pudesse conquistar esse objetivo.

Aos meus irmãos, Rodrigo e Letícia, por compreenderem a minha ausência em muitos momentos para dedicar-me a minha graduação. Agradeço pelo apoio e incentivos constantes.

Aos meus avós, Helena e Irineu, por sempre acreditarem no meu potencial e me incentivarem desde a infância a buscar sempre mais.

Aos Docentes da Universidade de Brasília pela dedicação e empenho em ministrar as aulas, suas experiências e conselhos que são de grande valor para a minha formação profissional e social.

Em especial ao meu orientador Professor Rafael, pelos ensinamentos, e principalmente pela paciência e dedicação ao longo da realização do trabalho.

Aos queridos, Helise e Ítalo, pela dedicação, paciência e apoio na realização deste trabalho.

Finalmente agradeço aos meus companheiros de curso, Rafael, Ricardo e Robert, por compartilharem comigo as dificuldades e alegrias ao longo desses anos.

“O único lugar onde o sucesso vem antes do trabalho é no dicionário.”

Albert Einstein

Resumo

Este trabalho apresenta uma proposta de metodologia de gerenciamento de redes de distribuição para Centros de Despacho da Geração Distribuída usando aplicações de Redes Elétricas Inteligentes. O sistema trata-se do monitoramento da rede e gerenciamento de recursos de manobra, com o intuito de aumentar o limite de injeção de potência advinda de painéis fotovoltaicos; usando para isso suportes técnicos como, sensores e arquiteturas SCADA (*Supervisory Control and Data Acquisition*). O objetivo portanto, é a análise da influência de recursos de manobra em alimentadores radiais, visando o aumento da penetração da Geração Distribuída Fotovoltaica (GDFV).

Para a consecução desse objetivo, o trabalho apresenta revisão bibliográfica sobre Geração Distribuída, sistemas fotovoltaicos conectados à rede e Redes Elétricas Inteligentes. É abordado os conteúdos necessários para entendimento do estudo proposto que vão desde definições até aplicações.

A apresentação do método é feita por meio de um algoritmo que considera a presença de recursos de manobra no alimentador e determina uma configuração que permita maior injeção de Geração Distribuída Fotovoltaica. Tal método é aplicado ao alimentador de 123 barras, proposto pelo IEEE, que possui como característica marcante a possibilidade de acionamento de tais recursos.

A avaliação do método é realizada através de simulações computacionais em 3 diferentes cenários que consideram diferentes distribuições da GDFV no alimentador: 1) em todas as unidades consumidoras a mesma quantidade de sistemas fotovoltaicos (FV's), 2) em todas as unidades consumidoras a quantidade de FV's proporcional ao consumo, e 3) quantidade igual de FV's somente nas unidades consumidoras localizadas na porção central do alimentador.

Os resultados obtidos permitem concluir que a metodologia utilizada permite que mais potência proveniente da Geração Distribuída Fotovoltaica seja injetada na rede de distribuição, evitando assim cortes de geração de energia limpa. Para o caso do alimentador em estudo, o aumento de geração mantendo as tensões e correntes dentro dos limites foi de 80% em relação ao caso base. Além disso, permitiu-se a identificação de possíveis reforços a serem feitos no alimentador, que possibilitam ainda mais injeção de potência.

Lista de Figuras

Figura 2.1- Consumo mundial de energia por fonte (de 1971 a 2012).....	6
Figura 2.2- Divisão do consumo mundial de energia por fonte (de 1971 e 2012)	6
Figura 2.3- Emissão mundial de CO ₂ (de 1971 a 2012) por fonte.	7
Figura 2.4- Matriz Elétrica Brasileira.....	8
Figura 2.5- Produção de Energia Primária do Brasil de 1970 a 2013	9
Figura 2.6- Mapa Solarimétrico Brasileiro Radiação Solar Global	10
Figura 2.7- Sistema Elétrico de Potência	12
Figura 2.8- Alimentadores radiais de distribuição 13,8 kVac.	13
Figura 2.9- Sistema solar fotovoltaico residencial conectado a rede de distribuição	15
Figura 2.10- Fluxo de Potência em um alimentador Radial de distribuição	26
Figura 2.11- Fluxo de potência em um alimentador radial de distribuição com geração distribuída.	26
Figura 2.12- Redes Elétricas Inteligentes	31
Figura 2.13- Sensor MV Smart Grid	32
Figura 2.14- Sensores de uma casa conectada a REI.	33
Figura 2.15- Estrutura de medidor analógico	34
Figura 2.16- Bloco funcional do medidor inteligente	34
Figura 2.17: Tela de terminal SCADA em tempo real	38
Figura 2.18: SCADA Network	40
Figura 2.19- Protocolos de comunicação	42
Figura 2.20- Integração SCADA/REI	43
Figura 2.21- Exemplo de Recurso de Manobra em um alimentador radial de distribuição	44
Figura 2.22- Esquema de chaves automáticas	45
Figura 2.23- Alimentadores com perfis de consumo distintos e possibilidade de interligação	46
Figura 2.24- Curva de carga típica do SIN, consumidor residencial.....	46
Figura 2.25- Curva de Carga típica do SIN - consumidor comercial	46
Figura 2.26- Balanço de carga entre alimentadores	47
Figura 3.1- Variáveis consideradas	51
Figura 3.2- Curva de irradiância solar anual média por horário.....	53
Figura 3.3-Ilustração da relação entre consumo, geração e injeção de potencia na rede.	54

Figura 3.4- Variação da tensão com potência ativa injetada na rede.	55
Figura 3.6- Espaçamento entre os condutores	64
Figura 3.7- Espaçamento entre os condutores subterrâneos.....	65
Figura 3.8- Diagrama unifilar do alimentador de 123 barras do IEEE.....	66
Figura 3.9- Diagrama unifilar do alimentador de 123 barras do IEEE modificado e com nova numeração.....	70
Figura 3.10- Curva de demanda de todos tipos de unidades consumidoras em um dia útil típico.	75
Figura 3.11- Configurações radiais do alimentador	77
Figura 3.12- Diagrama unifilar do alimentador teste de 123 barras do IEEE modificado.....	78
Figura 4.1- Esquemático da configuração 1	82
Figura 4.2- Esquemático da configuração 5	82
Figura 4.3 - Tensões em todas as barras do alimentador para 3.649,47 kW de potência gerada	84
Figura 4.4-Diagrama unifilar do alimentador no cenário 1 para 3.649,47 kW de potência gerada.....	85
Figura 4.5- Tensões em todas as barras do alimentador para 4672,66 kW de potência gerada	93
Figura 4.6- Esquemático da configuração 1	97
Figura 4.7- Esquemático da configuração 2	97
Figura 4.8 - Tensões em todas as barras do alimentador para 4240,68 kW de potência gerada	100
Figura 4.9- Diagrama unifilar do alimentador no cenário 3 para 4240,68 kW de potência ..	101

Lista de Tabelas

Tabela 2.1- Níveis de tensão considerados para conexão de micro e minicentraís geradoras.	19
Tabela 2.2- Requisitos mínimos de projeto em função da potência instalada.....	20
Tabela 3.1- Faixas de fornecimento para tensão entre 1kV e 69kV estabelecidas pelo PRODIST	56
Tabela 3.2- tap dos reguladores de tensão	69
Tabela 3.3 - Resistências e reatâncias dos reguladores de tensão IEEE 123 barras em pu	69
Tabela 3.4- Potência trifásica dos capacitores shunt do alimentador IEEE de 123 barras.....	69
Tabela 3.5 - Parâmetros dos condutores elétricos com uma distância equivalente de 1089 mm entre as fases.....	73
Tabela 3.6-Demanda diversificada máxima de 72 unidades consumidoras em cada barra de carga	75
Tabela 3.7-Configurações radiais do alimentador	76
Tabela 3.8- Carga instalada em cada porção do alimentador	77
Tabela 4.1- Resultado do cenário 1 para 3.088,03 kW de potência gerada.....	81
Tabela 4.2- Resultado da cenário 1 para 3.649,47 kW de potência gerada.....	81
Tabela 4.3- Total de potência consumida e gerada por cada porção do alimentador	83
Tabela 4.4 - <i>Resultado do cenário 1 para 5.053,15 kW de potência gerada</i>	86
Tabela 4.5- Ramo com corrente acima de 90% para a configuração 3, com geração de 5.053,15 kW	86
Tabela 4.6- Ramo com corrente acima de 90% para a configuração 5, com geração de 5.053,15 kW	87
<i>Tabela 4.7- Resultado do cenário 1 para 5.614,61 kW de potência gerada</i>	87
Tabela 4.8- Resultado do cenário 1 para os ramos a serem reforçados considerando 5.614,61 kW de potência gerada	87
Tabela 4.9- Resultado do cenário 1 para 5985,34 kW de potência gerada.....	88
Tabela 4.10- potência consumida, área de painéis instalados e potência gerada por cada tipo de unidade consumidora para 2920,42kW.	89
Tabela 4.11- potência consumida, área de painéis instalados e potência gerada por cada tipo de unidade consumidora para 3505,13 kW.	89
Tabela 4.12 Resultado do cenário 2 para 3505,13 kW de potência gerada.....	90
Tabela 4.13- Distribuição 4672,66 kW de potência gerada por tipo de consumidor	90

Tabela 4.14- Resultado do cenário 2 para 4672,66 kW de potência gerada.....	91
Tabela 4.15- Distribuição da potência consumida e 4672,66 kW de potência gerada e por porção do alimentador	91
Tabela 4.16- Distribuição 5255,97 kW de potência gerada por tipo de consumidor	94
Tabela 4.17- Resultado do cenário 2 para 5255,97 kW de potência gerada.....	94
Tabela 4.18- Resultado do cenário 2 para os ramos a serem reforçados considerando na configuração 5 com 5255,97 kW de potência gerada.....	95
Tabela 4.19- Distribuição 5841,29 kW de potência gerada por tipo de consumidor	95
Tabela 4.20- Resultado do cenário 2 para 5841,29 kW de potência gerada.....	95
Tabela 4.21- Resultado do cenário 3 para 4240,68 kW de potência gerada.....	96
Tabela 4.22- Resultado do cenário 3 para os ramos a serem reforçados considerando 4240,68 kW de potência gerada na configuração 1	97
Tabela 4.23- Resultado do cenário 3 para os ramos a serem reforçados considerando 4240,68 kW de potência gerada na configuração 2.....	98
Tabela 4.24- Resultado do cenário 3 para 4835,17 kW de potência gerada.....	98
Tabela 4.25- Resultado do cenário 3 para os ramos a serem reforçados considerando 4835,17 kW de potência gerada na configuração 2.....	99
Tabela 4.26- Resultado do cenário 3 para 4874,80 kW de potência gerada.....	99
Tabela 4.27- Quantidade de potência a mais que o método permite que seja gerada em cada cenário	102

Lista de Abreviaturas, Siglas e Símbolos

ABNT	Associação Brasileira de Normas Técnicas
AMI	<i>Advanced Metering Infrastructure</i>
AMR	<i>Automatic Meter Reading</i>
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
CEB	Companhia Energética de Brasília
DMS	<i>Distribution Management System</i>
EPE	Empresa de Pesquisa Energética
EPRI	<i>Electric Power Research Institute</i>
FV	Sistemas fotovoltaicos
GD	Geração Distribuída
GDFV	Geração Distribuída Fotovoltaica
IEA	<i>International Energy Agency</i>
IEEE	<i>Institute of Electrical and Electronics Engineers</i>
EMS	<i>Energy Management System</i>
INMET	Instituto Nacional de Meteorologia
MME	Ministério de Minas e Energia
Mtep	Mega tonelada equivalente de petróleo (≈ 11.500 GWh)
P	Potência ativa
PLC	<i>Power line communications</i>
PRODIST	Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional
pu	Por Unidade
Q	Potência reativa
R	Resistência
Sbase	Potência de base
SCADA	<i>Supervisory Control and Data Acquisition</i>
SGAD	Sistema de Gerenciamento Automático da Distribuição
UC	Unidade Consumidora
Vbase	Tensão de base
X	Reatância
Z	Impedância
Zbase	Impedância de base informação. A transmissão da informação pode ser

Sumário

1	Introdução	1
2	Revisão Bibliográfica	5
2.1	Motivações	5
2.1.1	O desenvolvimento da sociedade e a energia	5
2.1.2	Fontes energéticas e emissões de CO ₂	7
2.1.3	Potencial brasileiro para geração de energia fotovoltaica.....	9
2.2	Geração Distribuída	10
2.2.1	Conceito de Geração Distribuída	11
2.2.2	Sistema elétrico de potência convencional vs. sistema elétrico de potência considerando geração distribuída	11
2.2.3	Benefícios provenientes da Geração Distribuída Fotovoltaica	13
2.3	Sistema fotovoltaico conectado à rede	14
2.3.1	Células fotovoltaicas	15
2.3.2	Módulos fotovoltaicos	16
2.3.3	Estrutura de suporte	16
2.3.4	Inversor	17
2.3.5	Medidor.....	17
2.4	Instrumentos normativos	17
2.4.1	Normas brasileiras	18
2.4.2	PRODIST	18
2.4.3	Resolução Normativa nº 482/2012	21
2.5	Impactos da Geração Distribuída no sistema elétrico	22
2.5.1	Excesso de geração	23
2.5.2	Desconexão súbita	23
2.5.3	Estabilidade do sistema elétrico.....	23
2.5.4	Contribuição para a corrente de curto circuito.....	24
2.5.5	Ilhamento não-intencional	24
2.5.6	Modificação do fluxo de potencia em redes radiais de distribuição	25
2.6	Limite de penetração para a Geração Distribuída Fotovoltaica	27
2.7	Melhorias na rede vs. perda de ativos	28
2.8	Redes Elétricas Inteligentes	29

2.9	Suporte Técnico das Redes Elétricas Inteligentes	31
2.9.1	Sensores	31
2.9.2	Medidor Inteligente.....	33
2.9.3	Arquitetura SCADA.....	35
2.9.4	Sistema de comunicação	40
2.9.5	Integração REI/SCADA.....	42
2.9.6	Sistemas SCADA e recursos de manobra automáticos.....	43
2.9.7	Integração Geração Distribuída/REI.....	47
3	Materiais e Métodos	49
3.1	Método	51
3.1.1	Variáveis consideradas.....	51
3.1.2	Variáveis de entrada.....	52
3.1.3	Variáveis intermediárias	54
3.1.4	Variáveis de saída	56
3.1.5	Outras hipóteses adotadas	57
3.1.6	O algoritmo	58
3.1.7	O algoritmo detalhado.....	58
3.2	Materiais.....	62
3.2.1	Ferramentas computacionais.....	62
3.2.2	Alimentadores IEEE	62
3.2.3	O Alimentador de 123 Barras do IEEE.....	65
3.2.4	Alimentador de 123 barras modificado.....	67
3.2.5	O Alimentador consolidado	77
4	Resultados e Discussões	79
4.1	Parâmetros utilizados	79
4.1.1	Horário	79
4.1.2	Distribuição da GDFV no alimentador	79
4.2	Cenário 1: GDFV iguais	80
4.2.1	Determinação do limite de penetração para a configuração base	80
4.2.2	Incremento da GDFV	81
4.2.3	Determinação da máxima penetração de GDFV	86
4.3	Cenário 2: GDFV proporcional ao consumo	89
4.3.1	Determinação do limite de penetração para a configuração base	89

4.3.2	Incremento da GDFV	90
4.3.3	Determinação da máxima penetração de GDFV	94
4.4	Cenário 3: GDFV em condomínio	96
4.4.1	Determinação do limite de penetração para a configuração base	96
4.4.2	Determinação da máxima penetração de GDFV	98
4.5	Síntese dos resultados.....	102
5	Conclusões.....	102
5.1	Sugestões para desenvolvimentos futuros	104
	Referências	106
	Apêndices.....	113
	Anexos.....	115

1 Introdução

Ao longo dos anos, a sociedade vem se desenvolvendo de modo acelerado, baseada na utilização de energia. Ela é responsável pelo desenvolvimento econômico, pela melhora na qualidade de vida, pelo desenvolvimento tecnológico; enfim, pela manutenção da vida como a conhecemos hoje. Isso significa que, não só o mundo é totalmente dependente de energia, como a demanda por esta é crescente.

Sendo a maior parte da energia proveniente da queima de combustíveis fósseis (IEA, 2012), a necessidade crescente de energia, se contrapõe à preocupação com o desenvolvimento sustentável. Por isso, muitas tecnologias de fontes renováveis, como os painéis fotovoltaicos e as turbinas eólicas vem evoluindo e tem recebido incentivos de muitos governos quando conectadas aos sistemas de distribuição de energia elétrica. Por essa razão, a geração distribuída (GD) tem se mostrado um grande desafio para a maioria das empresas distribuidoras de energia, por se tratar de uma nova situação e por gerar impactos nos sistemas de distribuição, de modo que pesquisas são necessárias visando adaptar as redes para receber grandes quantidades de GD.

Visando regulamentar a GD e controlar os impactos da mesma na rede, a ANEEL elaborou o módulo 3 dos Procedimentos da Distribuição (PRODIST). O documento prevê que haja nos sistemas de distribuição Centros de Despacho de Geração Distribuída (CDGD), cujas funções seriam: limitar a potência injetada pela GD na rede de distribuição, controlar a tensão e a potência reativa, desconectar centrais geradoras, se necessário, coordenar os procedimentos de entrada e saída de serviço e definir previsões de produção de energia (ANEEL, 2009; SHAYANI, 2010).

Um dos impactos da GD é o aumento de tensão, situação em que o CDGD deverá limitar a potência injetada. Mas, por questões ambientais, a geração com fontes renováveis deve ter prioridade no despacho. Logo, é necessário investigar se é possível controlar a tensão sem precisar limitar a geração.

Recursos de manobra são dispositivos compostos por chaves com o objetivo de seccioná-lo em caso de falhas à jusante do fluxo de energia elétrica. As chaves estabelecem alternativas de caminho no próprio alimentador, ou são pontos de conexão com alimentadores adjacentes em casos de falhas a montante. Embora estes dispositivos tenham função de proteção, isolando falhas e restabelecendo seções sob falta, eles podem operar para realizar o balanço de carga (SPERANDIO, 2008; COELHO, 2010).

Embora em geral os recursos de manobra são usados como dispositivos de proteção, neste trabalho, os recursos de manobra são usados apenas para balanço de carga e de redirecionamento de fluxo.

Diferentes configurações da rede, provenientes da combinação dos recursos de manobra presentes no alimentador, possibilitam fluxos de potência distintos, e portanto a mudança nos perfis de tensão e corrente para cada configuração. Além disso, a unidade consumidora injeta potência na rede, de modo que o sentido desse fluxo depende da posição em que ele está em relação ao alimentador, e do consumo das cargas ao seu redor. Assim, a rede, após a inserção de GDFV, pode ter melhores resultados quanto ao fluxo de potência para uma ou outra configuração.

Baseado nas diferentes combinações dos recursos de manobra, e nas funções do CDGD, o objetivo geral do trabalho é apresentar uma metodologia de gerenciamento de redes de distribuição, para reconfiguração que permita a correção de tensões elevadas devido à elevada penetração de GD, evitando assim cortes de energia limpa. Apesar de previstos pelo PRODIST, cortes desse tipo de energia não é desejado, por se tratar de energia não poluente.

O objetivo específico consiste na análise da influência do chaveamento dos recursos de manobra em alimentadores radiais de distribuição visando alterar o perfil de tensão e corrente do alimentador, ao modificar o fluxo de potência resultante da injeção de potência gerada pela GDFV. Além disso, o objetivo específico aborda também a seleção da melhor configuração que a combinação desses recursos permite.

Para isso, analisa-se o alimentador na configuração base, e havendo transgressão de alguns dos fatores limitantes (tensão elevada ou sobrecarga em alimentadores), seleciona-se a melhor configuração, dentre todas as possíveis, isto é, aquela que melhor adequa o alimentador a uma maior injeção de potência proveniente de painéis fotovoltaicos. Ademais, faz parte da metodologia a indicação dos ramos que poderiam ser reforçados, quando a corrente destes está próxima do limite técnico permitido, de modo a permitir ainda mais penetração de geração distribuída fotovoltaica.

Embora a geração de energia distribuída provavelmente teria se concretizado sem a perspectiva de uma rede mais inteligente, a Rede Elétrica Inteligente promete maximizar este tipo de geração, através de recursos que vão desde a gestão de pico de demanda até o controle de despacho de geração distribuída. O termo “*smart grid*” ou Redes Elétricas Inteligentes refere-se ao conjunto de tecnologias de áreas da comunicação, automação e computação aplicadas ao sistema de energia elétrica atual, garantindo assim uma melhor integração da rede, monitoração e medição em tempo real, evitando perdas, aumentando a confiabilidade do sistema energético e garantido melhor aproveitamento dos ativos (CAIRES, 2012).

A metodologia tem como hipótese a utilização de sensores e equipamentos controlados remotamente pelo sistema, permitindo que as mudanças na configuração da rede ocorram de forma automática, aplicando-se assim conceitos das Redes Elétricas Inteligentes (REI's). Recentemente, novas metodologias de reconfiguração de redes com geradores distribuídos têm sido apresentadas, explorando a maior capacidade e velocidade dos sistemas computacionais, o aumento da disponibilidade de informação e os avanços da automação, particularmente dos sistemas SCADA. Com o aumento do uso desses sistemas e da automação da distribuição através de equipamentos controlados remotamente, a reconfiguração das redes de distribuição se tornou mais viável como uma ferramenta de planejamento e controle em tempo real. O trabalho apresenta as tecnologias da REI que são utilizadas para fazer o chaveamento dos recursos de manobra, mas aprofunda o método na determinação de quando chavear e sobre quais chaves atuar.

A estrutura do trabalho se dá da seguinte forma: o capítulo 2 apresenta a Revisão Bibliográfica, abordando o contexto energético atual; as motivações que levaram a elaboração do estudo; o estado da arte em geração distribuída fotovoltaica; os instrumentos normativos que tratam do assunto; os impactos da geração distribuída no sistema elétrico; o estado da arte em Redes Elétricas Inteligentes; descrição de suportes técnicos permitidos por essa tecnologia e por fim a integração da Geração Distribuída e das REI.

O capítulo 3 tem por objetivo a apresentação do método que considera a presença de recursos de manobra no alimentador radial de distribuição e determina um algoritmo capaz de identificar a configuração que permita maior injeção de Geração Distribuída Fotovoltaica. Além disso, apresenta-se o alimentador em estudo e todas as variáveis necessárias para as simulações.

O capítulo 4, por sua vez, apresenta os resultados obtidos nas simulações computacionais, identificando-se o efeito dos recursos de manobra diante da penetração de GDFV, além de discutir os ganhos de incremento de GD obtidos com a utilização dos recursos de manobra.

Por fim, no capítulo 5, é apresentada a consolidação das conclusões do estudo, juntamente com as sugestões e ideias de trabalho futuro que surgiram a partir do desenvolvimento deste estudo.

2 Revisão Bibliográfica

Este capítulo tem por objetivo a contextualização do tema de estudo. Apresenta-se primeiramente as motivações que levaram à elaboração do estudo, seguidas da abordagem dos conceitos e análises de geração distribuída e Redes Elétricas Inteligentes, passando por aspectos regulatórios, principais impactos da geração distribuída e alguns dos principais recursos das Redes Elétricas Inteligentes para sistemas de distribuições.

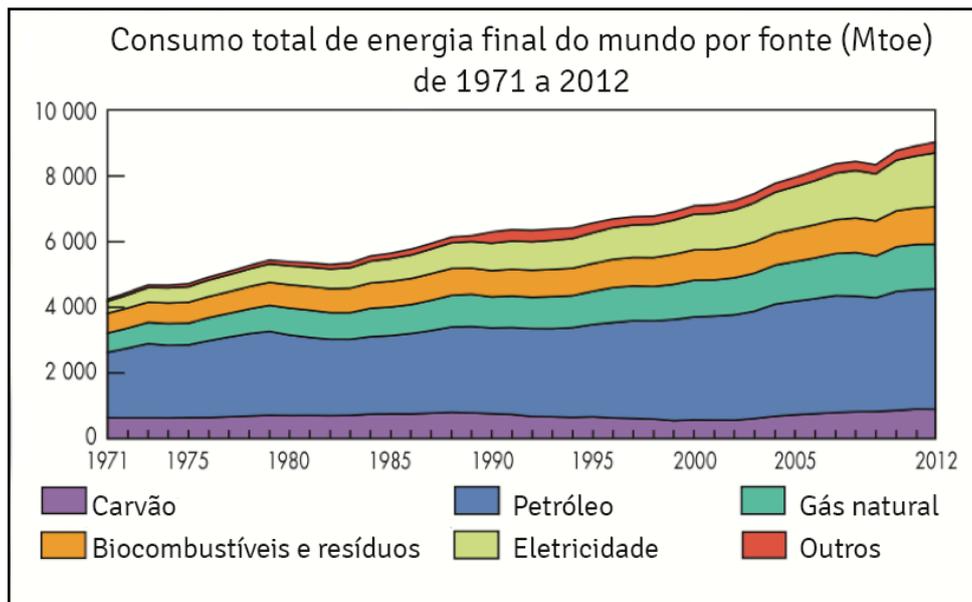
2.1 Motivações

2.1.1 O desenvolvimento da sociedade e a energia

O desenvolvimento da sociedade, o aumento da população mundial, o surgimento de novos equipamentos, novas tecnologias, atrelados a busca pelo aprimoramento e desenvolvimento de melhorias de qualidade de vida, estão ligados diretamente ao aumento crescente da demanda de energia.

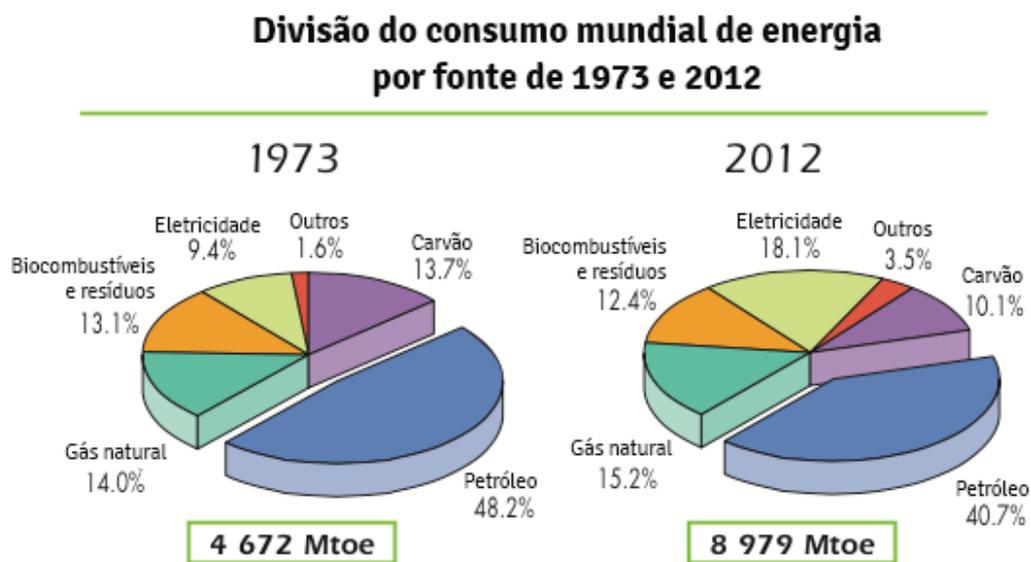
Ademais, novos pleitos por qualidade, segurança, flexibilidade e sustentabilidade ligados ao setor elétrico; exigem redução de perdas não técnicas, melhoria da continuidade e eficiência energética. Por isso, sistemas elétricos mais inteligentes e robustos vem sendo cada vez mais necessários.

Segundo dados da *International Energy Agency* (IEA), o consumo de energia primária tem apresentado crescimento bastante acelerado nos últimos anos. A Figura 2.1 mostra o aumento do consumo de energia primária mundial entre os anos 1971 e 2012 de acordo com o tipo de recurso. A Figura 2.2 mostra que em 1973 cerca de 75,9% da energia consumida era de fontes fósseis e em 2012 cerca de 66% (IEA, 2012).



Fonte: IEA. *International Energy Agency. Key Word Energy Statistics*, Paris, p. 44, 2014. Disponível em: < [www.iea.org<http://www.iea.org/textbase/np pdf/free/2014/key_stats_2014.pdf>](http://www.iea.org/textbase/np pdf/free/2014/key_stats_2014.pdf). Acesso em: 17 jun. 2015. (Modificado)

Figura 2.1- Consumo mundial de energia por fonte (de 1971 a 2012)

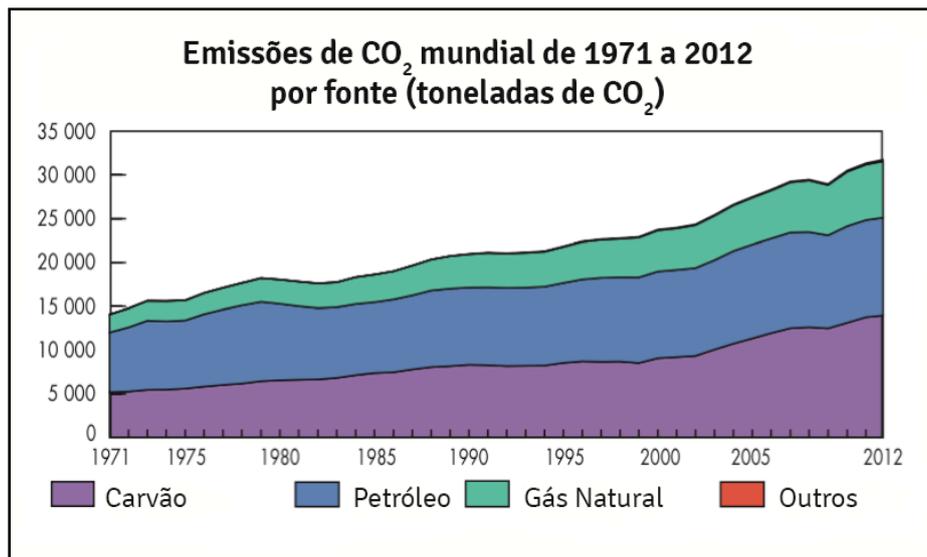


Fonte: IEA. *International Energy Agency. Key Word Energy Statistics*, Paris, p. 44, 2014. Disponível em: < [www.iea.org<http://www.iea.org/textbase/np pdf/free/2014/key_stats_2014.pdf>](http://www.iea.org/textbase/np pdf/free/2014/key_stats_2014.pdf). Acesso em: 17 jun. 2015. (Modificado)

Figura 2.2- Divisão do consumo mundial de energia por fonte (de 1971 e 2012)

2.1.2 Fontes energéticas e emissões de CO₂

No cenário mundial os principais poluidores continuam dando saltos de emissão de CO₂ anualmente, como pode-se perceber na Figura 2.3. O contrassenso, é que para que os países permaneçam com suas economias aquecidas, é necessário aumentar a produção de riquezas no país, e conseqüentemente a produção de energia (JUNGES, 2012).



Fonte: IEA. International Energy Agency. *Key Word Energy Statistics*, Paris, p. 44, 2014. Disponível em: < [www.iea.org<http://www.iea.org/textbase/np pdf/free/2014/key_stats_2014.pdf>](http://www.iea.org/textbase/np/pdf/free/2014/key_stats_2014.pdf). Acesso em: 17 jun. 2015. (Modificado)

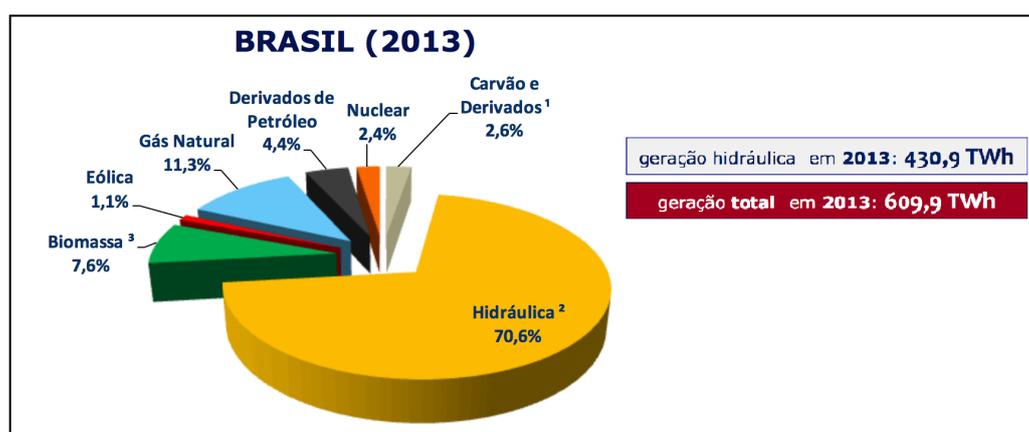
Figura 2.3- Emissão mundial de CO₂ (de 1971 a 2012) por fonte.

Devido a mudanças climáticas e a iminente escassez das fontes não renováveis de energia, a maior parte dos países já estão em processo de conscientização da necessidade de controlar as emissões de poluentes. Na 16^a Conferência das Nações Unidas sobre Mudança do Clima- COP16, o Brasil lançou sua Comunicação Nacional de Emissões de Gases de Efeito Estufa e anunciou a regulamentação da sua Política Nacional sobre Mudança do Clima através do Decreto nº 7390. Isto tornou o Brasil a primeira nação a se auto impor limites de reduções de emissões (no máximo 2,1 bilhões de CO₂ até 2020) (IPAM,2010).

As fontes renováveis surgem então como alternativa para auxiliar no controle de poluentes. Estas, em geral, são efeitos secundários da irradiação solar, como eólicas,

maré, hidráulica, termossolar e a energia fotovoltaica. Esta última é a única que converte diretamente irradiação solar em eletricidade, além de abranger boa parte do globo (JUNGES, 2012).

O Brasil é ímpar entre os países em desenvolvimento em se tratando de emissão de CO₂ (MME e EPE, 2011), pois possui grande parte da energia elétrica nacional de origem hidráulica, como mostra a Figura 2.4. Ademais, o Brasil tem crescido no uso de etanol como combustível, que além de ser uma fonte energética renovável, possui saldo neutro em relação à emissão de gases de efeito estufa (UNICA, 2011).



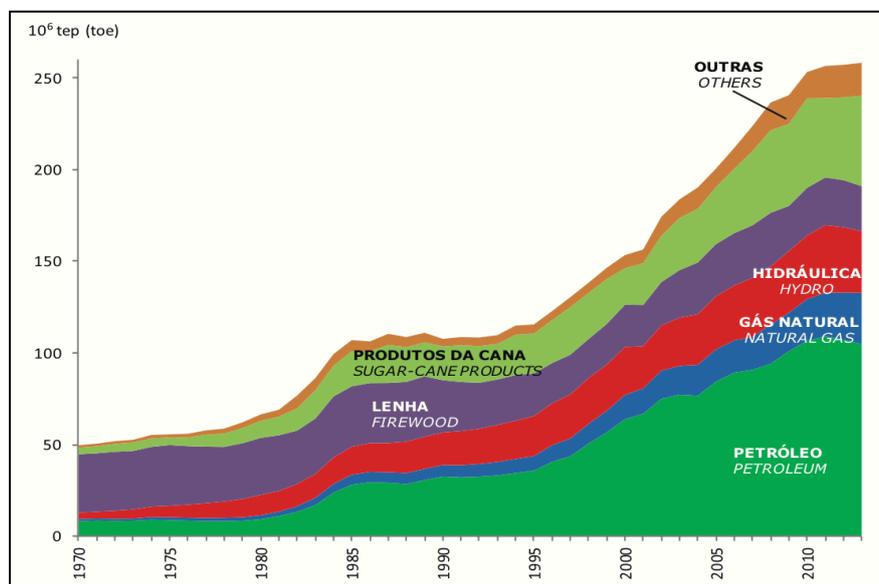
Fonte: EPE, 2014. *Balanco Energético Nacional*, Brasília: Empresa de Pesquisa Energética. Disponível em: < <https://ben.epe.gov.br/default.aspx> >. Acesso em: 18 jun. 2015.

Figura 2.4- Matriz Elétrica Brasileira

Embora o Brasil emita uma quantidade reduzida de CO₂, frente aos demais países emergentes, pelos motivos supracitados, a produção de energia baseada em combustíveis fósseis vem crescendo, como é mostrado na Figura 2.5.

Além disso, mesmo que a fonte hidráulica de eletricidade seja renovável (devido ao ciclo das chuvas), a construção de novos reservatórios causa perda de terras agricultáveis, e uma grande quantidade de matéria orgânica é submergida, liberando significativas concentrações de CO₂ (JUNGES, 2012). E mais ainda, usinas hidráulicas exigem grandes investimentos e o retorno do capital é a longo prazo. Por isso foram construídas usinas térmicas, já que estas tem retorno mais rápido do investimento, mesmo sendo uma das principais fontes de emissão de CO₂. Elas ficam de prontidão para suprir os picos de demanda ou a falta de geração das usinas

hidrelétricas quando o nível de águas dos reservatórios está baixo. Diante deste cenário, e sabendo que a demanda por energia elétrica crescerá a uma taxa de 4,8% nos próximos 10 anos (EPE, 2011), vê-se a necessidade de diversificar geração de energia elétrica brasileira.



Fonte: MME. Ministério de Minas e Energia. Balanço Energético Nacional - BEN, Brasília, p. 20, 2014. Disponível em: <<https://ben.epe.gov.br/>>. Acesso em: 18 jun. 2015.

Figura 2.5- Produção de Energia Primária do Brasil de 1970 a 2013

2.1.3 Potencial brasileiro para geração de energia fotovoltaica

Estima-se que a energia solar incidente sobre a superfície terrestre seja da ordem de 10 mil vezes o consumo energético mundial. A radiação solar no território brasileiro está disponível na maior parte do país com 1800 a 2200 kWh/m².ano, como podemos ver na Figura 2.6. A Alemanha, que é de longe o líder mundial em energia solar, tem radiação solar disponível entre 1000 e 1220 kWh/m².ano. Isso significa que o Brasil tem grande potencial para geração de energia a partir do sol.

Outra possibilidade que se abre para o Brasil é a fabricação de Semicondutores Orgânicos. O país conta com mais de 600 mestres e doutores na área de polímeros e materiais orgânicos eletrônicos. Caso ocorra articulação entre a academia e empresas na área de dispositivos de semicondutores orgânicos, o Brasil possivelmente terá a oportunidade de exportar esta tecnologia de vanguarda para o mundo (CGEE, 2011).

Dois dispositivos que se destacam no uso de semicondutores orgânicos são: os LED's orgânicos (OLEDS), desenvolvidos a partir de polímeros, e células fotovoltaicas orgânicas. Segundo o físico húngaro Janes Veres, consultor da tecnologia de semicondutores orgânicos, o Brasil por ser um país solar tem uma boa oportunidade, e diante do fato das demais fontes de energia estarem se esgotando, células fotovoltaicas orgânicas serão uma das soluções (CGEE, 2011).



Fonte: SolarGIS © 2015 GeoModel Solar. Disponível em: < <http://solargis.info/doc/free-solar-radiation-maps-GHI#B> > Acesso em: 4 jul. 2015. (Modificado)

Figura 2.6- Mapa Solarimétrico Brasileiro Radiação Solar Global

2.2 Geração Distribuída

No item anterior, foi apresentado os fatores motivadores deste trabalho, levando em conta o contexto energético em que o país e o mundo se encontram e então a necessidade de diversificar geração de energia elétrica brasileira com fontes renováveis, caracterizadas pela geração distribuída. Neste item são tratados os mais diversos aspectos que compõem este tema.

2.2.1 Conceito de Geração Distribuída

Os documentos Procedimentos de Distribuição – PRODIST , elaborados pela ANEEL definem Geração Distribuída como: “centrais geradoras de energia elétrica, de qualquer potência, com instalações conectadas diretamente no sistema elétrico de distribuição ou através de instalações de consumidores, podendo operar em paralelo ou isoladas e despachadas – ou não – pelo ONS”. (ANEEL, 2012).

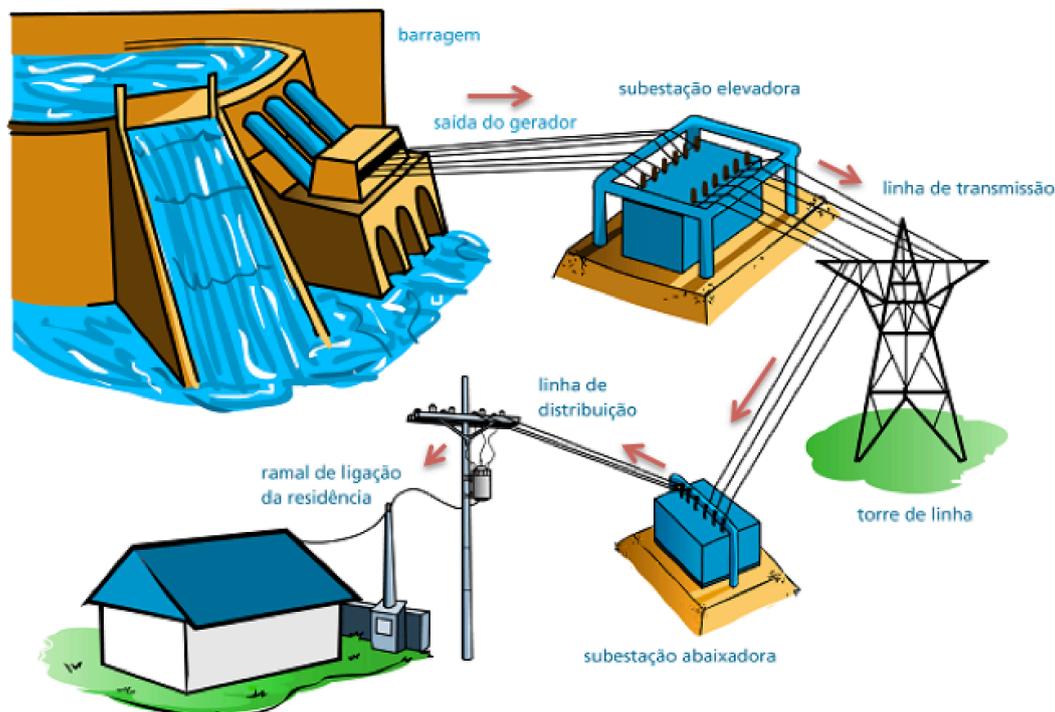
A Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) classifica a geração distribuída utilizando sistemas fotovoltaicos em três categorias :

- Microgeração: potência instalada até 100kW
- Minigeração: potência instalada entre 100kW e 1MW
- Usina de Eletricidade: potência acima de 1MW.

2.2.2 Sistema elétrico de potência convencional vs. sistema elétrico de potência considerando geração distribuída

Sistemas elétricos de potência englobam geração, transmissão e distribuição de energia elétrica. O modelo convencional é caracterizado por geração centralizada, transmitida por longas distâncias através de sistemas de transmissão. As distribuidoras recebem a energia e fornecem aos consumidores finais. Dessa maneira, estabelece-se um fluxo de potência unidirecional que parte das usinas até chegar aos consumidores finais.

A Figura 2.7 mostra um sistema elétrico de potência convencional, onde as setas representam a direção do fluxo de potência.



Fonte: MATTEDE, Henrique. *Um pouco mais sobre o sistema elétrico de potência (SEP)*. Disponível em: < <http://www.mundodaeletrica.com.br/>>. Acesso em: 8 jun. 2015 (modificado)

Figura 2.7- Sistema Elétrico de Potência

No modelo de sistema elétrico de potência em que há geração distribuída, não só a geração centralizada é considerada, mas também geradores bem menores instalados junto às unidades consumidoras, fundamentalmente caracterizados por fontes renováveis de energia. Há portanto, uma dualidade carga/gerador que muda o regime da rede.

Um dos obstáculos a implementação da geração distribuída é justamente o fato do sistema elétrico atual ser modelado para um fluxo de potência unidirecional, de acordo com o sistema convencional. Isso porque inerente a geração distribuída está a constante operação da rede com fluxo de potência invertido.

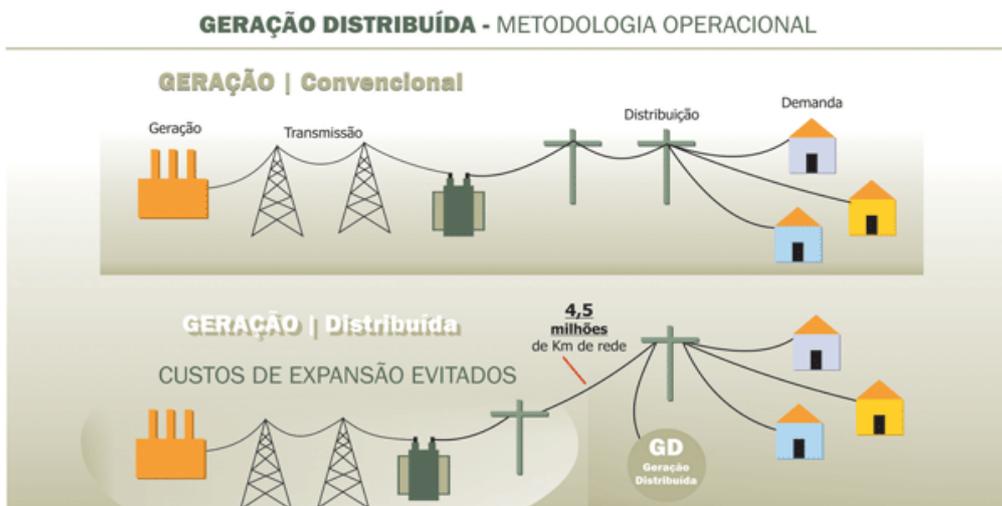
Vale salientar que com a inserção de geração distribuída na rede de distribuição, agrega-se ao sistema maior complexidade operacional, principalmente no que diz respeito a regulação de tensão e aos sistemas de proteção. Por conseguinte, a rede requer maior rigor quanto a supervisão e gerenciamento.

2.2.3 Benefícios provenientes da Geração Distribuída Fotovoltaica

A GDFV pode complementar as necessidades diárias de quem tem suas atividades principais no período de sol (INTELIGENTE, 2012). Além disso, no caso do Brasil em algumas cidades, em períodos de grande incidência solar, tem-se a possibilidade de aproveitar a GDFV no momento de maior demanda de energia pelo aparelho de ar condicionado. O painel tem produção máxima justamente nesse momento (JUNGES, 2012).

Para os casos em que a demanda máxima ocorre no horário de ponta (tipicamente entre 18 e 21 horas), uma alternativa é fazer uso de coletores solares térmicos. Dessa forma, o uso de chuveiros elétricos será reduzido nesse horário. Portanto, a rede de distribuição será menos solicitada, já que o chuveiro elétrico é um dos maiores responsáveis pelo consumo de energia elétrica (JUNGES, 2012).

As perdas de energia elétrica no processo de distribuição e transmissão são pagas pelo consumidor final. É um encargo que se paga por estar distante das fontes geradoras. Portanto, pode-se afirmar que o investimento em GDFV reduzirá os índices de perdas das redes de distribuição, pois a geração se dá dentro do terreno do consumidor na baixa tensão, e assim, evitam-se custos e perdas, como está representado na Figura 2.8. (JUNGES, 2012).



Fonte: INTELIGENTE, R. Rede Inteligente. Aneel aposta nas redes inteligentes para melhoria da qualidade do serviço de distribuição, 2012. Disponível em: <<http://www.redeinteligente.com/2012/08/10/aneel-aposta-nas-redes-inteligentes-para-melhoria-da-qualidade-do-servico-de-distribuicao/>>. Acesso em: 19 jun. 2015.

Figura 2.8- Alimentadores radiais de distribuição 13,8 kVac.

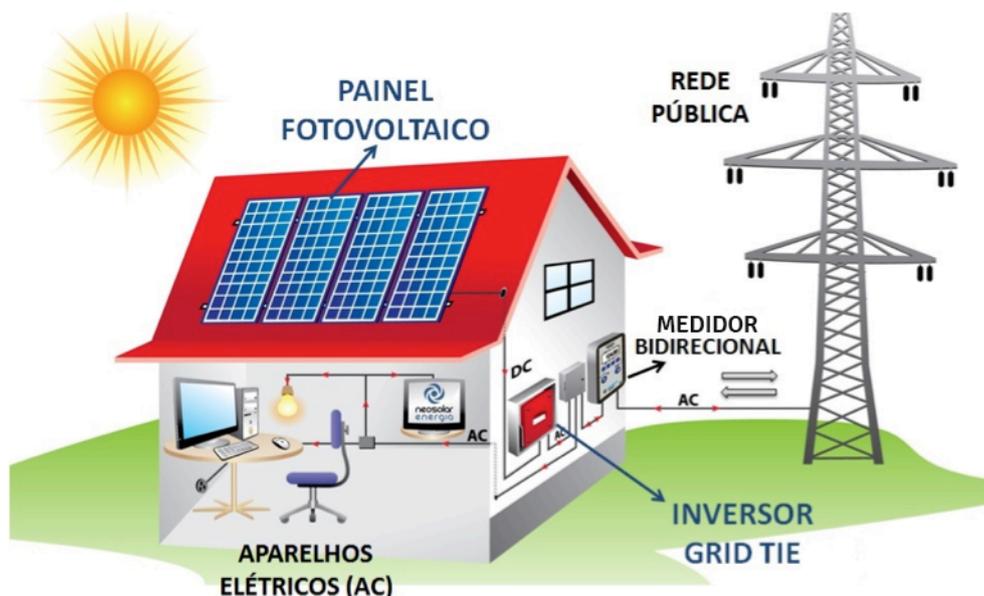
Se a penetração de GDFV for elevada, grande também será a utilização de conversores, e a eletrônica de potência passa a ter um papel considerável nas redes de distribuição. Portanto, algumas funções adicionais podem ser implementadas, como por exemplo, a melhoria na qualidade da potência ativa. A utilização conjunta com um sistema armazenador de energia, um capacitor por exemplo, permite ainda o acréscimo de mais funções, tais como (PVUPSCALE, 2007a; SHAYANI 2010):

- Redução do desequilíbrio de tensão
- Regulação do fator de potência, controle de energia reativa e controle do nível de tensão
- Redução da demanda na ponta de carga
- Melhoria na confiabilidade da rede.

2.3 Sistema fotovoltaico conectado à rede

Sistemas fotovoltaicos residenciais conectado à rede (Figura 2.9) são a fonte de geração distribuída considerada neste estudo. Portanto, é importante que se entenda tais sistemas, quais dispositivos a compõe, as funções destes e a interface com a rede de distribuição. Os dispositivos de um sistema fotovoltaico conectado à rede são: (IEA, 2013)

- Células Fotovoltaicas
- Módulos Fotovoltaicos
- Estrutura de Suporte
- Inversores
- Medidores



Fonte: NEOSOLAR©. Sistema solar fotovoltaico residencial conectado a rede de distribuição. Disponível em: < <http://neosolar.com.br> >. Acesso em: 17 jun. 2015. (Modificado)

Figura 2.9- Sistema solar fotovoltaico residencial conectado a rede de distribuição

2.3.1 Células fotovoltaicas

As células fotovoltaicas, em geral implementadas em dimensões de 12,5cm , 15cm e até 20cm, são a menor componente do sistema. Há uma quantidade bem definida de materiais utilizados na produção destas células, como o filme fino e o silício cristalino, que corresponde a 80% da produção total atual. Dentre as células de silício cristalino há três diferentes tipos: silício monocristalino (sc-Si), silício policristalino (mc- Si) e semicondutores compostos (IEA, 2013).

As células de silício monocristalino possui eficiência comercial entre 15% e 20%. O material é composto por pequenos cristais de silício de estrutura regular e produzido por método de crescimento monocristalino (IEA, 2013).

As células de silício policristalino normalmente são produzidas por um processo de solidificação bidirecional. Sua popularidade vem crescendo à medida que o custo de produção é menor em relação as demais células. Entretanto, sua eficiência também é menor e varia em torno de 14% (IEA, 2013).

As células de semicondutores compostos são formados por materiais como o arsenieto de gálio (GaAs) imersos em um substrato de germânio (Ge). Possuem uma alta eficiência de conversão (cerca de 35%), mas devido ao seu custo razoavelmente superior, estas células são normalmente utilizadas em sistemas com rastreamento embutido de formas a garantir uma eficiência ainda maior. Tipos muito comuns de células de semicondutores compostos são produzidas com silício amorfo ou telureto de cádmio (IEA, 2013).

As células de filme fino são implementadas depositando-se camadas extremamente finas de materiais semicondutores fotovoltaicos num suporte de vidro, aço inoxidável ou, até mesmo, plástico. A vantagem desse tipo de célula está no custo de produção relativamente inferior ao custo das células cristalinas. Porém, sua eficiência varia entre 7% e 13%, de modo que a área de painéis a ser tomada para geração de uma quantidade de potência é maior que no caso de módulos de silício cristalino (IEA, 2013).

2.3.2 Módulos fotovoltaicos

Módulos fotovoltaicos são conjuntos de células fotovoltaicas tipicamente com valores de potência ativa entre 50W e 300W, e são classificados de acordo com sua célula fotovoltaica. Um conjunto de módulos conectados em série e em paralelo de modo produzir a potência requerida é chamado de *array* fotovoltaico (IEA, 2013).

Módulos de silício cristalino são simplesmente células fotovoltaicas de silício cristalino conectadas e englobadas por uma face transparente, em geral feita de vidro; e outra face de suporte, normalmente de plástico. Módulos de filme fino são um encapsulamento de células fotovoltaicas produzidas em um único substrato, seja em um módulo flexível ou fixo (IEA, 2013).

2.3.3 Estrutura de suporte

O portfólio de estruturas nas quais os módulos fotovoltaicos são instalados é bem vasto. Inclui diferentes utilizações como no caso de fachadas, telhados inclinados ou planos. Para aplicações mais complexas há também os sistemas de rastreamento de dois eixos que acompanham a direção de maior irradiância solar durante o dia. Esta aplicação normalmente é utilizada na geração fotovoltaica centralizada, aumentando a

energia gerada em até 30% (IEA, 2013).

2.3.4 Inversor

O inversor tem como função principal converter a corrente contínua que vem dos módulos fotovoltaicos em corrente alternada dentro dos padrões da distribuidora ao qual o sistema está inserido. Com o avanço da eletrônica de potência, os inversores chegam a operar com uma eficiência de conversão aproximadamente entre 95% e 97%. Além disso, o inversor impede o surgimento de transitórios quando do seu acionamento (IEA, 2013).

Há diferentes formas de instalar um inversor. Pode-se, por exemplo, conectar o inversor diretamente ao *array*. Assim, o inversor incorpora um regime de rastreamento do ponto máximo de potência, que de forma contínua ajusta a impedância para que o *array* fotovoltaico provenha a máxima potência. Outra maneira é conectar cada inversor em uma *string* de módulos fotovoltaicos, de modo que esta integração de inversores, chamada *módulo AC*, pode ser diretamente conectada à rede (IEA, 2013).

2.3.5 Medidor

Os medidores são muito importantes em um sistema de compensação e/ou em uma rede inteligente, podendo ser uni ou bidirecionais. Ele é o responsável por medir a energia sendo consumida ou gerada pela unidade consumidora. Assim as distribuidoras são capazes de relacionar a energia consumida/gerada com tarifas, compensações, estatísticas e tendências (IEA, 2013).

2.4 Instrumentos normativos

Com o intuito de regular a conexão de GD à rede de distribuição, uma série de instrumentos normativos internacionais e nacionais foram criados, mesmo que esse tipo de geração seja recente. As normas IEEE Std 1547-2003 "*IEEE Standard for Interconnecting Distributed Resources with Electric Power Systems*" (IEEE, 2003) e IEEE Std 929-2000 "*IEEE Recommended Practice for Utility Interface of Photovoltaic (PV) Systems*" (IEEE, 2000) são exemplos de tais instrumentos

normativos elaborados pelo *The Institute of Electrical and Electronics Engineers* (SHAYANI, 2010).

Certos aspectos relativos à inserção de GD em redes de distribuição tem ganhado significativo avanço. Contudo, diretrizes e normas aprovadas ainda não acompanham a enorme alteração que esta provocará nos sistemas elétricos. Ademais, há muitos efeitos relativos a interação rede de distribuição/GD que não foram ainda completamente compreendidos e estudados; e apenas o intercâmbio internacional de experiências pode garantir normas adequadas, de modo que as melhores práticas sejam sinalizadas a todos agentes da sociedade envolvidos, para que seja ampla a inserção de GD em redes de distribuição (SHAYANI, 2010).

2.4.1 Normas brasileiras

No caso do Brasil, as principais normas que guiam a GD são a resolução normativa (REN) número 482 de 2012 e o módulo 3 dos Procedimentos de Distribuição (PRODIST), ambos de autoria da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL). Além dessas, há normas técnicas disponibilizadas pelas concessionárias de distribuição de energia, que cumprindo os requisitos estabelecidos pela Resolução Normativa 482/2012, estabelece critérios e procedimentos técnicos adotados para a conexão de GD em sua área de abrangência.

A Associação Brasileira de Normas Técnicas – ABNT, publicou em 2013 a norma ABNT NBR 16149:2013 (Sistemas fotovoltaicos (FV) – Características da interface de conexão com a rede elétrica de distribuição). A norma estabelece recomendações e requisitos para a interface de conexão entre os sistemas fotovoltaicos e a rede de distribuição de energia elétrica (ABNT, 2013).

2.4.2 PRODIST

Os Procedimentos da Distribuição são documentos elaborados com o intuito de normatizar e padronizar as atividades técnicas relacionadas ao funcionamento e desempenho das redes de distribuição de energia elétrica (ANEEL, 2012). Esse documento, através de seus 9 Módulos, abrange aspectos que vão desde o

planejamento de expansão de uma rede de distribuição até a qualidade da energia elétrica a ser entregue ao consumidor.

No que tange à Geração Distribuída, o PRODIST prevê que haja nos sistemas de distribuição Centros de Despacho de Geração Distribuída (CDGD), cujas funções seriam: limitar a potência injetada pela GD na rede de distribuição, controlar a tensão e a potência reativa, desconectar centrais geradoras, se necessário, coordenar os procedimentos de entrada e saída de serviço e definir previsões de produção de energia. (ANEEL, 2009; SHAYANI, 2010). Vale ressaltar, portanto, que o CDGD constitui parte importante na estrutura de um sistema de gerenciamento de rede de distribuição com GD incorporada, por isso é foco deste estudo.

O módulo 3 do PRODIST- Do Acesso ao Sistema de Distribuição- trata do acesso ao sistema de distribuição. A seção 3.7 deste módulo - *Acesso de Micro e Minigeração Distribuída*- apresenta os procedimentos a serem adotados para acesso de micro e minigeração distribuída ao sistema de distribuição. No intuito de limitar a área do estudo em questão, são abordados aqui apenas os aspectos técnicos relacionados à conexão de geradores distribuídos.

O ponto de entrega da unidade consumidora deve ser o ponto de conexão do micro ou minigerador distribuído, conforme especificado pela distribuidora. O nível de tensão se relaciona com a potência instalada de acordo com o que é apresentado na Tabela 2.1.

Tabela 2.1- Níveis de tensão considerados para conexão de micro e minicentraís geradoras.

Potência Instalada	Nível de Tensão de Conexão
< 10 kW	Baixa Tensão (monofásico, bifásico ou trifásico)
10 a 100 kW	Baixa Tensão (trifásico)
101 a 500 kW	Baixa Tensão (trifásico)/Média Tensão
501 kW a 1 MW	Média Tensão

Fonte: ANEEL, 2012. *PRODIST - Procedimentos de Distribuição, Módulo 3, Brasília: s.n.*

Para centrais geradoras que se encaixam no conceito de micro ou minigeração distribuída, os requisitos mínimos de proteção necessários são estabelecidos na Tabela 2.4, presente na Seção 3.7. Cabe ressaltar que nos sistemas que se conectam à rede através de inversores, as proteções apresentadas na Tabela 2.2 podem estar inseridas nestes equipamentos. Nesse caso, a redundância de proteções é desnecessária para microgeradores distribuídos.

Tabela 2.2- Requisitos mínimos de projeto em função da potência instalada

Equipamento	Potência Instalada		
	Até 100 kW	101 a 500 kW	501 kW a 1 MW
Elemento de desconexão ⁽¹⁾	Sim	Sim	Sim
Elemento de interrupção ⁽²⁾	Sim	Sim	Sim
Transformador de acoplamento	Não	Sim	Sim
Proteção de sub e sobretensão	Sim ⁽³⁾	Sim ⁽³⁾	Sim
Proteção de sub e sobrefrequência	Sim ⁽³⁾	Sim ⁽³⁾	Sim
Proteção contra desequilíbrio de corrente	Não	Não	Sim
Proteção contra desbalanço de tensão	Não	Não	Sim
Sobrecorrente direcional	Não	Não	Sim
Sobrecorrente com restrição de tensão	Não	Não	Sim
Relé de Sincronismo	Sim	Sim	Sim
Anti-ilhamento	Sim	Sim	Sim
Estudo de curto-circuito	Não	Sim ⁽⁴⁾	Sim ⁽⁴⁾
Medição	Sistema de Medição Bidirecional ⁽⁶⁾	Medidor de 4 Quadrantes	Medidor de 4 Quadrantes
Ensaio	Sim ⁽⁵⁾	Sim ⁽⁵⁾	Sim ⁽⁵⁾

Fonte: ANEEL, 2012. PRODIST - Procedimentos de Distribuição, Módulo 3, Brasília: s.n.

Notas:

(1) Chave seccionadora visível e acessível que a acessada usa para garantir a desconexão da central geradora durante manutenção em seu sistema, exceto para

microgeradores que se conectam à rede através de inversores, conforme item 4.4 desta seção.

(2) Elemento de interrupção automático acionado por proteção para microgeradores distribuídos e por comando e/ou proteção para minigeradores distribuídos.

(3) Não é necessário relé de proteção específico, mas um sistema eletro-eletrônico que detecte tais anomalias e que produza uma saída capaz de operar na lógica de atuação do elemento de interrupção.

(4) Se a norma da distribuidora indicar a necessidade de realização estudo de curto-circuito, cabe à acessada a responsabilidade pela sua execução.

(5) O acessante deve apresentar certificados (nacionais ou internacionais) ou declaração do fabricante que os equipamentos foram ensaiados conforme normas técnicas brasileiras ou, na ausência, normas internacionais.

(6) O sistema de medição bidirecional deve, no mínimo, diferenciar a energia elétrica ativa consumida da energia elétrica ativa injetada na rede.

Em relação ao sistema de medição, deve-se atender às mesmas especificações exigidas para unidades consumidoras sem geração distribuída, exceto pela funcionalidade de medição bidirecional de energia elétrica ativa que deve ser acrescida. No caso de instalações em baixa tensão, a medição bidirecional pode ser realizada por dois medidores unidirecionais, de modo que um meça a energia elétrica ativa consumida e o outro a energia gerada.

2.4.3 Resolução Normativa nº 482/2012

A Resolução Normativa ANEEL nº 482/2012 estabelece as condições gerais para o acesso de microgeração e minigeração distribuída aos sistemas de distribuição de energia elétrica. Além disso, esta formaliza sistemas de compensação de energia elétrica, bem como direitos e deveres de cada agente do sistema de distribuição neste novo cenário. (ANEEL, 2012).

O documento é válido para micro e minigeração distribuída proveniente de fontes como: solar, hidráulica (pequenas centrais hidrelétricas), eólica, biomassa e cogeração qualificada. Define-se microgeração como sendo geração de potência ativa de até 100kW, localizados em unidades consumidoras. A minigeração se difere da

microgeração somente em relação a potência instalada, que no caso varia entre 100kW e 1MW. (ANEEL, 2012).

Um dos principais pontos abordados é o sistema de compensação de energia elétrica, que é definido como: “sistema no qual a energia ativa gerada por unidade consumidora com microgeração distribuída ou minigeração distribuída compense o consumo de energia elétrica ativa” (ANEEL, 2012). Ou seja, este sistema deve garantir que a energia gerada por estas unidades consumidoras deve ser abatida de seu consumo, dando uma nova dinâmica ao sistema de distribuição.

Além disso, é disposto no artigo 3º que as distribuidoras de energia deverão se adaptar para os casos em que os consumidores desejarem instalar mini e microgeração distribuída. Para tal adaptação deve-se ter como referência os Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional – PRODIST, as normas técnicas brasileiras e, de forma complementar, as normas internacionais.

A Resolução Normativa em questão, no artigo 5º, também trata de possíveis ampliações e reforços no sistema de distribuição devido a inserção de centrais geradoras participantes do sistema de compensação de energia elétrica, sendo estas de responsabilidade da distribuidora, conforme disposto no Módulo 3 do PRODIST.

A norma estabelece que os consumidores tem o direito de instalar micro e minigeração distribuída, sendo responsabilidade dos mesmos os custos do mini ou microgerador; mas cabendo à concessionária realizar os estudos e as adaptações necessárias à rede de distribuição.

2.5 Impactos da Geração Distribuída no sistema elétrico

Considerando a inserção de GD na rede, a energia que antes fluía em apenas um sentido (da fonte geradora para a carga), agora pode assumir várias direções. Além do fluxo fonte para carga, pode ocorrer fluxo de energia de carga para carga, e até mesmo de cargas para a fonte. Por isso, é de se esperar que esse tipo de geração cause a rede impactos, haja vista que o sistema de distribuição não foi projetado para fluxos de potência multidirecionais.

2.5.1 Excesso de geração

Toda concessionária de energia tem a obrigação de suprir seus consumidores em uma faixa de tensão dentro de limites especificados. Se a geração distribuída é conectada ao final do circuito, então o fluxo de potência no circuito será alterado, e portanto o perfil de tensão. O caso mais oneroso em relação ao fornecimento de energia dentro dos limites, possivelmente aconteça quando a carga do consumidor na rede é mínima, e nesse caso a potência proveniente da geração distribuída deve fluir em direção à fonte (JENKINS et al., 2000).

Tal situação pode ocorrer durante o período de férias de verão, já que muitos consumidores que tem GDFV para suprir aparelhos de ar condicionado, podem viajar. Nesse caso, a demanda energética seria reduzida, e como o sistema continuaria gerando energia, haveria elevação da tensão durante o despacho de energia para a carga mais próxima (SHAYANI, 2010). Essa elevação pode gerar tensões superiores ao especificado pelo PRODIST - Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica-, que é de 1,05TR, sendo TR a tensão de referência.

2.5.2 Desconexão súbita

No caso em que a GD fornece uma quantidade considerável de energia ao alimentador de distribuição, se houver a desconexão súbita dessa fonte de energia, o sistema será suprido apenas pela geração central. Dessa forma, a queda de tensão do sistema aumentará instantaneamente. Caso os dispositivos usados para regulação de tensão no alimentador tenham sido ajustados levando em conta a GD, a desconexão súbita poderá fazer com que o sistema opere com faixa de fornecimento de tensão fora do valor adequado (SHAYANI, 2010).

2.5.3 Estabilidade do sistema elétrico

Interrupções e afundamentos momentâneos de tensão podem fazer com que certos equipamentos funcionem inadequadamente, porque a curva de suportabilidade de tensão é ultrapassada. Estas ocorrências podem ser consideradas como sérios problemas de qualidade de energia (PVUPSCALE, 2007a; SHAYANI 2010).

Um afundamento ou interrupção momentâneo de tensão, pode por exemplo, suspender a operação uma grande quantidade de conversores, o que desligará uma grande parcela da geração distribuída ao mesmo tempo. Essa supressão de GD poderá causar danos à estabilidade do sistema elétrico (PVUPSCALE, 2007a; SHAYANI 2010).

Assim, considerando um sistema com GD em larga escala, não se deve desligar a GD ao primeiro sinal de problema, mas manter a geração distribuída conectada para dar suporte a estabilidade do sistema, ou reconectar a geração o mais breve possível, depois da eliminação do distúrbio (SHAYANI, 2010).

2.5.4 Contribuição para a corrente de curto circuito

A corrente de curto-circuito em arranjos fotovoltaicos é cerca de 10% a 20% maior que a corrente nominal. Na rede de distribuição, a GDFV contribuirá para a corrente de curto-circuito de acordo com o modo operacional do conversor. No modo de controle de tensão, o conversor tenta manter a tensão no mesmo nível, e para isso eleva a corrente. No modo de operação de controle de corrente, modo mais comum nos sistemas modernos instalados, não há acréscimo da corrente de curto-circuito durante a falta. (PVUPSCALE, 2007a; SHAYANI, 2010).

Os conversores são geralmente equipados com relés de subtensão e sobrecorrente, por isso eles são capazes de detectar uma falta, e cessar a contribuição dada por eles para a corrente de curto circuito. (PVUPSCALE, 2007a; SHAYANI, 2010).

Caso necessário, os conversores podem ser desconectados rapidamente da rede, uma vez que utilizam elementos de eletrônica de potência e não máquinas rotativas. Além disso, também é possível reconecta-los instantaneamente, já que as correntes não ultrapassam o limite dos semicondutores (DUGAN et al., 2004; SHAYANI, 2010).

2.5.5 Ilhamento não-intencional

Quando uma porção eletricamente isolada do sistema de distribuição é energizada pela central geradora, ocorre o chamado ilhamento intencional. O caso em que o

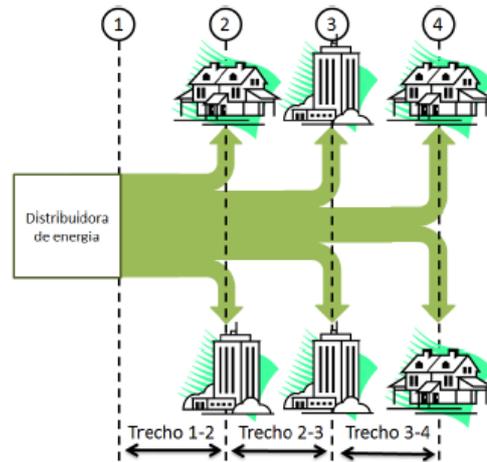
ilhamento é não intencional deve ser evitado, uma vez que pode causar, possibilidade de danos físicos aos equipamentos da unidade consumidora (UC), interferência no restabelecimento da energia pela concessionária e até risco de morte aos funcionários da concessionária que possa estar operando nessa porção do sistema (IEEE, 2000; SHAYANI, 2010).

2.5.6 Modificação do fluxo de potência em redes radiais de distribuição

Para os sistemas em que a potência flui em apenas uma direção, como é o caso de sistemas com geração centralizada, é possível modelar de forma simples o comportamento do sistema. Os dimensionamentos de transformadores de distribuição e de seção de condutores de alimentadores tornam-se fáceis de serem feitos nesse caso.

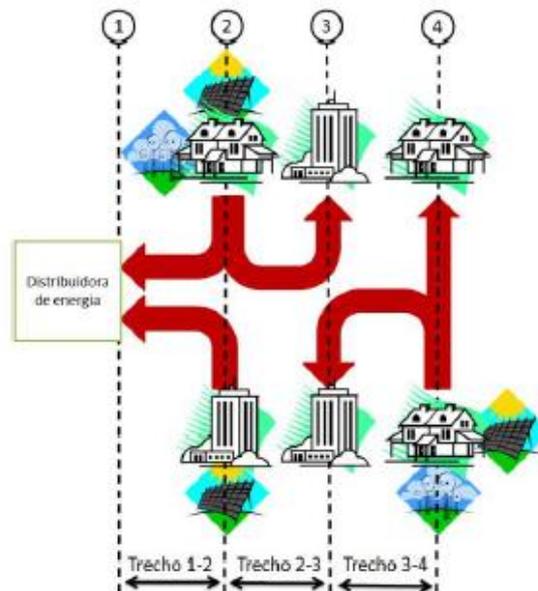
Na Figura 2.10, o trecho 1-2 transporta a maior quantidade de potência, uma vez que este é responsável por transportar a energia que alimentará todas as 6 cargas. O trecho 2-3 transporta uma quantidade reduzida de potência, se comparado ao 1-2. Isso porque este trecho alimenta as cargas somente a partir do ponto 3. Da mesma maneira, o último trecho, 3-4, transporta uma quantidade de energia ainda menor, pois alimenta apenas as duas últimas cargas do alimentador (SHAYANI, 2010).

Uma vez que a GD é instalada junto às cargas e o fluxo de potência podendo deixar de ser unidirecional, as facilidades de dimensionamento citadas anteriormente são comprometidas. A Figura 2.11 mostra o caso em que três das seis unidades consumidoras do alimentador possuem painéis fotovoltaicos e geradores eólicos instalados. Nesse caso, a energia gerada pela GD será consumida pela carga e o excesso de potência, se houver, será injetado na rede de distribuição e alimentará demais unidades consumidoras que se encontram ao redor. Portanto, o fluxo deixa de fato de ser unidirecional, e a subestação pode, inclusive, receber ao invés de fornecer potência (SHAYANI, 2010).



Fonte: SHAYANI, R. A. (2010). *Método para Determinação do Limite de Penetração da Geração Distribuída Fotovoltaica em Redes de Distribuição Radiais*. Tese de Doutorado em Engenharia Elétrica, Publicação PPGENE.TD051/10, Departamento de Engenharia Elétrica, Universidade de Brasília, Brasília, DF, 161p.

Figura 2.10- Fluxo de Potência em um alimentador Radial de distribuição



Fonte: SHAYANI, R. A. (2010). *Método para Determinação do Limite de Penetração da Geração Distribuída Fotovoltaica em Redes de Distribuição Radiais*. Tese de Doutorado em Engenharia Elétrica, Publicação PPGENE.TD051/10, Departamento de Engenharia Elétrica, Universidade de Brasília, Brasília, DF, 161p.

Figura 2.11- Fluxo de potência em um alimentador radial de distribuição com geração distribuída.

2.6 Limite de penetração para a Geração Distribuída Fotovoltaica

Além de avaliar os impactos causados à rede de distribuição, para que a GD possa ser utilizada em larga escala, estudos são necessários para definir um limite máximo de potência que pode ser instalada sem trazer danos ao sistema elétrico.

Ainda não existe um consenso sobre a definição da penetração da GD na literatura, contudo, vários autores propuseram diferentes definições, sendo que estas podem ser agrupadas em três grupos distintos (EPRI,2000; MCGRANANHAN et al.,2008; SHAYANI, 2010):

a) Fator de penetração como um percentual da:

- capacidade nominal do alimentador;
- capacidade instalada de transformação de uma concessionária;
- potência instalada do parque gerador nacional; ou
- potência de uma subestação.

b) Fator de penetração como um percentual da demanda máxima:

- da subestação;
- do alimentador; e
- da unidade consumidora.

c) Fatores de penetração diversos, como um percentual:

- da energia gerada pela geração centralizada; ou
- da queda de tensão no alimentador.

Há grande diversidade nas definições propostas, haja vista que os parâmetros relacionados são distintos. Alguns autores propõe relação com capacidade nominal, outros com a demanda e outros ainda com a energia. (MCGRANAGHAN et al., 2008;SHAYANI,2010).

Segundo estudos de impacto de grandes volumes de energia injetados em alimentadores radiais de distribuição, o comportamento se dará em diferentes níveis

de penetração de acordo com o perfil de tensão do alimentador radial (LIU e BEBIC, 2008):

- Necessidade de um sistema de comunicação confiável e versátil de baixo valor de investimento para implantação de garantias para a concessionária quanto à estabilidade do alimentador;
- Os testes realizados afirmam que pequenas penetrações de 5% da carga do alimentador radial, não afetam o perfil de tensão;
- Para um nível de 10% de penetração em relação à carga, o fornecimento de reativos ajustados ao conversor pode reduzir a quantidade de capacitores em 40% em um alimentador radial com características indutivas que necessita de correção de fator de potência;
- Para penetrações da ordem de 30% a 50%, da carga, e energia dos FV's pode substituir completamente os bancos de capacitores fornecendo reativos ao alimentador. Como a potência produzida pela GDFV é proporcional nível de insolação (energia solar), não é possível controlar o nível de tensão em uma conexão simples, modelado como um sistema que disponibiliza toda a potência ativa produzida pelos painéis (LIU e BEBIC, 2008).

2.7 Melhorias na rede vs. perda de ativos

Considerando a inserção de GD na rede, há uma série de melhorias que a rede pode incorporar. Por exemplo, em alimentadores cujas cargas são indutivas (motores pesados de grandes consumidores) podem se beneficiar da GDFV devido à necessidade de energia reativa nestes alimentadores. Isso porque o conversor de energia CC-CA pode variar o fator de potência se for construído com esta finalidade, e tem a possibilidade de reequilibrar o triângulo do fator de potência diretamente na rede do motor indutivo por meio de incremento de potência reativa capacitiva, mitigando a necessidade de bancos de capacitores se os motores operam no período de sol (JUNGES, 2012). Para penetrações da ordem de 30% a 50% da carga, a energia dos FV's pode até substituir completamente os bancos de capacitores (THOMAS ORTMEYER, 2008).

Contudo, um dos principais pontos abordados pela Resolução Normativa ANEEL n°

482/2012, o sistema de compensação de energia elétrica, define que a energia ativa gerada por unidade consumidora com microgeração distribuída ou minigeração distribuída deve compensar o consumo de energia elétrica ativa (ANEEL, 2012). Ou seja somente energia ativa entra no sistema de compensação, de modo que mesmo sendo benéfico para rede, a inserção de energia reativa não é considerada no sistema.

2.8 Redes Elétricas Inteligentes

As Redes Elétricas Inteligentes contam com uma série de recursos e tecnologias da área da comunicação, automação e computação que aplicadas ao sistema de energia elétrica, garantem melhor integração da rede, monitoração e medição em tempo real. Por isso, elas prometem maximizar o uso de geração distribuída, através de recursos que vão desde a gestão de pico de demanda até o controle de despacho de geração distribuída. Portanto, as REI's surgem como solução a necessidade de controle e monitoramento da rede e da GD, tendo papel importante nos Centros de Despacho da Geração Distribuída, se implementadas.

As Redes Elétricas Inteligentes (*Smart Grids*) são, por definição, gerenciamento de rede elétrica sobre dados em tempo real através de duas vias rápidas de comunicações digitais através da aplicação de soluções tecnológicas para a infraestrutura de entrega de energia elétrica. Existe conectividade entre (e dentro) a concessionária de energia elétrica, os dispositivos de serviços públicos, dispositivos de consumo, e entidades terceiras, como vendedores, consumidores e órgãos reguladores. A Rede Elétrica Inteligente inclui um sistema de monitoramento inteligente que monitora e controla o fluxo de eletricidade em toda a rede elétrica, e incorpora o uso de linhas de transmissão supercondutores para gerenciar flutuações de energia, perda e integração de microgeração de energia solar e eólica (CARDWELL,2013).

O domínio das REI's é composto por inteligência distribuída incluindo a descentralização de dados, geração distribuída e de armazenamento e automação do sistema de distribuição e otimização. O envolvimento e interação do cliente também fazem parte, assim como micro-redes e dispositivos elétricos de alto consumo, incluindo plug-in de veículos híbridos elétricos (Figura 2.12) (COLLIER, 2010).

Diferente de outros produtos, a qualidade da energia depende não só das empresas geradoras, transmissoras e distribuidoras, quanto do consumidor. Nesse aspecto, as Redes Elétricas Inteligentes oferecem grandes avanços uma vez que sua forma mais eficiente pode controlar dispositivos residenciais que são não-críticos, de modo que durante horários de pico os dispositivos são desligados para reduzir a demanda, e retornam a sua função fora do horário de pico. Além de nivelar (ou normalizar) a demanda elétrica, a capacidade de gerir picos de consumo pode ajudar a evitar quedas de energia quando a demanda excede a oferta, e também permite a manutenção de sistemas e dispositivos críticos sob tais condições (CLARK & PAVLOSKI, 2010).

O Comitê “Intelligrid” do EPRI (Electric Power Research Institute) desenvolveu uma visão pioneira para o fornecimento de energia elétrica, apontando os elementos básicos e principais características dessa plataforma (EPRI,2009):

Capacidade de adaptação: Uma rede inteligente deve se capaz de se adaptar às mudanças do ambiente circundante, que podem exercer influência sobre ela, tendo inclusive a capacidade de auto-recuperação pelo redirecionamento de seus recursos.

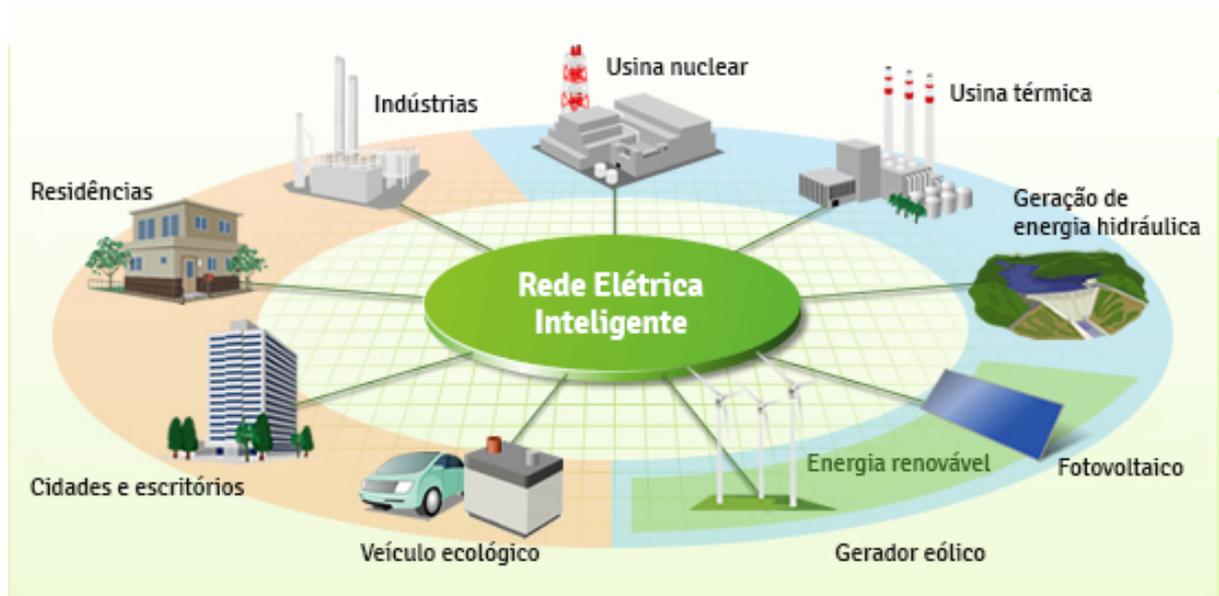
Previsibilidade: Uma rede inteligente é capaz de diagnosticar situações de risco potencial antes que efetivamente ocorram.

Otimização: Através de monitoração contínua, previsibilidade e controle pela interatividade o sistema pode racionalizar o uso de seus ativos, reduzindo as perdas de modo a postergar investimentos destinados à construção de novas plantas.

Integração: As redes inteligentes reúnem sistemas de monitoramento, controle, proteção e manutenção, além de funções avançadas como EMS (*Energy Management System*) e DMS (*Distribution Management System*).

Interatividade: Com o objetivo de obter o melhor desempenho econômico do sistema, é necessário conceder ao usuário ampla visão e pleno acesso às tarifas de energia, possibilitando a resposta à demanda, representada pela variação dos preços das tarifas.

Segurança de dados: Uma rede inteligente, assim como qualquer sistema baseado na tecnologia da informação, deve garantir a segurança dos dados que por ela trafegam.



Fonte: *Smart Grid*. Disponível em: <<http://www.consoglobe.com/les-reseaux-intelligents-5eme-pilier-de-la-revolution-energetique-cg/2>>. Acesso em: 7 jun. 2015. (Modificado)

Figura 2.12- Redes Elétricas Inteligentes

2.9 Suporte Técnico das Redes Elétricas Inteligentes

Nessa seção é apresentada uma série de recursos técnicos que fazem da REI importante aliada na integração da GD à rede de distribuição. Esses recursos auxiliam no controle e monitoramento da rede, sendo portanto, importantes para este estudo.

2.9.1 Sensores

Os sensores ao longo de todo o sistema de distribuição de energia elétrica é parte importante da REI, sendo responsáveis por captar informações para serem enviadas para a central de controle da concessionária, para a tomada de decisão dos operadores da rede. Com a automatização e o sensoriamento da rede, o religamento de áreas não afetadas poderá ser feito mais rapidamente, eliminando o desconforto dos usuários e aumentando a confiabilidade da rede (MOMOH, 2012)

Na REI os sensores inteligentes utilizam os mais variados meios de comunicação, e estando interligados a rede, podem indicar com precisão o local da falha. No caso,

eles podem ser usados também como atuadores, fazendo a comutação de seccionadoras, chaves fusíveis e inclusive acionando religadoras para reativar a energia no local (MOMOH, 2012). Os sensores portanto, são peças importantes no acionamento remoto de recursos de manobra, parte importante deste estudo.

A Figura 2.13 mostra um sensor acoplado diretamente nos cabos de distribuição de energia, permitindo a comunicação com a rede inteligente através de um modem 3G acoplado, ou por Wi-Fi / WiMax. As grandezas que podem ser medidas segundo o fabricante são:

- Corrente na faixa de 0-10.000 A
- Tensão de 0- 46.000 V
- Fator de Potência e Ângulo das fases
- Harmônicas e Formas de Onda
- Temperatura do dos cabos
- Falhas e curto circuitos.

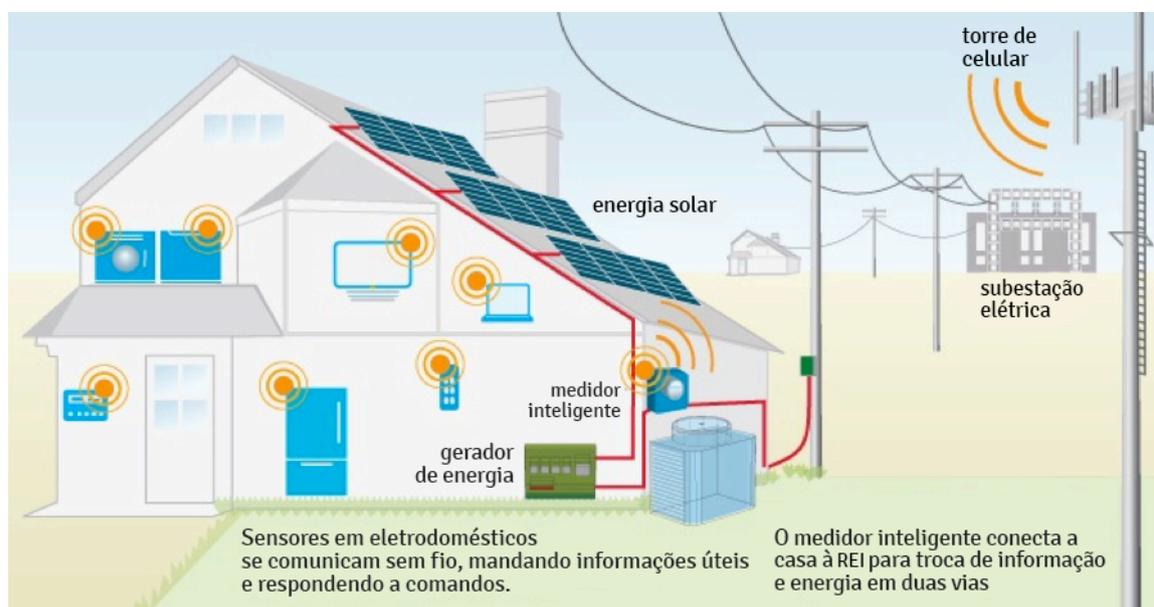


Fonte: Sensor MV Smart Grid. Disponível em: <<http://www.tollgrade.com/smartgrid/smart-grid-products/smart-grid-mv-%20sensor/>> Acesso em 7 jun. 2015.

Figura 2.13- Sensor MV Smart Grid

Os sensores utilizados no ambiente dos consumidores finais, também podem ser integrados a rede inteligente. A Figura 2.14, mostra um exemplo de sensores conectados a eletrodomésticos de uma casa, ligados ao medidor inteligente, de modo que as informações podem ser transmitidas pela REI. Além disso, os sensores

respondem a comandos, que no caso do ambiente residencial, são dados pelos consumidores, ou por um sistema programado por eles (BOWEN,2010).



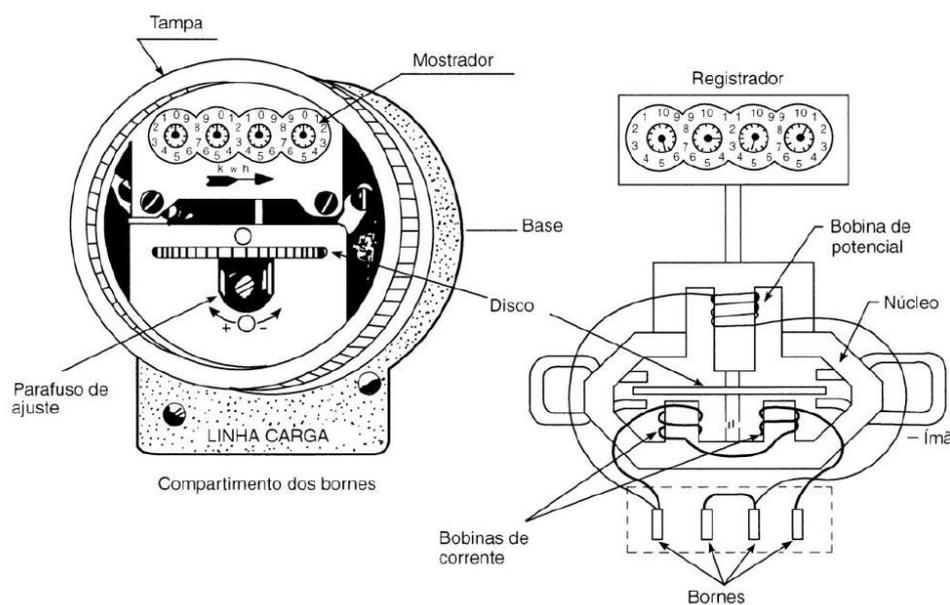
Fonte: Bowen, Don. Tech View: Laying the Groundwork for the Coming Smart Grid. February 16, 2010. Disponível em http://www.research.att.com/articles/featured_stories/2010_01/201002_techview_smartgrid.html?fbid=UCXvpuBowb4> Acesso em: 7 jun. 2015. (Modificado)

Figura 2.14- Sensores de uma casa conectada a REI.

2.9.2 Medidor Inteligente

No medidor eletromecânico convencional há um disco de alumínio e um contador mecânico que conta as rotações do disco. O disco situa-se entre duas bobinas, uma alimentada com a tensão e o outro alimentada com a corrente da carga. A bobina de corrente produz um campo magnético ϕI (Fi-Amperes) e a bobina de tensão produz um campo magnético ϕV (Fi-Volts). As forças que atuam sobre o disco devido a interação entre as correntes induzidas e o campo magnético produzem um torque. O torque é proporcional ao produto da corrente instantânea e a tensão, assim como a potência. A velocidade de giro do disco, varia conforme a potencia consumida, e essas rotações vão ficando registradas no contador mecânico (EKANAYAKE,2012). As partes que constituem um medidor eletromecânico podem ser vistas na Figura 2.15.

Nos medidores inteligentes, a corrente flui por fios de cobre, envoltos por um transformador de corrente, que diminui a corrente de entrada para valores bem menores que podem ser lidos pelo conversor analógico-digital da placa mãe do medidor. Os dados convertidos são processados pela CPU interna do medidor, e disponibilizados no display e na rede de comunicação. Na Figura 2.16, tem-se o diagrama de bloco do princípio de funcionamento do medidor inteligente (EKANAYAKE, 2012).



Fonte: EKANAYAKE, Janaka. Smart Grid : technology and applications ,2012,293p.

Figura 2.15- Estrutura de medidor analógico



Fonte: EKANAYAKE, Janaka. Smart Grid : technology and applications ,2012,293p. (Modificado)

Figura 2.16- Bloco funcional do medidor inteligente

Os medidores inteligentes acrescentam uma série de novas funcionalidades ao antigo medidor eletromecânico de kWh, o qual abre a possibilidade de inovações importantes, tais como (EKANAYAKE,2012):

- AMR (*Automatic Meter Reading*): coleta automática de dados de medidores de energia e transferência para um sistema centralizado de processamento de dados. Esse sistema proporciona uma melhor acurácia na informação. A transmissão da informação pode ser realizada por diferentes redes de comunicação, incluindo sistemas wireless (*WiFi, WiMax, Zigbee, etc.*), PLC (*Power line communications*), et al.

- AMI (*Advanced Metering Infrastructure*): Infraestrutura avançada de medição representa um avanço em relação ao AMR pois, além de coletar as informações, o sistema também permite analisar a demanda e influir na resposta da mesma através da disponibilização de sinais de preços e atuação em dispositivos nas instalações dos consumidores. Para tanto, o sistema requer a comunicação da informação nos dois sentidos, entre a concessionária e as instalações do consumidor e vice-versa, e um sistema de processamento de dados mais elaborado.

2.9.3 Arquitetura SCADA

Uma das considerações em projetar os recursos das Redes Elétricas Inteligentes é a integração de Sistemas de Controle de Supervisão e Aquisição de Dados (SCADA) que permite que o operador monitore remotamente e controle dispositivos de rede como um meio de alcançar a confiabilidade e eficiência da concessionária de energia como um todo. Dada a capacidade destes sistemas para controlar o fluxo de eletricidade através da rede, o planejamento e prudência adicional é necessário para assegurar que todas as medidas para prevenir possíveis problemas.

Os primeiros sistemas usados para controlar processos industriais eram simplesmente sistemas de telemetria, onde sensores eram colocados em campo e se ligavam diretamente a medidores, monitorando sinais representativos de medidas e estados de dispositivos através de um painel de lâmpadas e indicadores, mas sem que houvesse

interface aplicacional com o operador. Esses sistemas constituíram o primeiro tipo de sistema SCADA, utilizado pela indústria (ALMEIDA, 2009).

Sistemas de Supervisão e Aquisição de Dados, ou abreviadamente SCADA (proveniente do seu nome em inglês *Supervisory Control and Data Acquisition*) são basicamente Sistemas de Processo de Controle (*Process Control System - PCS*) que são usados para o monitoramento, coleta e análise de dados em campo em tempo real de um processo produtivo ou instalação física (Cardwell,2013). A evolução da tecnologia permitiu ao sistemas SCADA além do acesso aos dados dos sensores, também execução de comandos remotos, verificando os valores de campo e chamando a atenção para os mais críticos através de alarmes visuais e/ou sonoros.

Os sistemas SCADA modernos são capazes de monitorar automaticamente os sinais e estado dos dispositivos associados ao sistema e efetuar o controle sobre sensores e atuadores, para em seguida distribuir informações entre as estações da rede através de uma central de controle. Essas informações são coletadas através de equipamentos de aquisição de dados, em seguida são manipuladas, analisadas, armazenadas, para então serem apresentadas ao usuário, permitindo o operador controlar ou decidir com base nessa informação (MOMOH, 2012).

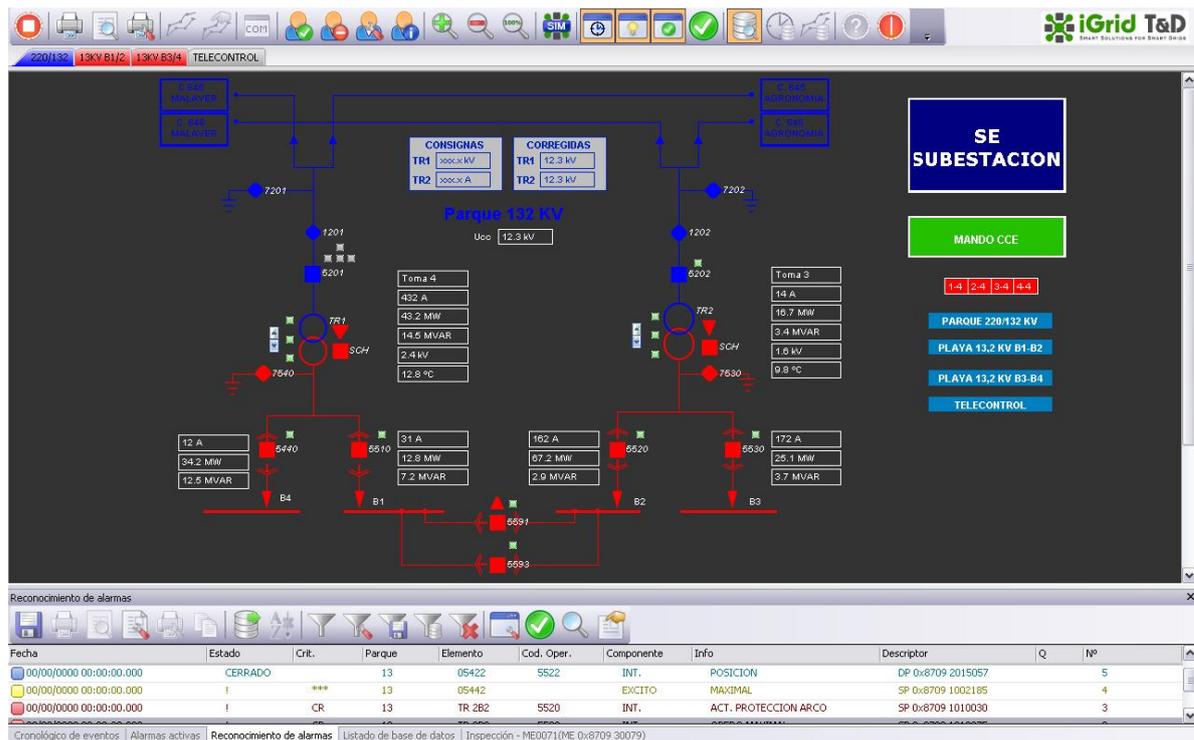
O sistema SCADA é muito utilizado na indústria petroquímica, na geração e na distribuição de energia, sistemas de transporte, entre outros. Esse sistema em geral é utilizado em empresas que precisam monitorar suas instalações e possuem grandes dimensões. Isso porque somente um sistema automático pode colher em tempo hábil todos os dados necessários de uma grande quantidade de sensores e concentrar tudo isso em um só ambiente, permitindo a tomada de decisão por parte do operador do sistema. O sistema possui três funções básicas (ALMEIDA, 2009):

Função de supervisão: Monitoramento dos dados adquiridos em campo, verificação da faixa de valores e exibição desses dados. A exibição de dados inclui telas gráficas, gráficos de tendência, variáveis analógicas e digitais, acionamento de alarmes, relatórios, etc.

Funções de operação: Ação direta sobre elementos em campo tais como relés, atuadores pneumáticos e outros sendo capaz de enviar comandos como ligar, desligar e alterar parâmetros.

Funções de controle: Certos sistemas possuem rotinas específicas para atuação automática em determinadas situações, em princípio independente do operador. Isso é feito através de alguma linguagem de programação própria para controle. No entanto, isso em muitos casos é desaconselhável, em particular em processos complexos e de grande responsabilidade.

O sistema SCADA utiliza o conceito de programação voltada a objetos, no qual os elementos são identificados por variáveis de controle e suas propriedades definem seu comportamento. Dessa forma no sistema SCADA, os dispositivos são considerados como elementos virtuais que possuem nome e propriedades e podem ser alterados em função das necessidades do operador. Há no mercado uma grande quantidade de programas e sistemas computacionais para operar nessas condições que vão desde o clássico Visual Basic da Microsoft até sistemas mais específicos para programação instrumental como o *Labview* da *National*. A vantagem dos sistemas mais específicos é que possuem uma biblioteca de instrumentos pronta para certas aplicações de modo a facilitar a programação dos objetos (ALMEIDA, 2009). A Figura 2.17 mostra a tela de terminal SCADA em tempo real usado em um sistema elétrico.



Fonte: SCADA Network. Disponível em: < <http://www.igrid-td.com/>>. Acesso em: 8 jun. 2015.

Figura 2.17: Tela de terminal SCADA em tempo real

A arquitetura SCADA é basicamente composta de sensores e atuadores, estações remotas e estações de controle central, todos se comunicando através de uma rede de comunicação (SILVA, 2011).

Sensores e Atuadores: Os sensores são dispositivos conectados aos equipamentos controlados e monitorados pelo sistema. Convertem parâmetros como nível de tensão e corrente, temperatura e falhas na rede elétrica, para sinais analógicos e digitais legíveis pela estação remota. Os atuadores são dispositivos que atuam sobre o sistema, ligando e desligando determinados equipamentos remotamente (medidores inteligentes, chaves e sensores).

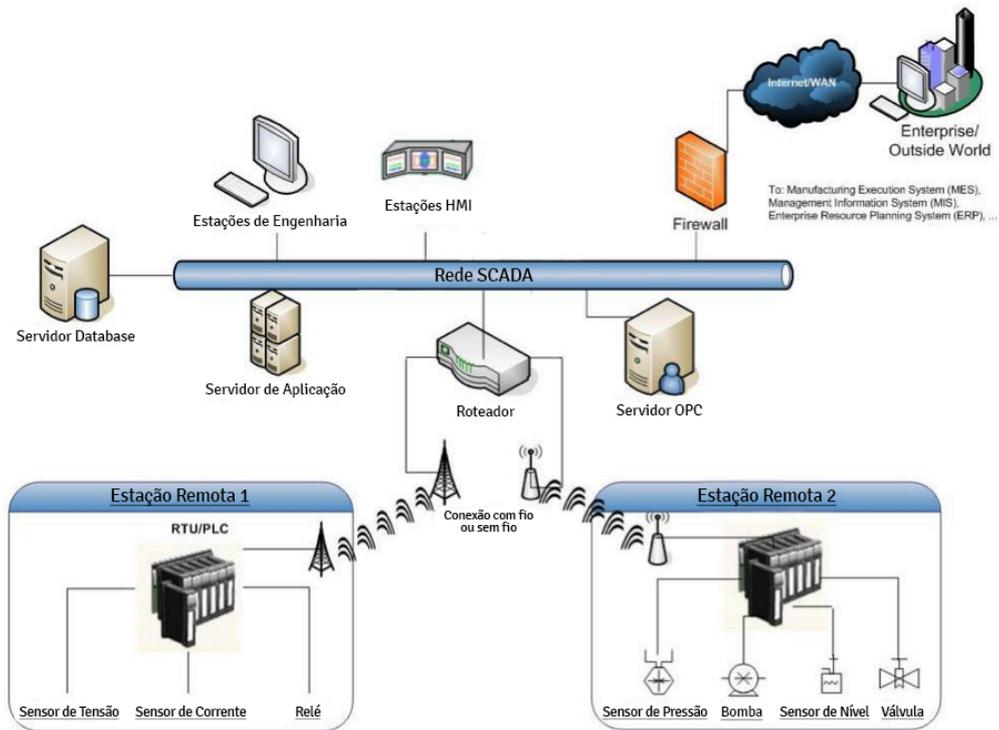
Unidades Terminais Remotas: é onde o processo de controle e aquisição de dados se inicia. Seja por meio dos PLCs (Programmable Logic Controllers) ou RTUs (Remote Terminal Units) são responsáveis pela aquisição dos dados dos sensores em campo e pelo comando de equipamentos. Além disso, as Unidades Terminais Remotas enviam os dados dos sensores para as Estações de Monitoração central. A diferença entre os PLCs e as RTUs é que os primeiros possuem mais flexibilidade na

linguagem de programação e controle de entradas e saídas, enquanto as RTUs possuem uma arquitetura mais distribuída entre sua unidade de processamento central e os cartões de entradas e saídas, com maior precisão e sequenciamento de eventos.

Estações de monitoração central: São as unidades principais dos sistemas SCADA, sendo responsáveis por recolher a informação gerada pelas estações remotas e agir em conformidade com os eventos detectados, podendo ser centralizadas num único computador ou distribuídas por uma rede de computadores, de modo a permitir o compartilhamento das informações coletadas.

O sistema SCADA portanto é um sistema integrador de soluções que ajuda na organização dos vários elementos na medida em que cria um ambiente comum no qual eles podem interagir como objetos virtuais compatíveis. Para isso cada objeto deve ser configurado sendo estabelecido então um protocolo de comunicação que corresponde a uma interface entre o dispositivo (UTR ou UTM) e o sistema. Por isso a implantação e manutenção de um sistema SCADA atualmente não é trivial, primeiramente devido à rede de comunicação de dados, instalação e configuração das UTR em campo, protocolo de comunicação entre UTR e UTM, ou seja, é um sistema adequado a várias aplicações, mas é necessária a participação de vários tipos de profissionais de várias áreas diferentes para implanta-lo (ALMEIDA, 2009). A Figura 2.18 apresenta uma visão geral de alto nível da arquitetura SCADA, onde as estações remotas são subestações elétricas.

Conforme Abawajy & Robles , "os sistemas SCADA são considerados sistemas de circuito fechado e executado com relativamente pouca intervenção humana. Um dos processos-chave de SCADA é a capacidade de monitorar um sistema inteiro em tempo real. Isto é facilitado por aquisições de dados, incluindo leitura de medidor, verificar status de sensores, etc., que são comunicadas a intervalos regulares, dependendo do sistema "(Abawajy & Robles, 2010).



Arquitetura de rede OpenControl SCADA

Fonte: SCADA Network . Disponível em: <<http://www.buraq.com/products/oc-sysarchitecture.shtml>>. Acesso em: 8 jun. 2015. (Modificado)

Figura 2.18: SCADA Network

2.9.4 Sistema de comunicação

Para aplicação em redes inteligentes de distribuição de energia tem-se a necessidade de maior conectividade, posto que a área de abrangência é vasta e os ambientes e sistemas locais variam muito de usuário a usuário. A informação que trafega nos dois sentidos em uma rede inteligente é usada para coordenar um sistema inteligente de consumo de potência e exige muito da rede de comunicação, pois implica no tráfego de informações relacionadas ao consumo dos usuários e ao controle de seus equipamentos inteligentes (KHAN, 2009; CAÍRES, 2012).

Do lado remoto o uso de fibras óticas FTTH (fiber to the home) tem sido uma tendência, enquanto que a comunicação sem fio e a comunicação pela linha de potência PLC (power line communication) são os meios primários para comunicação local. A comunicação sem fio tem vantagens como alto índice de sucesso, taxa de comunicação segura, instalação e manutenção fáceis. Contudo, sua vulnerabilidade a

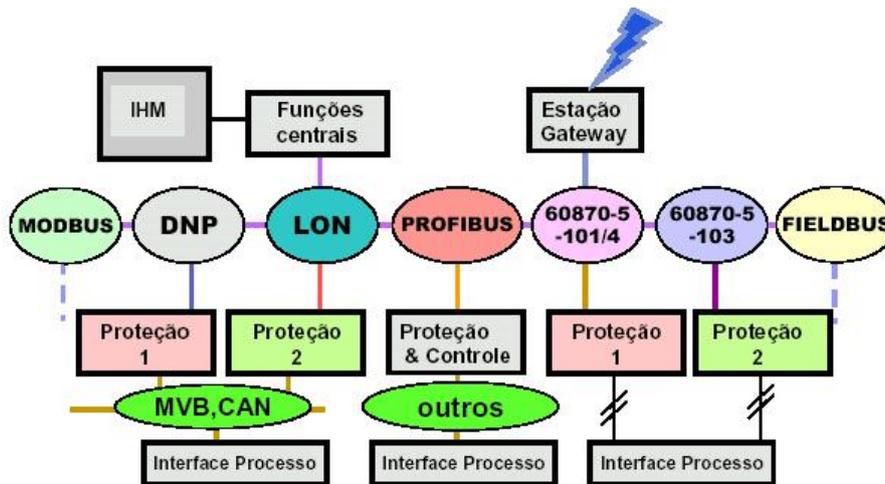
interferência, associado ao fato de que a qualidade da comunicação e a distância serem afetadas por paredes no uso interno, torna uma opção não ótima em larga escala (KHAN,2009; CAÍRES, 2012).

Independente do meio de comunicação (PLC, sem fio) sempre há limitações que fazem com que um seja melhor que o outro em função das características do local da instalação. Esses sistemas evoluíram a partir da comunicação entre instrumentos de laboratório desenvolvidas em plataformas do tipo GPIB (General Purpose Interface Bus) para automação industrial (CAÍRES, 2012).

Para aplicação residencial, redes locais foram desenvolvidas, como o caso da “zigbee” que possibilita a comunicação entre os utensílios e elementos de controle da instalação elétrica no sistema conhecido como “smart home”. O desenvolvimento desse tipo de rede engloba a parte de medição de energia, já que esta é um dos insumos mais importantes nas residências. Dessa forma existe um grande número de sistemas desenvolvidos para esse tipo de rede aplicados a rede inteligente, por isso, não existe um consenso sobre a melhor alternativa, o melhor padrão. Isso é um complicador para a aplicação em um sistema de medição do tipo “smart meter” que envolve muitos medidores cuja operação de atualização envolve muito tempo e recursos (REDEINTELIGENTE.COM,2011).

Uma alternativa viável e adotada por fabricantes de medidores inteligentes é dota-los de uma porta de comunicação industrial do tipo RS485 a fim de conecta-los a uma rede a ser definida, através de um adaptador (modem) específico. Assim a instalação dos medidores pode ser feita com flexibilidade para se adaptar ao tipo de rede de comunicação (CAÍRES, 2012).

Do lado das subestações, a norma IEC61850 prevê que para automação de subestações, os dispositivos devem operar com base na comunicação serial (SANTOS, 2007). A Figura 2.19 ilustra diversas configurações de protocolos de comunicação existentes no mercado.



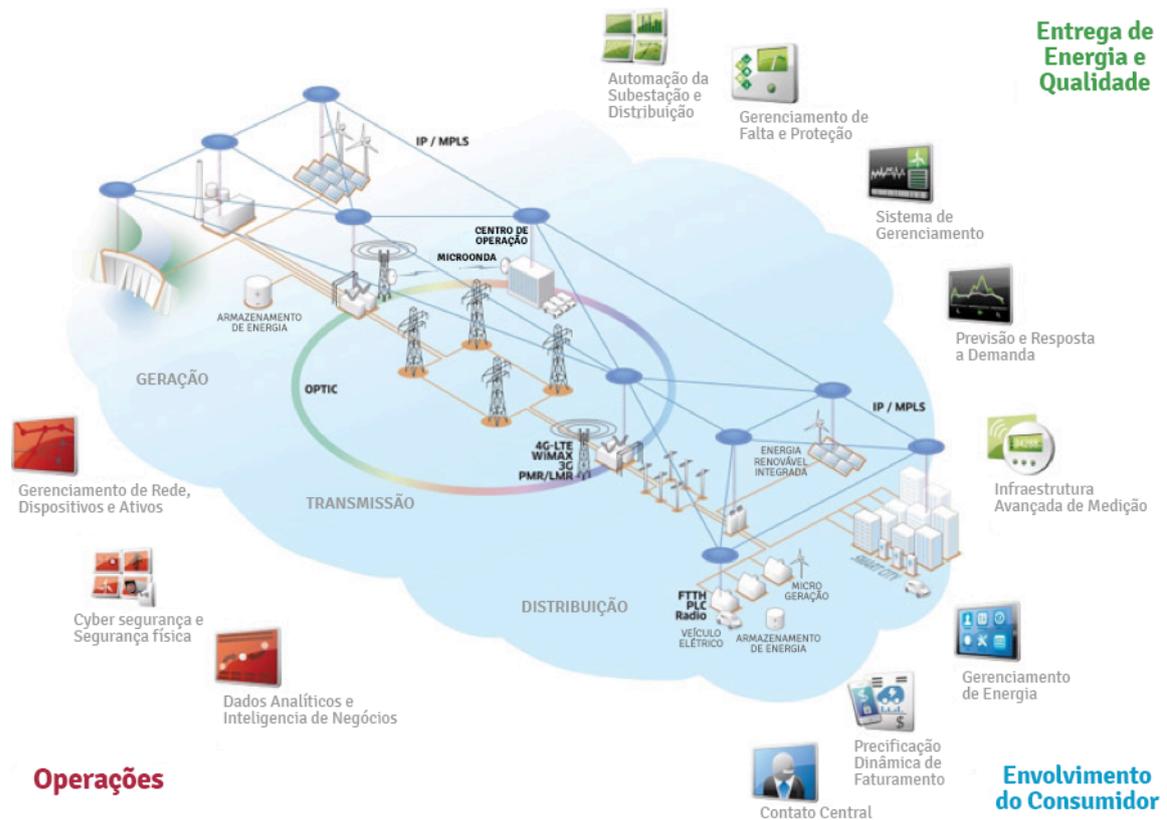
Fonte: SANTOS, L.F.; PEREIRA, M. Uma abordagem prática do IEC61850 para automação, proteção e controle de subestações. 2003. VII SIMPÓSIO DE AUTOMACÃO DE SISTEMAS ELÉTRICOS, 7., 2007, Salvador. Anais.VII SIMPASE. Salvador, 2007.

Figura 2.19- Protocolos de comunicação

2.9.5 Integração REI/SCADA

Para adequadamente entregar e administrar os produtos e serviços possibilitadas pela REI, inteligência e controle precisam existir ao longo de toda a cadeia de abastecimento (incluindo geração, transmissão e distribuição de energia elétrica, desde a concepção até a entrega final do lado do cliente). A integração SCADA e REI agrega tal inteligência e permite a agregação central e distribuída de informações e controle sobre toda a rede elétrica por estarem ligados por redes elétricas e de dados, como mostrado na Figura 2.20 (CARDWELL,2013).

A arquitetura SCADA aplicada a REI capacita o consumidor através da interligação de sistemas de gestão de energia, permitindo que o cliente gerencie o seu próprio uso de energia e controle de custos. Além disso, ela permite que a rede se auto-recomponha instantaneamente respondendo automaticamente a falhas, problemas de qualidade de energia, e problemas no sistema. Corretamente configurada, ela é tolerante a ataques – cibernéticos e físicos - e otimiza os ativos da rede, monitorando e otimizando-os, ao mesmo tempo que minimiza os custos de manutenção e operações (CARDWELL,2013).



Fonte: Smart Grid Integration. Disponível em: <<http://www2.alcatel-lucent.com>.> Acesso em: 7 jun. 2015. (Modificado)

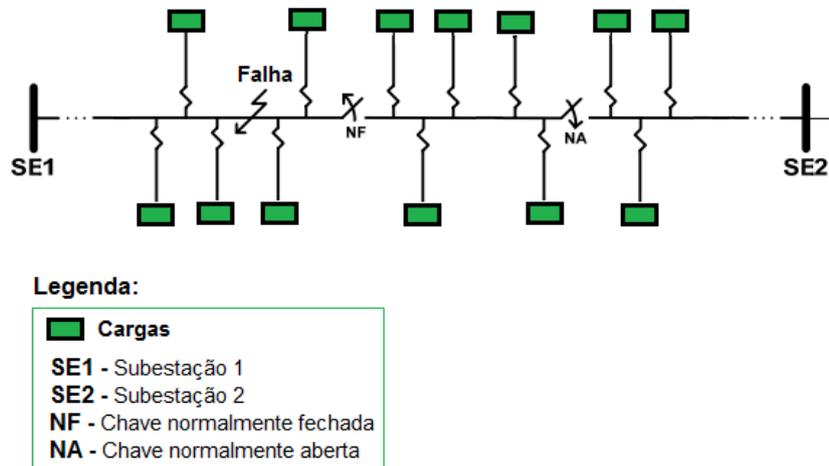
Figura 2.20- Integração SCADA/REI

2.9.6 Sistemas SCADA e recursos de manobra automáticos

Sistemas SCADA tem permitido, novas metodologias de reconfiguração de redes com geradores distribuídos, através de recursos de manobra automáticos, explorando a maior capacidade e velocidade dos sistemas computacionais, o aumento da disponibilidade de informação e os avanços da automação. Com o aumento do uso desses sistemas e da automação da distribuição através de equipamentos controlados remotamente, a reconfiguração das redes de distribuição se tornou mais viável como uma ferramenta de planejamento e controle em tempo real.

Recursos de manobra são dispositivos compostos por chaves que podem estar em dois estados: normalmente fechadas (NF) ou normalmente abertas (NA). As chaves NF são instaladas ao longo do tronco do alimentador, com o objetivo de seccioná-lo em caso de falhas à jusante do fluxo de energia elétrica. As chaves NA estabelecem alternativas de caminho no próprio alimentador, ou são pontos de conexão com alimentadores adjacentes em casos de falhas a montante. Em situações como essa, as

cargas são transferidas de um alimentador para outro, a partir da abertura de uma chave NF e fechamento de uma chave NA, como ilustrado na Figura 2.21. Essas manobras devem ser realizadas respeitando-se limites de tensão regulamentados e de ampacidade de condutores (SPERANDIO, 2008; COELHO, 2010).



Fonte: Ferreira, A. A., 2013. *Determinação do Limite de Penetração de Geração Distribuída em Alimentadores Radiais Considerando Recursos de Manobra*, Brasília: UnB.

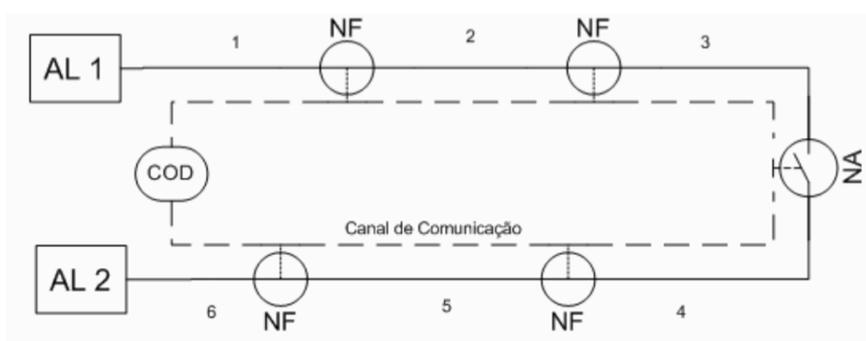
Figura 2.21- Exemplo de Recurso de Manobra em um alimentador radial de distribuição

Recursos de manobra automáticos são chaves capazes de abrir e fechar o circuito por ação de seus relés locais, ou serem controladas a partir do Centro de Operação da Distribuição (COD) através de um canal de comunicação. Muitas dessas chaves já possuem sensores para aquisição de dados de tensão e correntes, que transmitidos ao COD pela Unidade Terminal Remota permitem o monitoramento em tempo real do carregamento a longo do alimentador (SPERANDIO,2008).

As chaves automáticas possuem relés de detecção de falta de tensão e de sobrecorrente (curto-circuito), e podem trabalhar normalmente fechadas ou normalmente abertas. Dependem de um meio de comunicação para coordenarem a configuração da rede de distribuição mais adequada a cada situação. A topologia de comunicação pode ser variada, assim como o gerenciamento do sistema, que pode ser centralizado, distribuído ou misto (SPERANDIO,2008).

No exemplo da Figura 2.22 abaixo, existem seis zonas de proteção independentes. Na ocorrência de uma falha permanente, somente o trecho entre duas chaves é

imediatamente isolado para aguardar reparo, com as cargas a montante do trecho avariado sendo restabelecidas após o seccionamento, e as a jusante sendo transferidas para o outro alimentador. Além disso, as chaves automáticas também possuem a função de religamento automático pra evitar desligamento por falhas temporárias, o que torna a rede mais confiável e garante níveis mínimos para os indicadores de continuidade do conjunto. Este é o sistema ideal para proteção de clientes importantes como zonas industriais, centros hospitalares ou áreas comerciais (SPERANDIO,2008).

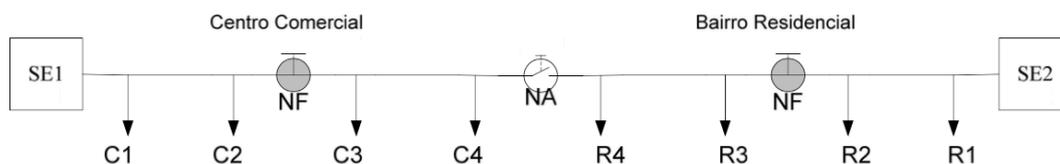


Fonte: SPERANDIO M., Planejamento da automação de sistemas de manobra em redes de distribuição. Tese de doutorado em Engenharia Elétrica. Universidade Federal de Florianópolis, SC. 2008.

Figura 2.22- Esquema de chaves automáticas

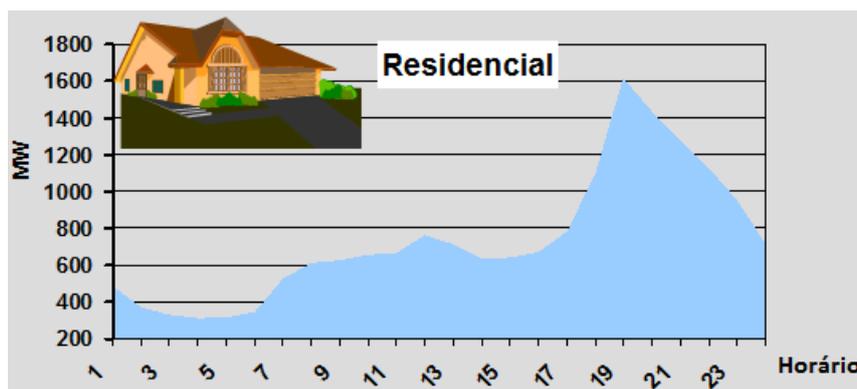
Esquemas de automação de chaves de manobra também podem ser aplicados para realizar o balanceamento de carga entre dois alimentadores, com o objetivo de alívio de sobrecarga e/ou redução de perdas de energia nos condutores e no transformador da subestação (SPERANDIO,2008).

No exemplo da Figura 2.23 dois alimentadores com possibilidade de interligação (chave NA) tem perfis de consumo distinto, por exemplo, um distribui energia em um centro comercial e o outro em um bairro residencial (as cargas típicas desses tipos de consumo é apresentada nas Figuras 2.24 e 2.25). Uma vez que perfis de consumo são diferenciados de acordo com a natureza de sua carga, seria interessante que durante o dia parte das cargas comerciais fossem repartidas com o alimentador de predominância residencial, e a noite ocorresse o contrário, com cargas residenciais sendo transferidas para o alimentador de predominância comercial. Assim, as perdas elétricas seriam minimizadas, e os alimentadores e as respectivas subestações (SE) poderiam operar por um tempo maior sem reforços ou ampliações, mesmo com um crescimento de carga (SPERANDIO,2008).



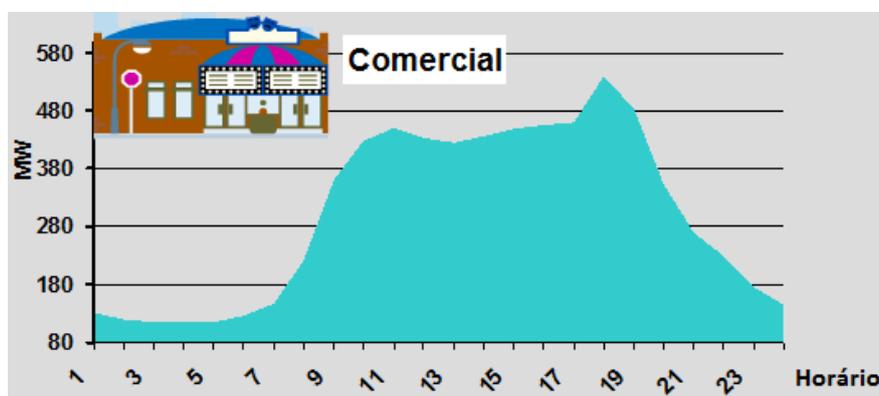
Fonte: Sperandio, M. Planejamento da automação de sistemas de manobra em redes de distribuição. Tese de doutorado em Engenharia Elétrica. Universidade Federal de Florianópolis, SC. 2008.

Figura 2.23- Alimentadores com perfis de consumo distintos e possibilidade de interligação



Fonte: COUTINHO, P. C.; ONS - OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO. O ONS e a operação do sistema nacional – SIN. Brasília - DF. 05/03/2010.

Figura 2.24- Curva de carga típica do SIN, consumidor residencial

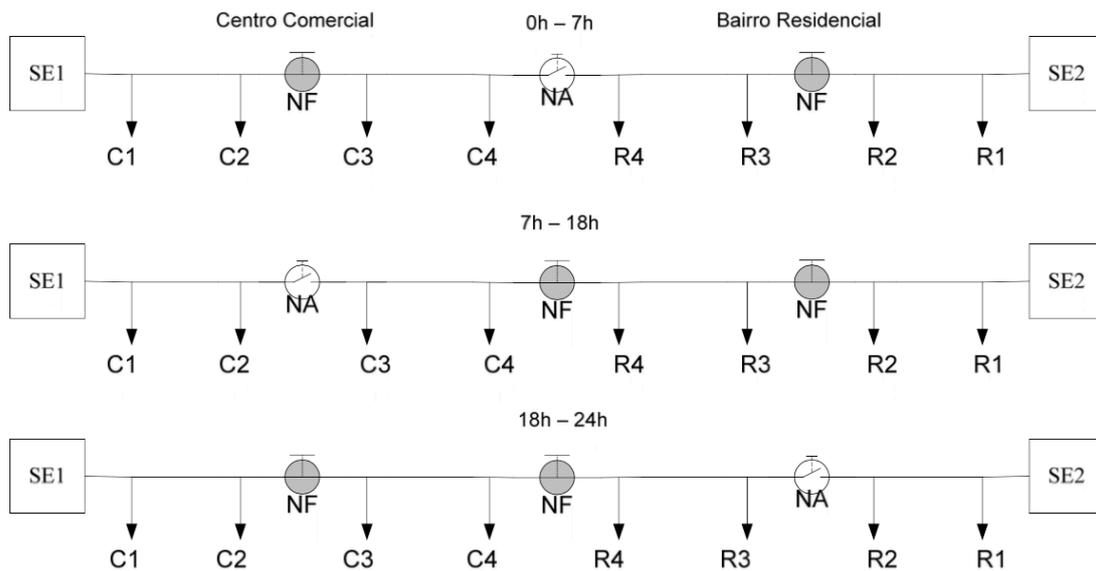


Fonte: COUTINHO, P. C.; ONS - OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO. O ONS e a operação do sistema nacional – SIN. Brasília - DF. 05/03/2010

Figura 2.25- Curva de Carga típica do SIN - consumidor comercial

A Figura 2.26 representa o balanço de carga entre dois alimentadores em três períodos do dia. O sistema opera com carregamento mínimo das 0 às 7 horas, e os alimentadores dividem as cargas com a chave NA em sua posição original (entre duas NFs). Com o início do expediente de trabalho, a partir das 7h, as cargas C3 e C4 são transferidas para a SE2, e o sistema opera desta forma até às 18h, quando a carga residencial aumenta e a comercial diminui. A partir das 18h ocorre a transferência das

cargas C3 e C4 de volta para a SE1, mais as cargas residenciais R4 e R3, para minimizar as perdas no alimentador e transformadores da SE2 (SPERANDIO,2008).



Fonte: Sperandio, M. Planejamento da automação de sistemas de manobra em redes de distribuição. Tese de doutorado em Engenharia Elétrica. Universidade Federal de Florianópolis, SC. 2008

Figura 2.26- Balanço de carga entre alimentadores

As chaves automáticas mesmo operando para realizar o balanço de carga podem continuar tendo a função de proteção, isolando falhas e restabelecendo seções sob falta nos alimentadores automaticamente, desde que recebam a configuração para os relés em função das diferentes posições das chaves NFs e NAs ao longo do dia. (SPERANDIO,2008) (SPERANDIO, 2008; COELHO, 2010).

2.9.7 Integração Geração Distribuída/REI

Embora muitas das fontes de geração energia distribuída provavelmente teria se concretizado sem a perspectiva de uma rede mais inteligente, a REI promete maximizar este tipo de geração, através de recursos que vão desde a gestão de pico de demanda até o controle de despacho de geração distribuída.

Em geral a concessionária de distribuição não tem controle sobre o despacho das micro-usinas de geração distribuída, portanto, esta deve agir sobre os seus ativos na rede, com chaves de manobra, reguladores de tensão e bancos de capacitores. A única

forma de acompanhar a dinâmica da GD é por meio da automação da rede de distribuição, oferecida pela REI. Esta confere ao sistema de gerenciamento, controle abrangente e dinâmico, caracterizando-o como Sistema de Gerenciamento Automático da Distribuição (SGAD). Diferentes meios de comunicação, topologias e protocolos podem ser empregados para se obter a observabilidade e controlabilidade necessária (MOSLEHI et al., 2005; SPERANDIO, 2008).

Na REI, os parâmetros medidos ao longo dos alimentadores são enviados ao algoritmo do SGAD que realiza uma série de cálculos e análises, para então tomar a decisão de controle de cada equipamento para atingir a melhor operação da rede de distribuição. Certos programas de SGAD trabalham para controlar equipamentos sem capacidade de controle local, e para isso requerem entradas de dados muito frequentes. Outros sistemas contam com maior número de Dispositivos Inteligentes na rede podendo gerenciar o sistema com uma transmissão de dados menor, confiando no controle local quando necessário (SPERANDIO, 2008).

Além da reconfiguração da rede e do controle de tensão e reativos, o SGAD é capaz de atuar diretamente no gerenciamento da demanda, se for projetado para tal. Chaves controladas em transformadores ou junto a cargas específicas podem ser acionadas com o objetivo de reduzir o carregamento de um alimentador ou transformador de subestação (SPERANDIO, 2008).

O SGAD teria portanto, a possibilidade de limitar a potência injetada pela GD na rede de distribuição, controlar a tensão e a potência reativa, desconectar centrais geradoras, coordenar os procedimentos de entrada e saída de serviço e definir previsões de produção de energia; fazendo o papel da Central de Despacho da Geração Distribuída, prevista no PRODIST.

3 Materiais e Métodos

O capítulo anterior abordou o conceito de Geração Distribuída, os impactos causados à rede de distribuição, as diferenças entre esse tipo de geração de energia e a geração de energia clássica e seus aspectos regulatórios. Além disso, apresentou as Redes Elétricas Inteligentes e suas aplicabilidades, especialmente no que diz respeito ao gerenciamento da rede.

Uma vez que a Geração Distribuída vem se tornando uma realidade no setor elétrico brasileiro, se faz necessário o gerenciamento dessa energia gerada, como proposto pela ANEEL na resolução 482/2012 e no PRODIST. Vale lembrar que o PRODIST prevê que haja nos sistemas de distribuição CDGD, cujas funções seriam: limitar a potência injetada pela GD na rede de distribuição, controlar a tensão e a potência reativa, desconectar centrais geradoras, se necessário, coordenar os procedimentos de entrada e saída de serviço e definir previsões de produção de energia. O artigo 3º da resolução 482/2012 dispõe que as distribuidoras de energia deverão se adaptar para os casos em que os consumidores desejarem instalar mini e microgeração distribuída (ANEEL, 2012; SHAYANI, 2010).

Além disso, segundo estudos de impacto de grandes volumes de energia injetados em alimentadores radiais de distribuição, o comportamento se dará em diferentes níveis de penetração de acordo com o perfil de tensão do alimentador radial, por isso a necessidade de um sistema de comunicação confiável e versátil de baixo valor de investimento para implantação de garantias para a concessionária quanto à estabilidade do alimentador (LIU e BEBIC, 2008).

Neste capítulo propõe-se um método de gerenciamento das redes elétricas de distribuição, considerando a inserção de microgeração distribuída fotovoltaica. O método foi desenvolvido aplicando conceitos e recursos das REI's como: monitoramento instantâneo (ou em tempo real), um algoritmo de análise e tomada de decisão, e o comando remoto de recursos de manobra automáticos. O estudo foi feito em um alimentador padrão de 123 barras proposto pelo IEEE, que é também apresentado neste capítulo, assim como todos os outros materiais utilizados.

Baseado na ideia dos CDGD's, em suas funções e na necessidade de estabilidade do sistema elétrico, o objetivo é apresentar uma metodologia de gerenciamento de redes de distribuição, para reconfiguração que permita a correção de tensões elevadas devido à grande injeção de potência de GD, evitando assim cortes de energia limpa. A metodologia basicamente consiste da análise da influência dos recursos de manobra em alimentadores radiais em relação a injeção de potência gerada pela GDFV, e seleção da melhor configuração que a combinação desses recursos permite. Para isso, analisa-se o alimentador na configuração base, e havendo transgressão de alguns dos fatores limitantes, seleciona-se a melhor configuração, dentre todas as possíveis, isto é, aquela que melhor adequa o alimentador a uma maior injeção de potência proveniente dos FV's. Além disso, faz parte da metodologia a indicação dos ramos que poderiam ser reforçados, quando a corrente destes está próxima do limite técnico, de modo a permitir ainda mais penetração de GDFV.

As diferentes configurações da rede, provenientes da combinação dos recursos de manobra presentes no alimentador, possibilitam fluxos de potência distintos, e portanto mudança no perfil de tensões e correntes para cada configuração. De modo que a rede, após a inserção de GDFV, pode ter melhores resultados quanto ao fluxo de potência para uma ou outra configuração. Se esses recursos forem automatizados, de maneira que o controle possa ser feito remotamente, eles passam a constituir um sistema de gerenciamento rápido e inteligente, que é a proposta deste trabalho.

Vale ressaltar que o aumento de tensão também pode ser controlado modificando-se o fator de potência da GDFV. Porém, esse método embora eficaz, reduz a receita. Injetar potência reativa na rede, embora traga melhorias para rede de distribuição, significa não injetar potência ativa. O contrassenso é que no sistema de compensação de energia elétrica definido pelo ANEEL, somente a potência ativa gerada compensará o consumo de energia elétrica. Cabe então a discussão se os consumidores estarão dispostos a contribuir com a melhora da rede de distribuição em detrimento da compensação; ou se o sistema de compensação considerará também a potência reativa injetada pela unidade consumidora.

3.1 Método

Inicialmente são apresentadas as variáveis envolvidas e as hipóteses adotadas, de modo a trazer melhor compreensão do algoritmo que é abordado em seguida.

3.1.1 Variáveis consideradas

Em um estudo, quanto maior a quantidade de variáveis analisadas, menor o número de hipóteses adotadas, e conseqüentemente maior a confiabilidade e acurácia dos resultados. Por outro lado, cada variável adicionada exige maior esforço quanto a atingir resultados.

Neste trabalho, as variáveis são divididas da seguinte forma: variáveis de entrada, intermediárias e de saída. As variáveis de entrada são os dados necessários para iniciar o método e são passíveis de alteração. As intermediárias são geradas a partir das entradas e através de sua análise gera-se as saídas. Por fim, as saídas são as variáveis de interesse (Figura 3.1).

A potência consumida e a quantidade de potência fornecida pela GDFV são as variáveis de entrada. As variáveis intermediárias são os fatores limitantes: as correntes que fluem pelo alimentador e a tensão nas barras do mesmo. As variáveis de saída são: a configuração adequada para uma maior penetração de potência da GDVF e os ramos a serem reforçados no caso de suas correntes estarem acima de 90%.



Figura 3.1- Variáveis consideradas

3.1.2 Variáveis de entrada

3.1.2.1 Potência fornecida pela GDFV

A potência gerada pela Geração Distribuída Fotovoltaica, depende de uma série de fatores e pode ser equacionada conforme (3.1).

$$P = I * \eta * A \quad (3.1)$$

Onde:

P = Potência gerada pela geração distribuída fotovoltaica [W]

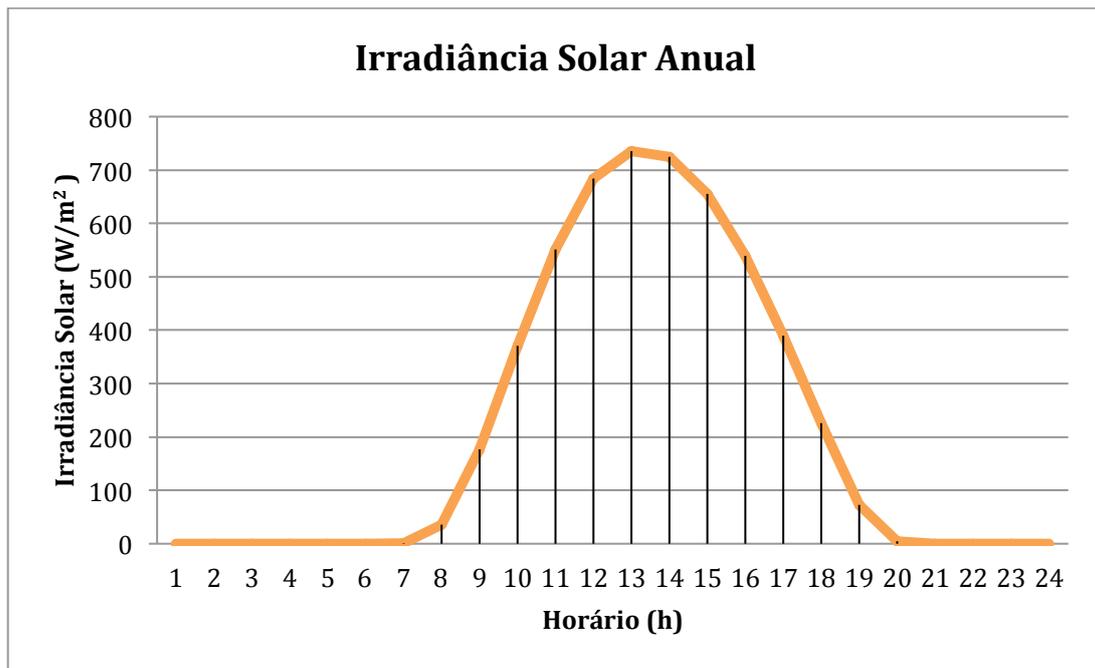
I = Irradiância Solar (W/m^2)

η = Eficiência do painel fotovoltaico

A = área dos painéis fotovoltaicos [m^2]

Irradiância Solar

A potência gerada pela GDFV varia diretamente com a irradiância. A irradiância por sua vez varia de acordo com a posição do sistema fotovoltaico em relação ao Sol em cada período do ano e com a posição relativa do Sol a cada instante de um mesmo dia. Ou seja, a irradiância solar não só muda de acordo com a localidade, mas também com as estações do ano e com o instante do dia analisado (hora, minuto e segundo). Neste trabalho, a curva anual média de irradiância (Figura 3.2) é resultado da coleta de dados do Instituto Nacional de Meteorologia – INMET, disponibilizados pela Estação Brasília localizada pelas coordenadas 15,79° latitude Sul e 47,93° longitude Oeste. A coleta de dados foi realizada de hora em hora, durante 9 anos (de 7 de maio de 2000 a 31 de maio de 2009). Uma vez que tais dados são fornecidos em quilo Joules por metro quadrado (kJ/m^2) foi preciso fazer a conversão para Watt por metro quadro (W/m^2) de modo a adequar a unidade para a realidade do estudo (OLIVEIRA,2011).



Fonte: LOPES, L. Z. (2011). *Alimentador Radial de Distribuição para Simulações de Penetração da Geração Distribuída Fotovoltaica*. Trabalho de Conclusão de Curso. Departamento de Engenharia Elétrica, Universidade de Brasília, Brasília, DF, 125p.

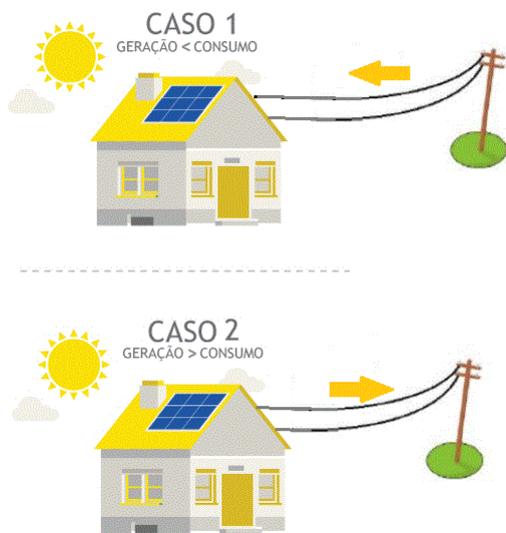
Figura 3.2- Curva de irradiância solar anual média por horário.

Painel fotovoltaico

O valor da eficiência do painel fotovoltaico do tipo Silício amorfo pode atingir cerca de 13%, mas o valor típico é em torno de 7% e por isso foi este o valor adotado (IEA, 2011). A área coberta pelos painéis também influencia diretamente a geração de potência. Quanto mais painéis o sistema tiver, maior será a geração, porém o custo do sistema também será maior.

3.1.2.2 Potência consumida pela unidade consumidora

A injeção de potência proveniente da Geração Distribuída depende não só da potência gerada como da potência consumida pelas unidades consumidoras. Isso porque somente a partir do instante que a potência gerada na unidade consumidora for maior que a potência consumida, a corrente passará a fluir da carga para uma unidade consumidora vizinha e/ou para a subestação. A Figura 3.3 ilustra dois cenários: geração menor que consumo e geração maior que o consumo. Somente neste último, há penetração de GDFV na rede.



Caso 1: Momento em que a GDFV é menor que a potência consumida pela unidade consumidora. Nesse caso, além da GDFV, demanda-se potência da rede de distribuição.

Caso 2: Nesse momento, os painéis fotovoltaicos geram uma quantidade de potência que ultrapassa a potência consumida pela unidade consumidora. Por isso, há a injeção do excedente na rede de distribuição.

Figura 3.3-Illustração da relação entre consumo, geração e injeção de potência na rede.

3.1.3 Variáveis intermediárias

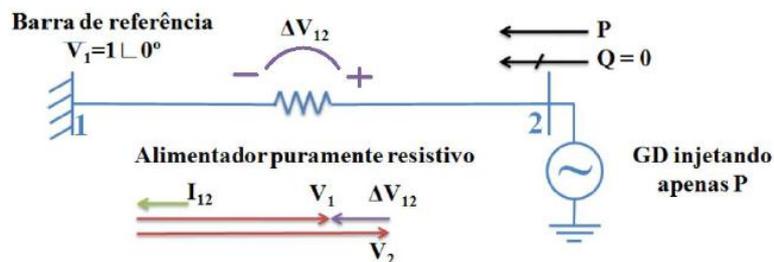
Considerando que haja injeção de potência proveniente de GDFV na rede, é importante que essa potência não ultrapasse os limites de penetração. Para este trabalho, considera-se como fatores limitantes da penetração da GDFV: o limite de tensão nas barras e as correntes que fluem pelos condutores. Isso significa que o limite de penetração de GDFV é o valor máximo de potência injetada que pode ser inserido na rede sem que os limites de tensão nas barras e corrente nos condutores sejam ultrapassados.

3.1.3.1 Limite de tensão

Uma vez que em redes elétricas com GD pode acontecer o fenômeno de fluxo inverso de potência, a corrente na direção oposta à carga gera uma diferença de potencial que eleva a tensão na barra em que se encontra o sistema (Figura 3.4), de modo que o sistema se comporte de maneira inversa ao dos sistemas radiais comuns. A magnitude depende de uma série de fatores sintetizados a seguir (SHAYANI, 2010):

- Quantidade de potência inserida na rede

- Localização da Geração Distribuída no alimentador da rede de distribuição, já que a distância física da barra em relação a subestação influencia proporcionalmente a magnitude do aumento da tensão
- Impedância do alimentador
- Possibilidade do conversor do sistema fotovoltaico alterar o fator de potência da energia produzida, a fim de realizar o controle da tensão por meio do consumo de energia reativa
- Coordenação com os dispositivos de regulação de tensão utilizados pela concessionária
- Existência de sistema de armazenamento de energia, de maneira que se possa absorver a potência que causa o aumento da tensão acima da faixa de valores considerada adequada.



Fonte: SHAYANI, R. A. (2010). *Método para determinação do limite de penetração da geração distribuída fotovoltaica em redes radiais de distribuição*. Tese de doutorado em engenharia elétrica. Publicação PPGENE.TD – 051/10, Departamento de Engenharia Elétrica, Universidade de Brasília, Brasília, DF, 186p. (Modificado)

Figura 3.4- Variação da tensão com potência ativa injetada na rede.

É importante ressaltar que se fosse possível considerar que todos os transformadores de carga do alimentador possuíssem ajuste de TAP automático, esta questão estaria resolvida, uma vez que as tensões nas barras seriam mantidas constantes e dentro da faixa de limite. Entretanto, uma das hipóteses adotadas aqui é o não ajuste de TAP automático nos transformadores de MT/BT.

De acordo com o módulo 8 do PRODIST – (Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional), as faixas de fornecimento

consideradas adequadas, precárias e críticas para tensões entre 1kV e 69kV, são as seguintes:

Tabela 3.1- Faixas de fornecimento para tensão entre 1kV e 69kV estabelecidas pelo PRODIST

Tensão de atendimento (TA)	Faixa de variação de leitura (TL) em relação à tensão de referencia (TR)
Adequada	$0,93 TR \leq TL \leq 1,05 TR$
Precária	$0,90 TR \leq TL \leq 0,93TR$
Crítica	$TL < 0,90TR$ ou $TL > 1,05TR$

Fonte: ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica – *Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional – PRODIST, Módulo 8 – Qualidade da Energia Elétrica*, 2008.

Portanto, os limites inferior e superior considerados neste trabalho são 0,93pu e 1,05pu respectivamente, uma vez a tensão de referencia escolhida foi 1 pu.

3.1.3.2 Limite de corrente

A corrente que passa pelos ramos é outro fator que limita a penetração de potência na rede e pode ser medida pela chamada ampacidade. A ampacidade diz respeito a capacidade de condução do ramo sem alteração de sua estrutura física e sua condutância. Os valores de ampacidade para cada tipo de condutor utilizado no alimentador é apresentado na Tabela A.1 do apêndice.

3.1.4 Variáveis de saída

Após análise de todas as configurações consideradas do alimentador tem-se como variáveis de saída: a configuração que permite maior penetração da GDFV e os ramos cujas correntes se aproximam do limite.

3.1.4.1 Configuração escolhida

O resultado da configuração a ser escolhida se baseia no resultado das máximas tensões obtidas para todas as configurações e a não violação do limite de corrente. Ou seja, dentre todas as configurações, aquela cuja máxima tensão obtida nas barras está

mais distante de alcançar 1,05 pu será a configuração indicada, se claro, não tiver o limite de corrente alcançado.

Os recursos de manobra automáticos, então, constituem parte importante do estudo pois possibilitam que o fluxo de potência trafegue por diferentes ramos, e portanto perfis de tensão e corrente diferenciados para cada configuração. De modo que a rede, após a inserção de GDFV, pode ter melhores resultados para uma ou outra configuração. Vale ressaltar que esse processo é dinâmico, ou seja, a melhor configuração de hoje pode não ser a de amanhã, visto que a demanda consumida e a energia gerada variam.

3.1.4.2 Correntes excedente nos ramos

Sendo a corrente um dos fatores limitantes, o objetivo de se apresentar os ramos cuja correntes estão próximas a exceder o limite (acima de 90%) é indicar quais os pontos que, se reforçados, podem tornar o sistema ainda mais robusto à penetração de GDFV. Nesse caso, o reforços são a substituição dos cabos indicados, por cabos com maior ampacidade que estão dentro dos padrões estabelecidos pela concessionária.

Vale ressaltar que os ramos só são apresentados para os casos em que os limites de tensões não são ultrapassados, já que mesmo com os reforços nos ramos, as tensões nas barras ainda serão um fator limitante.

3.1.4.3 Tensões excedentes nas barras

3.1.5 Outras hipóteses adotadas

Além das hipóteses já apresentadas, adotam-se as seguintes hipóteses simplificadoras:

- A geração distribuída fotovoltaica opera com fator de potência unitário, ou seja, produz apenas potência ativa, por isso é modelada como carga negativa nas barras de consumo;
- A temperatura não influencia a GDFV;
- Não há ocorrência de ilhamento não-intencional em nenhuma parte do circuito;

- Todos os equipamentos estão operando em regime permanente e sem sobrecarga, inclusive os transitórios entre o fechamento de um recurso e a abertura de outro não são abordados, bem como os transitórios provenientes inversores dos sistemas fotovoltaicos;
- Todas as unidades consumidoras são do tipo residencial com telhados disponíveis para a instalação de painéis fotovoltaicos;

3.1.6 O algoritmo

O algoritmo recebe como entradas os parâmetros do alimentador na configuração base, os valores de irradiância solar, a carga das unidades consumidoras e a área a ser coberta pelos painéis fotovoltaicos por cada UC. Em seguida são analisados os resultados do fluxo de potência após a inserção de GDFV. A partir daí, é verificado se algum limite é ultrapassado. Em caso negativo, nenhuma outra configuração é indicada e o resultado é manter a situação inicial, ou seja, nenhum recurso de manobra deve ser acionado. Em caso positivo, todas as demais configurações são simuladas, de modo que estas passam a ser também parâmetros de entrada. Por fim, é indicado o melhor desses arranjos. Se forem identificadas correntes acima do limite em situações em que o limite de tensão não é alcançado, esses ramos também são apresentados. Vale ressaltar que as simulações são realizadas antes dos recursos serem operados, uma vez que são elas que indicam a tomada de decisão, ou seja, a saída do algoritmo é a entrada de um sistema de automação que opera os recursos de manobra.

Essa rotina está ilustrada para um determinado momento do dia, mas monitora em tempo real todas as horas do dia. No caso, o instante escolhido foi às 14 horas, pois nessa hora pôde-se verificar a maior injeção de potência possível, considerando o alto valor da irradiância e o baixo valor da demanda no instante analisado. O algoritmo detalhado é descrito no item a seguir, juntamente com o fluxograma da Figura 3.5.

3.1.7 O algoritmo detalhado

1. Inicialmente importa-se as variáveis de entrada (irradiância, potências consumidas e geradas), bem como os parâmetros elétricos do alimentador, que são as entradas

fixas. Em um caso real, a proposta é que o sistema monitore constantemente as potências consumida e gerada e tenha o alimentador modelado.

2. Executa-se o fluxo de potência para a configuração 1, considerada neste trabalho como sendo a configuração base.

3. Inicializam-se as variáveis usadas no cálculo da potência gerada pelos painéis fotovoltaicos (número de unidades consumidoras, área de painéis por unidade consumidora e eficiência dos painéis) e define-se a hora do dia a ser analisada. A proposta é que na prática, o sistema faça essa análise de instante a instante.

4. A variável *Limite* avaliará se algum limite (tensão e/ou corrente) foi transposto, de modo que se ela permanecer com valor igual a zero, significa que nenhum desses parâmetros estão fora dos limites.

5. Calcula-se a potência gerada pela GDFV a ser inserida em cada barra.

6. Calculam-se as potências ativa resultantes (demanda - GDFV) e as potências reativa (provenientes apenas da demanda) de cada barra.

7. Executa-se novamente o fluxo de potência com os novos valores obtidos.

8. Executado o fluxo de potência, calcula-se as correntes que passam por todos os ramos do alimentador

9. Verificam-se se todas tensões das barras e correntes nos ramos estão dentro da faixa limite. Se alguma das barras tiver tensão fora da faixa de 0,91 e 1,05 pu, a variável *Limite* assume a letra “V”. Se por algum ramo passa corrente de carga acima de 100% de sua ampacidade, a variável *Limite* assume a letra “I”. Se os limites de tensão e correntes forem ultrapassados concomitantemente, então *Limite* será igual a “V/I”.

10. Identifica-se a maior tensão atingida e em que barra ocorreu, bem como a maior corrente obtida e as barras de partida e chegada da mesma.

11. Identifica-se os ramos cujas correntes estão acima de 90% para o caso que não há sobretensão.

12. Se *Limite* for igual a zero então é mostrado 'MANTER CONFIGURAÇÃO BASE' e encerra-se a rotina.

13. Se *Limite* for diferente de zero, então todos os passos de 2 a 12 são repetidos para todas as 6 outras configurações.

14. Após a análise de tensões e correntes de todas configurações, é mostrado para cada uma das 7 configurações avaliadas: o valor da maior tensão obtida, qual barra ocorreu, o valor da máxima corrente, suas barras de partida e chegada e o valor da variável *Limite*.

15. Por fim, é apresentada a configuração a ser escolhida dentre as 7 analisadas da seguinte forma: para as situações em que o limite de corrente não foi alcançado, identifica-se dentre as máximas tensões (obtidas no passo 10) de cada configuração, qual está mais distante de alcançar 1,05 pu. Portanto, a configuração que apresentar a menor tensão dentre as máximas tensões obtidas, será a configuração a ser escolhida. A saída do algoritmo então é a entrada para um sistema de automação que opera os recursos de manobra.

16. Se nenhuma das configurações for possível, ou seja, se todas elas apresentarem alcance de um dos limites, então é mostrado 'NÃO HÁ CONFIGURAÇÕES POSSÍVEIS E PARTE DA GERAÇÃO DISTRIBUÍDA DEVE SER RETIRADA DA REDE' e encerra-se a rotina.

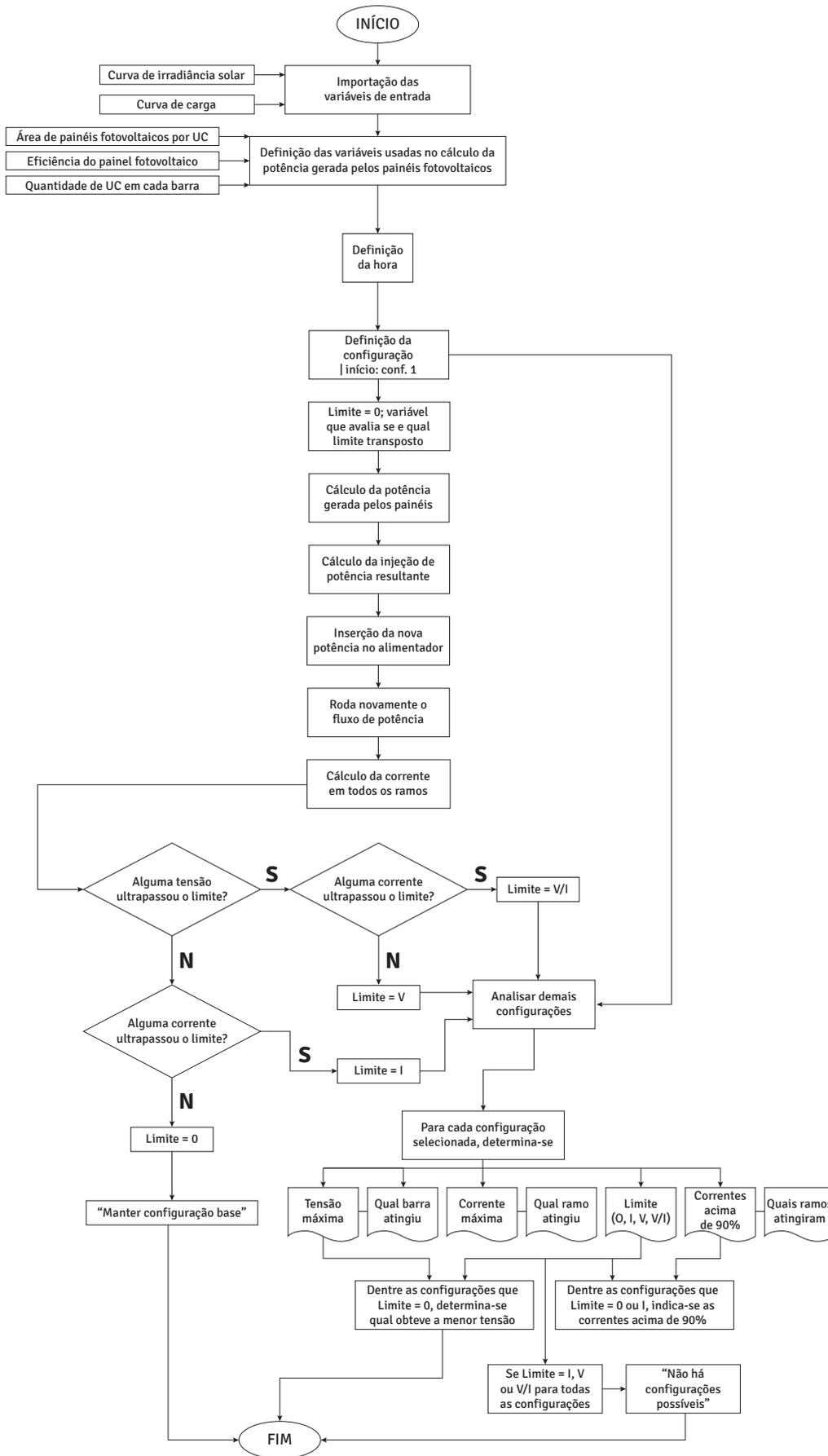


Figura 3.5- Fluxograma do algoritmo

3.2 Materiais

3.2.1 Ferramentas computacionais

As simulações são realizadas no ambiente virtual MATLAB® (*Matrix Laboratory*), desenvolvido pela MATHWORKS©. O software é um ambiente iterativo de programação de alta performance cujo elemento básico é uma matriz. O sistema permite o desenvolvimento de algoritmos, processamento de sinais, construção de gráficos, modelagem para cálculos numéricos e análise de dados.

Além do MATLAB® foi utilizado o pacote de simulação MATPOWER. O pacote é composto de arquivos-texto que contêm uma sequência de comandos do MATLAB® criados para resolver de maneira simples, problemas de fluxo de potência e de fluxo ótimo de potência. O MATPOWER foi desenvolvido por Ray D. Zimmerman, Carlos E. Murillo- Sánchez e Deqiang Gan sob direção de Robert J. Thomas no centro de pesquisa PSERC (*Power Systems Engineering Research Center*) da Universidade de Cornell, no estado de Nova Iorque, nos Estados Unidos. O pacote é uma ferramenta *open source*, por isso há várias outras contribuições, mas continua sendo desenvolvido e mantido sob a direção de Ray Zimmerman. (ZIMMERMAN, et al., 2011).

Para a organização e tratamento dos dados usou-se o Excel®, software do pacote Office da Microsoft©. Para as representações ilustrativas, foi utilizado o CorelDraw®, programa de desenho vetorial bidimensional desenvolvido pela Corel Corporation©.

3.2.2 Alimentadores IEEE

Nos últimos anos, muitos programas computacionais têm sido desenvolvido para análise de alimentadores trifásicos de distribuição. Os programas utilizam uma ampla variedade de técnicas iterativas e variam desde de muito simples, com muitas suposições simplificadoras, até modelos muito sofisticados, com pouca ou nenhuma hipótese simplificadora. Com tantos programas diferentes disponíveis existe uma

necessidade de se ter uma referência para alimentadores de ensaio, de modo que o resultados de vários programas podem ser comparados. (IEEE, 2010)

Em 1992, um documento foi publicado pelo IEEE *Distribution Planning Working Group*, com o propósito de disponibilizar um conjunto comum de dados que poderia ser usado por desenvolvedores de programas e usuários para verificar a regularidade de suas soluções em análises de alimentadores de distribuição. (IEEE, 2010)

Portanto, para uma boa comparação de diferentes softwares, esses alimentadores elaborados pelo IEEE podem ser utilizados como referência. A seguir, estão dispostas algumas das principais variáveis que esses alimentadores de teste levam em consideração (LOPES, 2011).

3.2.2.1 Cargas

Pode-se considerar que as cargas estão concentradas nas barras, ou assumir que estão uniformemente distribuídas. As cargas podem ser trifásicas (em delta ou estrela, balanceadas ou não) ou monofásicas (conectadas entre fase-terra ou fase-fase). Elas podem ser do tipo PQ (potências ativa e reativa constantes), Z (Impedância constante) ou I (corrente constante). O IEEE não trata do modelo ZIP em seus alimentadores de teste. O consumo das cargas são dados em kW e kVAr ou kW e em função do fator de potência. Cargas do tipo Z e I devem ter as unidades em kW e kVAr convertidas para suas respectivas grandezas, considerando-se a tensão na carga de 1 pu (LOPES, 2011).

3.2.2.2 Banco de capacitores

Os bancos de capacitores trifásicos podem ser conectados em estrela ou em delta. Os monofásicos podem ser conectados fase-fase ou fase-terra. O modelo considera esse elemento como uma susceptância constante e potência reativa nominal em kvar (LOPES, 2011).

3.2.2.3 Condutores

Dados dos condutores são disponibilizados como: material, resistência por quilômetro, diâmetro externo em centímetros, raio médio e ampacidade (em Ampères). São também apresentadas as características do cabo neutro e do condutor blindado utilizado.

Além dos dados dos condutores, o IEEE fornece dados de espaçamento entre cruzetas de alimentadores aéreos e espaçamento subterrâneo. Tais informações são importantes, já que têm influência sobre a indutância mútua dos condutores. A Figura 3.6 apresenta as distâncias em centímetros entre as cruzetas, além das distâncias para três fases e neutro, duas fases e três fios, e sistema monofásico mais o neutro (LOPES, 2011).

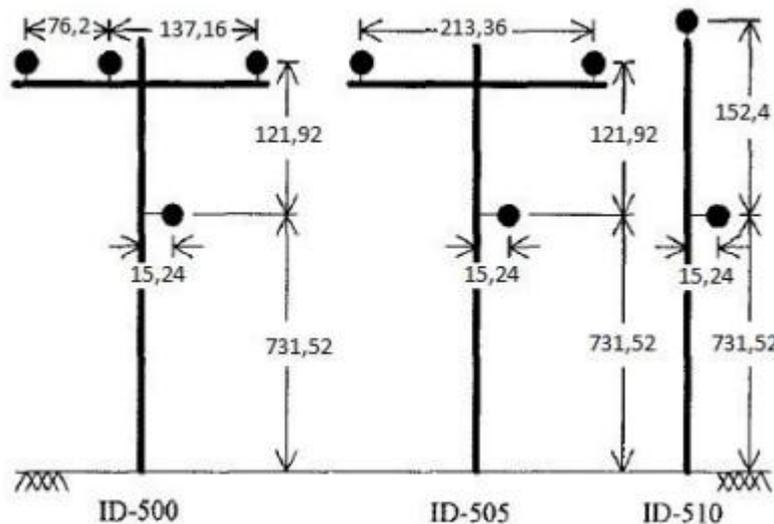


Figura 3.6- Espaçamento entre os condutores

Fonte: IEE PES – *Power & Energy Society. Distribution Test Feeders*. Disponível em: <<http://ewh.ieee.org/soc/pes/dsacom/testfeeders/index.html>>. Acesso: 18 jun. 2015 (modificado).

A Figura 3.7 dispõe os espaçamentos das linhas subterrâneas. As distâncias são dadas em centímetros para o caso trifásico e monofásico a dois fios (Lopes, 2011).

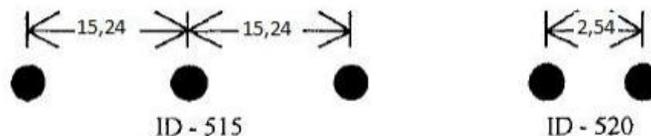


Figura 3.7- Espaçamento entre os condutores subterrâneos.

Fonte: IEEE PES – *Power & Energy Society. Distribution Test Feeders. Disponível em: <<http://ewh.ieee.org/soc/pes/dsacom/testfeeders/index.html>>. Acesso: 18 jun. 2015 (modificado).*

3.2.2.4 Reguladores de tensão

Os reguladores são considerados como sendo do tipo *step-type* e podem ser trifásicos ou monofásicos. Segundo Lopes, 2011 as posições do tap são determinadas pelo circuito compensador, dado por:

- Largura de banda: a tolerância para cima ou para baixo da tensão desejada, usualmente de 2 volts
- Compensador: resistência (R) e reatância (X) equivalentes entre regulador e o ponto de regulação calibrada em volts
- Nível de tensão: tensão desejada para ser mantida no ponto da regulação;
- Relação do TP: relação de espiras do transformador de potencial que alimenta o circuito compensador
- Relação do TC: relação da corrente no primário do transformador de corrente que alimenta o circuito compensador.

3.2.3 O Alimentador de 123 Barras do IEEE

O alimentador de 123 barras do IEEE, representado pelo diagrama unifilar na Figura 3.8, foi escolhido porque o estudo considera a presença de recursos de manobra na rede. Além disso, a escolha do alimentador foi feita baseada no fato de não haver problemas de convergência e por ser referencia para várias outras simulações de sistemas de distribuição (IEEE PES, 1992). Algumas características importantes:

- As cargas são desbalanceadas com todas as combinações de tipos de carga (PQ, I constante, Z constante)

- Todas as cargas são localizadas e concentradas nas barras
- Presença de quatro reguladores de tensão do tipo *step-type* que permitem um bom teste para assegurar se a mudança dos *taps* individuais está coordenada com os outros reguladores
- Presença de bancos de capacitores shunt que ajudam a solucionar problemas de queda de tensão
- Há diversas possibilidades de recurso que mudam o fluxo de potência
- Há 11 chaves que fazem manobras, conexão a outros alimentadores, conexão a transformadores e a reguladores de tensão
- O alimentador opera em tensão de 4,16kV (considerada atípica para o caso de redes de distribuição brasileiros)
- O comprimento total do alimentador é cerca 11.775 m, e o consumo é 3.490kW de potência ativa e 1.920 kVAr de potência reativa. Isso significa que o alimentador em questão pode se tratar de um alimentador de um pequeno bairro.

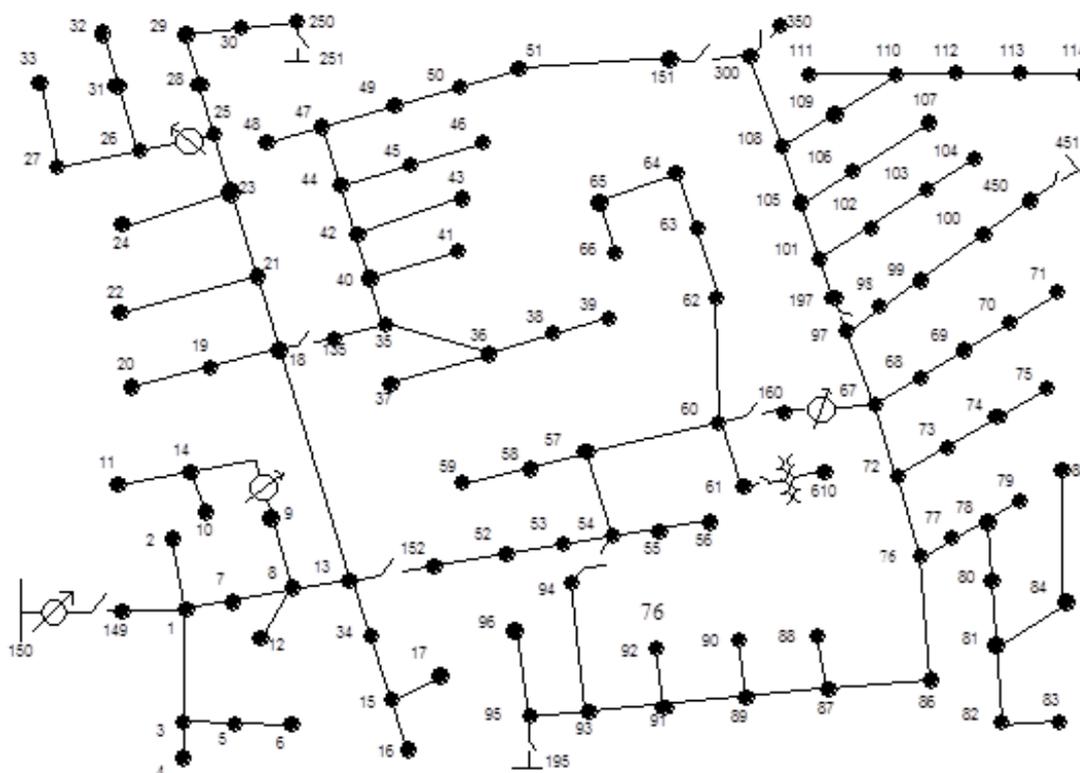


Figura 3.8- Diagrama unifilar do alimentador de 123 barras do IEEE.

Fonte: IEEE PES – Power & Energy Society. *Distribution Test Feeders*. Disponível em: <<http://ewh.ieee.org/soc/pes/dsacom/testfeeders/index.html>>. Acesso: 26 abr. 2015.

Os alimentadores do IEEE são desenvolvidos para testar programas de fluxo de carga, por isso que eles possuem diversos detalhes. Como estudo em questão é outro, pode-se simplificar vários pontos sem prejuízo para os resultados, pois apenas descartam-se os parâmetros que não influenciam o objetivo do trabalho. Na seção seguinte são apresentadas tais simplificações, além de modificações que visam tornar o estudo mais próximo de um caso real.

3.2.4 Alimentador de 123 barras modificado

3.2.4.1 Eliminação de barras

Algumas barras do alimentador original tem o objetivo de conectá-lo a outros alimentadores, e como não foi feita nenhuma conexão desse tipo e não possuem carga instalada, essas barras foram suprimidas sem causar nenhuma alteração ao resultado do estudo. As barras eliminadas foram : 195, 251, 350 e 451.

3.2.4.2 Transformador

No alimentador original entre as barras 60 e 160, há um transformador abaixador trifásico 4,16kV/380V que opera em vazio, por isso ele também foi suprimido.

3.2.4.3 Renumeração das barras

Devido a características do MATPOWER, as barras do alimentador original tiveram de ser renomeadas. A Tabela A.1 do Anexo A apresenta a nova numeração. A partir desse ponto todas as análises e referências levam em conta essa nova numeração. A Figura 3.9 representa o alimentador modelado como sendo trifásico em escala 1:100 (exceto pelas chaves, reguladores de tensão e capacitores) com a nova numeração.

3.2.4.4 Subestação

Entre as barras 149 e 150 do alimentador original, há um regulador de tensão e uma chave. A barra 150, o regulador de tensão e a chave seccionadora foram eliminados, a fim de tornar o alimentador mais simples e reduzir o número de barras. Substituir o

regulador de tensão por uma barra de tensão constante, tem exatamente o mesmo efeito, portanto, não só o alimentador realmente fica mais simples, mas também com a mesma precisão.

Eliminando o regulador de tensão e a barra 149, a subestação estará na barra 124 (correspondente a 149 do alimentador original) e será a barra de referência para tensão, fixada em 1 pu. Este valor foi escolhido por tornar a análise dos resultados mais simples, já que a tensão da subestação afeta diretamente o aumento de tensão em todas as barras e o resultado da penetração fotovoltaica varia com a mudança desse valor.

3.2.4.5 Reguladores de Tensão

Os reguladores de tensão tem como função elevar a tensão em determinados pontos da rede, com o intuito de evitar subtensão na rede. Pelo fato do alimentador ser relativamente longo, as quedas de tensão inerentes ao sistema se dão de forma acentuada. Com a eliminação do regulador de tensão da subestação, o alimentador passa a possuir apenas 3 reguladores.

Como o pacote de simulação de fluxo de potência utilizado neste trabalho, não permite a modelagem de reguladores de tensão, os reguladores sob estudo são modelados como transformadores com *tap* variável. O IEEE fornece os dados de resistência e reatância por fase de cada um dos reguladores em pu, então para modelar esses dispositivos como transformadores, é preciso converter esses valores para a base do sistema (5MVA), conforme a equação 3.2:

$$Z_{Base\ Sistema} = Z_{Base\ Regulador} \times \frac{Z_{Base\ Sistema}}{Z_{Base\ Regulador}} \quad (3.2)$$

A tensão de saída da subestação foi ajustada em 1,017 pu e os valores dos *taps* dos reguladores de tensão foram configurados conforme a Tabela 3.2.

Tabela 3.2- tap dos reguladores de tensão

Regulador	Conecta as barras	tap
1	69 - 8	0,9999
2	18 - 20	0,9999
3	68 - 36	0,993 ou 1,007

Além disso, o MATPOWER considera que os parâmetros de entrada são trifásicos. Assim, os reguladores que não são originalmente trifásicos são considerados como tal e o valor da impedância considerado foi a média aritmética dos valores fornecidos pelo IEEE de cada fase. Os novos valores de resistência e reatância para cada regulador são apresentados na Tabela 3.3

Tabela 3.3 - Resistências e reatâncias dos reguladores de tensão IEEE 123 barras em pu

	Regulador 1	Regulador 2	Regulador 3
Ramo	69-8	18-20	68-36
R (pu)	0,16014	0,16014	0,05641
X (pu)	0,16014	0,16014	0,13530

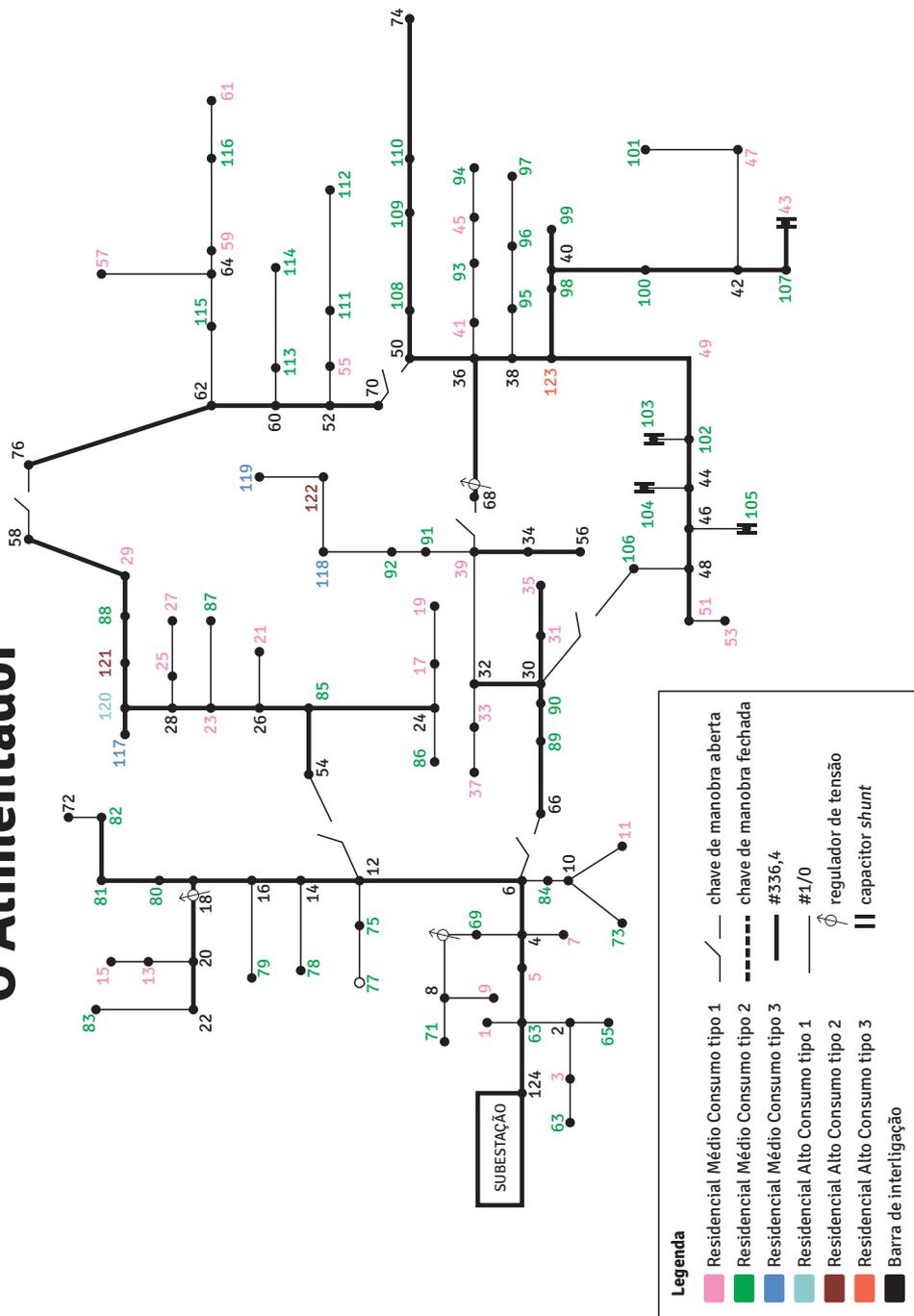
3.2.4.6 Capacitores

O alimentador original possui 4 capacitores *shunt* que foram mantidos no alimentador. Porém, os capacitores da barra 43 que inicialmente tinha o valor de 600kVAr foi reduzido para 300 kVAr. Isso porque este capacitor foi projetado para o alimentador operando em carga máxima, portanto a tensão na barra 43 alcançaria valores muito superiores a 1,05 pu em momentos de menor consumo de potência. A Tabela 3.4 mostra as barras e os valores da potência trifásica de cada banco de capacitor, já considerados no sistema original como trifásico.

Tabela 3.4- Potência trifásica dos capacitores shunt do alimentador IEEE de 123 barras.

Barra	Potência (kVAr)
43	300
103	50
104	50
105	50
Total	450

O Alimentador



Fonte: FERREIRA, ARTHUR AMARAL Determinação do Limite de Penetração da Geração Distribuída Fotovoltaica em Alimentadores Radiais considerando Recursos de Manobra [Distrito Federal] 2013.xvi, 178p., 210 x 297 mm (ENE/FT/UnB, Engenheiro Eletricista, 2013).(Modificado)

Figura 3.9- Diagrama unifilar do alimentador de 123 barras do IEEE modificado e com nova numeração

3.2.4.7 Condutores Subterrâneos

No alimentador original, o trecho que liga as barras 39, 91, 92, 118, 122 e 119 é subterrâneo. Porém, considera-se tais trechos subterrâneos como sendo aéreos, de modo que o novo alimentador é totalmente aéreo. Assim, com apenas poucos tipos de condutores, a análise dos resultados é facilitada. Os valores das reatâncias dos cabos serão apresentados mais a frente.

3.2.4.8 Chaves de manobra

Nas simulações, as chaves de manobra foram consideradas como condutores cuja seção é a mesma dos condutores nas proximidades da chave. Para evitar problemas de convergência do código, as chaves foram substituídas por condutores de 5 metros de comprimento. Então, como todas as chaves do alimentador foram substituídas por cabos de 336,4 mm de seção e 5 m de comprimento.

3.2.4.9 Bases do Sistema em pu

Em sistemas elétricos com diferentes níveis de tensão, em geral, usa-se o chamado sistema por unidade (pu). Este sistema facilita muito a análise do circuito pois consiste na normalização das grandezas envolvidas, podendo inclusive suprimir os transformadores, pois os diferentes níveis de tensão do sistema serão eliminados. Além disso, os elementos da rede podem ser expressos apenas como impedâncias. Em sistemas em pu os valores são todos baseados em uma tensão base (V_{base}) e uma potência de base (S_{base}). Todas as outras bases do sistema são derivadas dessas duas bases (ALMEIDA, FREITAS, 1995).

Para o sistema em questão, o S_{base} escolhido foi 5 MVA, porque é bastante próximo da potência fornecida pela subestação para os valores máximos de carga durante um dia. Para o V_{base} foi escolhida 4,16 kV, pois é característica do sistema. Portanto, dadas as bases de potência e de tensão, as bases de corrente e de impedância são 693,93 A e 3,4611 Ω , respectivamente.

3.2.4.10 Resistência dos condutores

A resistência de condutores pode ser determinada a partir de seu comprimento e de sua seção transversal. Para o alimentador usado no estudo, o IEEE fornece os comprimentos dos ramos e o valor da seção transversal para cada trecho. Uma vez que os comprimentos dos trechos são fornecidos em *pés*, fez-se necessário a conversão para quilômetros. Esses dados estão expressos na Tabela C.1 do anexo C. Além disso, é fornecido também os dados de resistência por unidade de comprimento para cada seção de condutor utilizado para uma dada temperatura que são apresentados Tabela A.1 do apêndice. A partir dessas informações, pode-se determinar a resistência conforme a Equação 3.3.

$$R[\Omega] = r \left[\frac{\Omega}{km} \right] * L[km] \quad (3.3)$$

O alimentador em questão possui apenas dois tipos de condutores: ACSR 336,4 e ACSR #1/0. ACSR (*Aluminum Conductors Steel Reinforced*) trata-se de condutores concêntrico, reunidos em uma ou mais camadas de fios de alumínio ao redor de uma alma de aço galvanizado. A Tabela B.1 do anexo B apresenta os valores em *ohms* e em *pu* das resistências e reatâncias de cada trecho do alimentador, bem com os limites de ampacidade para cada um dos condutores.

3.2.4.11 Reatâncias no alimentador

O IEEE concede informações da disposição dos condutores de fase e neutro em postes e cruzetas, permitindo maior acurácia nos cálculos da indutância mútua entre os condutores. Contudo neste estudo, os valores das reatâncias das linhas são obtidos de forma simplificada, da mesma forma que as resistências. Ou seja, a reatância nesse caso pode ser obtida pela Equação 3.4.

$$X[\Omega] = x \left[\frac{\Omega}{km} \right] * L[km] \quad (3.4)$$

Essa simplificação é amplamente utilizada em livros e artigos científicos que tratam do assunto. Isso porque a hipótese de que o sistema elétrico é trifásico, simétrico e

equilibrado, permite sua resolução por fase e fazendo-se uso apenas das componentes de sequência positiva. Além disso, as indutâncias própria e a mútua entre os condutores já estão incluídas nesses cálculos (Lopes, 2011).

Dado que o IEEE não fornece os dados de reatância para os ramos dos seus alimentadores, mas somente a distância entre as fases dos alimentadores, recorreu-se à norma CEB NTD 1.02 – Critérios para Projeto de Redes Aéreas Urbanas Convencionais, para determinar tais dados. Essa norma especifica para cada distância equivalente entre as cruzetas numa temperatura de 50°C, a resistência elétrica e a reatância indutiva. Foi escolhida então, 1089mm de distância entre as cruzetas, por se tratar da distância mais próxima do valor estabelecido pelo IEEE para o alimentador de 123 barras. A Tabela 3.5 apresenta os dados de reatâncias fornecidos pela NTD 1.02 (CEB, 2002).

Tabela 3.5 - Parâmetros dos condutores elétricos com uma distância equivalente de 1089 mm entre as fases.

Tamanho do condutor em AWG ou kcmil	Reatância indutiva a 60 Hz [ohm/km]	Razão entre reatância e resistência (X/R)
336,4	0,387	2,04
#1/0	0,435	0,72

Fonte: CEB – Companhia Energética de Brasília. *NTD 1.02 – Critérios para Projeto de Redes Aéreas de Distribuição*. 2a edição, 2002.

3.2.4.12 Potência consumida pelas cargas

Os alimentadores do IEEE são baseados em um caso real, contudo consideram um instante apenas. Uma vez que o estudo avalia as variáveis ao longo de um dia, e que estas não estão representadas dessa forma no alimentador original, algumas mudanças são necessárias. As cargas PQ que originalmente tem valores fixos e estão localizadas em grande parte das barras, são substituídas por cargas que variam de acordo com a hora do dia, além de equilibradas, simétricas e trifásicas, a fim de simplificar o estudo.

A demanda é influenciada por uma série de fatores como o período do ano, condições climáticas, dia da semana e quantidade de carga instalada na unidade consumidora.

Portanto, a fim de tornar o estudo mais próximo do caso real, são utilizadas 6 curvas de demanda que variam ao longo do dia e são apresentados na Figura 3.6.

As curvas de carga utilizadas neste trabalho representam valores típicos de redes de distribuição de energia elétrica para unidades consumidoras residenciais. Elas são resultado de uma longa pesquisa e campanha de medição, além do tratamento estatístico dos mesmos (Figueiredo, 2009). Contudo, as cargas do alimentador original, como já dito, representam um instante apenas, por isso as curvas de carga tiveram que ser ajustadas de tal maneira que os seus valores de pico não ultrapassem os valores de carga estabelecidos pelo IEEE.

Em Lopes, 2011, as curvas apresentadas correspondem à demanda diversificada de um transformador que alimenta 72 unidades consumidoras, e uma vez que o IEEE não informa a quantidade de consumidores conectados a cada barra, foi adotado também o valor de 72 UC's para cada barra de carga do alimentador.

Vale ressaltar que neste estudo o alimentador é modelado apenas com cargas residenciais, por conta da maior possibilidade em se ter a instalação de GDFV em telhados desses tipos de unidades consumidoras. As curvas de consumo consideradas então, são de unidades residenciais e são classificadas de acordo com o seu nível de consumo, obtendo-se então 6 curvas diferentes, correspondentes a 72 UC's cada uma. As unidades consumidoras são divididas em Residenciais de Médio Consumo e Residenciais de Alto Consumo; e para cada um desses 2 tipos há 3 subtipos. Os dados foram coletados de unidades consumidoras alimentadas em baixa tensão, ou seja 380 V, em dias úteis, sábados e domingos. Todavia será considerado neste trabalho somente os dados para um dia útil, haja vista que não há necessidade da análise de mais de um dia para demonstrar o método.

As barras de consumo são classificadas de acordo com o tipo de curva de carga ligadas à elas. A Tabela 3.6 apresenta os tipos de barras e a demanda máxima de cada uma delas, baseado nos dados fornecidos pelo IEEE em relação às cargas fixas. Na Figura 3.10 são apresentadas as curvas de carga utilizadas, ou seja, as seis curvas de carga para um dia útil típico.

Tabela 3.6-Demanda diversificada máxima de 72 unidades consumidoras em cada barra de carga

Tipo de barra	Demanda Diversificada Máxima da barra de 72 UC's (kW)
Residencial Médio Consumo Tipo 1	20
Residencial Médio Consumo Tipo 2	40
Residencial Médio Consumo Tipo 3	75
Residencial Alto Consumo Tipo 1	105
Residencial Alto Consumo Tipo 2	140
Residencial Alto Consumo Tipo 3	245

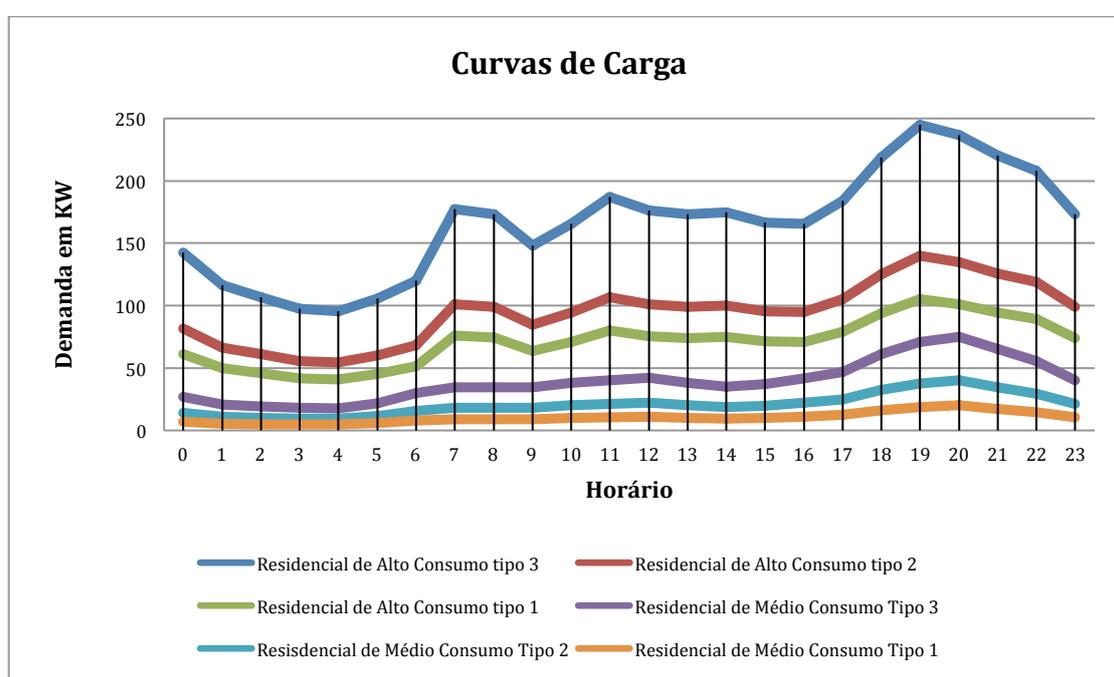


Figura 3.10- Curva de demanda de todos tipos de unidades consumidoras em um dia útil típico.

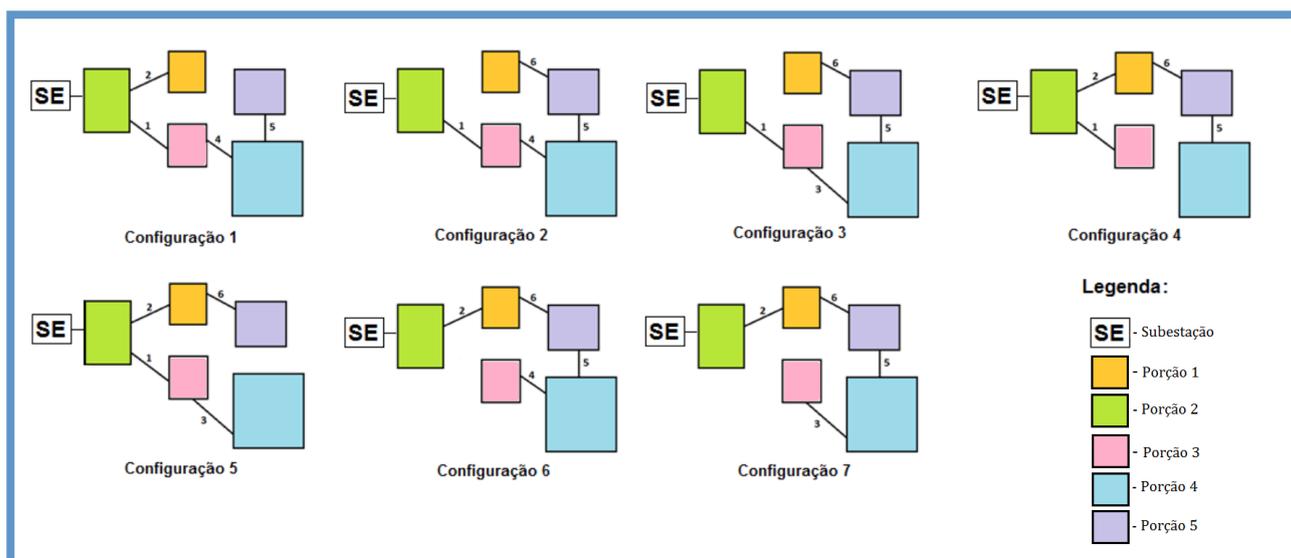
3.2.4.13 Configurações do alimentador

Uma vez que o presente estudo analisa a influência dos recursos de manobra em alimentadores radiais em relação a injeção de potência gerada pela GDFV, apenas 7 das 12 configurações possíveis para o alimentador são analisadas, pois somente essas permitem que seja obtida uma topologia radial para o alimentador. As topologias em anel ou malha não são consideradas, pois há modificação da potência de curto-circuito, o que afeta os dispositivos de proteção do circuito.

Para permitir maior compreensão do alimentador, as configurações radiais são apresentadas de maneira esquemática na Figura 3.11 e na Tabela 3.7. Na Figura 3.11, os retângulos coloridos representam as porções do alimentador que se unem pelas chaves de manobra que são representadas pelas linhas em preto, juntamente com suas identificações indicadas na Tabela 3.7.

Tabela 3.7-Configurações radiais do alimentador

Configuração 1		Configuração 2	
Chaves Fechadas	Barras conectadas	Chaves Fechadas	Barras conectadas
1	6 – 66	1	6 – 66
2	12 – 54	4	39 – 68
4	39 – 68	5	50 – 70
5	50 – 70	6	58 – 76
Configuração 3		Configuração 4	
Chaves Fechadas	Barras conectadas	Chaves Fechadas	Barras conectadas
1	6 – 66	1	6 – 66
3	30 – 106	2	12 – 54
5	50 – 70	5	50 – 70
6	58 – 76	6	58 – 76
Configuração 5		Configuração 6	
Chaves Fechadas	Barras conectadas	Chaves Fechadas	Barras conectadas
1	6 – 66	2	12 – 54
2	12 – 54	3	30 – 106
3	30 – 106	5	50 – 70
6	58 – 76	6	58 – 76
Configuração 7			
Chaves Fechadas	Barras conectadas		
2	12 – 54		
3	30 – 106		
5	50 – 70		
6	58 – 76		



Fonte: FERREIRA, ARTHUR AMARAL. Determinação do Limite de Penetração da Geração Distribuída Fotovoltaica em Alimentadores Radiais considerando Recursos de Manobra [Distrito Federal] 2013.xvi, 178p., 210 x 297 mm (ENE/FT/UnB, Engenheiro Eletricista, 2013).(Modificado)

Figura 3.11- Configurações radiais do alimentador

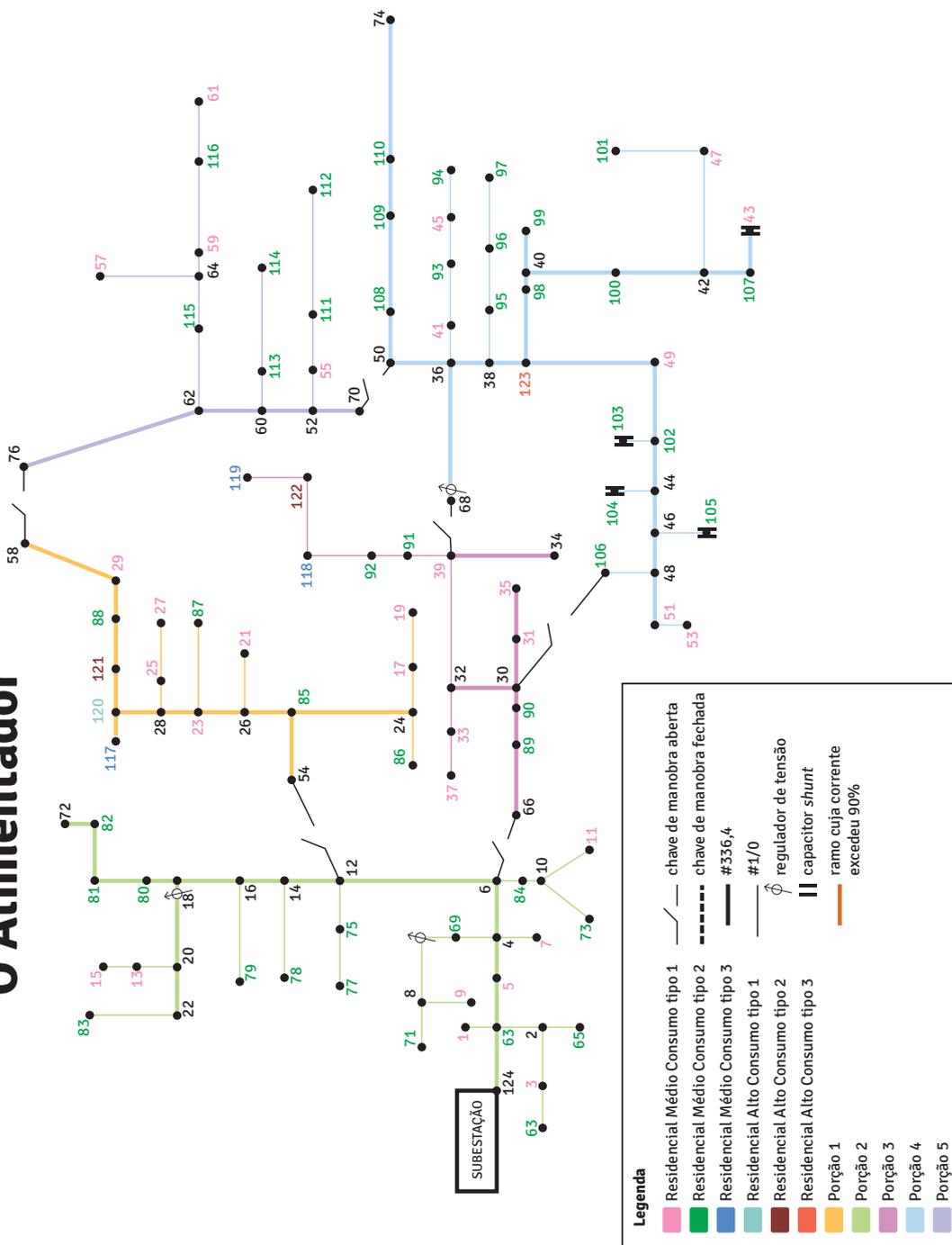
3.2.5 O Alimentador consolidado

Após todas as modificações e simplificações feitas no alimentador original do IEEE de 123 barras, obtem-se um alimentador com 1 barra de referência, 85 barras de carga, 38 barras de interconexão e possibilidade de 12 arranjos diferentes considerando recursos de manobra, sendo usada somente 7. Uma vez que há 72 unidades consumidoras em cada barras, o alimentador possui um total de 6120 UC's. Além disso, cada agrupamento do alimentador então, tem uma certa quantidade de carga instalada. A Tabela 3.8 expressa essas quantidades e a Figura 3.10 mostra o alimentador concretizado.

Tabela 3.8- Carga instalada em cada porção do alimentador

Porção do alimentador	Total de barras médio consumo tipo 1	Total de barras médio consumo tipo 2	Total de barras médio consumo tipo 3	Total de barras de consumo tipo 1	Total de barras de consumo tipo 2	Total de barras de consumo tipo 3	Total de Potência consumida às 14h (em kW)
1	7	4	1	1	1	0	351,58
2	8	15	0	0	0	0	357,96
3	5	4	2	0	1	0	293,09
4	7	18	0	0	0	1	580,01
5	4	6	0	0	0	0	150,72
Total	31	47	3	1	2	1	1.733,36

O Alimentador



Fonte: FERREIRA, ARTHUR AMARAL Determinação do Limite de Penetração da Geração Distribuída Fotovoltaica em Alimentadores Radiais considerando Recursos de Manobra [Distrito Federal] 2013.xvi, 178p., 210 x 297 mm (ENE/FT/UnB, Engenheiro Eletricista, 2013).(Modificado)

Figura 3.12- Diagrama unifilar do alimentador teste de 123 barras do IEEE modificado.

4 Resultados e Discussões

Neste capítulo são apresentados os resultados e a análise completa de 3 cenários. Cada cenário levou em consideração diferentes distribuições de painéis fotovoltaicos no alimentador, além de diferentes quantidades de potência injetada, de modo a observar o comportamento do alimentador e do método apresentados.

4.1 Parâmetros utilizados

4.1.1 Horário

Para todas as simulações considera-se a análise de apenas um momento do dia. Isso porque para o estudo em questão não se faz necessária a análise de todas as horas do dia, para a demonstração do método. Mas vale ressaltar que num caso real, o monitoramento de barras, ramos e potências deve ser feito a todo instante.

O momento escolhido foi às 14 horas, pois é o horário em que há grande injeção de potência na rede, devido à elevada irradiância média (655,3 W/m) e o pouco consumo do período, por ser tratarem de unidades consumidoras residenciais. Esse resultado foi constatado pela realização de simulações em todas as horas do dia para o primeiro caso considerado.

4.1.2 Distribuição da GDFV no alimentador

Há diversas possibilidades de distribuição da GDFV no alimentador. Neste estudo, são exemplificadas 3 dessas possibilidades, mas vale ressaltar que o método serve para qualquer outra opção que venha a ser considerada.

O primeiro cenário considera a instalação da mesma quantidade de painéis fotovoltaicos em todos os tipos de barras, supondo que todas as unidades consumidoras tenham a mesma capacidade de instalação.

No segundo cenário, todas as barras possuem GDFV, mas a quantidade de FV em cada barra é proporcional ao consumo total (de todo o dia) das unidades consumidoras da barra em questão. Portanto, as barras com maior demanda, possuem a maior quantidade de FV instalados, e por sua vez, as barras cujos consumidores tem menor

demanda possuem a menor quantidade de FV instalados. Dessa forma, supõe-se a instalação de GDFV esteja ligada ao poder econômico de cada tipo de unidade consumidora.

No terceiro cenário, considerou-se a instalação de GDFV somente numa porção do alimentador, a porção 3. Nesse caso, a quantidade de painéis instalados é a mesma para todas as barras consideradas, independente da quantidade de energia consumida em cada barra. Este cenário visa observar o comportamento do alimentador quando somente uma parte do alimentador tem GDFV, semelhante a situação em que haja GDFV concentrada em um condomínio localizado no centro do alimentador.

4.1.3 Estratégia de análise

Para a análise do estudo, adota-se o seguinte estratégia:

- Determinação do limite de penetração para a configuração base
- Incremento de GDFV
- Determinação da máxima penetração permitida pelo método

4.2 Cenário 1: GDFV iguais

4.2.1 Determinação do limite de penetração para a configuração base

No primeiro momento, usando o algoritmo descrito no capítulo 3, analisa-se a partir de quanta potência gerada pela GDFV, a configuração base não seria uma opção viável. Constatou-se portanto, que até 10 m² de área de painéis fotovoltaicos por UC (totalizando 2807,31 kW em todo alimentador) a configuração base comporta toda a GDFV. A partir de 11 m² de área de PV, ou seja, 504,58 W de potência por UC (um total de 3088,03 kW em todo o alimentador), a configuração 1 não deve ser mais permitida, e as demais possibilidades passam a ser analisadas. Sendo a potência ativa total consumida por todas as UC's no instante considerado igual a 1733,36 kW, então a potência total injetada na rede é 1354,43 kW.

O resultado da Tabela 4.1 apresenta que o limite alcançado na configuração 1 foi a tensão. O algoritmo analisou essa situação e identificou quais das várias possibilidades de combinação entre os recursos de manobra geram o melhor resultado. Todas as demais configurações seriam possíveis, sendo a 5 a escolhida, porque

permite que a máxima tensão obtida no alimentador seja a menor possível. Portanto, o algoritmo reconfigura a rede, permitindo que um limite maior seja possível.

Tabela 4.1- Resultado do cenário 1 para 3.088,03 kW de potência gerada.

Nº da configuração	Tensão máxima obtida (em pu)	Barra atingida	Máxima corrente obtida (em pu)	Barra de partida da corrente máxima	Barra de chegada da corrente máxima	Limite alcançado
1	1,051	43	0,411	124	63	V
2	1,0466	43	0,4106	124	63	0
3	1,0314	43	0,4123	124	63	0
4	1,0391	43	0,4117	124	63	0
5	1,0304	43	0,4128	124	63	0
6	1,0369	43	0,4113	124	63	0
7	1,0367	43	0,4113	124	63	0

4.2.2 Incremento da GDFV

Incrementando a GD no alimentador, considera-se a instalação de 13 m² de painéis fotovoltaicos em todas as unidades consumidoras. Isso significa que às 14 horas é gerada por cada UC 596,32 W de potência ativa. Uma vez que há 85 barras no alimentador e cada uma delas tem 72 UC's conectadas, 3649,47 kW de potência é gerada por meio da GDFV em todo alimentador, então a potência total injetada na rede é 1916,11 kW. Nessa circunstância, a partir da Tabela 4.2, observa-se que somente o limite de tensão foi alcançado na configuração 1 (Figura 4.1), e a nova configuração a ser assumida pelo alimentador é a 5 (Figura 4.2).

Tabela 4.2- Resultado da cenário 1 para 3.649,47 kW de potência gerada

Nº da configuração	Tensão máxima obtida (em pu)	Barra atingida	Máxima corrente obtida (em pu)	Barra de partida da corrente máxima	Barra de chegada da corrente máxima	Limite alcançado
1	1,0584	43	0,5652	124	63	V
2	1,0550	43	0,5639	124	63	V
3	1,0358	43	0,5666	124	63	0
4	1,0459	43	0,5660	124	63	0
5	1,0355	43	0,5680	124	63	0
6	1,0452	37	0,5647	124	63	0
7	1,0445	43	0,5647	124	63	0

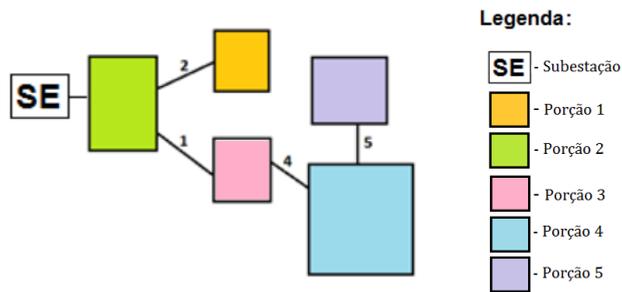


Figura 4.1- Esquemático da configuração 1

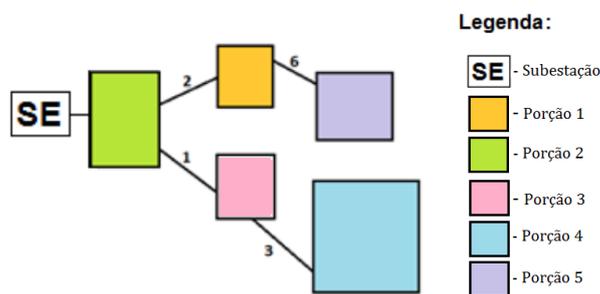


Figura 4.2- Esquemático da configuração 5

Analisando as Figura 4.3 e 4.4, observa-se que as barras cujas tensões ultrapassaram o limite de 1,05 pu estão localizadas nas porções 4 e 5 do alimentador. Isso porque a porção 4 possui o maior número de unidades consumidoras, e portanto é a que gera mais potência (1116,31 kW), como apresenta a Tabela 4.3. Mas mesmo que maior também seja a potência consumida (580,01 kW), a quantidade de potência injetada é proporcionalmente bem maior em relação ao restante do alimentador.

No caso da porção 5, embora a potência gerada seja a menor dentre as demais (429,35 kW), menor também é a potência consumida, portanto grande quantidade de potência é injetada. Além disso, na configuração base, essa porção encontra-se adjacente a porção 4 e no extremo do alimentador, o que faz com que o perfil de tensões se altere ainda mais, já que a distância física da barra em relação a subestação influencia proporcionalmente a magnitude do aumento da tensão.

Tabela 4.3- Total de potência consumida e gerada por cada porção do alimentador

Porção do alimentador	Potência consumida às 14h (em kW)	Potência gerada às 14h (em kW)
1	351,58	601,09
2	357,96	987,51
3	293,09	515,22
4	580,01	1116,31
5	150,72	429,35
Total	1733,36	3796

Na nova configuração, a porção 5 que antes se ligava a porção 4, agora se conecta a porção 1, permitindo que haja um melhor balanço da potência gerada e consumida em relação a subestação, que passa a se localizar mais ao centro do alimentador, como pode-se ver nas Figuras 4.1 e 4.2. Dessa maneira, ao acionar as chaves 5 e 6, permite-se a instalação de 842,16,44 kW a mais de potência, uma vez que não será necessário desconectar GDFV.

Observa-se também que a barra 43 é a de maior tensão na maior parte da configurações, devido a dois fatores: presença do banco de capacitores e influência do regulador de tensão nº 3 na magnitude da tensão na barra. Além disso, nota-se que o ramo entre as barras 124 e 63 é o que atingiu maior valor percentual de relativo à capacidade de condução de corrente do condutor, pois se localiza logo na saída da subestação, por onde passa a maior parte da potência.

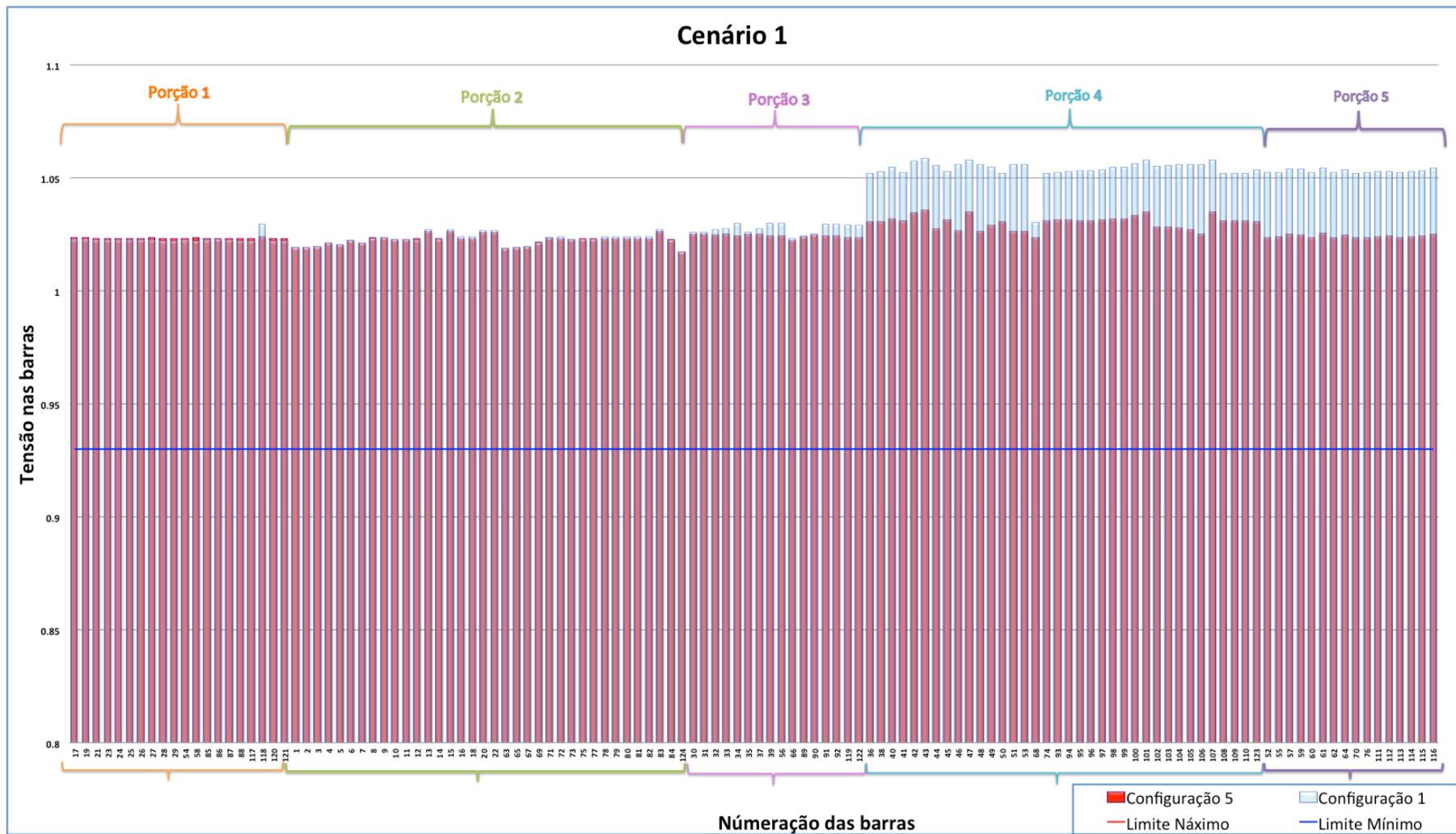


Figura 4.3- Tensões em todas as barras do alimentador para 3.649,47 kW de potência gerada no cenário 1

Cenário 1

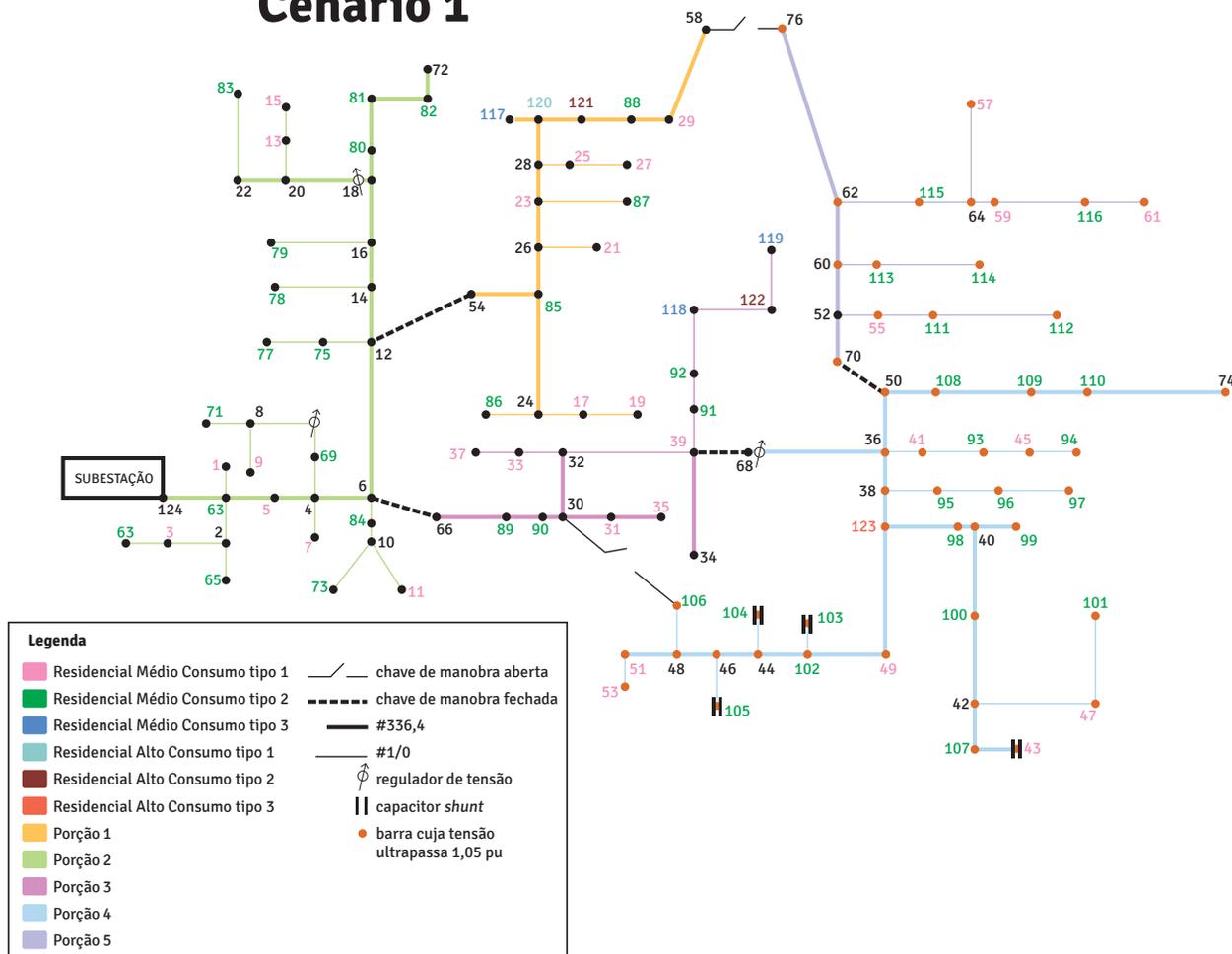


Figura 4.4-Diagrama unifilar do alimentador no cenário 1 para 3.649,47 kW de potência gerada

4.2.3 Determinação da máxima penetração de GDFV

Considerou-se o aumento ainda maior da área dos painéis fotovoltaicos e por conseguinte aumento da potência injetada, a fim de verificar até que ponto o alimentador suporta a injeção de potência pela GDFV considerando o acionamento dos recursos de manobra. Se a área de painéis for 18 m² por UC, então 5053,15 kW de potência proveniente da GDFV é gerada em todo o alimentador. Nesse caso, o algoritmo apresenta novamente a configuração 5 como sendo a configuração a ser assumida pelo alimentador e somente o limite de tensão é atingido, como pode-se observar na Tabela 4.4. Portanto, considerando esse sistema, a instalação de 80% a mais de potência ativa pode ser admitida..

Tabela 4.4 - Resultado do cenário 1 para 5.053,15 kW de potência gerada

Nº da configuração	Tensão máxima obtida (em pu)	Barra atingida	Máxima corrente obtida (em pu)	Barra de partida da corrente máxima	Barra de chegada da corrente máxima	Limite alcançado
1	1,0754	43	0,9483	124	63	V
2	1,0739	43	0,9434	124	63	V
3	1,0488	61	0,9505	124	63	0
4	1,0617	43	0,9498	124	63	V
5	1,0454	43	0,9552	124	63	0
6	1,0647	37	0,9452	124	63	V
7	1,0624	43	0,9449	124	63	V

Além do resultado da configuração, somente para os casos que não atingiram o limite de tensão, o algoritmo apresenta os condutores cujas correntes estão acima de 90%, ou seja, para as configurações 3 (Tabela 4.5) e 5 (Tabela 4.6). Esse resultado indica que reforçando os 120 metros do ramo entre as barras 124 e 63 (localizado na saída da subestação), ou seja, 1,02% do alimentador, pode-se ter ainda mais potência injetada caso o limite de tensão não seja atingido.

Tabela 4.5- Ramo com corrente acima de 90% para a configuração 3, com geração de 5.053,15 kW

Nº do ramo	Corrente	Barra de partida	Barra de chegada
114	0.9505	124	63

Tabela 4.6- Ramo com corrente acima de 90% para a configuração 5, com geração de 5.053,15 kW

Nº do ramo	Corrente	Barra de partida	Barra de chegada
114	0,9552	124	63

Aumentando ainda mais a área de painéis para 20 m², 5.614,61 kW de potência é gerada. A partir dos resultados do algoritmo apresentados na Tabela 4.7, nota-se que os limites de tensão e corrente são atingidos em todos os casos, com exceção da configuração 5 que atinge o limite apenas de corrente. Isso significa que nenhuma configuração seria possível e parte da GD teria que ser desligada da rede de distribuição pelo CDGD. Contudo, havendo reforços dos ramos apresentados pelo algoritmo na Tabela 4.8, é possível que esses 5614,61 kW de potência possam ser gerados sem atingir qualquer limite, já que tensões e correntes estariam dentro da margem permitida. Dessa forma, é possível que 100% a mais de potência possa ser gerada, em função do acionamento da configuração 5 e dos tais reforços, sem que seja necessária desconexão de GDFV da rede.

Tabela 4.7- Resultado do cenário 1 para 5.614,61 kW de potência gerada

Nº da configuração	Tensão máxima obtida (em pu)	Barra atingida	Máxima corrente obtida (em pu)	Barra de partida da corrente máxima	Barra de chegada da corrente máxima	Limite alcançado
1	1,0818	43	1,1001	124	63	V/I
2	1,0807	43	1,0934	124	63	V/I
3	1,0547	61	1,1027	124	63	V/I
4	1,0676	43	1,1019	124	63	V/I
5	1,0491	43	1,1091	124	63	I
6	1,0719	37	1,0955	124	63	V/I
7	1,069	43	1,0951	124	63	V/I

Tabela 4.8- Resultado do cenário 1 para os ramos a serem reforçados considerando 5.614,61 kW de potência gerada

Corrente	Barra de partida	Barra de chegada
1,0358	63	5
1,0197	5	4
0,9606	4	6
1,1091	124	63

Os ramos a serem reforçados (Tabela 4.8) são por onde a maior potência trafega, já que são os ramos principais do alimentador (saída da subestação), como pode-se ver na Figura 4.4. Esses ramos somam 360 metros e corresponde a 3,06 % do alimentador.

A partir de 21 m² de painéis por UC, ou seja, a partir de um total de 5985,34 kW de potência gerada, não há mais configurações possíveis, porque em todas as situações há alcance dos limites de tensão e corrente, portanto mesmo que haja reforços em todos os ramos do alimentador, nenhum arranjo de chaves permite que as tensões estejam abaixo do valor limitante, como é apresentado pelo algoritmo na Tabela 4.9. Então, só a partir daí é necessário a supressão de parte da GDFV da rede.

Tabela 4.9- Resultado do cenário 1 para 5985,34 kW de potência gerada

Nº da configuração	Tensão máxima obtida (em pu)	Barra atingida	Máxima corrente obtida (em pu)	Barra de partida da corrente máxima	Barra de chegada da corrente máxima	Limite alcançado
1	1,0848	43	1,1756	124	63	V/I
2	1,0839	43	1,1680	124	63	V/I
3	1,0575	61	1,1785	124	63	V/I
4	1,0705	43	1,1776	124	63	V/I
5	1,051	43	1,1858	124	63	V/I
6	1,0753	37	1,1704	124	63	V/I
7	1,0723	119	1,1699	124	63	V/I

O resultados obtidos mostram que a configuração 5, quando a distribuição de painéis é igual e em todas as barras, confere ao alimentador maior robustez. Isso porque se trata do arranjo que permite que mais potência possa ser injetada sem que haja extrapolação dos limites de tensão ou corrente, dado que se permite melhor balanço da potência gerada e consumida em relação a subestação. Além disso, essa configuração permite que haja instalação de no máximo 20 m² de painéis

fotovoltaicos em cada unidade consumidora, permitindo que haja penetração de 3881,25 kW de potência advinda da GDFV em todo o alimentador.

4.3 Cenário 2: GDFV proporcional ao consumo

4.3.1 Determinação do limite de penetração para a configuração base

Este cenário considera a quantidade de painéis proporcional à potência total consumida de cada tipo de UC. Primeiramente identificou-se que até 2920,42 kW (distribuído conforme a Tabela 4.10), a configuração base suporta toda a GDFV. A partir de um total de 3505,13 kW (distribuído de acordo com a Tabela 4.11), a configuração base não é mais permitida, e as demais possibilidades devem ser analisadas, a menos que parte da GDFV seja retirada da rede de distribuição, como mostra a Tabela 4.12.

Nesse caso, 1771,77 kW de potência é injetada na rede, e o algoritmo apresenta a configuração 5 como resultado.

Tabela 4.10- potência consumida, área de painéis instalados e potência gerada por cada tipo de unidade consumidora para 2920,42kW.

Tipo de barra	Potência demandada durante todo o dia em cada barra (em kW)	Área de painéis em cada barra (m ²)	Potência total gerada em cada barra (em kW)	Potência total gerada no alimentador por tipo de barra (em kW)
Médio consumo tipo 1	695,40	432,00	16,51	511,92
Médio consumo tipo 2	1390,80	864,00	33,03	1552,27
Médio consumo tipo 3	2.607,75	1620,00	61,92	185,78
Alto consumo tipo 1	4707,86	2924,64	111,79	111,79
Alto consumo tipo 2	6272,51	3896,64	148,95	297,90
Alto consumo tipo 3	10980,37	6821,28	260,75	260,95
Total				2920,42

Tabela 4.11- potência consumida, área de painéis instalados e potência gerada por cada tipo de unidade consumidora para 3505,13 kW.

Tipo de barra	Área de	Potência	Potência total
---------------	---------	----------	----------------

	painéis em cada barra (m²)	total gerada em cada barra (em kW)	gerada no alimentador por tipo de barra (em kW)
Médio consumo tipo 1	432,00	19,82	614.42
Médio consumo tipo 2	864,00	39,64	1863.08
Médio consumo tipo 3	1620,00	74,32	222.96
Alto consumo tipo 1	2924,64	134,18	134.18
Alto consumo tipo 2	3896,64	178,77	357.54
Alto consumo tipo 3	6821,28	312,95	312.95
Total			3505.13

Reconfigurando a rede então, permite-se que um limite maior de penetração seja possível. Então incrementa-se a geração distribuída, como um benefício direto da atuação do SCADA na REI via CDGD.

Tabela 4.12 Resultado do cenário 2 para 3505,13 kW de potência gerada

Nº da configuração	Tensão máxima obtida (em pu)	Barra atingida	Máxima corrente obtida (em pu)	Barra de partida da corrente máxima	Barra de chegada da corrente máxima	Limite alcançado
1	1,0576	43	0,525	124	63	V
2	1,0556	43	0,5232	124	63	V
3	1,0360	43	0,5260	124	63	0
4	1,0455	43	0,5256	124	63	0
5	1,0359	43	0,5274	124	63	0
6	1,0483	119	0,5240	124	63	0
7	1,0452	43	0,5239	124	63	0

4.3.2 Incremento da GDFV

Incrementando a DG, considera-se a instalação de 4672,66 kW de potência, conforme a Tabela 4.13, de modo que 2939,30 kW de potência é injetada. Para esse caso, o algoritmo obteve a configuração 5 novamente como resultado, como mostra a Tabela 4.14.

Tabela 4.13- Distribuição 4672,66 kW de potência gerada por tipo de consumidor

Tipo de barra	Área de painéis em cada barra (m²)	Potência total gerada em cada barra (em kW)	Potência total gerada no alimentador por tipo de barra (em kW)
Médio consumo tipo 1	576,00	26,42	819,03

Médio consumo tipo 2	1152,00	52,84	2483,48
Médio consumo tipo 3	2160,00	99,08	297,44
Alto consumo tipo 1	3899,52	178,86	178,88
Alto consumo tipo 2	5195,52	238,31	476,65
Alto consumo tipo 3	9.095,04	417,17	417,18
Total			4672,66

Tabela 4.14- Resultado do cenário 2 para 4672,66 kW de potência gerada

Nº da configuração	Tensão máxima obtida (em pu)	Barra atingida	Máxima corrente obtida (em pu)	Barra de partida da corrente máxima	Barra de chegada da corrente máxima	Limite alcançado
1	1,0723	43	0,8442	124	63	V
2	1,0721	43	0,8385	124	63	V
3	1,0471	43	0,8452	124	63	0
4	1,0592	43	0,8449	124	63	V
5	1,0446	43	0,8495	124	63	0
6	1,0669	119	0,8399	124	63	V
7	1,0641	119	0,8395	124	63	V

Para essa situação, a Figura 4.5 mostra as tensões em todas as barras nas configurações 1 e 5. Nota-se que todas as barras cujas tensões ultrapassaram o limite permitido estão localizadas nas porções 4 e 5 do alimentador, semelhante ao que ocorreu no primeiro cenário. Da mesma maneira, a porção 4 é responsável pela maior geração de potência e a porção 5, além de ter a menor potência consumida, encontra-se no extremo do alimentador (na configuração 1), conforme apresenta a Tabela 4.15 e a Figura 4.5.

A configuração 5 então, permite que haja um melhor balanço da potência gerada e consumida no alimentador. Portanto, ao acionar as chaves 5 e 6, permite-se a instalação de cerca de 1752,24 kW de potência a mais em relação ao limite permitido pela configuração base.

Tabela 4.15- Distribuição da potência consumida e 4672,66 kW de potência gerada e por porção do alimentador

Porção do alimentador	Potência consumida às 14h (em kW)	Potência gerada às 14h (em kW)
1	351,58	912,60
2	357,96	1004,02
3	293,09	779,97
4	580,01	1553,33
5	150,72	422,74
Total	1733,36	4936

Novamente a barra 43 é onde ocorre maior tensão na maior parte da configurações e o ramo entre as barras 124 e 63 é o que passa maior corrente. Isso acontece também pelos mesmos motivos: presença do banco de capacitores, influência do regulador de tensão n° 3 na magnitude da tensão na barra e localização do ramo logo na saída do alimentador.

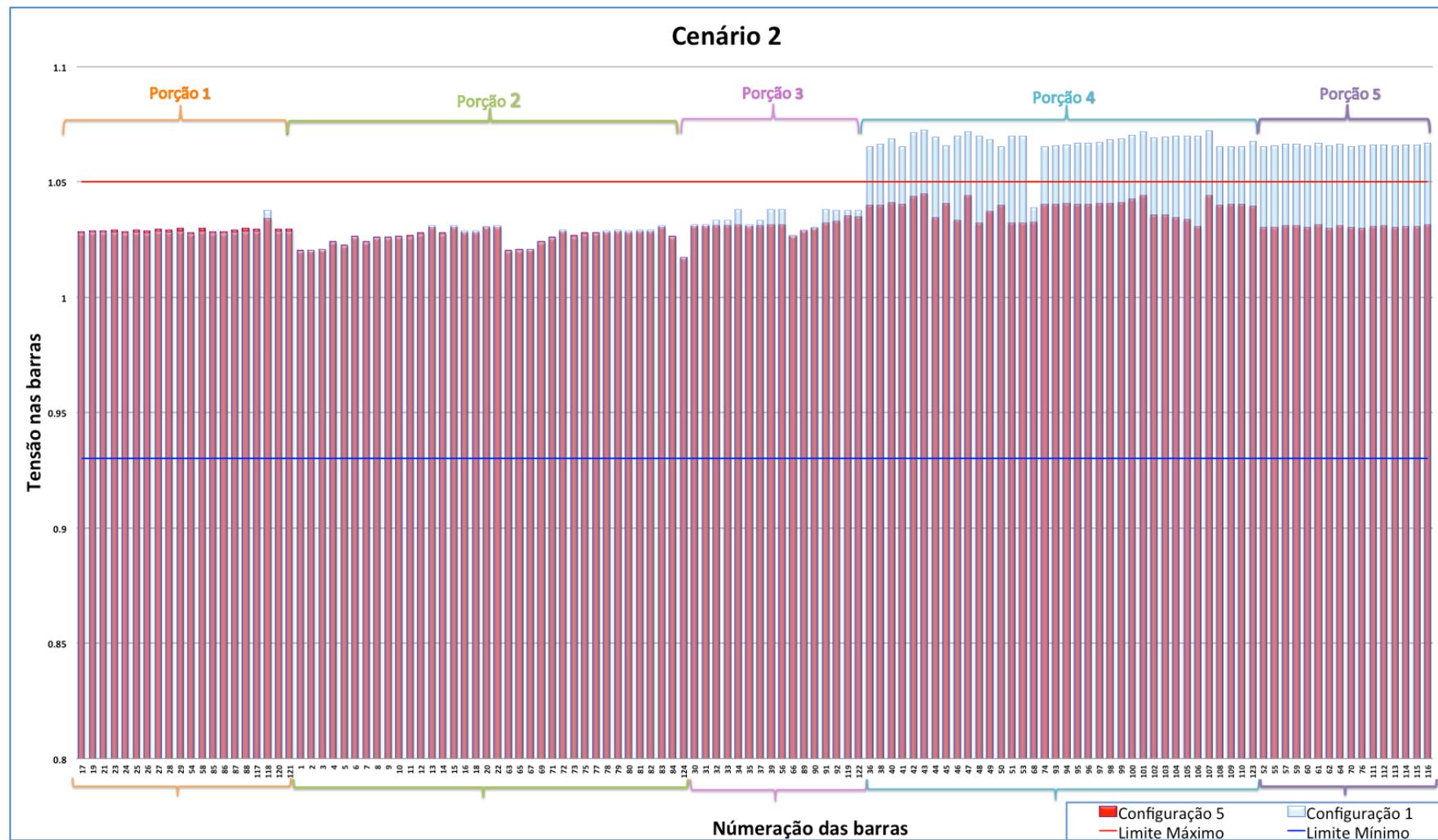


Figura 4.5- Tensões em todas as barras do alimentador para 4672,66 kW de potência gerada no cenário 2

4.3.3 Determinação da máxima penetração de GDFV

Por fim, considerou-se o aumento da potência injetada, de modo de verificar o comportamento do alimentador em relação ao limite máximo de penetração. Então, se 5255,97 kW de potência proveniente da GDFV é gerada (Tabela 4.16), o algoritmo apresenta que os limites de tensão e corrente são atingidos em todos os casos (Tabela 4.17), com exceção da configuração 5 que atinge o limite apenas de corrente. Ou seja, nenhuma configuração seria possível e parte da GD teria que ser desconectada da rede de distribuição. Todavia, havendo reforços dos ramos identificados pelo algoritmo (Tabela 4.18), é possível que o alimentador suporte essa injeção de 3522,61 kW de potência sem atingir qualquer limite, já que tensões e correntes estariam dentro de permitido.

Tabela 4.16- Distribuição 5255,97 kW de potência gerada por tipo de consumidor

Tipo de barra	Área de painéis em cada barra (m ²)	Potência total gerada em cada barra (em kW)	Potência total gerada no alimentador por tipo de barra (em kW)
Médio consumo tipo 1	648	29,72	921,32
Médio consumo tipo 2	1296	59,44	2793,68
Médio consumo tipo 3	2430	111,45	334,35
Alto consumo tipo 1	4386,96	201,20	201,20
Alto consumo tipo 2	5844,96	268,07	536,14
Alto consumo tipo 3	10231,92	469,28	469,28
Total			5451

Tabela 4.17- Resultado do cenário 2 para 5255,97 kW de potência gerada

Nº da configuração	Tensão máxima obtida (em pu)	Barra atingida	Máxima corrente obtida (em pu)	Barra de partida da corrente máxima	Barra de chegada da corrente máxima	Limite alcançado
1	1,0792	43	1,0024	124	63	V/I
2	1,0796	43	0,9944	124	63	V
3	1,0523	43	1,0034	124	63	V/I
4	1,0656	43	1,0032	124	63	V/I
5	1,0488	43	1,0096	124	63	I
6	1,0755	119	0,9961	124	63	V
7	1,0731	119	0,9957	124	63	V

Tabela 4.18- Resultado do cenário 2 para os ramos a serem reforçados considerando na configuração 5 com 5255,97 kW de potência gerada

Corrente	Barra de partida	Barra de chegada
1,0096	124	63
0,9624	63	5
0,9565	5	4
0,9213	4	6

Da mesma maneira que no cenário 1, os ramos a serem reforçados são os ramos principais do alimentador (saída da subestação) e correspondem a 3,06 % do alimentador.

Aumentando a potência gerada pelos painéis para 5841,29 kW, conforme a Tabela 4.19, não há mais configurações possíveis, porque em todas as situações há alcance dos limites de tensão e corrente, como é apresentado pelo algoritmo na Tabela 4.20. Então, só a partir daí é necessário a supressão de parte da GDFV da rede.

Tabela 4.19- Distribuição 5841,29 kW de potência gerada por tipo de consumidor

Tipo de consumidor	Área de painéis em cada barra (m ²)	Potência total gerada em cada barra (em kW)	Potência total gerada no alimentador por tipo de barra (em kW)
Médio consumo tipo 1	720	33,03	1023,93
Médio consumo tipo 2	1440	66,06	3104,82
Médio consumo tipo 3	2700	123,85	371,55
Alto consumo tipo 1	4874,4	223,59	223,59
Alto consumo tipo 2	6494,4	297,93	595,86
Alto consumo tipo 3	11368,8	521,54	521,54
Total			6266

Tabela 4.20- Resultado do cenário 2 para 5841,29 kW de potência gerada

Nº da configuração	Tensão máxima obtida (em pu)	Barra atingida	Máxima corrente obtida (em pu)	Barra de partida da corrente máxima	Barra de chegada da corrente máxima	Limite alcançado
1	1,0858	43	1,1596	124	63	V/I
2	1,0866	43	1,149	124	63	V/I
3	1,0584	19	1,1606	124	63	V/I
4	1,0719	43	1,1605	124	63	V/I
5	1,0528	43	1,1689	124	63	V/I
6	1,0837	119	1,1512	124	63	V/I
7	1,0816	119	1,1506	124	63	V/I

Os resultados mostram que a configuração 5, quando os painéis são distribuídos em todo o alimentador proporcional a potência consumida, também confere ao alimentador maior robustez, assim como no cenário 1. Além disso, essa configuração permite que haja penetração de 2939,30 kW (60% a mais) de potência advinda da GDFV em todo o alimentador sem que seja necessário qualquer reforço, apenas acionamento das chaves 5 e 6. E havendo os reforços necessário, 80% a mais de potência pode ser gerada em relação ao limite permitido pela configuração base.

4.4 Cenário 3: GDFV em condomínio

4.4.1 Determinação do limite de penetração para a configuração base

No cenário 3, supõe-se que haja GDFV instalada apenas na porção 3 do alimentador, sendo a quantidade de painéis igual para todos os tipos de unidades consumidoras. Primeiramente, identificou através do algoritmo que até 4201,05 kW (106 m² de área de painéis por UC), a configuração 1 atende toda a GD. A partir de um total de 4240,68 kW de potência instalada (107 m² de área de painéis por UC), o alimentador não comporta toda a injeção de potência estando na configuração 1, mas também em nenhuma outra configuração, como pode-se observar na Tabela 4.21.

Tabela 4.21- Resultado do cenário 3 para 4240,68 kW de potência gerada

Nº da configuração	Tensão máxima obtida (em pu)	Barra atingida	Máxima corrente obtida (em pu)	Barra de partida da corrente máxima	Barra de chegada da corrente máxima	Limite alcançado
1	1,0464	43	1,0092	39	91	I
2	1,0419	119	1,0127	39	91	I
3	1,0506	119	1,0043	39	91	V/I
4	1,0543	119	1,2968	66	89	V/I
5	1,0545	119	1,0131	66	89	V/I
6	1,0891	119	1,2778	68	36	V/I
7	1,0941	119	1,0131	30	106	V/I

Diferente dos outros casos, o fator limitante para a configuração 1 é a corrente. Isso porque na configuração 1 a porção 3 encontra-se no centro do alimentador, de modo que há melhor balanço de potência nessa configuração que nas 3,4,5,6 e 7, permitindo que o limite de tensão não seja alcançado. A Figura 4.8 mostra a tensão em todas as

No caso da configuração 2, somente um dos ramos apresentou corrente acima de 90%, como mostra o resultado do algoritmo na Tabela 4.23. Portanto, reforçando 1,70 % do alimentador a configuração 1 seria possível e reforçando 0,63 %, a configuração 2 seria possível, de modo que 4240,68 kW de potência poderia ser gerada sem ultrapassar qualquer limite.

Tabela 4.23- Resultado do cenário 3 para os ramos a serem reforçados considerando 4240,68 kW de potência gerada na configuração 2

Corrente	Barra de partida	Barra de chegada
1,0127	39	91

4.4.2 Determinação da máxima penetração de GDFV

A fim de verificar o comportamento do alimentador em relação ao limite máximo de penetração, considerou-se o aumento da potência injetada. Observou-se que até 4835,17 kW de potencia gerada, o alimentador suportaria toda a GDFV, supondo que haja reforços nos ramos necessários (2,02 % do alimentador). O resultado do algoritmo para essa situação é apresentado nas Tabelas 4.24 e 4.25.

Tabela 4.24- Resultado do cenário 3 para 4835,17 kW de potência gerada

Nº da configuração	Tensão máxima obtida (em pu)	Barra atingida	Máxima corrente obtida (em pu)	Barra de partida da corrente máxima	Barra de chegada da corrente máxima	Limite alcançado
1	1,0514	43	1,1623	39	91	V/I
2	1,0500	119	1,1638	39	91	V/I
3	1,0582	119	1,1546	39	91	I
4	1,0617	119	1,4830	66	89	V/I
5	1,0621	119	1,2001	66	66	V/I
6	1,0942	119	1,4593	68	36	V/I
7	1,1033	119	1,4247	30	106	V/I

Tabela 4.25- Resultado do cenário 3 para os ramos a serem reforçados considerando 4835,17 kW de potência gerada na configuração 2

Corrente	Barra de partida	Barra de chegada
0,9401	30	32
1,1546	39	91
0,9093	91	92
0,9633	66	89
0,9633	6	66

Por fim, observou-se que a partir de 4874,80 kW de potência gerada (123 m² de área de painéis por UC), mesmo que haja reforço de todos os ramos do alimentador, nenhuma configuração é possível, pois o limite de tensão é atingido em todas as situações como mostra a Tabela 4.26.

Tabela 4.26- Resultado do cenário 3 para 4874,80 kW de potência gerada

Nº da configuração	Tensão máxima obtida (em pu)	Barra atingida	Máxima corrente obtida (em pu)	Barra de partida da corrente máxima	Barra de chegada da corrente máxima	Limite alcançado
1	1,0517	43	1,1724	39	91	V/I
2	1,0505	119	1,1738	39	91	V/I
3	1,0587	119	1,1646	39	91	V/I
4	1,0622	119	1,4954	66	89	V/I
5	1,0626	119	1,2125	6	66	V/I
6	1,0944	119	1,4716	68	36	V/I
7	1,1038	119	1,4365	30	106	V/I

Os resultados demonstram que, para o caso onde haja GDFV apenas na porção 3 do alimentador (igualmente distribuído nas barras), a configuração 2 confere maior robustez, por manter os níveis de tensão mais baixos. Contudo, nenhuma configuração permite que haja mais penetração de GDFV, a menos que haja reforços nos ramos mencionados.

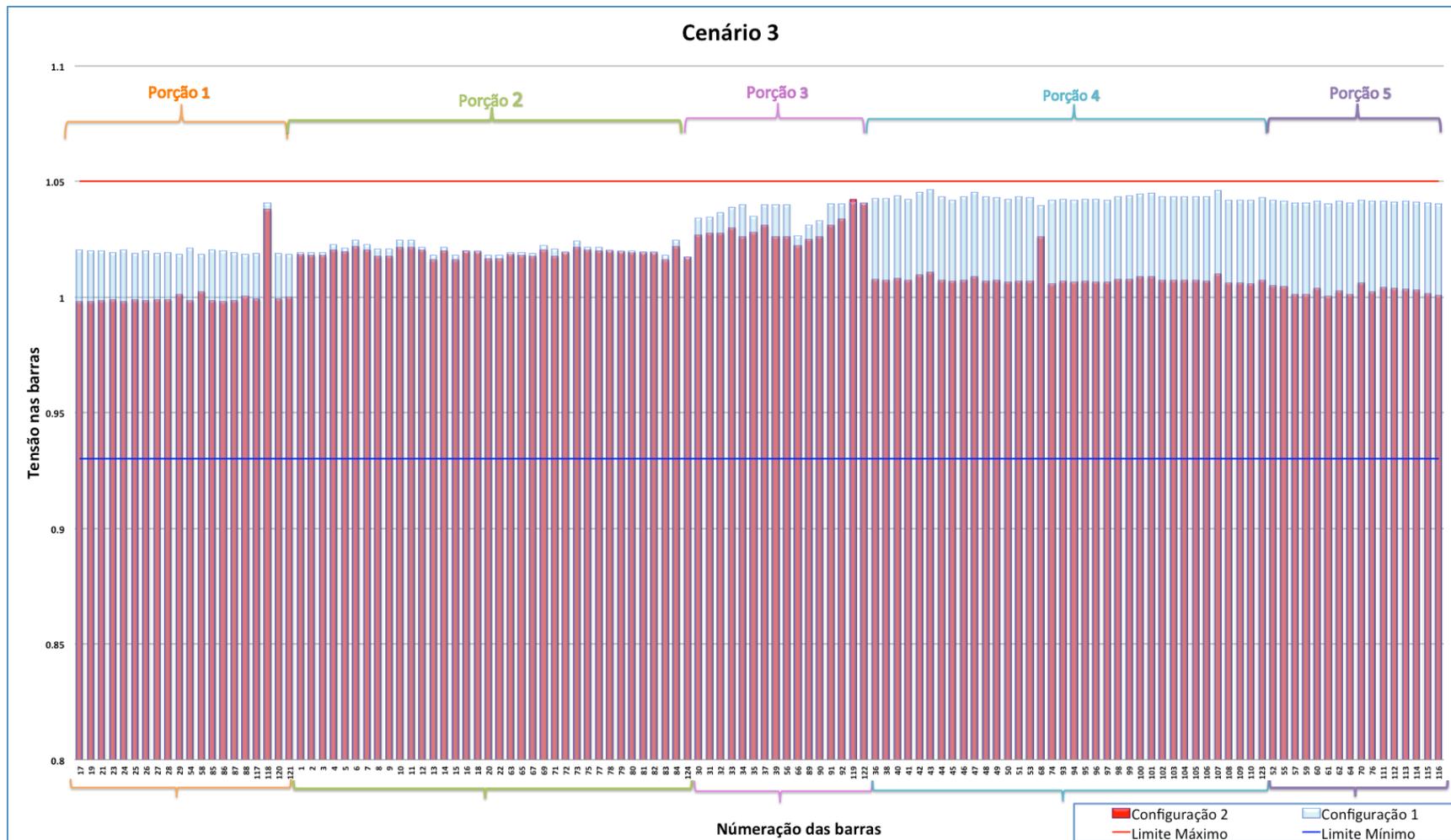


Figura 4.8 - Tensões em todas as barras do alimentador para 4240,68 kW de potência gerada no cenário 3

Cenário 3

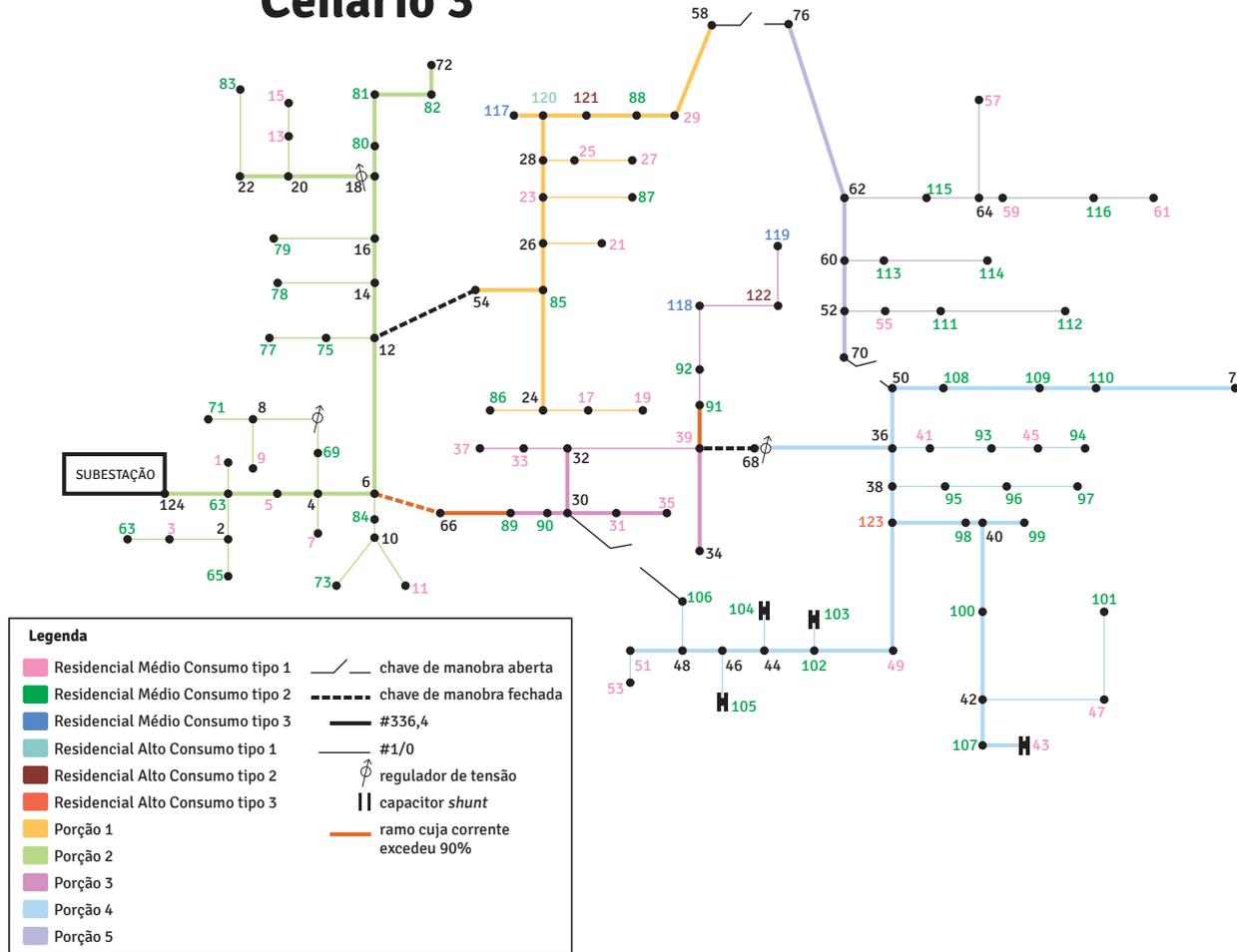


Figura 4.9- Diagrama unifilar do alimentador no cenário 3 para 4240,68 kW de potência

4.5 Síntese dos resultados

A Tabela 4.27 apresenta a síntese dos resultados obtidos quanto a máxima quantidade de potência que pode ser gerada pelos painéis considerando o método elaborado neste estudo. A tabela apresenta as máximas quantidades de potência que a configuração base e a configuração escolhida pelo algoritmo, em cada simulação, sem considerar reforços e considerando reforços nos ramos do alimentador.

Tabela 4.27- Quantidade de potência a mais que o método permite que seja gerada em cada cenário

Cenário	Máx. potência gerada que a configuração base permite (em kW)	Máx. potência gerada que configuração escolhida pelo algoritmo permite sem reforços (em kW)	% de potência a mais que o método permite que seja gerada sem reforços	Máx. potência gerada que configuração escolhida pelo algoritmo permite com reforços (em kW)	% de potência a mais que o método permite que seja gerada com reforços
GDFV iguais	2807,31	5053,15	80%	5614,61	100%
GDFV proporcional ao consumo	2920,42	4672,66	60%	5255,97	79,97%
GDFV em condomínio	4201,05	-	-	4835,17	15,09%

5 Conclusões

A crescente demanda por energia tem causado grandes emissões de CO₂. Devido a mudanças climáticas provocadas por tais emissões e a iminente escassez das fontes não renováveis, vê-se a necessidade em diversificar a geração de energia elétrica com fontes renováveis, caracterizadas pela geração distribuída. Inserir GD no sistema elétrico, causa uma série de mudanças e impactos na rede de distribuição, por isso há necessidade da criação de normas que regulamentam os setores envolvidos. Um dos resultados do esforço em controlar esses impactos é a proposta dos Centros de Despacho de Geração Distribuída que possui entre outras funções, limitar a potência injetada pela GD na rede de distribuição e controlar as tensões. Nesse sentido, a REI apresenta uma série de tecnologias que podem ser aplicadas aos CDGD.

O método proposto apresenta-se como proposta de aplicação da REI visando o desenvolvimento de uma nova funcionalidade do CDGD: a reconfiguração da rede visando dar prioridade ao despacho da GDFV. As diversas hipóteses criadas e simulações realizadas permitiram concluir que a metodologia contribui com: a) maior penetração da GDFV, evitando-se cortes de geração de energia limpa; b) melhor monitoramento e controle da rede elétrica de distribuição, evitando danos a mesma; c) identificação da transgressão dos limites de tensão ou corrente e em que ponto ocorrem e d) identificação dos reforços necessários a rede de distribuição. Ou seja, aplicando-se suportes técnicos das REI ao CDGD é possível ter uma rede elétrica de distribuição mais robusta e melhor monitorada.

O estudo de caso baseado no alimentador padrão de 123 barras do IEEE apresentou variações no que diz respeito às configurações avaliadas. Como o esperado, cada configuração apresentou um perfil de tensão e corrente distinto, de modo que pode-se verificar a configuração que permite maior penetração de GDFV.

Para as duas situações em que FV's são instalados em todo o alimentador (GDFV iguais e proporcional ao consumo), o sistema conseguiu fazer com que a porção com maior

tensão saísse do final do alimentador e ficasse mais no meio, ajudando a reduzir as tensões. O algoritmo então, identificou uma configuração que aceita 80% de GDFV em relação ao caso base, resultado esse de importância quando prioriza-se o despacho de fontes renováveis.

Para a situação em que a GDFV se encontra apenas na porção central do alimentador, o fator limitante é a corrente, de modo que nenhuma outra configuração apresenta maior permissividade à entrada de geração distribuída.

Perceberam-se fatores que influenciam na determinação do limite como: capacidade dos condutores, presença de reguladores de tensão e capacitores e demanda das unidades consumidoras. No estudo de caso, por exemplo, o capacitor localizado na barra 43 e o regulador de tensão nº 3 tiveram grande influência na magnitude da tensão na barra 43. Além disso, a seção reta dos principais condutores do alimentador influenciaram na capacidade dos mesmos em suportar a corrente proveniente da GDFV que flui em direção a subestação.

5.1 Sugestões para desenvolvimentos futuros

Não obstante as contribuições deste trabalho, muitos estudos ainda devem ser realizados para se completar o estudo acerca das REI aplicadas às CDGD. Dessa forma, apresentam-se, a seguir, recomendações para aprofundamento das análises feitas e sugestões para futuros trabalhos.

- Análise da metodologia abordada para um alimentador real
- Considerar unidades consumidoras com diferentes curvas de carga, incluindo comerciais
- Considerar outras fontes renováveis de energia
- Considerar que as REI podem atuar sobre o ajuste de TAP nos transformadores de MT/BT
- Considerar a limitação da capacidade de dispositivos como os transformadores ante às correntes que por eles passam

- Considerar que recursos das REI permitem variar a tensão de saída da subestação
- Análise dos transitórios da rede na presença de GDFV nos momentos de realização das manobras
- Considerar que recursos das REI permitem controle do banco de capacitores
- Considerar que a metodologia considere, como um dos fatores para a tomada de decisão, a análise de perdas.

Referências

- _____. IEA - *International Energy Agency. Key World Energy Statistics, 2013.*
- _____. NTD 6.09 Norma Técnica de Distribuição: *Requisitos para a Conexão de Acessantes ao Sistema de Distribuição CEB-D – Conexão em Média e Baixa Tensão.* 1a Edição, 2012.
- _____. PRODIST – Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional, Módulo 8 – Qualidade da Energia Elétrica. Disponível em <<http://www.aneel.gov.br/area.cfm?idArea=82>>. Acesso em: 17 jun. 2015.
- _____. Resolução Normativa nº 482/2012. Estabelece as condições gerais para o acesso de microgeração e minigeração distribuída aos sistemas de distribuição de energia elétrica, o sistema de compensação de energia elétrica, e dá outras providências. Disponível em: <www.aneel.gov.br>. Acesso em: 18 jun. 2015.
- _____. Std 929-2000: IEEE Recommended Practice for Utility Interface of Photovoltaic (PV) Systems. 2000. Disponível em: <ieeexplore.ieee.org>. Acesso em: 17 jun 2015.
- ABAWAJY, J., & ROBLES, R. J. (2010). Secured Communication Scheme for SCADA in Smart Grid Environment. *Journal of Security Engineering*, 7(6), 12.
- ALMEIDA, Rafael Máximo. Sistema SCADA e aplicação. Fortaleza, 2009. 68p. Monografia (Engenharia Elétrica) – Curso de Engenharia Elétrica, Setor de Tecnologia, Universidade Federal do Ceará, Fortaleza, 2009.
- ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica. Atlas de Energia Elétrica do Brasil, 3a Edição, Brasília, 2008a. Disponível em: <www.aneel.gov.br>.
- ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS. *NBR 10899: energia solar fotovoltaica – Terminologia.* Rio de Janeiro, 2006.

BOWEN, Don. Tech View: Laying the Groundwork for the Coming Smart Grid. February 16, 2010. Disponível em << http://www.research.att.com/articles/featured_stories/2010_01/201002_techview_smartgrid.html?fbid=UCXvpuBowb4>> Acesso em: 7 jun. 2015.

CAIRES, Luis E. Aplicação de redes inteligentes nas instalações elétricas residenciais. / Luis Eduardo Caires. Dissertação (Mestrado – Programa de Pós-Graduação em Energia) – EP / FEA / IEE / IF da Universidade de São Paulo – São Paulo, 2012.

CARDWELL, Les. The Efficacy and Challenges of SCADA and Smart Grid Integration. 2013. Disponível em << www.csiac.org >> Acesso em: 4 jun. 2015.

CEB – Companhia Energética de Brasília. *NTD 1.02 Norma Técnica de Distribuição: Critérios para Projeto de Redes Aéreas Urbanas Convencionais (Redes Aéreas Nuas)*. 2a Edição, 2002.

CGEE. Eletrônica orgânica: contexto e proposta de ação para o Brasil. 2011. Disponível em: <<http://www.cgee.org.br/>>. Acesso em: 4 jul. 2015.

CLARK, A., & Pavlovski, C. J. (2010). Wireless Networks for the Smart Energy Grid: Application Aware Networks. *Proceedings of the International MultiConference of Engineers and Computer Scientists*,

COLLIER, S. E. (2010). Ten steps to a smarter grid. *Industry Applications Magazine, IEEE, 16(2)*, 62-68.

COUTINHO, P. C.; ONS - OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO. O ONS e a operação do sistema nacional – SIN. Brasília - DF. 05/03/2010.

DUGAN, R. C.; McGRANAGHAN, M. F.; SANTOSO, S.; BEATY, H. W. *Electrical Power Systems Quality*. Second Edition. Ed. McGraw-Hill: 2004.

EKANAYAKE, Janaka. *Smart Grid : technology and applications*, 2012, 293p.

EPE, 2014. *Balanço Energético Nacional*, Brasília: Empresa de Pesquisa Energética. Disponível em: < <https://ben.epe.gov.br/default.aspx> >. Acesso em: 18 jun. 2015.

EPE. Empresa de Pesquisa Energética. *CADERNOS DE ENERGIA EPE, PERSPECTIVAS PARA O ETANOL NO BRASIL*, Brasília, 2008. Disponível em: <http://www.epe.gov.br/Petroleo/Documents/Estudos_28/Cadernos%20de%20Energia%20-%20Perspectiva%20para%20o%20etanol%20no%20Brasil.pdf>. Acesso em: 18 jun. 2015.

EPE. Empresa de Pesquisa Energética. *CADERNOS DE ENERGIA EPE, PERSPECTIVAS PARA O ETANOL NO BRASIL*, Brasília, 2008. Disponível em: <http://www.epe.gov.br/Petroleo/Documents/Estudos_28/Cadernos%20de%20Energia%20-%20Perspectiva%20para%20o%20etanol%20no%20Brasil.pdf>. Acesso em: 19 jun. 2015.

EPRI – Electric Power Research Institute. *Engineering Guide for Integration of Distributed Generation and Storage into Power Distribution Systems*. 2000.

EPRI. *Smart Grid Demonstrations Integrating Large Scale Distributed Energy Resources*. 2009. Disponível em: < www.smartgrid.gov > Acesso em: 6 jun. 2015.

FERREIRA, A. A. (2013). Determinação do Limite de Penetração de Geração Distribuída em Alimentadores Radiais Considerando Recursos de Manobra. Trabalho de Conclusão de Curso em Engenharia Elétrica, 2013, Departamento de Engenharia Elétrica, Universidade de Brasília, Brasília, DF.

Gervasi, O. (2010). Encryption scheme for secured Communication of web based control systems. *Journal of Security Engineering*, 7(6), 12.

IEA - *International Energy Agency. Trends in Photovoltaic Applications*, 2013.

IEA. International Energy Agency. *Key Word Energy Statistics*, Paris, p. 44, 2014. Disponível em: < [www.iea.org<http://www.iea.org/textbase/npdf/free/2014/key_stats_2014.pdf](http://www.iea.org/textbase/npdf/free/2014/key_stats_2014.pdf)>. Acesso em: 17 jun. 2015.

INEE - *Instituto Nacional de Eficiência Energética*. Disponível em: <http://www.inee.org.br/forum_ger_distrib.asp?Cat=gd> Acesso em: 12 jun. 2015.

INTELIGENTE, R. Rede Inteligente. Aneel aposta nas redes inteligentes para melhoria da qualidade do serviço de distribuição, 2012. Disponível em: <<http://www.redeinteligente.com/2012/08/10/aneel-aposta-nas-redes-inteligentes-para-melhoria-da-qualidade-do-servico-de-distribuicao/>>. Acesso em: 19 jun. 2015.

IPAM. *Quais foram os resultados de fato da COP 16? . 2010*. Disponível em: <<http://www.ipam.org.br>>. Acesso em: 5 jul. 2015.

JENKINS N., ALLAN R., CROSSLEY P., KIRSCHEN D., STRBAC G., *Embedded Generation*. Power and Energy Systems Series 31, 2000.

JUNGES, R. S. (2012). Método de controle de injeção de potência de painéis fotovoltaicos conectados a alimentadores radiais de distribuição. Dissertação de mestrado em engenharia elétrica, publicação PPGENE. DM - 486/2012, Departamento de Engenharia Elétrica, Universidade de Brasília, Brasília, DF, 137p.

KHAN, H.A.; ZHEN Xu; Iu, H.; SREERAM, V. .Review of technologies and implementation strategies in the area of Smart Grid. In: Power Engineering Conference, 2009. Proceedings. AUPEC 2009. Australasian Universities , 2009. p.1-6, 27-30

LIU, E.; BEBIC, J. National Renewable Energy Laboratory, GE Global Research Niskayuna, New York. Distribution System Voltage Performance Analysis for High Penetration Photovoltaics, 2008. Disponível em: <<http://www1.eere.energy.gov/solar/pdfs/42298.pdf>>. Acesso em: 17 jun. 2015.

LOPES, L. Z. (2011). *Alimentador Radial de Distribuição para Simulações de Penetração da Geração Distribuída Fotovoltaica*. Trabalho de Conclusão de Curso em Engenharia Elétrica, Publicação ENE 07/2011, Departamento de Engenharia Elétrica, Universidade de Brasília, Brasília, DF, 107p.

MATHWORKS. MatLab – The Language of Technical Computing. Disponível em: <<http://www.mathworks.com/products/matlab>>. Acesso em: 13 abr. 2015.

MATTEDE, Henrique. *Um pouco mais sobre o sistema elétrico de potência (SEP)*. Disponível em: <<http://www.mundodaeletrica.com.br/>>. Acesso em: 8 jun. 2015

McGRANAGHAN, M.; ORTMEYER, T.; CRUDELE, D.; KEY, T.;

SMITH, J.; BARKER, P. Renewable Systems Interconecyion Study: Advanced Grid Planning and Operations. Sandia Report SAND2008-0944 P. Sandia National Laboratories, 2008.

MME. Ministério de Minas e Energia. Balanço Energético Nacional - BEN, Brasília, p. 20, 2014. Disponível em: <<https://ben.epe.gov.br/>>. Acesso em: 18 jun. 2015.

MOMOH, James A., Smart Grid : fundamentals of design and analysis , 2012, 233p.

MOSLEHI, K.; KUMAR, A. B. R.; SHURTLEFF, D.; LAUFENBERG, M.; BOSE, A.; HIRSCH, P. Framework for a Self-Healing Power Grid. In: IEEE Power Engineering Society General Meeting, 2005, San Francisco-USA, v.3,p.3027.

MV SMART GRID SENSOR. Disponível em <<<http://www.tollgrade.com/smartgrid/smart-grid-products/smart-grid-mv-%20sensor>>> Acesso em: 7 jun. 2015.

NEOSOLAR©.- Sistema solar fotovoltaico residencial conectado a rede de distribuição. Disponível em: <<http://neosolar.com.br>>. Acesso em: 17 jun. 2015.

PVUPSCALE –PV in Urban Policies – Strategic and Comprehensive Approach for Long- term Expansion. Case-studies: Jyosai Town PV Demonstration Area. 2008.

Radial Distribution Test Feeders Distribution System Analysis Subcommittee Report. IEEE, 2010

REDEINTELIGENTE.COM; Medidor inteligente é aposta de elétricas. Disponível em: <<http://www.redeinteligente.com/2011/09/08/medidor-inteligente-de-energia-e-aposta-de-eletricas/>>. Acesso em: 19 jun. 2015.

SANTOS, L.F.; PEREIRA, M. Uma abordagem prática do IEC61850 para automação, proteção e controle de subestações. 2003. VII SIMPÓSIO DE AUTOMAÇÃO DE SISTEMAS ELÉTRICOS, 7., 2007, Salvador. Anais.VII SIMPASE. Salvador, 2007.

SANTOS, L.F.; PEREIRA, M. Uma abordagem prática do IEC61850 para automação, proteção e controle de subestações. 2003. VII SIMPÓSIO DE AUTOMAÇÃO DE SISTEMAS ELÉTRICOS, 7., 2007, Salvador. **Anais.VII SIMPASE**. Salvador, 2007.

SCADA Network . Disponível em: <<http://www.buraq.com/products/oc-sysarchitecture.shtml>>. Acesso em: 8 jun. 2015.

SCADA Network. Disponível em: <<http://www.igrid-td.com/>>. Acesso em: 8 jun. 2015.

SENSOR MV SMART GRID. Disponível em: <<http://www.tollgrade.com/smartgrid/smart-grid-products/smart-grid-mv-%20sensor/>> Acesso em 7 jun. 2015.

SHAYANI, R. A. (2010). *Método para Determinação do Limite de Penetração da Geração Distribuída Fotovoltaica em Redes de Distribuição Radiais*. Tese de Doutorado em Engenharia Elétrica, Publicação PPGENE.TD051/10, Departamento de Engenharia Elétrica, Universidade de Brasília, Brasília, DF, 161p.

SILVA, Ana Paula Gonçalves da Silva, Marcelo Slavador. O que são sistemas supervisórios ?, 2011.

SMART GRID INTEGRATION. Disponível em: <<http://www2.alcatel-lucent.com>. > Acesso em: 7 jun. 2015.

SPERANDIO M., COELHO J. (2010). *Métodos de Programação Inteira Aplicados ao Planejamento da Automação de Sistema de Manobra em Redes de Distribuição*. Revista Controle & Automação, vol.21, n.5, p. 463 – 476.

SPERANDIO M., Planejamento da automação de sistemas de manobra em redes de distribuição. Tese de doutorado em Engenharia Elétrica. Universidade Federal de Florianópolis, SC. 2008.

T.ACKERMANN, G.ANDERSON and L.SODER, “Distributed Generation: A definition,” ELSEVIER Electric power Systems Research, Vol. 57, No. 195-204, 2001.

THOMAS ORTMAYER, R. D. D. C. T. K. P. B. Issued by Sandia National Laboratories, operated for the United States Department of Energy by Sandia Corporation. Renewable Systems Interconnection Study: Utility Models, Analysis, and Simulation Tools, 2008. Colaboradores: Ortmeyer, Thomas; Dugan, Roger; Crudele, David; Key, Thomas; Barker, Phil.

UNICA. União da Indústria de Cana-de-açúcar Etanol e Bioeletricidade: *Procedimento para determinação da “Potência Instalada” e “Potência Líquida”*. Colaboradores: Eduardo L. Leão de Sousa e Isaias de Carvalho Macedo. CONSULTA PÚBLICA No 006/2011 ANEEL. São Paulo: Luc Projetos de Comunicação Ltda. 2011. p. 315.

Apêndices

A) CONDUTORES DO ALIMENTADOR

Para se obter os valores em pu apresentados na Tabela A.1, utilizou-se a base de potência de 5 MVA e a base de tensão foi considerada como sendo de 4,16kV. A partir desses dados, obtêm-se que a corrente base de 693,93A e a base de impedância é de 3,4611 Ω .

Tabela A.1 - Dados dos Condutores do Alimentador

Barra Inicial	Barra Final	Resistência (pu)	Reatância (pu)	Ampacidade (pu)	Seção
63	1	0.010720832	0.005964133	0.331445243	#1/0
63	2	0.015315475	0.00852019	0.331445243	#1/0
63	5	0.005021287	0.011492349	0.763765124	336,4
2	65	0.01225238	0.006816152	0.331445243	#1/0
2	3	0.019910117	0.011076247	0.331445243	#1/0
3	67	0.015315475	0.00852019	0.331445243	#1/0
5	4	0.003347525	0.007661566	0.763765124	336,4
4	7	0.013783927	0.007668171	0.331445243	#1/0
4	69	0.013783927	0.007668171	0.331445243	#1/0
4	6	0.005021287	0.011492349	0.763765124	336,4
69	8	0.186176307	0.173547741	0.331445243	#1/0
6	12	0.01380854	0.031603961	0.763765124	
6	84	0.009189285	0.005112114	0.331445243	#1/0
8	71	0.015315475	0.00852019	0.331445243	#1/0
8	9	0.015315475	0.00852019	0.331445243	#1/0
10	73	0.022973212	0.012780285	0.331445243	#1/0
10	11	0.021441664	0.011928266	0.331445243	#1/0
12	75	0.015315475	0.00852019	0.331445243	#1/0
12	14	0.005021287	0.011492349	0.763765124	336,4
75	77	0.019910117	0.011076247	0.331445243	#1/0
14	78	0.032162497	0.017892399	0.331445243	#1/0
14	16	0.004184406	0.009576958	0.763765124	
16	79	0.033694044	0.018744418	0.331445243	#1/0
16	18	0.004602847	0.010534654	0.763765124	336,4
18	20	0.165998169	0.173547741	0.763765124	336,4
18	80	0.003347525	0.007661566	0.763765124	336,4
20	22	0.004602847	0.010534654	0.763765124	336,4
20	13	0.013783927	0.007668171	0.331445243	#1/0

22	83	0.030630949	0.01704038	0.331445243	#1/0
80	81	0.005021287	0.011492349	0.763765124	336,4
81	82	0.005858169	0.013407741	0.763765124	
82	72	0.003347525	0.007661566	0.763765124	336,4
13	15	0.018378569	0.010224228	0.331445243	#1/0
84	10	0.00612619	0.003408076	0.331445243	#1/0
85	24	0.010879456	0.02490009	0.763765124	336,4
85	26	0.004184406	0.009576958	0.763765124	336,4
24	86	0.018378569	0.010224228	0.331445243	#1/0
24	17	0.015315475	0.00852019	0.331445243	#1/0
17	19	0.019910117	0.011076247	0.331445243	#1/0
26	21	0.019910117	0.011076247	0.331445243	#1/0
26	23	0.004184406	0.009576958	0.763765124	336,4
23	87	0.030630949	0.01704038	0.331445243	#1/0
23	28	0.003347525	0.007661566	0.763765124	336,4
28	25	0.01225238	0.006816152	0.331445243	#1/0
28	120	0.004184406	0.009576958	0.763765124	336,4
25	27	0.018378569	0.010224228	0.331445243	#1/0
120	117	0.002510644	0.005746175	0.763765124	336,4
120	121	0.004184406	0.009576958	0.763765124	336,4
121	88	0.004184406	0.009576958	0.763765124	336,4
88	29	0.004184406	0.009576958	0.763765124	336,4
89	90	0.003347525	0.007661566	0.763765124	336,4

Anexos

A) NOVA NUMERAÇÃO DAS BARRAS DO ALIMENTADOR

Tabela A.2 - Nova numeração e tipo das barras

Numeração Original	Nova numeração	Tipo de Barra
1	63	Residencial Médio Consumo tipo 2 - 40 kW
2	1	Residencial Médio Consumo tipo 1 - 20 kW
3	2	Interligação
4	65	Residencial Médio Consumo tipo 2 - 40 kW
5	3	Residencial Médio Consumo tipo 1 - 20 kW
6	67	Residencial Médio Consumo tipo 2 - 40 kW
7	5	Residencial Médio Consumo tipo 1 - 20 kW
8	4	Interligação
9	69	Residencial Médio Consumo tipo 2 - 40 kW
10	9	Residencial Médio Consumo tipo 1 - 20 kW
11	71	Residencial Médio Consumo tipo 2 - 40 kW
12	7	Residencial Médio Consumo tipo 1 - 20 kW
13	6	Interligação
14	8	Interligação
15	10	Interligação
16	73	Residencial Médio Consumo tipo 2 - 40 kW
17	11	Residencial Médio Consumo tipo 1 - 20 kW
18	12	Interligação
19	75	Residencial Médio Consumo tipo 2 - 40 kW
20	77	Residencial Médio Consumo tipo 2 - 40 kW
21	14	Interligação
22	78	Residencial Médio Consumo tipo 2 - 40 kW
23	16	Interligação
24	79	Residencial Médio Consumo tipo 2 - 40 kW
25	18	Interligação

26	20	Interligação
27	22	Interligação
28	80	Residencial Médio Consumo tipo 2 - 40 kW
29	81	Residencial Médio Consumo tipo 2 - 40 kW
30	82	Residencial Médio Consumo tipo 2 - 40 kW
31	13	Residencial Médio Consumo tipo 1 - 20 kW
32	15	Residencial Médio Consumo tipo 1 - 20 kW
33	83	Residencial Médio Consumo tipo 2 - 40 kW
34	84	Residencial Médio Consumo tipo 2 - 40 kW
35	85	Residencial Médio Consumo tipo 2 - 40 kW
36	24	Interligação
37	86	Residencial Médio Consumo tipo 2 - 40 kW
38	17	Residencial Médio Consumo tipo 1 - 20 kW
39	19	Residencial Médio Consumo tipo 1 - 20 kW
40	26	Interligação
41	21	Residencial Médio Consumo tipo 1 - 20 kW
42	23	Residencial Médio Consumo tipo 1 - 20 kW
43	87	Residencial Médio Consumo tipo 2 - 40 kW
44	28	Interligação
45	25	Residencial Médio Consumo tipo 1 - 20 kW
46	27	Residencial Médio Consumo tipo 1 - 20 kW
47	120	Residencial Alto Consumo tipo 1 - 105 kW
48	117	Residencial Médio Consumo tipo 3 - 75 Kw
49	121	Residencial Alto Consumo tipo 2 - 140 kW
50	88	Residencial Médio Consumo tipo 2 - 40 kW
51	29	Residencial Médio Consumo tipo 1 - 20 kW
52	89	Residencial Médio Consumo tipo 2 - 40 kW

53	90	Residencial Médio Consumo tipo 2 - 40 kW
54	30	Interligação
55	31	Residencial Médio Consumo tipo 1 - 20 kW
56	35	Residencial Médio Consumo tipo 1
57	32	Interligação
58	33	Residencial Médio Consumo tipo 1 - 20 kW
59	37	Residencial Médio Consumo tipo 1 - 20 kW
60	39	Residencial Médio Consumo tipo 1 - 20 kW
61	34	Interligação
62	91	Residencial Médio Consumo tipo 2 - 40 kW
63	92	Residencial Médio Consumo tipo 2 - 40 kW
64	118	Residencial Médio Consumo tipo 3 - 75 Kw
65	122	Residencial Alto Consumo tipo 2 - 140 kW
66	119	Residencial Médio Consumo tipo 3 - 75 Kw
67	36	Interligação
68	41	Residencial Médio Consumo tipo 1 - 20 kW
69	93	Residencial Médio Consumo tipo 2 - 40 kW
70	45	Residencial Médio Consumo tipo 1 - 20 kW
71	94	Residencial Médio Consumo tipo 2 - 40 kW
72	38	Interligação
73	95	Residencial Médio Consumo tipo 2 - 40 kW
74	96	Residencial Médio Consumo tipo 2 - 40 kW
75	97	Residencial Médio Consumo tipo 2 - 40 kW
76	123	Residencial Alto Consumo tipo 3 - 245 kW
77	98	Residencial Médio Consumo tipo 2 - 40 kW
78	40	Interligação
79	99	Residencial Médio Consumo tipo 2 - 40 kW
80	100	Residencial Médio Consumo tipo 2 - 40

		kW
81	42	Interligação
82	107	Residencial Médio Consumo tipo 2 - 40 kW
83	43	Residencial Médio Consumo tipo 1 - 20 kW
84	47	Residencial Médio Consumo tipo 1 - 20 kW
85	101	Residencial Médio Consumo tipo 2 - 40 kW
86	49	Residencial Médio Consumo tipo 1 - 20 kW
87	102	Residencial Médio Consumo tipo 2 - 40 kW
88	103	Residencial Médio Consumo tipo 2 - 40 kW
89	44	Interligação
90	104	Residencial Médio Consumo tipo 2 - 40 kW
91	46	Interligação
92	105	Residencial Médio Consumo tipo 2 - 40 kW
93	48	Interligação
94	106	Residencial Médio Consumo tipo 2 - 40 kW
95	51	Residencial Médio Consumo tipo 1 - 20 kW
96	53	Residencial Médio Consumo tipo 1 - 20 kW
97	50	Interligação
98	108	Residencial Médio Consumo tipo 2 - 40 kW
99	109	Residencial Médio Consumo tipo 2 - 40 kW
100	110	Residencial Médio Consumo tipo 2 - 40 kW
101	52	Interligação
102	55	Residencial Médio Consumo tipo 1 - 20 kW
103	111	Residencial Médio Consumo tipo 2 - 40 kW
104	112	Residencial Médio Consumo tipo 2 - 40 kW
105	60	Interligação
106	113	Residencial Médio Consumo tipo 2 - 40 kW
107	114	Residencial Médio Consumo tipo 2 - 40 kW

B) DADOS DOS CONDUTORES FORNECIDOS PELO IEEE

1 – Seção do Condutor em AWG ou kcmil

2– Tipo de Condutor AA = Todo em alumínio ACSR = Condutor de alumínio reforçado com aço

3 – Resistência a 60 Hz e 50 °C (ohms/milha) – Diâmetro externo do condutor (polegadas)

5 – Raio médio geométrico (pé.)

6 – Ampacidade a 50 °C (A)

Tabela B.1- Dados dos condutores fornecidos pelo IEEE

108	62	Interligação
109	115	Residencial Médio Consumo tipo 2 - 40 kW
110	64	Interligação
111	57	Residencial Médio Consumo tipo 1 - 20 kW
112	59	Residencial Médio Consumo tipo 1 - 20 kW
113	116	Residencial Médio Consumo tipo 2 - 40 kW
114	61	Residencial Médio Consumo tipo 1 - 20 kW
135	54	Interligação
149	124	Interligação
151	58	Interligação
152	66	Interligação
160	68	Interligação
197	70	Interligação
250	72	Interligação
300	76	Interligação
450	74	Interligação
610	56	Interligação

1	2	3	4	5	6
1,000	AA	0.105	1.15	0.0368	698
556.5	ACSR	0.1859	0.927	0.0313	730
500	AA	0.206	0.813	0.026	483
336.4	ACSR	0.306	0.721	0.0244	530
250	AA	0.410	0.567	0.0171	329
# 4/0	ACSR	0.592	0.563	0.00814	340
# 2/0	AA	0.769	0.414	0.0125	230
# 1/0	ACSR	1.12	0.398	0.00446	230

C) COMPRIMENTO DOS RAMOS DO ALIMENTADOR

Tabela C.1 - Comprimento dos ramos do alimentador sob estudo

Barra Inicial	Barra Final	Comprimento (pé)	Comprimento (m)
63	1	175	53,34
63	2	250	76,2
63	5	300	91,44
2	65	200	60,96
2	3	325	99,06
3	67	250	76,2
5	4	200	60,96
4	7	225	68,58
4	69	225	68,58
4	6	300	91,44
69	8	425	129,54
6	84	150	45,72
6	12	825	251,46
8	71	250	76,2
8	9	250	76,2
10	73	375	114,3
10	11	350	106,68
12	75	250	76,2
12	14	300	91,44
75	77	325	99,06
14	78	525	160,02
14	16	250	76,2
16	79	550	167,64
16	18	275	83,82
18	20	350	106,68
18	80	200	60,96
20	22	275	83,82
20	13	225	68,58
22	83	500	152,4
80	81	300	91,44
81	82	350	106,68
82	72	200	60,96
13	15	300	91,44
84	10	100	30,48
85	24	650	198,12
85	26	250	76,2
24	86	300	91,44
24	17	250	76,2
17	19	325	99,06
26	21	325	99,06
26	23	250	76,2
23	87	500	152,4

23	28	200	60,96
28	25	200	60,96
28	120	250	76,2
25	27	300	91,44
120	117	150	45,72
120	121	250	76,2
121	88	250	76,2
88	29	250	76,2
89	90	200	60,96
90	30	125	38,1
30	31	275	83,82
30	32	350	106,68
31	35	275	83,82
32	33	250	76,2
32	39	750	228,6
33	37	250	76,2
39	34	550	167,64
39	91	250	76,2
91	92	175	53,34
92	118	350	106,68
118	122	425	129,54
122	119	325	99,06
36	41	200	60,96
36	38	275	83,82
36	50	250	76,2
41	93	275	83,82
93	45	325	99,06
45	94	275	83,82
38	95	275	83,82
38	123	200	60,96
95	96	350	106,68
96	97	400	121,92
123	98	400	121,92
123	49	700	213,36
98	40	100	30,48
40	99	225	68,58
40	100	475	144,78
100	42	475	144,78
42	107	250	76,2
42	47	675	205,74
107	43	250	76,2
47	101	475	144,78
49	102	450	137,16
102	103	175	53,34
102	44	275	83,82
44	104	225	68,58
44	46	225	68,58
46	105	300	91,44
46	48	225	68,58

48	106	275	83,82
48	51	300	91,44
51	53	200	60,96
50	108	275	83,82
108	109	550	167,64
109	110	300	91,44
110	74	800	243,84
52	55	225	68,58
52	60	275	83,82
55	111	325	99,06
111	112	700	213,36
60	113	225	68,58
60	62	325	99,06
113	114	575	175,26
62	115	450	137,16
62	76	1000	304,8
115	64	300	91,44
64	57	575	175,26
64	59	125	38,1
59	116	525	160,02
116	61	325	99,06
54	85	375	114,3
124	63	400	121,92
66	89	400	121,92
68	36	350	106,68
70	52	250	76,2
12	54	16,4	5
6	66	16,4	5
39	68	16,4	5
50	70	16,4	5
58	76	16,4	5
30	106	16,4	5